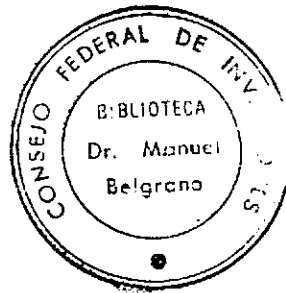


CATALAN DO



TITULO : " ESTUDIO DE ABASTECIMIENTO ELECTRICO.
ZONA CENTRO-ESTE, SANTIAGO DEL ESTERO. "

Informe Final

AUTORES :

- Ing. Ferrando Croisman
- Ing. Raúl Rovaletti
- Ing. Carlos Iglesias
- Ing. Alberto De Stéfano
- Lic. Ruy de Villalobos
- Lic. Jaime Potenze
- Calc. José Luis Zabala

Dirección de Cooperación

Area de Proyectos de Infraestructura y Servicios

Exp. N° 6128

Buenos Aires, julio de 1975

I N D I C E

<u>CAPITULO 1</u>	: INTRODUCCION
1.1.	Objeto y Alcances del Estudio
1.2.	Desarrollo del Estudio
<u>CAPITULO 2</u>	: ANALISIS DE SITUACION Y PROYECCION SOCIO ECONOMICA
2.1.	Definición del Area de Estudio.
2.2.	Antecedentes Históricos
2.3.	Aspectos Geográficos.
2.3.1.	Relieve
2.3.2.	Clima.
2.3.3.	Hidrografía
2.4.	Actividades Productivas
2.4.1.	Sector Agropecuario
2.4.2.	Sector Industria y Comercio.
2.4.3.	Otros Sectores Productivos
2.5.	Infraestructura y Servicios
2.5.1.	Sector Transporte.
2.5.2.	Comunicaciones
2.6.	Situación Social.
2.6.1.	Análisis Demográfico
2.6.2.	Educación.
2.6.3.	Vivienda
2.6.4.	Salud

M A P A S

- 2.1.1. Ubicación Espacial de la Zona
- 2.1.2. Delimitación del Area en Estudio
- 2.3.1. Zonas Fitogeográficas
- 2.3.2. Isoyetas
- 2.4.1. Zonas Agropecuarias
- 2.5.1. Infraestructura de Transporte

C U A D R O S

- 2.4. N° 1 Análisis del Sector Agropecuario
- 2.4. N° 2 Número de Explotaciones por Superficie
- 2.4. N° 3 Probables Consumos de Electricidad. Plan Centro Este
- 2.6. N° 1 Análisis Demográfico
- 2.6. N° 2 Evolución Histórica de la Población
- 2.6. N° 3 Crecimiento Vegetativo Puro.
- 2.6. N° 4 Tasa Histórica, Vegetativa y Adoptada.

CAPITULO 3 : ANALISIS DE SITUACION DE LA INFRAESTRUCTURA DEL SERVICIO ELECTRICO

- 3.1. Configuración Espacial del Servicio Eléctrico.
- 3.2. Distribución Según los Entes Prestatarios.
- 3.3. Magnitud de los Servicios Prestados.
- 3.4. Descripción de las Instalaciones del Servicio Público.
 - 3.4.1. Instalaciones de Generación
 - 3.4.2. Instalaciones de Transformación
 - 3.4.3. Líneas de Transmisión
- 3.5. Características Operativas del Servicio Público.
 - 3.5.1. Centrales
 - 3.5.1.1. Referencias Operativas

- 3.5.2. Transmisión.
- 3.5.2.1. Características de las Líneas
- 3.5.3. Transformación
- 3.5.3.1. Capacidad de las Subestaciones.
- 3.5.3.2. Regulación de Tensión
- 3.5.4. Redes de Distribución.
- 3.6. Aspectos Económicos de la Explotación
- 3.6.1. Costos Unitarios de Combustibles y Lubricantes
- 3.6.2. Agentes por KW Instalados.

M A P A S

- 3.1.1. Configuración del Servicio Eléctrico de la
 Provincia
- 3.1.2. Configuración del Servicio Eléctrico de la
 Zona

C U A D R O S

- 3.2. N° 1 Entes Abastecedores y Distribuidores
 del Servicio Público de Electricidad.
 Año 1973
- 3.4. N° 1 Centrales Diesel Existentes. Año 1973 .
- 3.4. N° 2 Instalaciones de Transformación Exis-
 tentes al 31.12.73
- 3.4. N° 3 Líneas de Transmisión Existentes al
 31.12.73
- 3.5. N° 1 Datos Operativos de Centrales.
 Año 1973
- 3.6. N° 1 Consumo de Combustible y Lubricantes .
- 3.6. N° 2 Precios Medios de Aplicación de Com-
 bustibles.

- 3.6. N° 3 Costos de Combustibles por Central
- 3.6. N° 4 Costos de Lubricantes por Central. . . .
- 3.6. N° 5 Detalle del Personal Ocupado

E S Q U E M A S

- 3.4. N° 1 Esquema Unifilar Sistema Añatuya -
 Colonia Dora-Herrera-Icaño-Real Sayana .
 Esquema Unifilar Sistema Bandera-Guardia
 Escolta-Pozo Dulce-Fortín Inca
 Esquema Unifilar Sistema Los Juríes-
 Tomás Young

G R A F I C O S

- 3.5. N° 1 Diagrama de Carga día 9.5.73 Central
 Añatuya
- 3.5. N° 2 Diagrama de Carga día 11.7.73 Central
 Añatuya
- 3.5. N° 3 Diagrama de Carga día 15.10.73 Central
 Añatuya
- 3.5. N° 4 Diagrama de Carga día 29.12.73 Central
 Añatuya
- 3.5. N° 5 Diagrama Típico de Carga Año 1973 Cen-
 tral Bandera
- 3.5. N° 6 Diagrama Típico de Carga Año 1973 Cen-
 tral Pinto
- 3.5. N° 7 Diagrama Típico de Carga Año 1973 Cen-
 tral Villa Unión
- 3.5. N° 8 Diagrama Típico de Carga Año 1973 Cen-
 tral Malbrán
- 3.6. N° 9 Diagrama Típico de Carga Año 1973 Cen-
 tral Los Jurfes.

CAPITULO 4 : ESTUDIO DEL MERCADO ELECTRICO

- 4.1. Evolución Histórica del Abastecimiento y Demanda del Servicio Público
 - 4.1.1. Evolución Histórica del Abastecimiento Eléctrico
 - 4.1.2. Evolución Histórica de la Demanda del Servicio Público
 - 4.1.3. Déficit y Demanda de Potencia Insatisfecha
 - 4.1.4. Evolución Histórica de la Estructura Sectorial del Consumo.
 - 4.1.5. Comparación de Indicadores Eléctricos.
- 4.2. Proyección de la Demanda de Energía y de Potencia
 - 4.2.1. Proyección de la Demanda Vegetativa.
 - 4.2.2. Proyección de las Demandas Especiales.
 - 4.2.2.1. Demanda por Radicación de Industrias.
 - 4.2.2.2. Electrificación Rural
 - 4.2.3. Proyección de la Demanda Total

C U A D R O S

- 4.1. N° 1 Evolución Histórica del Abastecimiento Eléctrico. Central Añatuya
- 4.1. N° 2 Evolución Histórica del Abastecimiento Eléctrico. Central Herrera
- 4.1. N° 3 Evolución Histórica del Abastecimiento Eléctrico. Central Colonia Dora.
- 4.1. N° 4 Evolución Histórica del Abastecimiento Eléctrico. Central Icaño
- 4.1. N° 5 Evolución Histórica del Abastecimiento Eléctrico. Central Bandera
- 4.1. N° 6 Evolución Histórica del Abastecimiento Eléctrico. Central Guardia Escolta

- 4.1. N° 7 Evolución Histórica del Abastecimiento Eléctrico. Central Pinto
- 4.1. N° 8 Evolución Histórica del Abastecimiento Eléctrico. Central Malbrán.
- 4.1. N° 9 Evolución Histórica del Abastecimiento Eléctrico. Central Villa Unión.
- 4.1. N°10 Evolución Histórica del Abastecimiento Eléctrico. Central Los Juríes
- 4.1. N°11 Evolución Histórica del Abastecimiento Eléctrico. Central Lugones.
- 4.1. N°12 Evolución Histórica del Consumo Eléctrico Subsistema Añatuya-Herrera-Colonia Dora-Icaño
- 4.1. N°13 Evolución Histórica del Consumo Eléctrico Subsistema Bandera-Guardia Escolta.
- 4.1. N°14 Evolución Histórica del Consumo Eléctrico Localidad. Añatuya.
- 4.1. N°15 Evolución Histórica del Consumo Eléctrico Localidad. Herrera.
- 4.1. N°16 Evolución Histórica del Consumo Eléctrico Localidad. Colonia Dora
- 4.1. N°17 Evolución Histórica del Consumo Eléctrico Localidad. Icaño.
- 4.1. N°18 Evolución Histórica del Consumo Eléctrico Localidad. Bandera.
- 4.1. N°19 Evolución Histórica del Consumo Eléctrico Localidad. Guardia Escolta.
- 4.1. N°20 Evolución Histórica del Consumo Eléctrico Localidad. Pinto.
- 4.1. N°21 Evolución Histórica del Consumo Eléctrico Localidad. Malbrán.
- 4.1. N°22 Evolución Histórica del Consumo Eléctrico Localidad. Villa Unión.

- 4.1. N°23 Evolución Histórica del Consumo Eléctrico
Localidad. Los Juríes
- 4.1. N°24 Evolución Histórica del Consumo Eléctrico
Localidad. Lugones
- 4.1. N°25 Estructura Sectorial del Consumo Año
1971
- 4.1. N°26 Comparación de Indicadores Eléctricos.
Año 1971
- 4.1. N°27 Comparación de Indicadores Eléctricos.
Año 1973
- 4.2. N° 1 Proyección de la Demanda Vegetativa. Cen-
tral Añatuya.
- 4.2. N° 2 Proyección de la Demanda Vegetativa. Lo-
calidad Herrera
- 4.2. N° 3 Proyección de la Demanda Vegetativa. Lo-
calidad Colonia Dora.
- 4.2. N° 4 Proyección de la Demanda Vegetativa. Lo-
calidad Icaño
- 4.2. N° 5 Proyección de la Demanda Vegetativa. Cen-
tral Bandera
- 4.2. N° 6 Proyección de la Demanda Vegetativa. Lo-
calidad Guardia Escolta
- 4.2. N° 7 Proyección de la Demanda Vegetativa. Lo-
calidad Pozo Dulce.
- 4.2. N° 8 Proyección de la Demanda Vegetativa. Lo-
calidad Fortín Inca
- 4.2. N° 9 Proyección de la Demanda Vegetativa. Cen-
tral Pinto
- 4.2. N°10 Proyección de la Demanda Vegetativa. Cen-
tral Malbrán.
- 4.2. N°11 Proyección de la Demanda Vegetativa. Cen-
tral Villa Unión.
- 4.2. N°12 Proyección de la Demanda Vegetativa. Cen-
tral Los Juríes

- 4.2. N°13 Proyección de la Demanda Vegetativa. Central Lugones
- 4.2. N°14 Proyección de la Demanda Vegetativa. Localidad Casares
- 4.2. N°15 Proyección de la Demanda Vegetativa. Localidad Real Sayana
- 4.2. N°16 Proyección de la Demanda Vegetativa. Localidad Averías
- 4.2. N°17 Proyección de la Demanda Vegetativa. Localidad Tomás Young
- 4.2. N°18 Proyección de la Demanda Vegetativa. Localidad Sanavirones
- 4.2. N°19 Proyección de la Demanda Vegetativa. Localidad Tacañitas
- 4.2. N°22 Proyección de la Demanda Vegetativa. Extrapolación de la Tendencia Histórica. Central Añatuya
- 4.2. N°23 Proyección de la Demanda Vegetativa. Extrapolación de la Tendencia Histórica. Central Herrera
- 4.2. N°24 Proyección de la Demanda Vegetativa. Extrapolación de la Tendencia Histórica. Central Colonia Dora.
- 4.2. N°25 Proyección de la Demanda Vegetativa. Extrapolación de la Tendencia Histórica. Central Icaño
- 4.2. N°26 Proyección de la Demanda Vegetativa. Extrapolación de la Tendencia Histórica. Central Bandera
- 4.2. N°27 Proyección de la Demanda Vegetativa. Extrapolación de la Tendencia Histórica. Central Guardia Escolta

- 4.2. N°28 Proyección de la Demanda Vegetativa.
Extrapolación de la Tendencia Histórica.
Central Pinto
- 4.2. N°29 Proyección de la Demanda Vegetativa.
Extrapolación de la Tendencia Histórica.
Central Los Juríes.
- 4.2. N°30 Proyección de la Demanda Vegetativa.
Subsistema: Añatuya-Herrera-Colonia Dora-
Icaño
- 4.2. N°31 Proyección de la Demanda Vegetativa.
Subsistema: Bandera-Guardia Escolta . . .
- 4.2. N°32 Proyección de la Demanda Vegetativa.
Extrapolación de la Tendencia Histórica.
Subsistema: Añatuya-Herrera-Colonia Dora-
Icaño
- 4.2. N°33 Proyección de la Demanda Vegetativa.
Extrapolación de la Tendencia Histórica.
Subsistema: Bandera-Guardia Escolta . . .
- 4.2. N°34 Tasas Adoptadas en la Proyección y Resul-
tantes de las Mismas.
- 4.2. N°35 Demanda Vegetativa. Subsistema: Añatuya .
- 4.2. N°36 Demanda Vegetativa. Subsistema: Bandera .
- 4.2. N°37 Demanda Vegetativa. Subsistema: Los
Juríes.
- 4.2. N°38 Proyectos Industriales a Radicarse en la
Zona
- 4.2. N°39 Proyección de la Demanda Especial
- 4.2. N°40 Electrificación Rural. Características
de los Tramos a Electrificar.
- 4.2. N°41 Electrificación Rural. Area entre Colonia
Dora e Icaño.
- 4.2. N°42 Proyección de la Demanda Total. Subsiste-
ma: Añatuya

- 4.2. N°43 Proyección de la Demanda Total. Sub-
sistema: Bandera
- 4.2. N°44 Proyección de la Demanda Total. Cen-
tral: Pinto
- 4.2. N°45 Crecimiento de la Carga Máxima Total
Zona]

CAPITULO 5 : PROGRAMAS ALTERNATIVOS DE EQUIPAMIENTO

- 5.1. Introducción
- 5.2. Metodología
- 5.3. Criterios Básicos para el Equipamiento y la Opera-
ción
 - 5.3.1. Parque de Operación
 - 5.3.2. Sistemas de Transmisión
 - 5.3.3. Calidad y Seguridad del Servicio.
- 5.4. Condiciones Concretas del Estudio.
- 5.5. Formulación de Alternativas.
 - 5.5.1. Equipamiento de Generación.
 - 5.5.2. Equipamiento de Líneas de Transmisión
 - 5.5.3. Equipamiento de Transformadores
- 5.6. Desarrollo de los Programas de Equipamiento en Cen-
trales, Líneas y Estaciones Transformadoras de las
Seis Alternativas
- 5.7. Hipótesis de Operación de las Alternativas Plantea-
das

C U A D R O S

- 5.2. N° 1 Características Técnicas de los Grupos Diesel
Considerados en los Equipamientos.

- 5.4. N° 1 Análisis de Caídas de Tensión en Líneas Exis-
tentes. Año 1974
- 5.4. N° 2 Análisis de Caídas de Tensión en Líneas Exis-
tentes. Año 1980
- 5.4. N° 3 Análisis de Caídas de Tensión en Líneas Exis-
tentes. Año 1985
- 5.5. N° 1 Balance de Potencia y Equipamiento. Subsistema:
Añatuya I
- 5.5. N° 2 Balance de Potencia y Equipamiento. Subsiste-
ma: Añatuya II
- 5.5. N° 3 Balance de Potencia y Equipamiento. Subsiste-
ma: Añatuya III
- 5.5. N° 4 Balance de Potencia y Equipamiento. Subsiste-
ma: Añatuya IV
- 5.5. N° 5 Balance de Potencia y Equipamiento. Central:
Bandera I
- 5.5. N° 6 Balance de Potencia y Equipamiento. Central:
Bandera II
- 5.5. N° 7 Balance de Potencia y Equipamiento. Subsiste-
ma: Pinto-Malbrán-Villa Unión.
- 5.5. N° 8 Balance de Potencia y Equipamiento. Central:
Malbrán
- 5.5. N° 9 Balance de Potencia y Equipamiento. Central:
Villa Unión.
- 5.5. N°10 Resumen Programas de Incorporaciones y Reti-
ros de Centrales
- 5.5. N°11 Análisis de Caídas de Tensión en Líneas Pro-
yectadas
- 5.7. N° 1 Hipótesis de Operación. Subsistema: Añatuya I.
Central: Añatuya
- 5.7. N° 2 Hipótesis de Operación. Subsistema: Añatuya
II. Central: Añatuya
- 5.7. N° 3 Hipótesis de Operación. Subsistema: Añatuya
III

5.7. N° 4	Hipótesis de Operación. Subsistema: Añatuya IV
5.7. N° 5	Hipótesis de Operación. Subsistema: Bandera I
5.7. N° 6	Hipótesis de Operación. Subsistema: Bandera II Central: Bandera.
5.7. N° 7	Hipótesis de Operación. Central: Pinto
5.7. N° 8	Hipótesis de Operación. Subsistema: Pinto II. Central Pinto.
5.7. N° 9	Hipótesis de Operación. Central: Malbrán
5.7. N°10	Hipótesis de Operación. Central: Villa Unión
5.7. N°11	Dotaciones de Personal para Centrales de Generación

E S Q U E M A S

5.5. N° 1	Alternativa I
5.5. N° 2	Alternativa II
5.5. N° 3	Alternativa III.
5.5. N° 4	Alternativa IV
5.5. N° 5	Alternativa V.
5.5. N° 6	Alternativa VI

G R A F I C O S

5.5. N° 1	Proyección de la Demanda y Escalonamiento de Potencia Efectiva Incorporada. Central: Añatuya I
5.5. N° 2	Proyección de la Demanda y Escalonamiento de Potencia Efectiva Incorporada. Central: Añatuya IV.

- 5.5. N° 3 Proyección de la Demanda y Escalonamiento de Potencia Efectiva Incorporada.
Central: Bandera I
- 5.5. N° 4 Proyección de la Demanda y Escalonamiento de Potencia Efectiva Incorporada.
Central: Bändera II
- 5.5. N° 5 Proyección de la Demanda y Escalonamiento de Potencia Efectiva Incorporada.
Central: Pinto I
- 5.5. N° 6 Proyección de la Demanda y Escalonamiento de Potencia Efectiva Incorporada.
Central: Pinto II

CAPITULO 6 : SELECCION DE ALTERNATIVAS

- 6.1. Metodología y Criterios Básicos.
 - 6.1.1. Conceptos Generales
 - 6.1.2. Criterios Básicos
 - 6.1.3. Elaboración de los Cuadros de Flujos de Costos de las Distintas Alternativas de Equipamiento
 - 6.1.3.1. Costos de Inversión.
 - 6.1.3.1.1. Ampliación de Centrales
 - 6.1.3.1.2. Retiro de Centrales
 - 6.1.3.1.3. Líneas de Transmisión
 - 6.1.3.1.4. Estaciones Transformadoras
 - 6.1.3.1.5. Total de Costos de Inversión
 - 6.1.3.2. Costos de Explotación.
 - 6.1.3.2.1. Combustibles y Lubrificantes.

- 6.1.3.2.2. Personal
- 6.1.3.2.3. Materiales y Varios . . .
- 6.1.3.2.4. Gastos de Conservación de las Instalaciones de Transmisión
- 6.1.3.2.5. Total de Costos de Explotación
- 6.1.3.3. Total de Costos
- 6.2. Información Económica Básica
- 6.2.1. Costos de Inversión
- 6.2.1.1. Grupos Electrógenos Diesel
- 6.2.1.2. Líneas de Transmisión.
- 6.2.1.3. Estaciones Transformadoras
- 6.2.2. Costos de Explotación
- 6.2.2.1. Generación Diesel.
- 6.2.2.2. Gastos de Transmisión.
- 6.3. Actualización de los Costos de cada Alternativa. . .
- 6.4. Selección de la Alternativa de Equipamiento Optima .

C U A D R O S

- 6.1. N° 1 Alternativa I: Proyección de Generación . . .
- 6.1. N° 2 Alternativa II: Proyección de Generación . . .
- 6.1. N° 3 Alternativa III: Proyección de Generación. . .
- 6.1. N° 4 Alternativa IV: Proyección de Generación . . .
- 6.1. N° 5. Alternativa V: Proyección de Generación. . . .
- 6.1. N° 6 Alternativa VI: Proyección de Generación . . .
- 6.1. N° 7 Requerimientos de Personal de las Alternativas de Equipamiento
- 6.1. N° 8 Evaluación de las Alternativas de Equipamiento. Costos Alternativa I

6.1. N° 9	Evaluación de las Alternativas de Equipamiento. Costos Alternativa II.
6.1. N°10	Evaluación de las Alternativas de Equipamiento. Costos Alternativa III
6.1. N°11	Evaluación de las Alternativas de Equipamiento. Costos Alternativa IV.
6.1. N°12	Evaluación de las Alternativas de Equipamiento. Costos Alternativa V
6.1. N°13	Evaluación de las Alternativas de Equipamiento. Costos Alternativa VI

ANEXO AL CAPITULO 6

CAPITULO 6' : JUSTIFICACION DE LA INTERCONEXION BANDERA-TOMAS YOUNG . .

6'.1.	Introducción
6'.2.	Metodología
6'.3.	Criterios Básicos para el Equipamiento y la Operación
6'.4.	Programas de Equipamiento
6'.5.	Hipótesis de Operación.
6'.6.	Selección de Alternativas
6'.6.1.	Metodología y Criterios Básicos.
6'.6.2.	Elaboración de los Cuadros de Flujos de Costos de Inversión y Explotación de las Alternativas de Equipamiento.
6'.6.3.	Selección de la Alternativa Optima.

C U A D R O S

6'.4. N° 1	Balance de Potencia y Equipamiento. Sub-sistema Bandera 0
6'.4. N° 2	Balance de Potencia y Equipamiento. Central: Sanavirones

6'.4. N° 3	Balance de Potencia y Equipamiento. Central: Los Juríes
6'.4. N° 4	Equipamientos de Transformadores.
6'.5. N° 1	Hipótesis de Operación. Subsistema: Bandera 0
6'.5. N° 2	Hipótesis de Operación. Central: Sanavirones
6'.5. N° 3	Hipótesis de Operación. Central: Los Juríes
6'.5. N° 4	Hipótesis de Operación. Subsistema: Bandera+ Sanavirones
6'.6. N° 1	Costos de la Alternativa I - Bandera 0.
6'.6. N° 2	Costos de la Alternativa I - Los Juríes
6'.6. N° 3	Costos de la Alternativa I - Sanavirones.
6'.6. N° 4	Costos de la Alternativa I - Bandera 0- Los Juríes-Sanavirones.
6'.6. N° 5	Alternativa II: Bandera-Sanavirones-Los Juríes Interconectados. Cabecera: Bandera

CAPITULO 7 : EVALUACION ECONOMICA Y PROGRAMACION FINANCIERA DE LA
ALTERNATIVA SELECCIONADA

7.1.	Evaluación Económica
7.1.1.	Costos de la Alternativa Seleccionada
7.1.2.	Beneficios Atribuibles a la Alternativa Se- leccionada
7.1.3.	Resultados de la Evaluación Económica
7.2.	Programación Financiera de la Alternativa Seleccionada
7.2.1.	Costos del Proyecto
7.2.2.	Ingresos Generados por la Operación del Pro- yecto
7.2.3.	Estructura del Financiamiento
7.2.4.	Cuadro Financiero de Origen y Aplicación de Fondos.

C U A D R O S

- 7.1. N° 1 Beneficios, Costos y Valores Netos de la Alternativa Seleccionada
- 7.2. N° 2 Estructura Sectorial del Consumo Energético en el Area en Estudio en 1971.
- 7.2. N° 3 Proyección del Consumo de Energía, de la Cantidad de Usuarios y del Consumo Medio por Usuario por Categorías
- 7.2. N° 4 Tarifas Mensuales vigentes en el Area en Estudio entre el 1° de abril de 1974 y el 31 de enero de 1975, sin impuestos ni recargos . . .
- 7.2. N° 5 Proyección de Ingresos por Venta de Energía. .
- 7.2. N° 6 Origen y Aplicación de Fondos de la Alternativa Seleccionada

ANEXO AL CAPITULO 7

CAPITULO 7' : DETERMINACION DE LA TARIFA DE EQUILIBRIO.

CAPITULO 8 : CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

ANEXO:

ANALISIS DE LA FACTIBILIDAD DE LA INTERCONEXION AÑATUYA-BANDERA EN LA CONFIGURACION DE LA ALTERNATIVA VI, DENTRO DEL PERIODO DE EXPANSION.

ID. ID. EN EL SUPUESTO DE QUE AÑATUYA SEA ABASTECIDA MEDIANTE ALIMENTACION DESDE EL SISTEMA NACIONAL NOA.

CAPITULO 1 : I N T R O D U C C I O N

1. INTRODUCCION

1.1. Objeto y Alcances del Estudio

Con el presente trabajo se busca determinar un programa integral para la electrificación de la zona de influencia de las localidades de Añatuya y de Bandera, en un área que abarca el Centro-Este de la Provincia.

El alcance del estudio es el de seleccionar las alternativas de equipamiento más convenientes para satisfacer las demandas actuales y futuras de potencia y de energía de la zona.

Para ello se ha realizado el estudio del mercado eléctrico zonal, el planteo de un programa de equipamiento, la evaluación técnico-económica de las alternativas posibles y el estudio de factibilidad económica y financiera de la alternativa seleccionada.

Se han tenido en consideración las pautas impartidas por la Dirección de Energía de la Provincia para dotar de energía eléctrica a la zona Centro-Este de la Provincia con el propósito de promover y afianzar el desarrollo de las fuentes básicas de producción de la zona, así como elevar el nivel de vida de su población.

Dichas pautas contemplan también la situación creada por el acuerdo firmado entre la Provincia y la Empresa del Estado Nacional Agua y Energía Eléctrica el 5 de abril de 1971. Mediante dicho instrumento la Provincia entrega a la Empresa la prestación del servicio público de electricidad en determinadas localidades, muchas de las cuales están ubicadas en el área de este estudio, previéndose la incorporación de nuevas localidades al régimen del acuerdo.

/...

La Provincia conserva su caracter de organismo planificador de las necesidades de la Provincia en materia eléctrica y la facultad de decisión para construir nuevas instalaciones o establecer nuevos servicios; éstos deben contemplar las necesidades derivadas de los planes de desarrollo socio-económico de la Provincia, directiva que forma parte de las pautas ya aludidas, impartidas para este estudio por la Dirección de Energía de la Provincia.

1.2. Desarrollo del Estudio

En sus aspectos metodológicos se ha tratado de seguir los lineamientos del Estudio de Abastecimiento Eléctrico de la Zona Sur - realizado también por el Consejo Federal de Inversiones - manteniendo así una unidad de criterio para la planificación del servicio público de electricidad en la Provincia.

El tratamiento de cada tema fué encarado de la siguiente forma :

- Análisis de Situación y Proyección Socio-económica

Este capítulo contiene una descripción de los aspectos físicos de la zona, tales como el relieve geográfico, hidrografía, y clima; las posibilidades agrícolas, ganaderas, industriales y comerciales y toda otra actividad que pueda significar un factor de demanda de energía.

Encara también los aspectos demográficos, su nivel de vida, salud, vivienda y educación.

Se han tenido en cuenta diversos estudios anteriores realizados por y para la Provincia que han significado una valiosa aportación para el presente estudio.

- Análisis de Situación de la Infraestructura del Servicio Eléctrico

Se hizo un diagnóstico de la capacidad actual de las instalaciones, de sus modalidades de operación, de sus aspectos económicos y sociales.

Esta información se analizó conjuntamente con los planes de expansión del servicio proyectados por la Dirección de Energía de la Provincia.

- Estudio del Mercado Eléctrico

Se estudió la evolución histórica del abastecimiento y del consumo de energía eléctrica y se proyectó la demanda de potencia y de energía eléctrica del servicio público de electricidad.

Las proyecciones se hicieron a nivel de localidad para los casos de abastecimiento eléctrico local y a nivel de subsistemas eléctricos para el caso de hallarse aquellas interconectadas eléctricamente.

Para determinar las proyecciones de la demanda total se le asignó importancia fundamental a las demandas especiales derivadas del estudio socio-económico, agregadas a los pronósticos de crecimiento vegetativo basados en el crecimiento histórico.

- Programas alternativos de equipamiento

En este capítulo se definieron los programas de equipamiento en generación, transmisión y transformación, técnicamente posibles, y con los niveles de seguridad y calidad de servicio adecuados, a los efectos de su posterior evaluación y selección de la alternativa más conveniente.

- Selección de Alternativas

La selección de la alternativa mas conveniente se realizó mediante la comparación de los respectivos costos totales actualizados (de inversiones y gastos de operación) para equipamientos alternativos que presten el mismo servicio. Igualmente se ponderaron elementos de juicio cualitativos que no pueden ignorarse para una elección correcta.

- Evaluación General del Programa Seleccionado

La evaluación económica se efectuó analizando la rentabilidad del sistema resultante y la tasa interna de retorno.

Se estudiaron las fuentes de recursos para la ejecución del proyecto aconsejado y se elaboró un cuadro de origen y aplicación de fondos.

- Conclusiones y Recomendaciones

Los valores resultantes se discutieron mediante su análisis crítico, teniendo en cuenta muy especialmente las consideraciones de orden social.

- Anexos agregados

Se analizó y demostró la factibilidad de la interconexión de Bandera con Los Juríes mediante la construcción de la línea Bandera-Tomás Young.

Se calculó la "tarifa de equilibrio", o sea el precio del KWh que igualaría los valores totales actualizados de costos y beneficios.-

Se buscó, mediante un modelo adecuado, el año futuro en que la interconexión entre Añatuya y Bandera pudiera resultar económicamente conveniente. El análisis se efectuó en la alternativa de generación en Añatuya y en la de servir a ésta desde el sistema NOA.

CAPITULO 2 : ANALISIS DE SITUACION Y PROYECCION SOCIO-ECONOMICA

2. ANALISIS DE SITUACION Y PROYECCION SOCIO-ECONOMICA

2.1. Definición del Area de Estudio

El área de estudio fue definida por la Dirección de Energía de la Provincia (DEPSE), indicando las localidades y sus respectivas áreas de influencia, que se detallan a continuación.

- Añatuya, Colonia Dora, Herrera, Icaño, Real Sayana, Tacañitas y Averías.
- Bandera, Guardia Escolta, Pozo Dulce, Fortín Inca y Sanavirones.
- Los Juríes, Tomás Young.
- Pinto, Malbrán, Villa Unión y Casares.

El Mapa 2.1.1., incluido en el 2.1.2., señala la ubicación espacial de la zona en el territorio nacional.

Como consecuencia de la influencia socio-económica de cada uno de estos sistemas y de la que pueda surgir del nuevo estudio de interconexiones, se toma como área geográfica al pentágono que se visualiza observando el Mapa 2.1.2. y que está delimitado por las siguientes franjas:

Norte: Límite entre el Departamento General Taboada y Matará.

Sur : Último recorrido del Río Salado en la Provincia de Santiago del Estero y línea imaginaria entre las localidades de Malbrán y Quebrachitos.

Este : Límite con la Provincia de Santa Fe.

Oeste: Línea imaginaria Lugones - Santa Lucía y línea imaginaria Santa Lucía - Quebrachitos.

El área delimitada comprende los departamentos de General Taboada y de Belgrano (Zona denominada CENTRO-ESTE de la provincia) y la parte de Este de los Departamentos de Avellaneda, Salavina, Aguirre y Mitre, abarcando una superficie de 15.500 Km.2.

.../

El área en estudio se halla comprendida entre los paralelos 28°20' y 29°30' de Latitud Sur y meridianos 62° y 63°20' de Longitud Oeste.

Debe destacarse que la delimitación del Area en estudio se hizo ante la necesidad de contar con un marco de referencia, pudiéndose considerar estos límites como "frangias" hasta donde se estudiará la problemática del "sistema eléctrico".

2.2. Antecedentes Históricos

Históricamente todas las localidades del Area en estudio están directamente vinculadas con la instalación de los ferrocarriles y la explotación forestal y agropecuaria.

En el año 1810 las tierras de los Departamentos de General Taboada y Matará (cerca de la actual ciudad de Añatuya) eran conocidas bajo la voz quechua "Añatuya". En 1862 se construyó en esa zona una línea de fortines encabezados por "Fortín Añatuya".

En el año 1890 fué construído el ferrocarril desde San Cristóbal (Santa Fe) hasta Tucumán (actual F.C. Belgrano) creándose una estación con el nombre de Añatuya. Esta última adquiere en seguida una importancia tal que se transforma en un gran poblado. Posteriormente, en 1902, el Gobierno de la Provincia eleva por ley a esta localidad a la categoría de ciudad. Para entonces la misma se había constituído en un centro de explotación forestal y comercial del denominado Chaco Santiagueño.

Un proceso de creación similar, consecuencia del entonces Ferrocarril Central Argentino (Actual Mitre), vivieron las localidades de Icaño (1891), Herrera, Colonia Dora y Pinto (1904).

Posteriormente, el actual Ferrocarril Belgrano también promovió la creación de las localidades de Fortín Inca y Guardia Escolta hacia Santa Fe y, al Este, Sanavirones, Tomas Young y Los Juries.

/...

.../

2.3. Aspectos Geográficos

2.3.1. Relieve

El Area en estudio por sus características y propiedades, se ubica dentro del sistema denominado "Planicies" (llanura Chaqueño-Pampeana), correspondiendo a sus suelos la característica de pedacálcico (rojizos).

A consecuencia de ello y a la acción climática es que la zona está dividida fitogeográficamente en tres áreas: Chaco Húmedo (bosque y monte); Estepa Pampeana (estepa herbácea) y zona de transición (estepa arbustiva, xerófilo) (Ver Mapa 2.3. N° 1).

2.3.2. Clima

Las características climáticas del área en estudio, de acuerdo al mapa ecológico del ingeniero Papadakis, son las siguientes:

- Xerofítico húmedo; XH (al Este de la región en estudio)
- Xerofítico seco; XS (al Oeste de la región en estudio)

Las temperaturas medias en verano son de 26° a 28° (Máx. 46°) y en invierno 12 a 16° (Mín. - 6°).

En cuanto a las precipitaciones, éstas van en aumento desde 500 mm. anuales para la zona Oeste hasta 800 mm. anuales para la zona Este (límite con la provincia de Santa Fé). Las precipitaciones se producen en un 70 a 80 por ciento entre los meses de Diciembre a Abril (Clima monzónico).

Predominan los vientos del Norte, cálidos y secos (Ver Mapa 2.3. N°2) manifestándose con mayor intensidad en los meses de agosto y setiembre produciendo atrasos en la época de la siembra.

De acuerdo a la delimitación regional de electrificación de Agua y Energía Eléctrica (6c - 5500) el área en es -

/...

tudio correspondiente a la "Zona A" del mapa climatológico, siendo sus características las siguientes :

T_{\max}	=	50°C	V	=	0 Km/h
T_{\min}	=	5°C	V	=	0 Km/h
T	=	+10°C	V_{\max}	=	100 Km/h
$T_{m.a.}$	=	+20°C	V	=	0 Km/h

2.3.3. Hidrografía

El área en estudio presenta como recurso hídrico principal al Río Salado, que naciendo en la Provincia de Salta (Río Juramento), la recorre en dirección NO-SE y la divide en dos. En el futuro las aguas de este río serán reguladas por el Dique Cabra Corral (Pcia. de Salta). Las alteraciones naturales del régimen de sus aguas, como consecuencia del estado de formación de su lecho, disminución de su caudal por infiltración y evaporación y, aprovechamiento previo para riego, hacen que el caudal del río prácticamente desaparezca en las épocas de estiaje, al entrar al área en estudio. Actualmente, la alimentación de la zona de riego del sistema de Colonia Dora se realiza a través de un canal derivador del Río Dulce, denominado Jume Esquina.

2.4. Actividades Productivas

2.4.1. Sector Agropecuario

La actividad económica fundamental del área en estudio es la agropecuaria, habiéndose constituido por su importancia en la primera productora ganadera de la provincia; se destaca también su actividad agrícola.

.../

Las cifras que se dan a continuación muestran la relevancia de este sector en la formación del PBI regional y provincial :

- La provincia de Santiago del Estero participa en un 45% de la producción ganadera del NOA.
- El Area en estudio participa con un 50,7% en la producción ganadera de la Provincia.
- La actividad agrícola representa el 25% de la producción provincial y alcanza al 26% de la superficie de la provincia.
- El 45% de la población del Area pertenece al sector rural.

En los últimos 10 años el número de explotaciones agropecuarias y la superficie total en servicio se ha incrementado en las proporciones siguientes:

<u>Explot.Agric. Area Estudio Año 1970</u>	<u>Incrementos en últimos 10 años (1960-1970)</u>	<u>% respecto a Provincia (1960-1970)</u>
3.235 Explot.	15 %	9,67 %
920.000 Has.	22 %	12,00 %

Como se aprecia en el Mapa 2.4. N°1 y en los cuadros 2.4. N°1 y 2.4. N°2, las zonas agropecuarias del área en estudio presentan características definidas que pasamos a comentar.

Zona 1: Agrícola de Riego

- Comprende parte de los Departamentos de Avellaneda y Tauboadá, en una extensión de 22.000 Has.
- Se estima en 1.000 el número de explotaciones, siendo la superficie promedio de los predios de 22 Has. que representan aproximadamente la tercera parte del número de explota--

/...

ciones del área en estudio. En esta zona se ha incrementado sensiblemente el número de explotaciones.

- El sistema de riego se alimenta de las aguas del Río Dulce, canalizadas a través del canal derivador Jume Esquina hasta el Río Salado.
- Se producen las siguientes especies de cultivos: alfalfa, algodón, trigo, maíz de guinea, sorgo, sandía, melón, etc.
- Las características de las explotaciones son las de tipo familiar, con la existencia de numerosos minifundios.

Zona 2: Ganadería extensiva (de cría)

- Comprende una franja que va de Norte a Sur con parte de los departamentos de Taboada, Belgrano y Aguirre, con una superficie aproximada de 280.000 Has.
- El número de explotaciones existentes se estima en 400, con una superficie promedio de 750 Has. por predio.
- Las precipitaciones oscilan entre 600 y 650 mm. anuales.
- La escasez del régimen de lluvias sólo permite la cría de ganado en forma extensiva, con la utilización de praderas naturales y algunas artificiales, como así también en monte. La receptividad oscila en 1 cabeza cada 5 a 7 Has.
- En general, los establecimientos están en un incipiente desarrollo tecnológico agropecuario. Según encuesta realizada por el INTA (ver doc. de Circulación interna N°18. INTA-Castelar - Gobierno de la Pcia. de Santiago del Estero - Noviembre 1972) el 32% de los establecimientos practican el manejo de rodeos, aportreramiento, sanidad animal y mestización.

Zona 3: Agricultura y Ganadería a secano (cría y recría)

- Comprende parte de los Departamentos de Taboada y Belgrano, en una extensión de 600.000 Has.
- El número de explotaciones agropecuarias se estima en 700, con un área promedio de 750 Has. por predio.
- Las precipitaciones en esta zona aumentan considerablemente, llegando a 750 mm. anuales.
- Es la zona de mayor producción del área en estudio, especialmente en lo que hace a la actividad ganadera. La receptividad alcanza a 3 Has/cabeza; algunos establecimientos practican la invernada en la proporción 1 Ha/cabeza.

Las precipitaciones relativamente altas de la zona permiten el cultivo a secano (maíz, sorgo, algodón, trébol, trigo) sirvieron éstos de complemento para la racional cría de ganado.

A diferencia de la zona anterior y de acuerdo a la encuesta del INTA ya citada, el 68% de los establecimientos practican una racional explotación utilizando a tal efecto diversas técnicas agropecuarias.

Zona 4: Ganadería menor

- Ocupa también una franja de Norte a Sur de los Departamentos de Taboada, Aguirre y Mitre y tiene una extensión aproximada de 400.000 Has.
- Existen 500 explotaciones con un área promedio de 300 Has. por predio, caracterizándose por el sistema familiar de explotación.

- Las precipitaciones son menores, de aproximadamente 600 mm. anuales, de ahí que sólo se practique la cría de ganado caprino y lanar y en forma reducida el bovino.

Zona 5: Bosques degradados

Abarca 2.500 km². del Departamento de Avellaneda. La zona no presenta, dada la escasez de precipitaciones pluviales, riqueza agropecuaria alguna. La degradación de los bosques ha permitido el empeoramiento de los suelos como consecuencia de la acción de los vientos, pérdida de humedad y salinización de los suelos.

El exámen de las cinco zonas analizadas permite señalar que el mayor número de explotaciones se concentra en los departamentos de Avellaneda y de General Taboada (alrededor de las dos terceras partes). La mitad de las explotaciones de menos de 25 Has. se encuentra en el primero de ellos y en el segundo aproximadamente un tercio; estas explotaciones conjuntamente con las del departamento de Salavina pertenecen a la Zona 1, Agrícola de Riego.

El mayor número de explotaciones de más de 3.000 Has. pertenece al departamento de General Taboada; en el departamento de Belgrano constituyen el mayor porcentaje respecto del total.

Las explotaciones de más de 1000 Has. presentan el mismo panorama: mayor porcentaje en Belgrano y luego Aguirre, seguido en grado menor por Mitre; estas explotaciones se distribuyen en las zonas 2 y 4 y en grado menor en la 3.

El departamento de Mitre contiene el porcentaje mayor de explotaciones con superficie intermedia, que pertenecen en general a la zona 4.

El porcentaje mayor de explotaciones de 500 a 1000 Has. sobre el total de explotaciones está en los departamentos de Belgrano y Taboada; el de explotaciones entre 200 y 500 Has. es compartido entre esos departamentos y Mitre.

.../

En cuanto a las perspectivas de la actividad agropecuaria del área en estudio, se entiende que la misma cuenta con buenos recursos naturales y de mercado, no así desde el punto de vista tecnológico y financiero. Consecuencia de este último factor es que el desarrollo agrícola-ganadero avanza a un ritmo lento en relación a sus posibilidades.

De acuerdo a conclusiones arribadas en estudios de mayor profundidad, podrá alcanzarse mayor dinamismo en el sector mediante las siguientes medidas:

- 1.- Apoyo crediticio para aquellos productores del área que han evolucionado tecnológicamente y de ese modo montado una infraestructura racional para la explotación agropecuaria.
- 2.- Apoyo tecnológico y crediticio para aquellos productores que aún no poseen el conocimiento de las técnicas agropecuarias de aplicación en el área.

El plan de asistencia deberá contemplar, en forma específica:

- Mejoramiento en el uso del agua y del suelo.
- Mejoramiento de las técnicas de cultivo.
- Aprovechamiento racional en el uso de las praderas naturales y artificiales.
- Uso de técnicas sanitarias.
- Práctica de mestización y cría de las razas mas adecuadas.

En forma general:

- Aprovechamiento racional de tierras fiscales improductivas (colonización, etc.)

/...

.../

- Práctica del engorde a fin de completar el proceso de producción ganadera.
- Implantación de establecimientos de procesamiento de la producción agropecuaria

Merece destacarse que el Gobierno de la Nación y el Gobierno Provincial han encarado (Plan Trienal-Acta de Concertación) la ejecución de un programa de desarrollo agropecuario de la Zona Centro-Este.

En lo que hace al servicio público de electricidad, se pueden extraer las siguientes conclusiones del análisis precedente:

Debe tomarse en cuenta la dinamicidad del sector agropecuario como generador de demandas especiales para electrificación rural en los departamentos de Taboada y Belgrano, y en grado algo menor en el de Aguirre.

Para los departamentos de Avellaneda y Salavina, dado el atraso tecnológico del sector minifundista, las demandas para electrificación rural sólo surgirán de planes oficiales específicos.

2.4.2. Sector Industria y Comercio

Inicialmente debe destacarse que sobre estos dos sectores la provincia dispone de escasa información; ésta se recogió mediante consultas a funcionarios provinciales y representantes de las fuerzas vivas de las localidades en estudio.

En la actualidad estos sectores se encuentran poco desarrollados en el área en estudio. La participación en el PBI Provincial, para los últimos 10 (diez) años, es elocuente sobre tal situación.

/...

.../

Participación en el P.B.I. Provincial:

	<u>Provincia</u>	<u>Area en Estudio</u> (*)
Industria	9 %	1,5 %
Comercio	10 %	2 %

(*) Valores estimados

Las industrias son de transformación de los productos agropecuarios de la zona, como puede apreciarse en el siguiente listado.

Añatuya

- Desmotadora Oficial de Algodón. Prod.: 1.500 Tn/año- Pot.Inst.80 KW
- Desmotadora Privada de Algodón. Prod.: 1.500 Tn/año- Pot.Inst.80 KW
- Carpinterías y talleres mecánicos en general.

Bandera

- Fábrica de ladrillos

Debe destacarse que esta localidad contó hace 25 años con dos molinos de trigo, desconociéndose los factores que motivaron su desmantelamiento.

Icaño

- Fábrica de sillas - Pot. Inst.: 60 KW

Los Juries

- Desmotadora de algodón - Prod.: 1.000 Tn/año - Pot.Inst.: 50 KW

/...

Zona Sur

Esta zona cuenta con cinco cremerías (Cooperativas zonales) que actualmente venden su producción a la Cooperativa SANCOR. Registran una potencia instalada de 40 KW cada una y están localizadas en Guardia Escolta, La Dolores, Tomás Young, Cuatro Bocas y La Escondida.

Conviene señalar que el sector industria del área en estudio, muy incipiente, sufre sensiblemente la crisis general por la que viene atravesando esta provincia en casi todos los sectores de su economía.

Actualmente tanto a nivel nacional como provincial se ha encarado esta situación con miras a lograr el desarrollo de la pequeña y mediana industria. Para ello el Gobierno Nacional ha sancionado la Ley N° 20560 - Sistema Nacional de Promoción Industrial y sus Decretos Reglamentarios N° 719 y N° 922 (de Promoción regional). La Provincia quedó incluida en la zona de mayores beneficios para la radicación y explotación de industrias.

En cuanto a la provincia; ha creado la Comisión Ejecutiva de Promoción Industrial, cuyo objetivo es promover y asesorar las actividades del sector privado en la radicación industrial; ha sancionado la ley N° 3503 que establece exenciones de impuestos, apoyo técnico, líneas de crédito y otras facilidades.

Otro antecedente importante son los estudios de prefactibilidad de distintas plantas industriales realizados por el Instituto de Investigaciones Económicas y Financieras de la Confederación General Económica, a pedido de la Provincia.

Los proyectos comprendidos en los estudios son los siguientes:

.../

Frigorífico de Carne:

El Estudio recomienda su instalación en la localidad de Añatuya. La potencia instalada requerida sería de 300 Kw, con 2.200 horas anuales de utilización

Industrializadora de Frutas y Hortalizas:

Se recomienda su instalación en área de influencia del Río Dulce o Añatuya, estimándose ambas localizaciones con iguales posibilidades.

Se estima el consumo de energía eléctrica en 155.000 KWh por año.

Hilandería de Algodón:

Se recomienda su instalación, en primer término en la localidad de Bandera y como segunda instancia de localización, en Los Juries.

La potencia instalada requerida alcanza a los 2000 Kw, con un consumo anual de 15.000.000 de KWh.

Deshidratadora de Alfalfa:

El estudio recomienda su instalación en el área del Río Dulce, y en una segunda ubicación el área de Río Salado

/...

.../

(Añatuya o Colonia Dora). Uno de los aspectos, y quizá el más importante, que pone en segundo lugar la localización en el área de estudio son las restricciones energéticas de la zona. Por ello se entiende que, implementando el sistema que actualmente se estudia, la planta estaría en condiciones de instalarse en algunas de las localidades mencionadas.

En cuanto a los requerimientos energéticos, la planta requiere una potencia instalada de 450 KVA (transformador de rebaje en puerta); con un consumo de 1.300.000 KWh anuales.

Debe señalarse que la instalación y localización de estas plantas depende de la política de regionalización que adopte el gobierno de la provincia.

En relación al sector comercio, la Provincia ha incluido en su plan trienal, la organización de ferias ganaderas que facilitará la comercialización del ganado, regulará los precios, evitará las ventas en estancias y en consecuencia la evasión fiscal.

Actualmente el Consejo Federal de Inversiones se encuentra realizando estudios de factibilidad para el aprovechamiento de madera de la zona.

El paso más positivo dado para el desarrollo industrial lo constituye el Acta de Concertación firmada por el Gobierno Nacional y el Provincial, con el objeto de concretar la implementación del Plan Trienal 1974/77. A fin de complementar esta información el Ministerio de Economía de la Provincia, a nuestra solicitud, elaboró datos complementarios sobre los proyectos a radicarse en la zona. (Ver Cuadro 2.4. N° 3). Tomando como base esta información, se ha realizado la proyección de la demanda de potencia y de energía requerida por el sector.

/...

2.4.3. Otros Sectores Productivos

Como se expresó anteriormente, el área no presenta ningún tipo de actividad minera ni forestal.

En cuanto al Sector Turismo no adquiere ninguna relevancia, al presentar escasos recursos naturales, históricos y artísticos.

2.5. Infraestructura y Servicio-

2.5.1. Sector Transporte

Se puede considerar al área en estudio en inmejorables condiciones en función de su ubicación geo-económica y sus medios de comunicación ferro-vial.

La red vial está integrada fundamentalmente por la ruta nacional N° 34, en un recorrido de aproximadamente 150 km, conectando el área con la región NOA y el Litoral. La ruta nacional N° 93 conecta la zona con la Región Centro (Córdoba) y la nacional N° 94 con la región NEA. Por otro lado y como puede visualizarse en mapa 2.5. N°1, el área en estudio cuenta con rutas provinciales y caminos vecinales que forman una malla que, si bien no cubre totalmente las necesidades, satisface en alguna medida la actual demanda.

El plan trienal provincial ha previsto la construcción de una estación terminal de ómnibus en la localidad de Añatuya.

En cuanto a la infraestructura ferroviaria, la zona es atravesada por dos redes. La primera del Ferrocarril General Mitre (trocha ancha) que dió origen a numerosas localidades en su recorrido, llega desde Buenos Aires hasta

Tucumán, cumpliendo una destacada función en cuanto al tráfico de pasajeros y de carga, en virtud de su rapidez y frecuencia de servicios. La segunda, que también sale desde Buenos Aires, llega hasta Antofagasta (Chile), La Paz y Santa Cruz (Bolivia). Como puede apreciarse esta red trasciende por las posibilidades que abre hacia los mercados de los países nombrados como así también los mercados de oriente a través del Pacífico y de Brasil a través del Ferrocarril Corumbá-Santos.

2.5.2. Comunicaciones

Teléfonos: Existen en el área tres centrales telefónicas con 370 abonados, ubicadas respectivamente en la localidad de Añatuya (300 abonados), Colonia Dora (40 abonados) y Pinto (30 abonados). Las localidades de Herrera e Icaño cuentan sólo con cabinas telefónicas.

Radio y Televisión: LW21 Radio Nacional y LVII de Santiago del Estero, pertenecientes respectivamente al Servicio Nacional de Radiodifusión y al sector privado, son las que prestan servicio en el área de influencia del proyecto. La última posee FM y transmite de 6 a 3 de la madrugada.

El canal 7 (Telesiete) de Santiago del Estero es captado con relativa nitidez en la mayor parte de la zona. El número de aparatos receptores todavía no es grande debido al escaso poder adquisitivo de la población de la zona. Finalmente, existe una torre repetidora que permite captar los canales de Santa Fe y de Córdoba.

Diarios: "El Liberal" de Santiago del Estero y algunos diarios de Buenos Aires y de Rosario.

Red de Comunicaciones Policiales: La totalidad del área en estudio dispone de esta red de comunicaciones, posibilitando el contacto con el resto de la provincia.

Servicios de Correos: Existe este servicio, integrado al sistema nacional, en todas las localidades.

Como puede apreciarse, el mayor déficit en comunicaciones se presenta en los servicios telefónicos. Estos, principalmente, sirven a las poblaciones alineadas sobre la ruta N° 34 (Buenos Aires), dejando incomunicado al resto del área, incluso con otras provincias.

2.6. Situación Social

2.6.1. Análisis demográfico

Los índices demográficos reflejan la situación socio-económica de la zona en cuestión.

En el cuadro 2.6. N°1 se registra la población del área en estudio por departamentos y porcentajes respecto a la provincia y a la Región NOA.

En la tercera columna se indica la densidad de habitantes por km². Las columnas cuarta y sexta registran la distribución según poblaciones urbana y rural, resultando para la zona una media de 34,1% de población urbana y 65,9% de población rural.

Este índice muestra en forma clara la trascendencia que tiene la actividad rural ya sea como medio de subsistencia familiar o actividad económica. (Se toma como población urbana a aquellas de más de 500 habitantes).

En la octava columna puede apreciarse el índice de masculinidad por departamento. (Número de varones por cada 100 mujeres). El valor medio es superior al medio provincial y nacional.

.../

En cuanto al crecimiento medio anual (columna novena) resulta negativo para 5 departamentos y un promedio para el área de - 6,98. Todo esto es el resultado del alto índice de mortandad y la constante migración que sufre la zona.

El fenómeno de la migración se da en este caso por doble efecto; por un lado la existencia de polos de atracción y por otro de polos de expulsión. Los primeros actúan por la demanda de mano de obra que es requerida por las actividades industriales, comerciales y de servicios; los segundos los constituyen las áreas rurales deprimidas, de economía de subsistencia, que no permiten sostener el aumento de su propia población.

En el cuadro 2.6. N° 2, elaborado en base a las cifras oficiales de los Censos Nacionales de los años 1960 y 1970, se indican las cifras de población de las localidades del área en estudio y la tasa histórica anual acumulativa de crecimiento de la población entre ambos períodos.

En el cuadro 2.6. N° 3, elaborado en base a lo informado oficialmente por la Dirección General de Investigaciones Estadísticas y Censos de la Provincia, se indica el crecimiento vegetativo de las localidades en estudio, sin considerar los movimientos migratorios operados en las mismas. En la última columna se puede observar la tasa de crecimiento puramente vegetativo deducida con estas cifras.

La comparación de las tasas de los cuadros 2.6. N° 2 y N° 3 permitió adoptar la tasa a utilizarse mas adelante, en el capítulo de Estudio del Mercado Eléctrico, para la proyección del consumo de energía eléctrica. Estas tasas quedan consignadas en el Cuadro 2.6. N° 4.

/...

2.6.2. Educación

La información con que se cuenta para los sectores sociales básicos está referida al marco provincial, por lo que el análisis surgirá del paralelo que pueda hacerse de esta con el área en estudio. Las cifras que se analizan corresponden al Censo Nacional 1970. (Datos Provisorios).

El N° de matrículas para la provincia alcanzó la cifra de 111.000, que representa el 21% de la región NOA y el 3% de todo el país, habiendo alcanzado un incremento de 14% en los últimos 10 años, con la distribución que se da a continuación :

<u>P R O V I N C I A</u>	
Pre primaria	2,98 %
Primaria	85,6 %
Secundaria	10,27 %
Superior	0,86 %

Como puede apreciarse, existe un desequilibrio excesivo en los porcentajes de matriculación.

En cuanto a la escuela primaria provincial, presenta la tasa de ingreso más elevada del NOA, existiendo sin embargo un alto índice de deserción.

Índice de deserción de 1° a 7° grado

Santiago del Estero	82 %
NOA	72 %
País	51 %

El índice de analfabetismo en 1960 llegó al 9,8%, con la siguiente distribución:

Índice de analfabetismo

9,8 %	}	mujeres	64 %
		varones	36 %
	{	Son mayores de 50 años	46 %
		Pob. Rural	78 %
		Pob. Urbana	22 %

Se destacan a continuación algunas cifras muy significativas, referidas al N° de maestros por escuelas :

Capital de Provincia	9,6	maestros/escuela
Interior de Provincia	4,5	" "

En general la enseñanza primaria de la zona sufre un deterioro muy grande con respecto a la de Capital, debiéndose fundamentalmente al reducido nivel de ingresos de la población, como así también a la deficiencia de los servicios públicos e infraestructura de transporte.

La escolaridad media o secundaria de la provincia es el 12,4%, estimándose mucho menor para el área en estudio comparativamente, la región NOA llega al 15,48% y el país al 23,9%. Si bien el índice de deserción para la provincia es igual al de la región NOA, puede afirmarse que este nivel de enseñanza presenta una estructura deficiente en cuanto al rol social que debe cumplir. El cuadro siguiente muestra los porcentajes de especializaciones para el nivel secundario, para la provincia.

Normal y Bachiller	48 %
Comercial	15 %

.../

Técnico Profesional	13 %
Industrial	17 %
Otras	7 %

Estas cifras muestran el gran porcentaje (48%) de matrículas de Normal y Bachillerato, cuyos egresados tienen muy pocas perspectivas laborales para desempeñarse en otras actividades productivas concretas, ya que el sistema educativo no absorbe los egresados maestros.

En cuanto a la enseñanza superior tanto en la provincia como en el área de estudio se ha incrementado notablemente; sin embargo, la radicación de profesionales es muy reducida como consecuencia de la falta de posibilidades de trabajo.

Se considera de suma trascendencia para la provincia, la actividad a desarrollar en el sector educación, por cuanto influye directa e indirectamente sobre los demás sectores.

2.6.3. Vivienda

Al igual que el sector educación, el análisis se referirá a la situación provincial. El área en estudio puede considerarse en general como de población rural.

La situación del sector vivienda para la provincia y para el área de estudio es crítica, a pesar de que el crecimiento habitacional en los últimos 10 años fue del 24% para un crecimiento de la población de sólo el 4%.

Los índices muestran la situación general de la provincia, para un total de 111.700 viviendas.

Distribución por N° de viviendas, familia y personas

	<u>Zona Urbana</u>	<u>Rural</u>
Viviendas	37 %	63 %
Familias	38 %	62 %
Personas	36 %	64 %

/...

Como puede apreciarse, existe una mayor concentración de familias y personas en la zona rural.

Porcentaje de viviendas con servicios

	<u>Zona Urbana</u>	<u>Zona Rural</u>
Serv. agua potable	45 %	8 %
Serv. eléctrico	68 %	3 %

Clasificación Según los Tipos de Materiales

	<u>Porcentaje de Viviendas</u>
Ladrillos y bloques	50,2 %
Adobe	21,3 %
Madera y Barro	28,3 %

De más está decir que el mayor porcentaje de construcciones en adobe, barro y madera corresponde al sector rural.

Para apreciar el déficit de vivienda, debe tenerse prácticamente en cuenta que el 33 % de las existentes se consideran inhabitables.

La actual situación es consecuencia fundamentalmente, del bajo nivel económico-social general, que determina una escasa posibilidad de ahorro con destino a vivienda de la población, como así también al atraso en la formación de una conciencia adecuada sobre el uso y concepción de la vivienda propia.

La siguiente información estadística muestra la distribución de las familias urbanas de la provincia según su capacidad de ahorro para el sector vivienda.

- Sin capacidad de ahorro : 21 %
- Con capacidad de ahorro para construcción de la vivienda propia : 27 %
- Con intervención del sector público y privado : 43 %
- Con intervención del sector privado exclusivamente: 9%

Como conclusión general y por las circunstancias señaladas, los planes gubernamentales de vivienda no han podido

llegar hasta ahora a un gran porcentaje de la población. La situación del sector es crítica, no sólo por la falta de vivienda, sino también por la precariedad de éstas, que facilitan los riesgos de enfermedades endémicas y seguridades en general. La falta de infraestructura y servicios es también factor agravante de esta última situación.

2.6.4. Salud

El sector salud está ligado íntimamente a las condiciones habitacionales (vivienda, agua potable, etc.), de nutrición y de prestación sanitaria. Las condiciones habitacionales ya fueron analizadas.

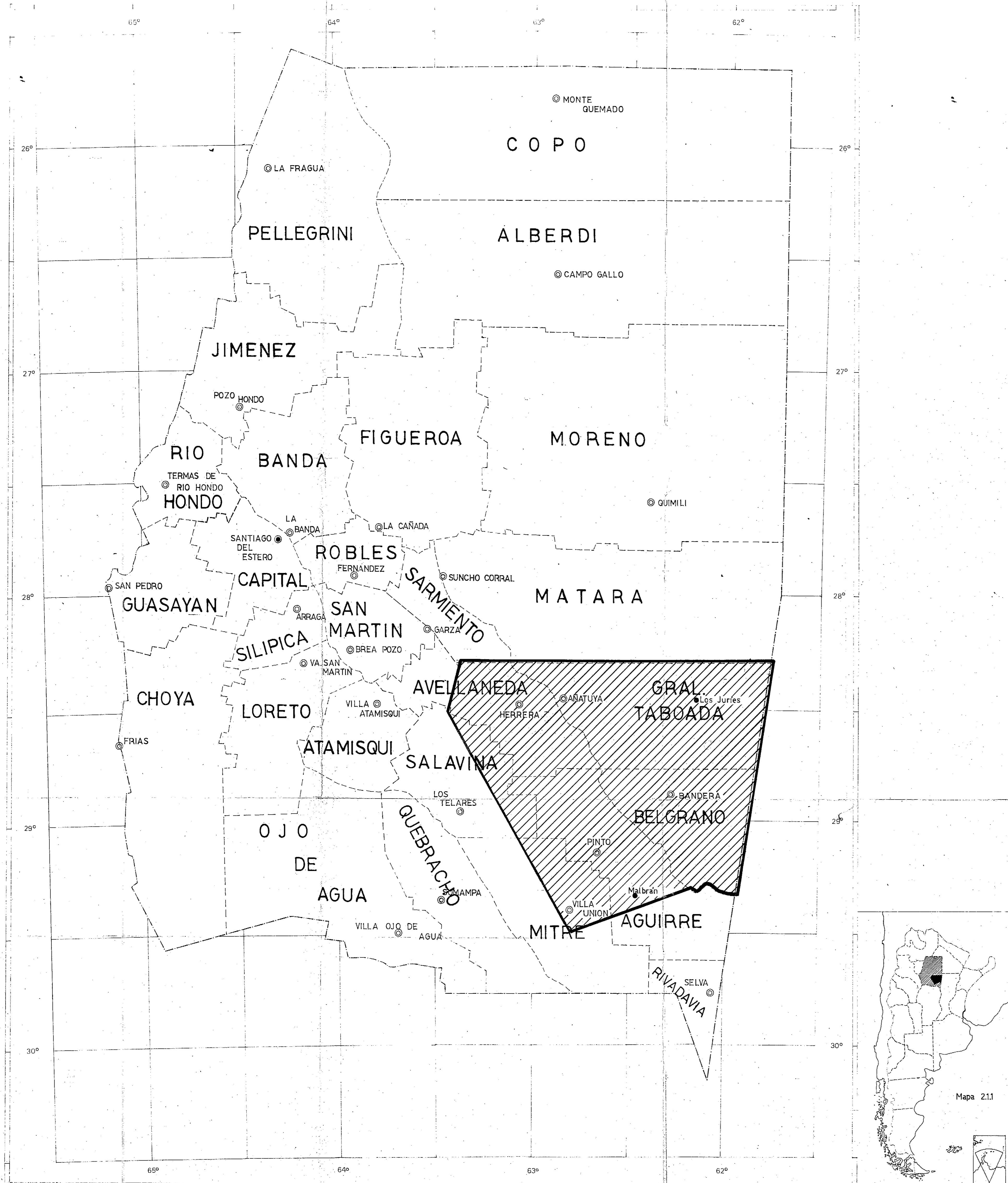
En cuanto al factor nutrición, tanto en la provincia en general como en el área en estudio en particular, es el primer causante de enfermedades. De la mala nutrición se derivan las clásicas enfermedades, tan comunes en la zona, como tuberculosis, mal de Chagas-Massa, etc. La población rural es la más afectada como consecuencia de sus escasos recursos y las consiguientes dificultades de acceso a diversos productos alimenticios.

En cuanto a la prestación sanitaria se observa deficiencia en recursos humanos y en la infraestructura física necesaria.

Nº de Médicos por cada 10.000 habitantes

<u>Santiago del Estero</u>	<u>NOA</u>	<u>País</u>
4,1	Sin datos	14,6

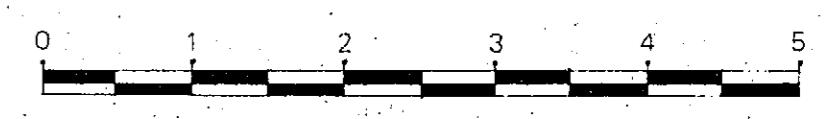
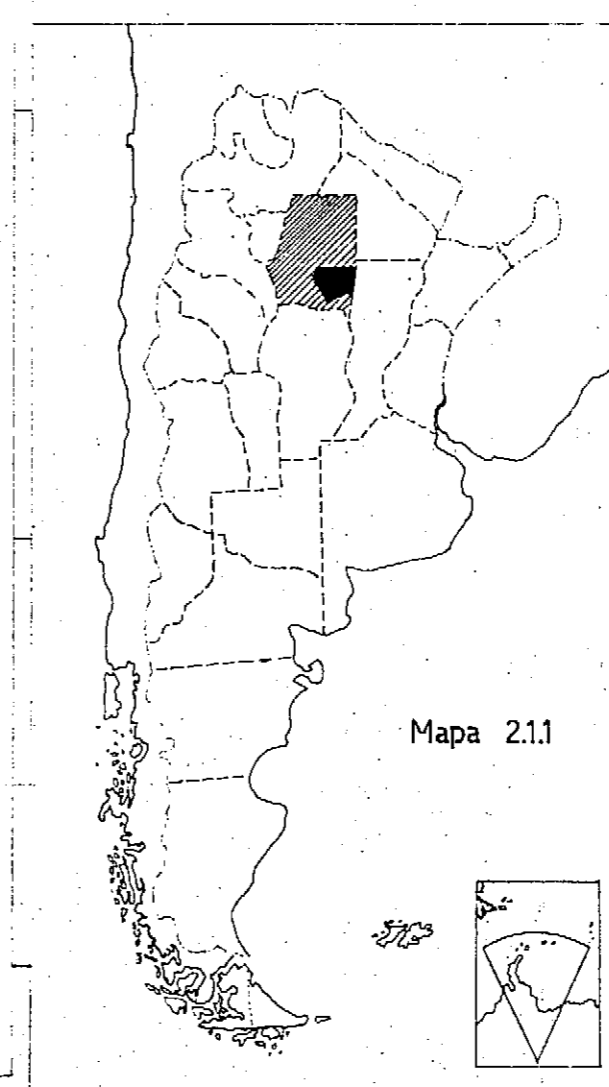
Si bien estas cifras ya son elocuentes, debe agregarse que en la capital de la provincia está localizada la mayor concentración de médicos.

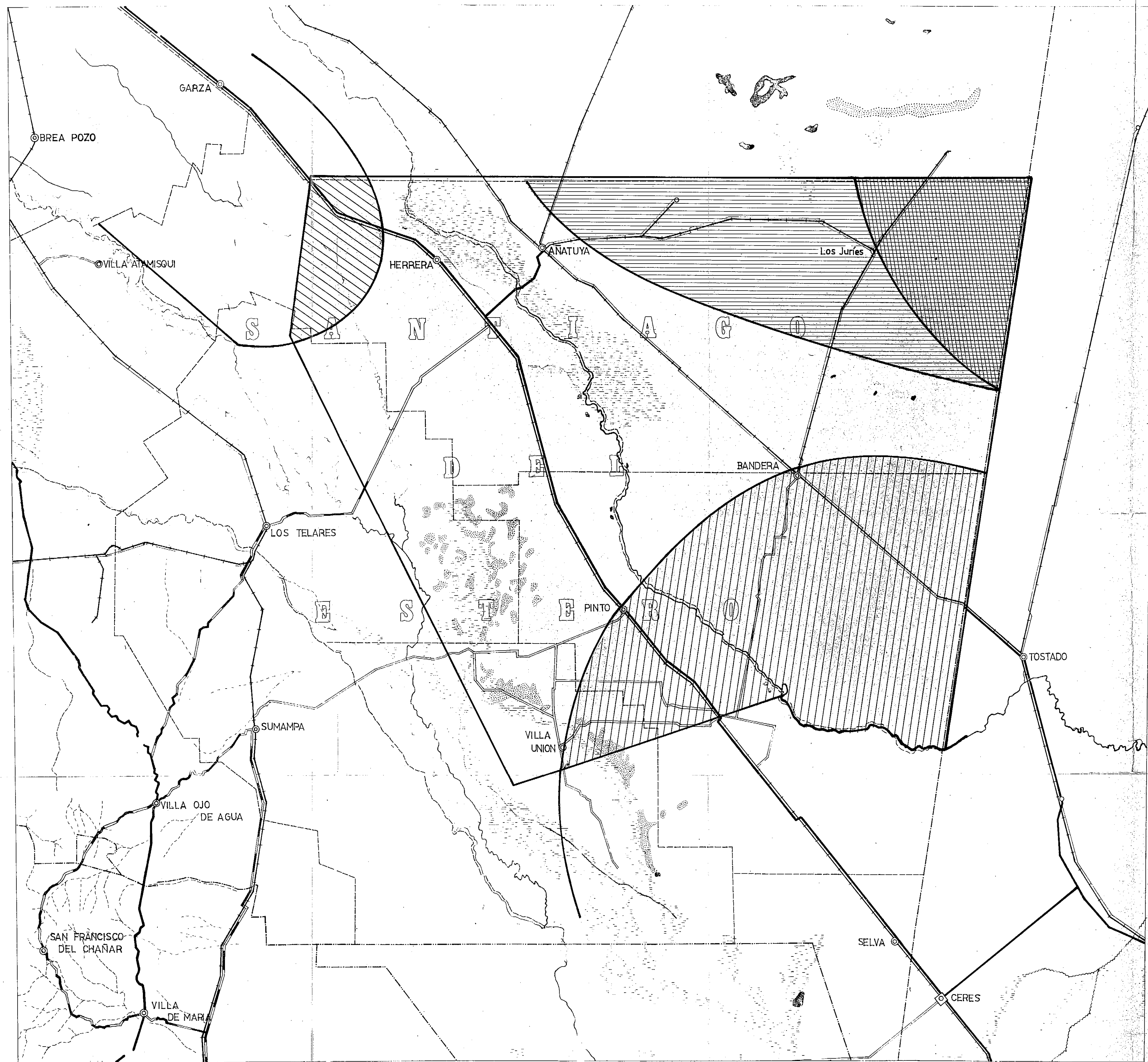


REPUBLICA ARGENTINA
PROVINCIA DE
SANTIAGO DEL ESTERO
CONSEJO FEDERAL DE INVERSIONES

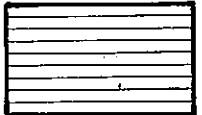
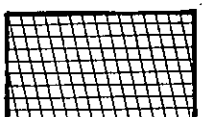

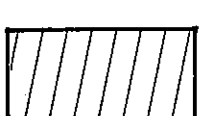

estudio de abastecimiento electrico
 zona centro este

TITULO
Delimitación área en estudio

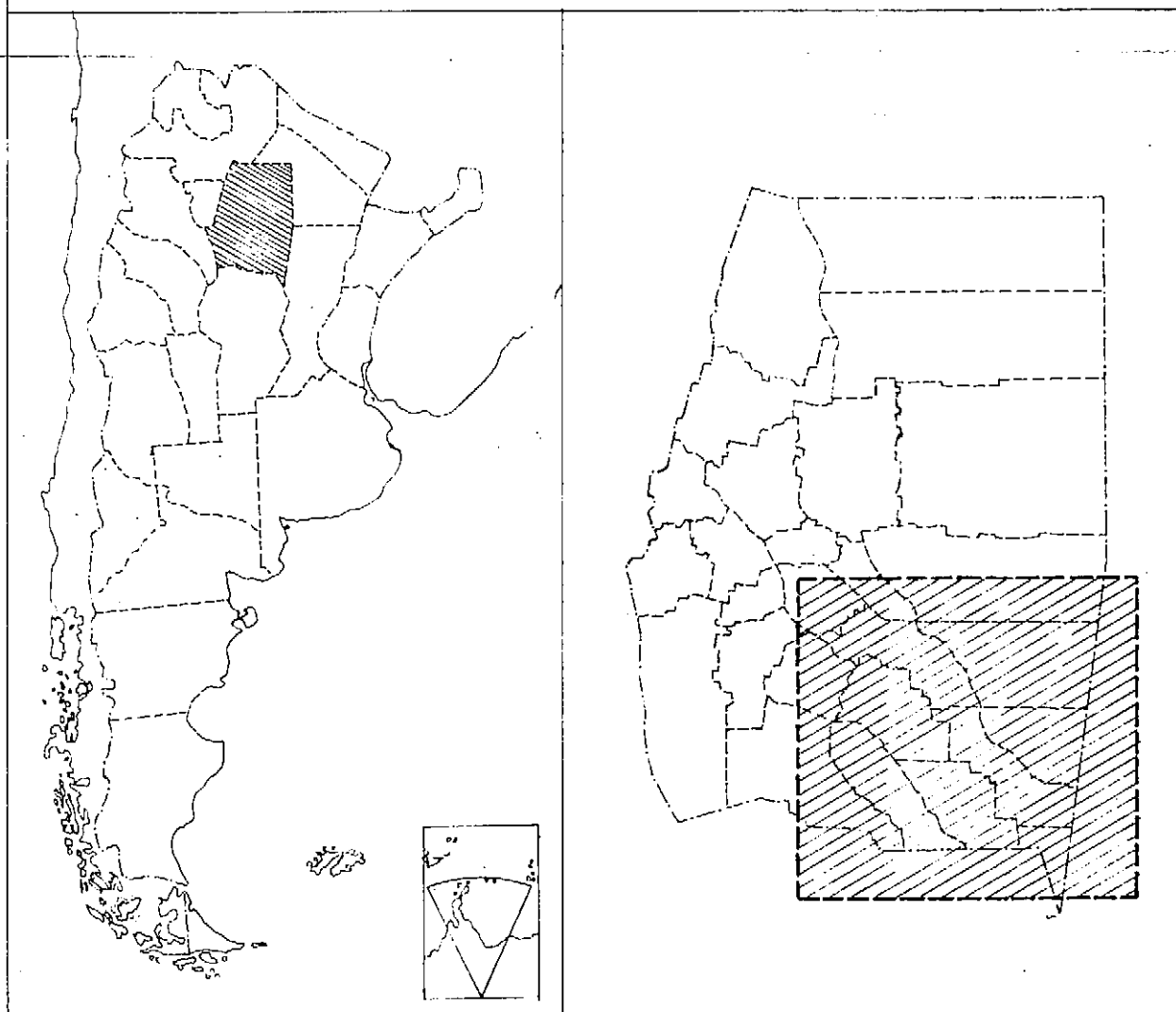




REFERENCIAS

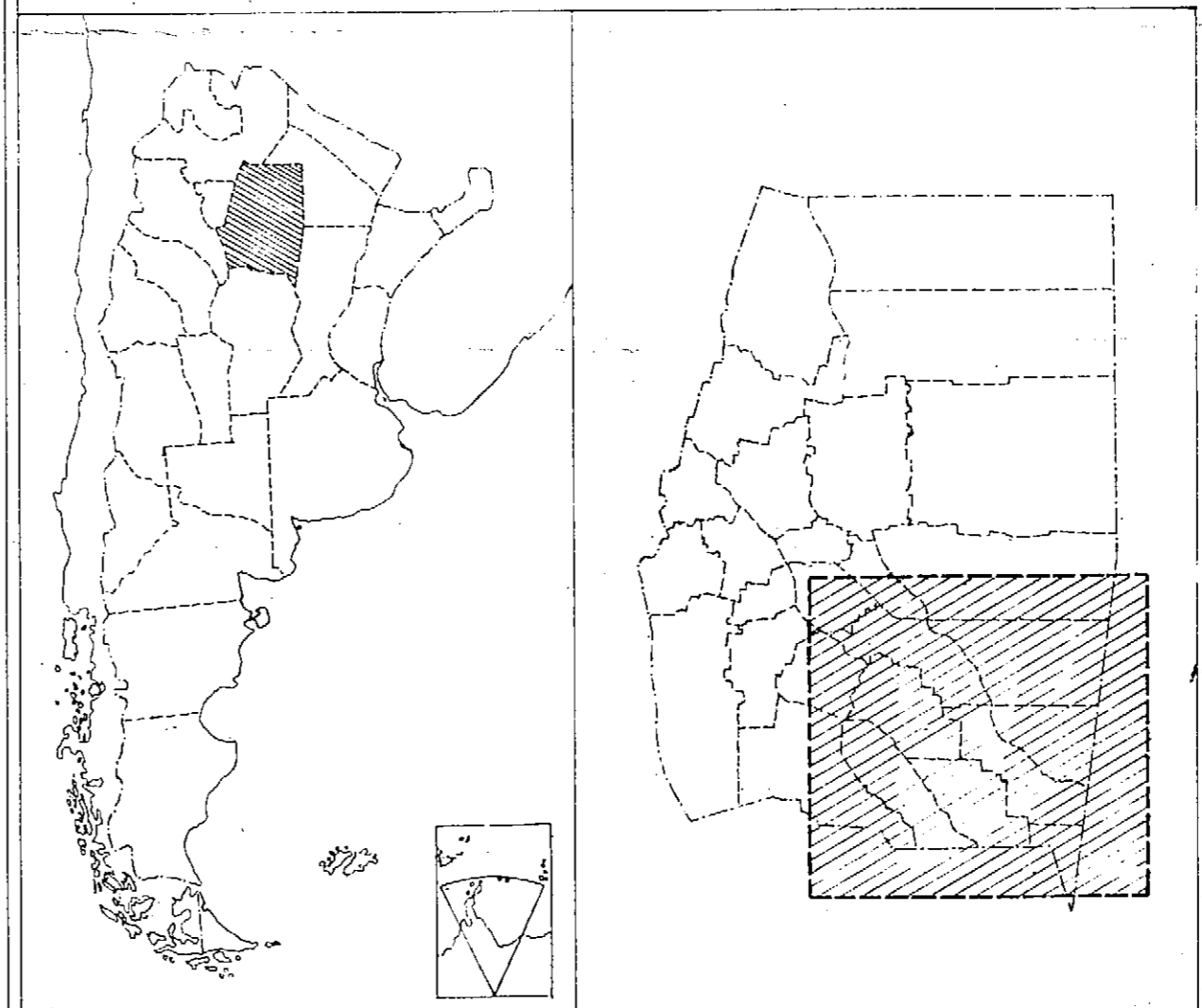
-  Chaco Húmedo
-  Chaco Seco
-  Mesopotamia Santiaguena
-  Estepa Pampeana
-  Zona de Transición

FUENTE: Dirección General de Planificación
Asesoría de Desarrollo
Pcia. de Santiago del Estero

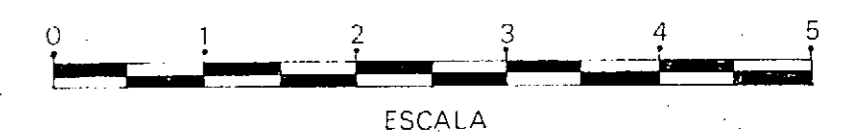


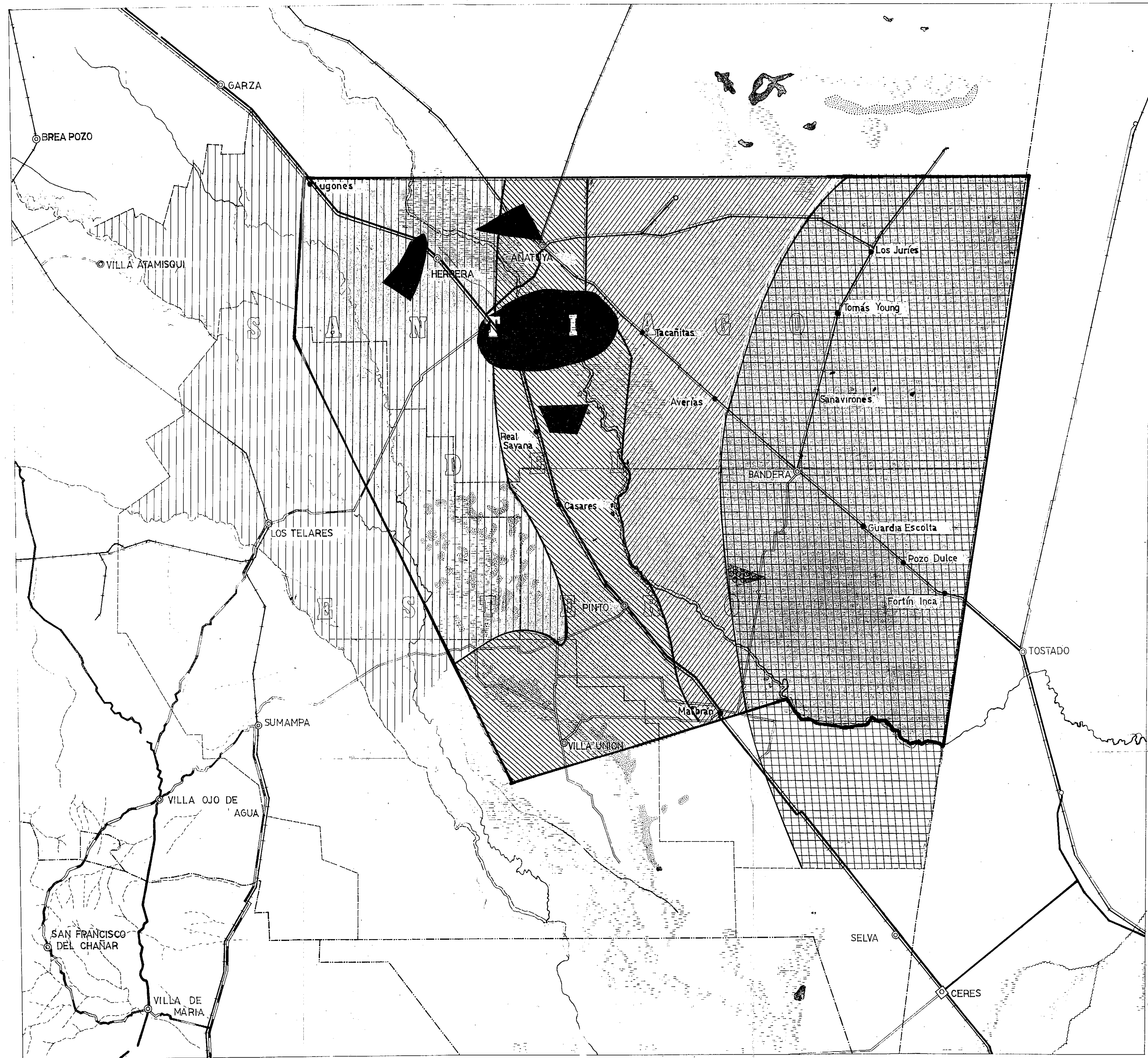
REPUBLICA ARGENTINA
PROVINCIA DE
SANTIAGO DEL ESTERO
CONSEJO FEDERAL DE INVERSIONES
Estudio de abastecimiento eléctrico
zona centro este
TITULO
Zonas Fitogeográficas






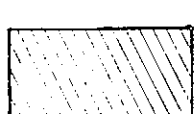



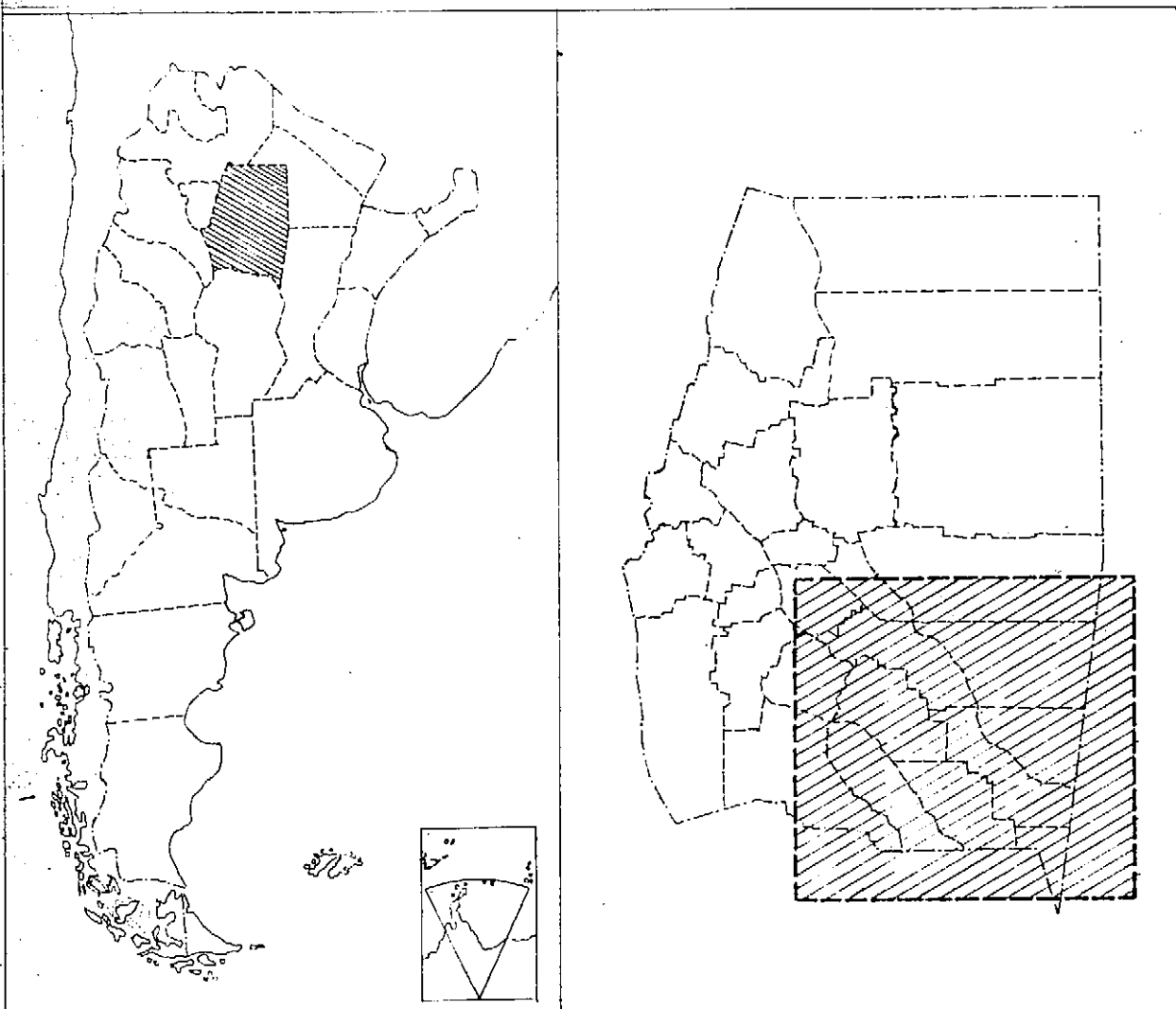
REPUBLICA ARGENTINA
PROVINCIA DE SANTIAGO DEL ESTERO
CONSEJO FEDERAL DE INVERSIONES
 Estudio de abastecimiento eléctrico zona centro este
TITULO
Isoyetas





REFERENCIAS

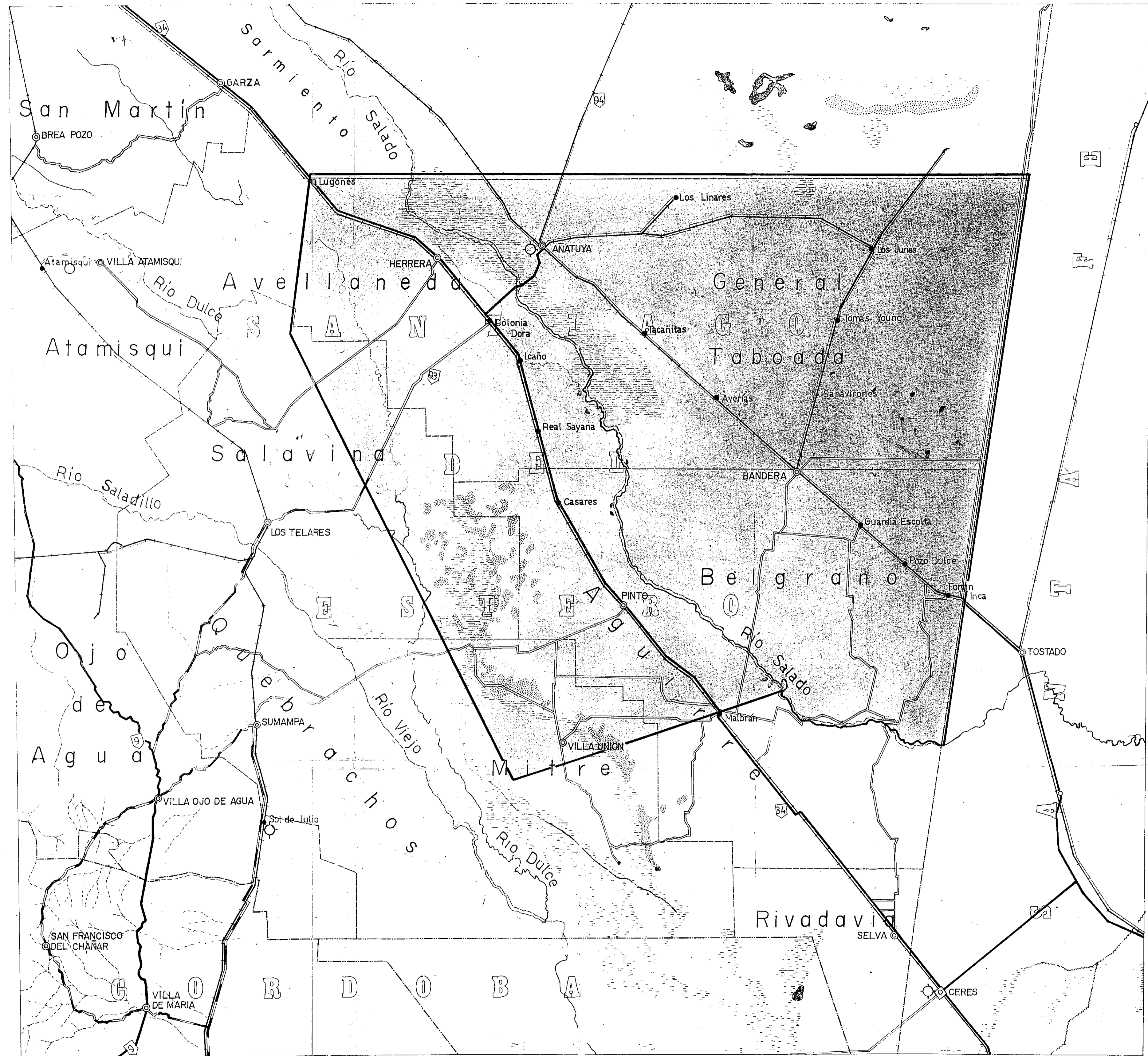
-  Agricultura de riego
-  Agricultura y ganadería de secano
-  Ganadería extensiva
-  Ganadería menor
-  Zona de bosques degradados



REPUBLICA ARGENTINA
 PROVINCIA DE
 SANTIAGO DEL ESTERO
 CONSEJO FEDERAL DE INVERSIONES
 Estudio de abastecimiento eléctrico
 zona centro este

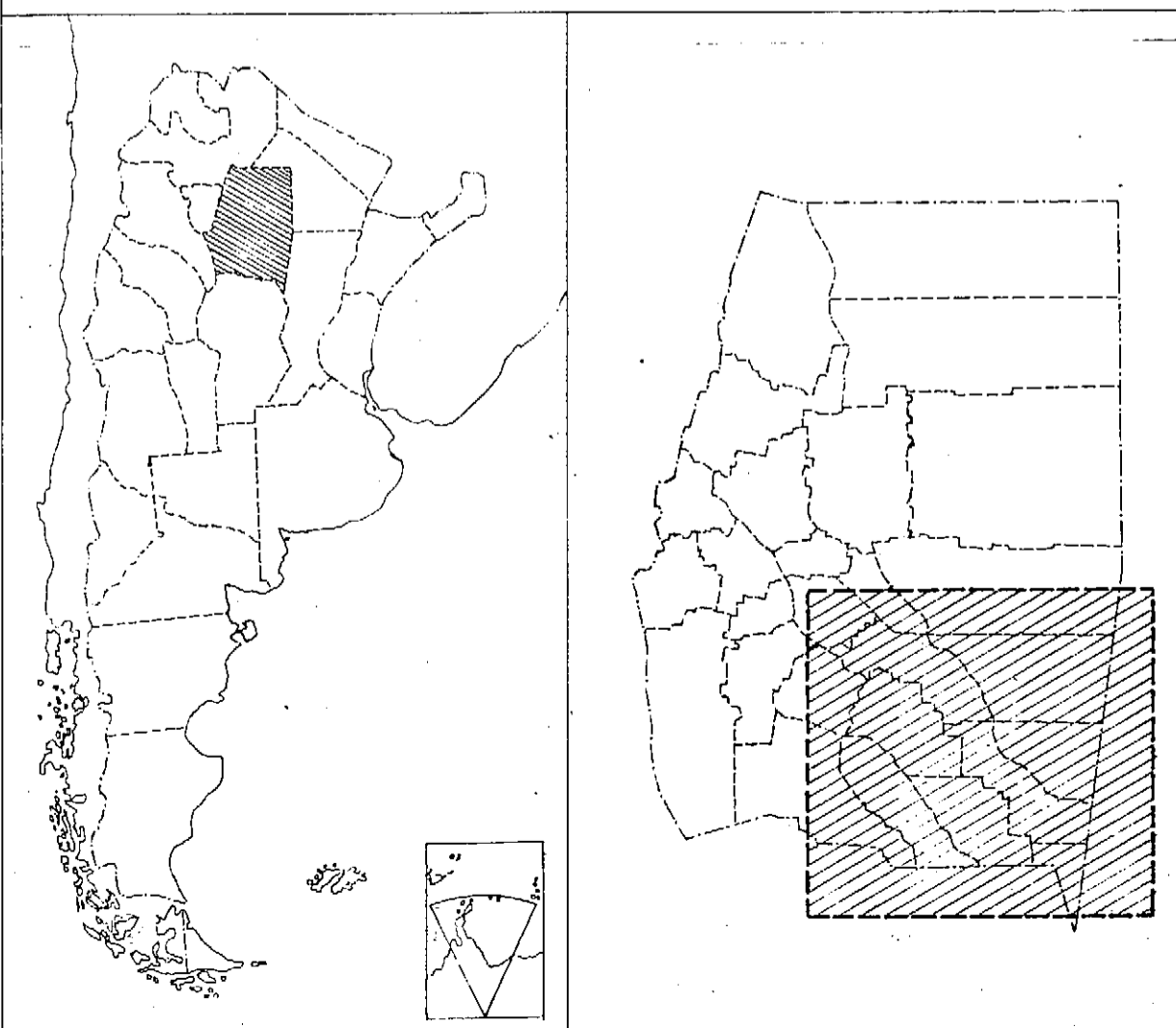
TITULO
 Zonas Agropecuarias





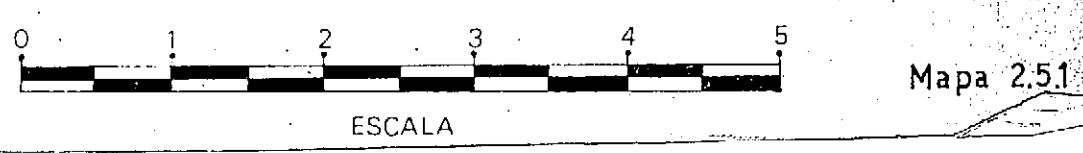
REFERENCIAS

- | | | | | | |
|--|----------------------|--|--|--|---------------------------|
| | CAMINO PAVIMENTADO | | CURSO DE AGUA PERENNE | | SALINAS |
| | CAMINO CONSOLIDADO | | CURSO DE AGUA TEMPORARIO | | VIAS FERREAS |
| | CAMINO DE TIERRA | | CANAL DE RIEGO O ACEQUIA | | RUTA NACIONAL |
| | LIMITE PROVINCIAL | | LAGUNA | | CABECERA DE DEPARTAMENTOS |
| | LIMITE DEPARTAMENTAL | | BAÑADO O TERRENO ANEGADIZO | | LOCALIDAD |
| | AERODROMO CIVIL | | AERODROMO PRIVADO O SIN INSTALACIONES. | | |



REPUBLICA ARGENTINA
 PROVINCIA DE
SANTIAGO DEL ESTERO
 CONSEJO FEDERAL DE INVERSIONES
 Estudio de abastecimiento eléctrico
 zona centro este

 TITULO
**INFRAESTRUCTURA
 DE TRANSPORTE**



ANÁLISIS DEL SECTOR AGROPECUARIO

Cuadro 2.4. N° 1

Departamento	Sup. Afect.	N° de Explot. Agropec.	Incr. Explot. % (60 - 70)	Sup. Explot. en Has.	Incr. Sup. % (60-70)	Sup. Semb. Has.	% Total Area Estudio	Incr. Sup. Semb. %	N° de vacunos	Inc. % de vac. (60-70)
Aguirre	55%	359	3,2	157.800	17,2	11.055	10,8	2,8	18.455	54,6
Avellaneda	60%	1.133	- 1,4	85.500	112,9	2.760	2,7	0,7	9.582	- 13,3
Belgrano	100%	331	5,7	258.700	63,8	48.900	47,7	12,4	48.835	36,2
Gral. Taboada	100%	1.018	7,6	345.800	18,6	38.700	37,7	9,8	43.335	34
Mitre	20%	109	38,0	43.400	73,6	600	0,6	0,01	654	128
Salavina	20%	285	17,0	28.900	112,6	600	0,5	0,01	3.681	- 15,87
AREA ESTUDIO		3.235	5,6	920.299	22	102.615	100	26	130.409	50,7

FUENTE: Elaboración propia.

Departamento	Superficie Afectada	de 0 a 10 Has.	%	de 10 a 25 Has.	%	de 25 a 50 Has.	%	50 a 100 Has.	%	100 a 200 Has.	%	200 a 500 Has.	%	500 a 1000 Has.	%	1000 a 3000 Has.	%	Mas de 3000 Has.	%	Sin determinar-Has.	%	Total por Departam.
Aguirre	55%	1	0,4	25	7	41	12	26	8	33	10	53	16	30	9	24	7	8	3	90	27	330
Avellaneda	60%	440	39	190	17	128	11	59	5	38	3	11	1	5	0,4	5	0,4	4	0,4	245	22	1125
Belgrano	100%	6	2	21	6	18	5	31	9	66	20	91	27	38	11	37	11	17	5	6	2	331
Gral. Tauboda	100%	217	21	114	11	118	11	107	10	143	14	182	17	65	6	50	5	23	2	35	3	4054
Mitre	20%	4	5	4	4	13	16	17	21	13	16	19	23	5	6	4	5	2	2	--	0	80
Salavina	20%	73	31	73	31	28	12	28	12	5	2	4	2	6	3	1	0,4	--	0	20	8	238
Area Estudio		741	23	426	13	345	11	268	8	298	9	359	11	149	5	121	4	55	2	396	13	3158

FUENTE: Elaboración propia.

PROBABLES CONSUMOS DE ELECTRICIDAD: PLAN CENTRO ESTE

DEPARTAMENTOS: BELGRANO - TABOADA - PASTABA - MORENO

Cuadro 2.4. N° 3

P R O Y E C T O	Localización	Estado de Avance Proyecto		Iniciativa Política	Iniciativa Privada	Comienzo de Obras - Año	Puesta en Funcionamiento	Consumo Energía Eléctrica		Personal Ocupado	Insumo Principal	Destino del Producto	Monto de Inversión del Proyecto.
		Implementación Deseable	Implementación Probable					Potencia Instalada (KW)	Consumo Anual				
Fca. Maquinaria Agrícola	Bandera-Dpto. Belgrano	-	X	-	X	1974	1975	100 KW	300 días/año	40	Hierro	Sgo. del Estero-Región del LGA	\$ 1.000.000
Fca. Lágrillos-Carpintería	"	X	-	-	X	1974	1974	50 KW	"	20	Madera Arcilla	Sgo. del Estero	\$ 600.000
Carpintería-Aserradero - Maderas	"	-	X	-	X	1974	1975	70 KW	"	30	Maderas	"	\$ 600.000
Indust. Productos Lácteos	"	-	-	-	X	1975	1976	100 KW	"	30	Leche cruda	"	\$ 2.000.000
Frigoríficos-Carnes Vacunas	Anatuya-Dpto. Taboada	-	X	-	X	1975	1976	275 KW	1.250.000 Kwh	77	Carnes Vacunas	Sgo. del Estero-Export. Chile	\$ 3.518.250
Sub-Productos Ganaderos	"	-	-	-	X	1975	1976	80 KW	300 días/año	25	Sub-Product. Carne Vacunada.	Sgo. del Estero-Región LGA	\$ 800.000
Curtiembre de Cueros	"	-	-	-	X	1975	1975	70 KW	"	15	Cueros Vacunos	"	\$ 700.000
Ind. Maderas-Parquet	"	-	X	-	X	1974	1975	80 KW	"	45	Maderas Duras	Sgo. del Estero-Exportación	\$ 4.000.000
Envasadora Hortalizas	"	-	X	-	X	1975	1976	100 KW	155.000 Kwh	100	Hortalizas Frescas	Sgo. del Estero-Resto del País	\$ 5.054.000
Desmoladora Algodón	"	-	-	-	X	1975	1976	100 KW	"	40	Algodón Bruto	Bs. Aires	\$ 4.000.000

Elaborado por el Ministerio de Economía de la Provincia de Santiago del Estero.

ANÁLISIS DEMOGRÁFICO

Cuadro 2.6. N° 1

Departamento	Sup. Afect.	Hab./Km. ²	Pob. Urb.	%	Pob. Rural	%	Índice Masc.	Crec. Medio Anual
Aguirre	55 %	1,4	1.314	39,9	1.978	60,1	117,6	- 6,4
Avellaneda	60 %	4,6	--	0	10.802	100	105,5	-18,2
Belgrano	100 %	1,2	1.923	43,3	2.522	56,7	113,18	-11,53
Gral. Taboada	60 %	3,8	11.906	51,1	11.396	48,9	103,5	7,28
Mitre	20 %	0,8	--	0	523	100	112,9	- 8,3
Salavina	20 %	3,6	--	0	2.064	100	97,6	-19,9
Area de Estudio		-	15.143	34,1	29.285	65,9	108,4	- 6,98
Provincia		3,4	--	-	--	-	99,3	3,9

FUENTE: Elaboración propia.

EVOLUCION HISTORICA DE LA POBLACION

Cuadro 2.6. N° 2

Localidad	Año		Tasa a. ac. %
	1960	1970	
Añatuya	11.306	13.768	2.00
Herrera	2.118	2.005	(-0.60)
Colonia Dora	-	1.639	1.04 *
Icaño	2.478	1.535	(-4.65)
Real Sayana	372	748	7.30
Tacañitas	919	947	0.30
Averías	609	137	(-13.85)
Bandera	2.635	2.186	(-1.95)
Guardia Escolta	1.422	638	(-7.61)
Pozo Dulce	-	233	(-1.95) **
Fortín Inca	929	492	(-6.15)
Los Jurfes	1.849	1.070	(-5.34)
Tomás Young	-	855	3.43
Sanavirones	-	-	-
Pinto	2.602	1.634	(-4.57)
Villa Unión	609	549	(-1.00)
Malbrán	1.288	890	(-3.60)
Casares	289	110	(-9.20)
Lugones	-	638	(-7.88)

Nota: * Tasa calculada con la serie histórica del sistema Añatuya-Herrera-Icaño-Real Sayana.
 ** Se toma igual tasa que para Bandera.

FUENTE: Dirección General de Investigaciones Estadísticas y Censos.

P O B L A C I O N Y C R E C I M I E N T O V E G E T A T I V O P U R O

MUNICIPIOS	AÑO 1970			AÑO 1971			AÑO 1972			AÑO 1973			Tasa %
	Población	Total	Crec. Veg.	Población	Total	Crec. Veg.	Población	Total	Crec. Veg.	Población	Total	Crec. Veg.	
PROVINCIA DE BUENOS AIRES													
- Berisso	190	13.760	200	13.955	14.138	92	14.513	14.610	324	14.610	14.934	324	2.03
- Avellaneda	26	137	28	163	191	27	191	218	28	218	246	28	14.23
- Bahía Blanca	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
- Castelli	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
- Florencio Varela	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
- La Plata	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
- Mercedes	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
- San Justo	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
- Tigre	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
- Zárate	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PROVINCIA DE ENTRE RÍOS													
- Paraná	113	1.632	117	1.752	1.860	92	1.869	1.961	96	1.961	2.057	96	5.65
- Guaymas	52	2.005	59	2.057	2.115	55	2.116	2.171	42	2.171	2.220	42	2.55
- Guaymas	25	749	28	774	802	30	802	832	65	832	897	65	4.53
- Guaymas	36	630	33	674	712	19	712	749	35	749	795	35	4.53
- Guaymas	20	1.505	22	1.525	1.547	50	1.547	1.597	58	1.597	1.655	58	2.37
PROVINCIA DE MENDOZA													
- Mendoza	-	-	-	-	-	51	1.851	1.902	-	1.902	-	-	2.72
- Mendoza	36	638	40	674	714	22	714	736	34	736	770	34	4.69
- Mendoza	7	233	11	240	251	6	251	257	8	257	265	8	3.21
- Mendoza	25	432	18	517	535	27	535	562	31	562	593	31	4.65
PROVINCIA DE SAN JUAN													
- San Juan	53	1.834	59	1.887	1.746	40	1.746	1.705	62	1.705	1.843	62	3.07
- San Juan	30	850	39	880	910	5	910	915	22	915	937	22	2.43
- San Juan	23	110	24	133	157	28	157	185	31	185	216	31	16.26
PROVINCIA DE SANTA FE													
- Santa Fe	-	-	-	-	591	13	591	604	16	604	620	16	3.04

Elaborado por el Instituto de Estadística y Censos, No. 601 Estero.

POBLACION: TASAS HISTORICA, VEGETATIVA Y ADOPTADA

Cuadro 2.6. N° 4

Localidad	Tasa histórica	Tasa vegetativa	Tasa adoptada
Añatuya	2.00	2.03	2.2
Herrera	- 0.60	2.55	0.0
Colonia Dora	1.04 *	5.65	1.5
Icaño	- 4.65	2.37	0.5
Bandera	- 1.95	2.72	1.5
Guardia Escolta	- 7.61	4.69	0.5
Pozo Dulce	- 1.95 **	3.21	0.0
Fortín Inca	- 6.15	4.65	0.5
Pinto	- 4.57	3.07	1.0
Malbrán	- 3.60	2.43	0.0
Villa Unión	- 1.00	3.04	0.0
Los Juries	- 5.34	2.65	0.5
Lugones	- 7.88	4.53	0.0
Casares	- 9.20	16.26	0.0
Averfías	-13.85	14.23	0.0
Tacañitas	0.30	2.98	0.0
Tomás Young	3.43	3.03	1.0
Real Sayana	7.30	4.53	2.0
Sanavirones	-	-	0.0

Nota: * Tasa calculada con serie histórica del sistema Añatuya-Herrera-Icaño-Real Sayana.

** Se tomó la tasa de Bandera como válida para Pozo Dulce.

FUENTE: Dirección General de Investigaciones Estadísticas y Censos.

CAPITULO 3 : ANALISIS DE SITUACION DE LA INFRAESTRUCTURA DEL
SERVICIO ELECTRICO

.../

3. ANÁLISIS DE SITUACION DE LA INFRAESTRUCTURA DEL SERVICIO ELECTRICO

Este capítulo tiene por objeto determinar las condiciones de partida para la elaboración de los distintos programas de equipamiento.

Del análisis surge que de las 19 localidades comprendidas en el área delimitada, sólo 15 cuentan a la fecha con servicio público de electricidad.

Existen tres subsistemas zonales que abarcan a 11 localidades quedando sólo 4 aisladas con generación local.

El servicio público de energía eléctrica de la zona en consideración es atendido en la actualidad por Cooperativas y por la empresa del Estado Nacional de Agua y Energía Eléctrica.

La Provincia no tiene al momento prestación del servicio a su cargo en ninguna de las localidades en estudio.

La potencia total instalada (nominal) en la zona es de 2.445 KW, integrada en su totalidad con unidades Diesel.

Conforme al tamaño de las centrales, se pueden agrupar en los siguientes intervalos de potencia :

de 1.000 a 2.000 KW	1
de 500 a 1.000 KW	-
de 100 a 500 KW	4
menos de 100 KW	5

Todas las centrales de la zona generan en corriente alterna.

La potencia de autoproducción no tiene significación en la zona.

3.1. Configuración Espacial del Servicio Eléctrico

En Mapa 3.1. N°1 puede apreciarse la configuración es-

/...

pacial del servicio eléctrico de la Provincia y en el 3.1. N°2 el de la zona en estudio.

Puede observarse la existencia de tres subsistemas, de localidades con generación propia y de localidades sin servicio.

Los subsistemas existentes están formados por un centro principal de generación con las localidades servidas por él, las que pueden disponer en algunos casos de grupos de reserva.

Los tres subsistemas incluyen localidades de reciente incorporación, como ya se dijo.

De las 19 localidades (mas un centro de consumo rural) que comprende la zona, sólo 4 carecen de servicio público de electricidad y no están incorporadas a ninguno de los subsistemas mencionados. Dichas localidades son las de Tacañitas, Averías, Sanavirones y Casares, todas ellas incorporadas a planes tentativos de interconexiones de DEPSE.

Se considera dentro de la zona en estudio a la localidad de Lugones, con generación propia, a 31 km en dirección NO de la localidad de Herrera.

3.2. Distribución Según los Entes Prestatarios

En el Cuadro 3.2. N°1 se presentan los alcances del servicio prestado por los dos entes prestatarios que sirven la zona. En el mismo se incluyeron las localidades recientemente incorporadas a sus respectivos subsistemas.

Dichas localidades son las siguientes: Real Sayana, perteneciente al subsistema Añatuya-Colonia Dora-Herrera-Icaño-Real Sayana; Pozo Dulce y Fortín Inca, del subsistema Bandera-Guardia Escolta-Pozo Dulce-Fortín Inca; Tomás Young, del subsistema Los Juríes-Campo General Lamadrid-Tomás Young.

Tal como se ha indicado en el referido Cuadro 3.2. Nº1 estas localidades pasarán a ser atendidas por A y EE, y ya que la de Los Juries está tramitando en la actualidad su transferencia a dicha empresa nacional, subsistiría solamente como entidad cooperativa la de Añatuya.

Es de destacar que salvo la cooperativa de Añatuya, prestigiosa entidad sólidamente enraizada en la población de la ciudad, el resto de las cooperativas de la zona no pudieron subsistir pese al meritorio esfuerzo realizado, ya que debido al escaso número de usuarios, prácticamente constante a través del tiempo, resultaron centrales de muy escasa potencia, con altos costos de generación; esta situación determinó que las cooperativas no pudieran acceder a la titularidad de los patrimonios que continuaron perteneciendo, con la excepción de Añatuya, a la Dirección Provincial de la Energía (D.E.P.S.E.) que los había entregado para su explotación a las cooperativas.

No obstante lo dicho, la diferencia notable entre las tarifas que cobran en la zona la Cooperativa de Añatuya y la Empresa Nacional de Agua y Energía Eléctrica - menos en el caso de esta última - ha determinado que también en este caso se inicien las gestiones tendientes a entregar el servicio a la empresa nacional.

Siguiendo una tendencia generalizada en casi todas las provincias, en un proceso que estimamos irreversible hacia la conformación de una única Empresa Nacional de Electricidad, la transferencia de los servicios a A y EE se consolida a partir del convenio entre la Provincia y la Empresa Nacional del 5 de abril de 1971, en virtud de la Ley Provincial 3641 y al Decreto del Gobierno de la Nación Nº 717 del 71.

Mediante dichos instrumentos, la Provincia transfiere a la Empresa en propiedad y a título oneroso las instalaciones eléctricas conectadas al Sistema Interconectado Norte de las

empresas afectadas al servicio público de electricidad a través de líneas de distribución primaria. También otorga a la Empresa la tenencia y uso de las instalaciones eléctricas atendidas por la Provincia (cooperativas en la mayoría de los casos) de los servicios no vinculados al Sistema Interconectado Norte de la Empresa.

Al hacerse cargo de la prestación del servicio público de electricidad A y EE "se obliga a efectuar en las zonas de influencia de los mismos, las obras eléctricas surgidas de un plan elaborado de común acuerdo entre las partes y necesario para asegurar un servicio eficiente y su adecuada expansión". (Ver Anexo al final de este capítulo).

Sin perjuicio de lo señalado, DEPSE ha venido ejecutando obras de interconexión y proyectos para nuevas líneas; fruto de su tesonera labor son los subsistemas que se han descrito anteriormente.

Asimismo, el Plan Trienal de Gobierno incluye la construcción por parte de A y EE del sistema Sumampa-Sol de Julio, Sumampa-Ojo de Agua y Sumampa-Los Telares, implementando el estudio ya citado de electrificación de la zona Sur de la Provincia.

Por último puede observarse en el Cuadro 3.2. N° 1 que algunos entes prestatarios son generadores y distribuidores de energía. En otros casos generan parte del total de la energía que distribuyen, recibiendo el resto desde otra central de mayor capacidad. Por último, existen los que solamente distribuyen la energía que compran en barras de A.T.

3.3. Magnitud de los Servicios Prestados

La magnitud de los servicios prestados en la zona puede apreciarse por su consumo anual de energía que en el año 1973 ascendió a 5005,40 MWh, o sea un 4.59 % del total provincial. La potencia instalada en el mismo año era de 2445 KW, 9,61 % del

.../

potencial instalado en la provincia. Las localidades servidas eran 15 con el 5.17 % de habitantes sobre el total provincial, según cifras del año 1970.

En orden decreciente, Añatuya ocupa el 4° lugar entre las ciudades de mayor potencia instalada, después de la Capital, La Banda y Las Termas.

3.4. Descripción de las Instalaciones del Servicio Público

3.4.1. Instalaciones de generación

En el Cuadro 3.4. N°1 y en el Esquema Unifilar 3.4. N°1 se da el detalle de las características principales de las centrales en explotación.

3.4.2. Instalaciones de transformación

En el Cuadro 3.4. N°2 y en el Esquema Unifilar 3.4. N°1 se detallan las características principales de las subestaciones elevadoras y de rebaje que alimentan las distintas localidades.

3.4.3. Líneas de transmisión

Sus características principales se detallan en el Cuadro 3.4. N°3 y en el Esquema Unifilar 3.4. N°1.

La línea Añatuya-Colonia Dora es de aleación de aluminio de 35 mm² de sección con un hilo de guardia de acero galvanizado de 22 mm²; está calculado para 33 KV aunque en la actualidad la tensión de servicio es de 13,2 KV.

Las líneas a Herrera, Icaño y Real Sayana son de aleación de aluminio de 25 mm². Los soportes son de hormigón armado autoportantes con ménsulas del mismo material, fundaciones de hormigón simple y aisladores a perno fijo.

/...

3.5. Características Operativas del Servicio Público

3.5.1. Centrales

3.5.1.1. Referencias operativas

En el Cuadro 3.5. N°1 se consignan los datos que caracterizan la operación de las centrales que integran el parque de generación. Para cada central se han determinado los siguientes indicadores:

Factor de utilización: Es la relación entre la energía anual generada y la potencia instalada útil (potencia nominal menos las unidades fuera de servicio); medido en horas y expresado en porcentaje de las 8.760 horas anuales permite apreciar el grado de aprovechamiento de la capacidad de la central.

Factor de carga: Es la relación entre la energía anual generada y la carga máxima registrada; medido en horas permite apreciar el tipo de demanda del mercado y el tipo de servicio prestado (continuo o discontinuo). También puede expresarse en porcentaje de las 8.760 horas anuales.

Factor de planta: Es la relación entre la potencia efectiva y la carga máxima registrada. Mide la capacidad ociosa o grado de sobreequipamiento y de reserva existente.

Cabe señalar que este factor, para centrales con reserva suficiente, debe encontrarse entre 2 y 2,5 en centrales con dos unidades y entre 1,4 y 1,8 en centrales entre tres y cuatro unidades.

En el Cuadro 3.5. N°1 se indica también el horario de servicio de cada central.

Del análisis de los indicadores señalados surge que en el año 1973 sólo una de las centrales (Pinto) cumplía con valores aceptables para el Factor de Planta, por lo que se infiere que seis no cuentan con reserva de potencia suficiente. Esto se verifica calculando la Potencia firme de cada central (Potencia efectiva total menos potencia efectiva de la unidad mayor) y comparándola con la carga máxima respectiva.

Los casos críticos serían los de Malbrán, Villa Unión y Lugones donde la potencia firme es nula por contar solamente con una unidad.

Del análisis de los factores de utilización calculados en el cuadro citado surge que las centrales pueden agruparse de la siguiente forma :

Tiempo de utilización bajo (entre 2500 y 2000 hs)	Tiempo de utilización muy reducido (menos de 2000 hs)
Añatuya	Bandera - Los Juries - Pinto - Malbrán - Villa Unión - Lugones

Debiéndose distinguir aquellos casos de centrales con horarios discontinuos, lo que altera fundamentalmente los valores.

En los Gráficos 3.5. N°1 al 9 se reproducen las curvas de carga diarias típicas de un día labo-

.../

rable por estación de cada una de las centrales en estudio. En ellas puede visualizarse el régimen de operación de las mismas y el grado de influencia estacional sobre la demanda.

Los consumos específicos de combustibles de cada central están dentro de los valores razonables.

En cuanto a la refrigeración de los equipos, se efectúa por radiador en Villa Unión, Bandera y Los Juries; por torre de enfriamiento en Pinto y por ambos sistemas en Añatuya, siendo por aire en Malbrán.

El régimen de mantenimiento y reparación de los grupos era satisfactorio en general.

3.5.2. Transmisión

3.5.2.1. Características de las líneas

En el Cuadro 3.4. N°3 se indican las características de las líneas.

En cuanto a la capacidad de transmisión, las líneas actualmente en servicio cubren con holgura la carga actual y la estimada para el período de estudio, debiendo solamente encarar su futura transmisión en 33 KV de la línea Real Sayana-Añatuya; según se verá en el párrafo 5.3.1.

Por tratarse de sistemas radiales, sin generación de reserva en las puntas, la seguridad de servicio queda librada al comportamiento de las líneas.

/...

..../
No se ha obtenido información sobre frecuencia y tipo de fallas.

3.5.3. Transformación

3.5.3.1. Capacidad de las subestaciones

En el Cuadro 3.4. N°2 se indican las relaciones de transformación, cantidad de transformadores, potencia unitaria y total.

En su totalidad, el estado de conservación es satisfactorio.

3.5.3.2. Regulación de tensión

Los transformadores poseen pasos de regulación de tensión de $\pm 2,5$ y 5% , la que debe realizarse a transformador desconectado, no existiendo transformadores con regulación de tensión bajo carga.

3.5.4. Redes de Distribución

Las condiciones operativas de las redes de distribución son aceptablemente buenas, aunque carecen de adecuado mantenimiento y de buena regulación de la tensión.

3.6. Aspectos económicos de la explotación

Se procuró buscar la información para cada una de las unidades administrativas existentes con el propósito de analizar los resultados de explotación de los dos últimos años.

La etapa de transición entre la administración por cooperativas y por A y EE que abarca el período considerado, hizo difícil conseguir la información requerida sobre ingresos, gastos corrientes y gastos e ingresos netos resultantes.

La información recogida se refiere a:

3.6.1. Costos unitarios de combustibles y lubricantes

En el cuadro 3.6. N° 1 se indican las cantidades de combustibles y lubricantes registrada para cada central y los consumos específicos por KWh calculados para cada una.

El examen de estos valores permite apreciar que se encuentran dentro de lo razonable, excepción hecha de las centrales de Villa Unión y de Lugones donde los consumos de lubricantes por KWh llegaron a 28,86 y 24,08 gr/KWh respectivamente; estas cifras abultadas pueden atribuirse a probables errores de información.

En el cuadro 3.6. N° 2 se calculan los precios medios de los combustibles ponderando los precios oficiales con los períodos de vigencia en el lapso considerado.

En los cuadros 3.6. N° 3 y 3.6. N° 4 se indican los costos de combustibles y de lubricantes por KWh generado en cada central.

3.6.2. Agentes por KW instalado

En el cuadro 3.6. N° 5 se da el detalle del personal ocupado en cada una de las unidades administrativas de generación y de distribución.

Con esta información se puede determinar la relación agentes por KW instalado y por turno

a) Unidades administrativas de generación

Central	Potencia Instalada	N°de Turnos	N°de Agentes	<u>Agentes</u> KW por turno
Añatuya	1605	3	15	0.0031
Bandera	394	3	9	0.0076
Pinto	359	3	7	0.0084
Malbrán	40	1	2	0.0500
Villa Unión	29	1	2	0.0690
Los Juríes	255	2	4	0.0078
Lugones	32	1	2	0.0625

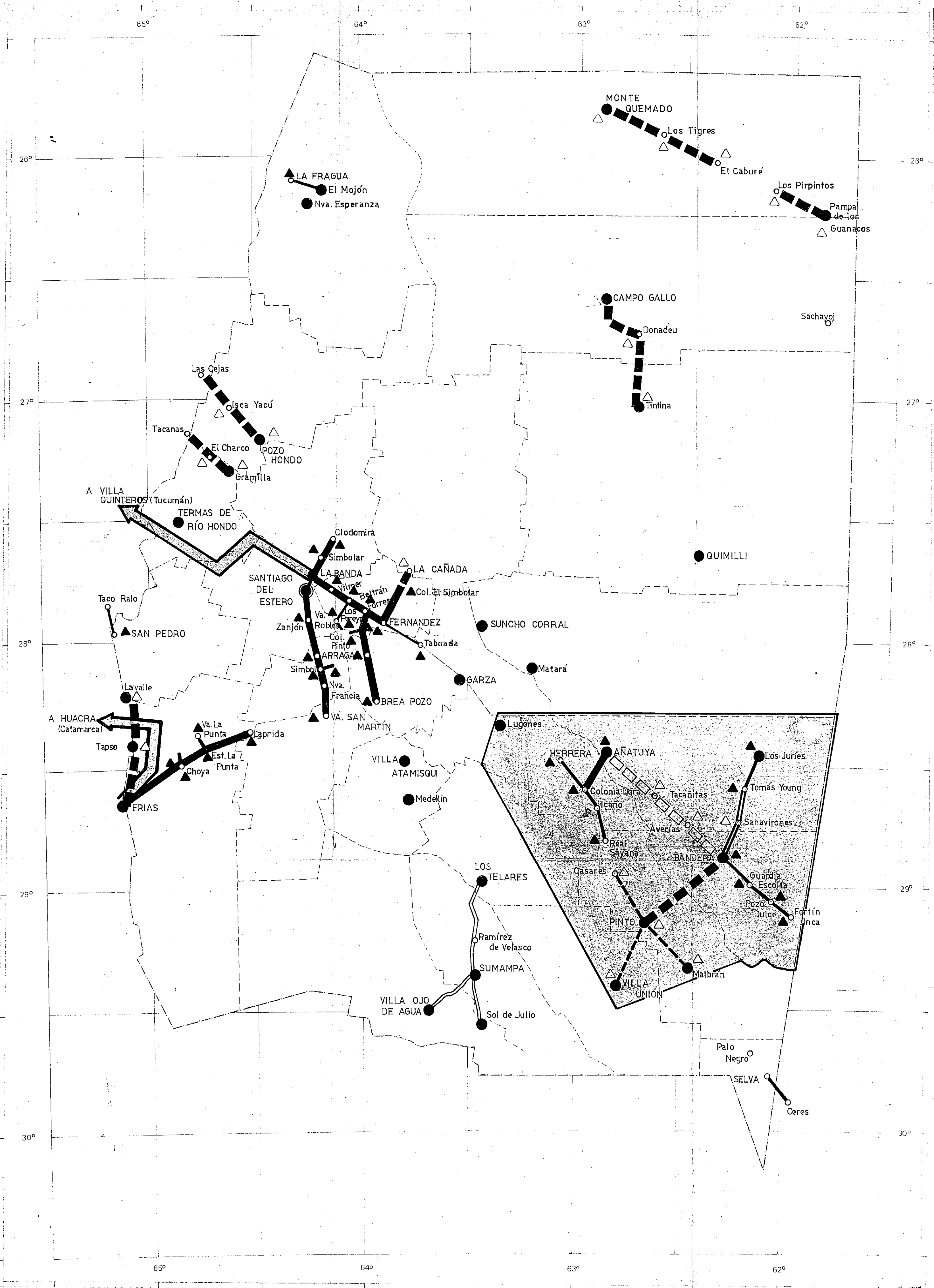
Los valores resultan muy dispares, apareciendo sumamente distorsionados en aquellas centrales sin reserva, como Malbrán, Villa Unión y Lugones.

Las otras centrales presentan dotaciones de personal normales destacándose como muy aceptable la de Añatuya.

b) Unidades administrativas de distribución

Estación	Potencia Transform. de rebaje	N°de Tur- nos	N°de Agen- tes	<u>Agentes</u> KW por turno
Colonia Dora	150	3	3	0.0067
Herrera	100	3	3	0.0100
Icaño	150	3	2	0.0067
Guardia Escolta	30	3	2	0.0333

/...

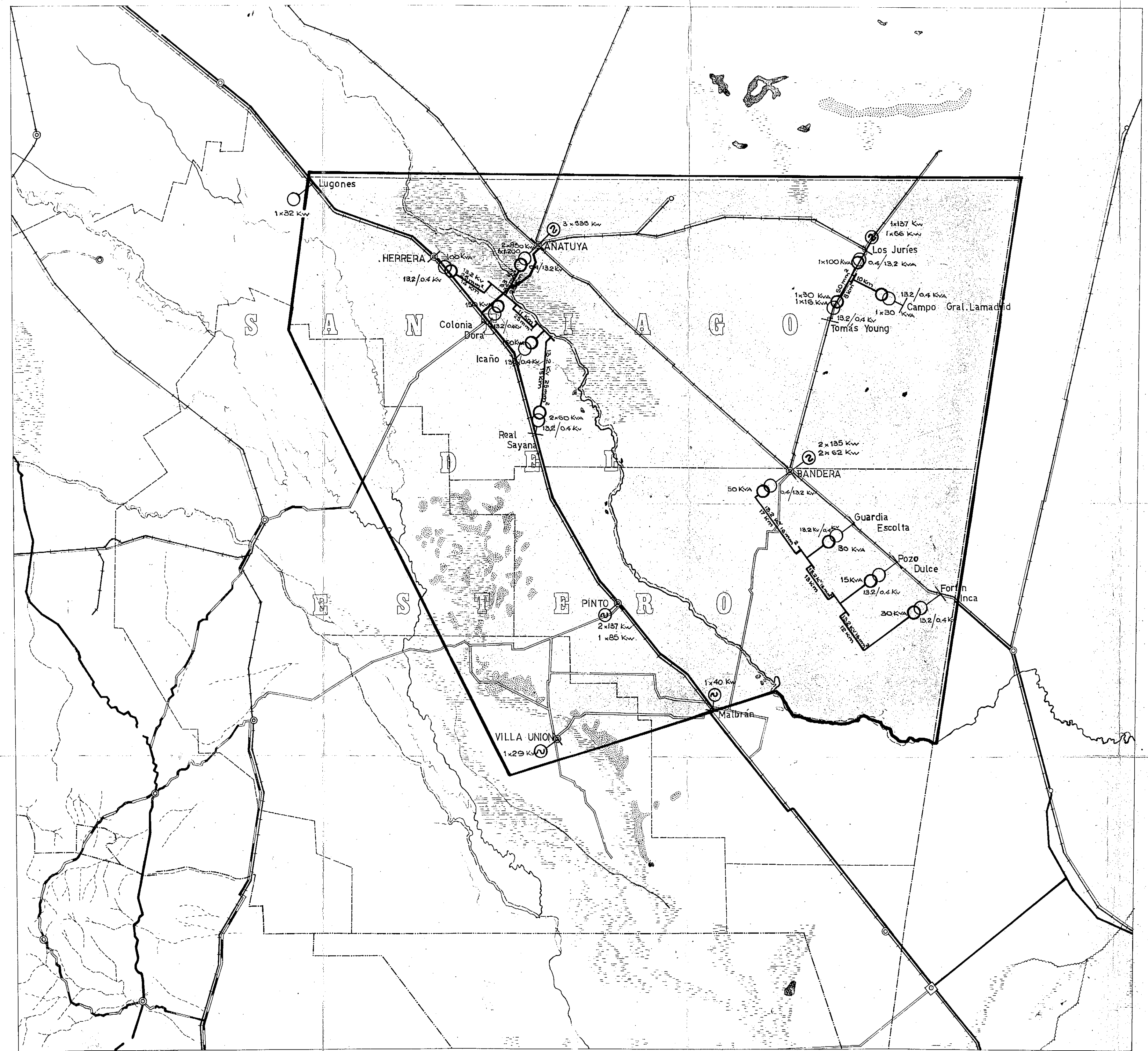


REFERENCIAS

- Centrales Térmicas en Servicio
- ▲ Sub-Estaciones Transformadoras en Servicio
- Líneas de Alta Tensión de 13,2 KV. en Servicio
- Líneas de Alta Tensión de 33 KV. en Servicio.
- Líneas de Alta Tensión de 13,2 KV. Decidida
- - - Líneas de Alta Tensión de 13,2 KV. en Estudio
- Líneas de Alta Tensión de 33 KV. en Estudio
- - - Líneas de Alta Tensión de 66 KV. en Estudio
- △ Sub Estación Transformadora en Estudio
- Líneas de Alta Tensión - Sistema Interconectado Noroeste (132 KV)
- Líneas de Alta Tensión de 33 KV. Decidida

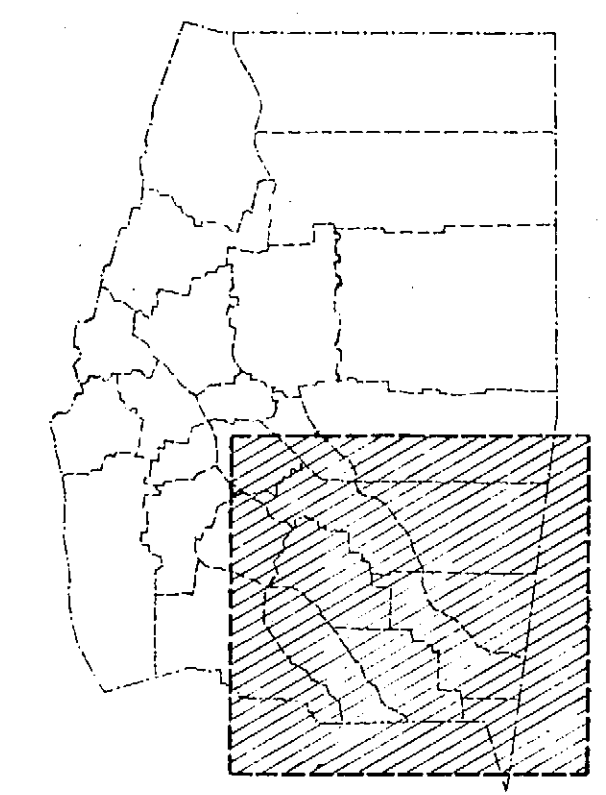
REPUBLICA ARGENTINA
 PROVINCIA DE
 SANTIAGO DEL ESTERO
 CONSEJO FEDERAL DE INVERSIONES
 estudio de abastecimiento eléctrico
 zona centro este
 TITULO
 Configuración del Servicio Eléctrico
 de la Provincia



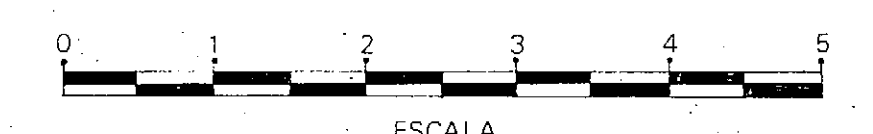


REFERENCIAS

- ⊙ Central Generadora
- ⊗ Sub-Estación Transformadora



REPUBLICA ARGENTINA
 PROVINCIA DE
SANTIAGO DEL ESTERO
 CONSEJO FEDERAL DE INVERSIONES
 Estudio de abastecimiento eléctrico
 zona centro este
 TITULO
**Configuración del Servicio Eléctrico
 de la Zona**



CENTRALES ABASTECEDORAS Y DISTRIBUIDORES DEL SERVICIO PÚBLICO DE ELECTRICIDAD AÑO 1973

Cuadro 3.2. N° 1

Central Abastecedora	Localidades Servidas	Departa- mento	Tipo de servicio	Ente Prestatario		Observaciones
				Generador	Distribuidor	
COOPERATIVA DE LUZ Y FUERZA ARATUYA LTDA.	ARATUYA	GENERAL TABOADA	Continuo	Coop. Añatuya	Coop. Añatuya	
"	COLONIA DORA	AVELLANEDA	Continuo	"	A y E.E.	A y E.E. distribuye desde 1-4-72
"	HERRERA	"	Continuo	"	"	A y E.E. " 5-4-71
"	ICARO	"	Continuo	"	"	A y E.E. " 9-73
"	REAL SAYANA	"	-----	"	"	Sin Servicio. Co- mienza en 1974.
CENTRAL BANDERA DE A y E.E.	BANDERA	BELGRANO	Continuo	A y E.E.	A y E.E.	A y E.E. a cargo desde 12-73.
"	GUARDIA ESCOLTA	"	"	"	"	" " " "
"	POZO DULCE	"	-----	"	"	Sin servicio. Co- mienza en 1974.
"	FORTIN INCA	"	-----	"	"	" " " "
CENTRAL PINTO DE A y E.E.	PINTO	AGUIRRE	20 hs.	"	"	Para 1974 24 hs. de Servicio.

FUENTE: Secretaría de Energía e información recogida in situ.-

ENTES ABASTECEDORES Y DISTRIBUIDORES DEL SERVICIO PUBLICO DE ELECTRICIDAD AÑO 1973
(Continuación)

Cuadro 3.2. Nº1

Central Abastecedora	Localidades Servidas	Departa- mento	Tipo de servicio	Ente Prestatario		Observaciones
				Generador	Distribuidor	
COOPERATIVA LOS JURIES	LOS JURIES	GENERAL TA- BOADA	V 8/16 y 19/24 I 8/12 y 19/24	Cooperativa Los Juries	Cooperativa Los Juries	Se está tratando la transferencia a A y EE
"	CAMPO GRAL. LA- MADRID	"	-----	"	Campo Gral. La- madrid	Sin servicio actual- mente.
"	TOMAS YOUNG	"	-----	"	-----	S/S --comienzo 1974
CENTRAL MALBRAN DE A y EE	MALBRAN	AGUIRRE	18 a 24 hs	A y EE	A y EE	
CENTRAL VILLA UNION DE A y EE	VILLA UNION	MITRE	19 a 01 hs	A y EE	A y EE	
CENTRAL LUGONES DE A y EE	LUGONES	AVELLANEDA	V 18/24hs I 19/01hs			

FUENTE: Secretaría de Energía e información recogida in situ.
V: Verano; I: Invierno.

CENTRALES DIESEL EXISTENTES

Año 1973

Cuadro 3.4. N° 1

Central	Grupo Generador Marca	Año de Insta- ción	Potencia (KW)		Tensión de Generación (KV)	Velocidad de Rotación (R.P.M.)	Tipo de Fijación	Estado de conser- vación	Observa- ciones
			Nominal	Efectiva					
COOPERATIVA DE LUZ Y FUERZA ANATUYA LTDA.	FIAT B	1965/66	535	400	220/380	428	En Base de H° A°		
	"	"	535	400	220/380	428	" "		
	"	"	535	400	220/380	428	" "		
				1.605	1.200				
CENTRAL BANDERA A. Y E.E.	KOERTING	1968	135	120	220/380	500	En Base de H° A°		
	KOERTING	1969	135	120	220/380	500	" "		
	MEADOWS	1960	62	60	220/380	500	Sobre basti- dor (portá- til)	Fuera de servicio.	
	MEADOWS	1960	62	---	220/380	500			
			394	300					
COOPERATIVA LOS JURIES	KOERTING	1971	137	120	220/380	500	En Base de H° A°		
	M W M	1972	56	50	220/380	1000	" "		
	MIDO	----	62	---	220/380	S/R	" "	Fuera de servicio.	
			235	170					

FUENTE: Secretaría de Energía e información recogida in situ.-

CENTRALES DIESEL EXISTENTES (Continuación)

Año 1973

Cuadro 3.4. N° 1

Central	Grupo Generador Marca	Año de Insta- ción	Potencia (KW)		Tensión de Generación (KV)	Velocidad de Rotación (R.P.M.)	Tipo de Fijación	Estado de conser- vación	Observa- ciones
			Nominal	Efectiva					
CENTRAL PINTO A Y E.E.	KOERTING	1967	137	120	220/380	500	En Base de H° A°		
	KOERTING	1968	137	120	220/380	500	" " "		
	M.A.H.	1958	85	80	220/380	420	" " "		
				359	320				
CENTRAL MALBRAN A Y E.E.	DEUTZ	1972	40	40	220/380	1500	Sobre Basti- dor (portá- til).		
CENTRAL VILLA UNION A Y E.E.	FIAT	1969	29	29	220/380	1500	Portátil		
CENTRAL LUGONES A Y E.E.	MEADOWS	1970	32	30	220/380	1500	Portátil	Motor re- accionado.	

FUENTE: Secretaría de Energía e información recogida in situ.-

INSTALACIONES DE TRANSFORMACION EXISTENTES AL 31-12-73

Cuadro 3.4. N° 2

Subestación Transformadora	Función	Relación de Transformación	Cantidad de Transformadores	Potencia Unitaria	Potencia Total	Potencia Total de la S.E.
				KVA	KVA	KVA
ARATUYA	Elevadora	0,4/13,2	2	850	1700	2.900
COLONIA DORA	Rebaje	13,2/0,4	1	1200	1200	150
HERRERA	Rebaje	13,2/0,4	1	100	100	100
ICAÑO	Rebaje	13,2/0,4	1	150	150	150
REAL SAYANA	Rebaje	13,2/0,4	2	50	100	100
BANDERA	Elevadora	0,4/13,2	1	50	50	50
GUARDIA ESCOLTA	Rebaje	13,2/0,4	1	30	30	30
POZO DULCE	Rebaje	13,2/0,23	1	15	15	15
FORTIN INCA	Rebaje	13,2/0,4	1	30	30	30
LOS JURIES	Elevadora	0,4/13,2	1	100	100	100

FUENTE: Información recogida in situ.-

INSTALACIONES DE TRANSFORMACION EXISTENTES AL 31-12-73
(Continuación)

Cuadro 3.4. N° 2

Subestación Transformadora	Función	Relación de Transformación	Cantidad de Transformadores	Potencia Unitaria	Potencia Total	Potencia Total de la S.E.
				KVA	KVA	KVA
GRAL. LAMADRID	Rebaje	13,2/0,4	1	30	30	30
TOMAS YOUNG	Rebaje	13,2/0,4	1	30	30	46
			1	16	16	

FUENTE: Información recogida in situ.-

Línea	Longitud (KM)	Tensión de transmisión (KV)	Conductores		Cant. de aisladores (H°)	Tipo de estructura	Capacidad de transmisión		Observaciones
			Mat.	Sección (mm ²)			(VVA)		
Sistema: Añatuya-Colonia Dora - Herrera-Icaño-Real Sayana.									
Añatuya - Colonia Dora	23	13,2	Al-Al	35	1	H° A°			
Colonia Dora - Herrera	14	13,2	"	25	1	" "			
Colonia Dora - Icaño	11	13,2	"	25	1	" "			
Icaño - Real Sayana	15	13,2	"	25	1	" "			
Sistema: Bandera-Guardia Escolta-Pozo Dulce-Fortín Inca.									
Bandera - Guardia Escolta	17	13,2	Al-Al	16	1	H° A°			
Guardia Escolta - Pozo Dulce	13	13,2	"	50	1	" "			
Pozo Dulce - Fortín Inca	12	13,2	"	50	1	" "			

FUENTE: Información recogida in situ.-

Línea	Longitud (KM)		Tensión de Transmisión (KV)		Conductores		Cant. de aisladores (N°)	Tipo de estructura	Capacidad de Transmisión (KVA)		Observaciones
					Mat.	Sección (mm ²)					
Sistema: Los Juries-General Lamadrid - Tomás Young.	8		13,2		AI-AI	50	1	H° A° " "			
	10		13,2		"	50	1				

FUENTE: Información recogida in situ.-

DATOS OPERATIVOS DE LAS CENTRALES

AÑO 1973

Cuadro 3.5. N° 1

Central	Potencia (KW)	Potencia Instalada (KW)	Potencia Efectiva (KW)	Potencia Firme (KW)	Carga Máxima (KW)	Generación Anual (MWh)	Factor de Utilización (hs)	Factor de Carga (hs)	Factor de Planta (N°)	Servicio Prestado		Observaciones
										Localidad	Horario	
AÑATUYA	1605	1605	1200	800	1040	3987	2480	3830	1,15	Subsistema Añatuya	Continuo	
BANDERA	394	270	240	105	148	380	1407	2558	1,62	Subsistema Bandera	Continuo	
LOS JURIES	110	110	170	50	70	175	159	2500	2,42	Subsistema Los Juries	8 a 16 y 19 a 24	
PINTO	359	359	320	200	136	389	1080	2850	2,35	Pinto	20 Hs	
MALBRÁN	40	40	40	-	10	30	750	3000	4,00	Malbrán	18 a 24	
VILLA UNIÓN	29	29	29	-	14	19,4	669	1385	2,07	Villa Unión	19 a 01	
LUGONES	32	32	30	-	11	25	781	2272	2,72	Lugones	I : 18 a 24 V : 19 a 01	I: Invierno V: Verano

FUENTE: Elaboración Propia

CONSUMO DE COMBUSTIBLES Y LUBRICANTES

Año 1973

Cuadro 3.6. N° 1

Central	Generación (MWh)	Tipo de Combustibles	Consumo de Combustibles (kg)	Consumo de Lubricantes (kg)	Consumo Específico Combustibles (Gr/KWh)	Consumo Específico Lubrificantes (Gr/kWh)	Observaciones
ANATUYA	2567	D.O.	1.202.092	9080	302	2,27	
BANDERA	380	D.O.	192.500	1480	507	3,89	
LOS JURIES	175	D.O.	80.500	980	460	5,6	
PINTO	389	D.O.	128.625	1520	331	3,9	
MALBRAN	30	G.O.	12.580	172	419	5,73	
VILLA UNION	19,4	G.O.	9.605	560	495	28,86	
LUGONES	25	G.O.	12.325	602	493	24,08	

FUENTE: Secretaría de Energía e información recogida in situ.-

PRECIOS MEDIOS DE APLICACION DE COMBUSTIBLES

Cuadro 3.6. N° 2

A. Precios Oficiales

Fecha de vigencia	Gas Oil \$/litro	Diesel Oil \$ / m3.
11/10/72 al 27/3/73	0.55	370
28/3/73 al 9/6/73	0.70	450
10/6/73 al 28/3/74	1.20	600

B. Precios medios ponderados año 1973

Gas Oil

0.55 \$/lt. x 3 meses = 1.65

0.70 " x 2,3 " = 1.61

1.20 " x 6,7 " = 8.04 11.30

$\frac{11.30}{12}$ = 0.94 \$/lt.

flete 0.06 " 1.00 \$/lt. = 1.25 \$/Kg.

Diesel Oil

370 \$/m.³ x 3 meses = 1.100

450 " x 2.3 " = 1.035

600 " x 6.7 " = 4.020 6.155

$\frac{6.155}{12}$ = 0.51 \$/lt.

flete 0.06 " 0.57 \$/lt. = 0.71 \$/Kg..

FUENTE: División Productos de YPF.

COSTO DE COMBUSTIBLES POR CENTRAL

Año 1973

Cuadro 3.6. N° 3

CENTRAL	Consumo específico medio (gr/KWh)	Precio Medio (\$/Kg.)	Costo del combustible (\$/KWh)	Tipo de combustible
Añatuya	302	0,71	0,21	Diesel Oil
Bandera	507	0,71	0,36	" "
Los Jurfes	460	0,71	0,33	" "
Pinto	331	0,71	0,24	" "
Malbrán	419	1,25	0,52	Gas Oil
Villa Unión	495	1,25	0,62	"
Lugones	493	1,25	0,62	"

FUENTE: Elaboración propia.

COSTO DE LUBRICANTES POR CENTRAL

Año 1973

Cuadro 3.6. N° 4

CENTRAL	Consumo específico medio (gr/KWh)	Precio medio (\$/Kg.)	Costo de lubricantes por KWh generado (\$/KWh)
Añatuya	2,27	8,71	0,020
Bandera	3,89	8,71	0,034
Los Juríes	5,60	8,71	0,049
Pinto	3,90	8,71	0,034
Malbrán	5,73	8,71	0,050
Villa Unión	28,86	8,71	0,251
Lugones	24,08	8,71	0,210

Fuente: Elaboración propia.

(Precio: 1973, 6.97 \$/lt.)

DETALLE DEL PERSONAL OCUPADO

Año 1973

Cuadro 3.6. Nº 5

Unidad Administrativa	Empleados Administrativos	Profesionales y Técnicos	Capataces y Encargados	Oficiales y mandos oficiales	Ayudantes y peones	Total Personal Explotación
ARATUYA	1 Gerente 1 Ayudante "M" 1 Ayudante "J" 2 Cobradores "K"	1 Ingeniero 1 Ayud. Téc. "J"	1 Jefe Maq. "N" 1 Jefe Maq. "J" 1 Enc. Dist. "K"	6 Maq. "H" 2 Ofic. "H" 1 Electr. "G"	1 Ayud. "J"	15
COLONIA DORA	-----	1 Jefe Dist. "J"	1 Jefe Elect. "H"	-----	1 Ayud. "G"	3
HERRERA	-----	1 Jefe Dist. "J"	-----	-----	2 Ayud. "H"	3
ICARO	-----	1 Jefe Dist. "J"	-----	-----	1 Ayud. "H"	2
REAL SAYAMA (Sin Servicio 1973)	-----	-----	-----	-----	-----	-----
BANDERA	-----	1 Jefe Dist. "M"	-----	1 Maq. "H" 1 Electr. "H"	-----	3
GUARDIA ESCOLTA	-----	1 Jefe Dist. "J"	-----	-----	1 Ayud. "H"	2

FUENTE: Información recogida in situ.

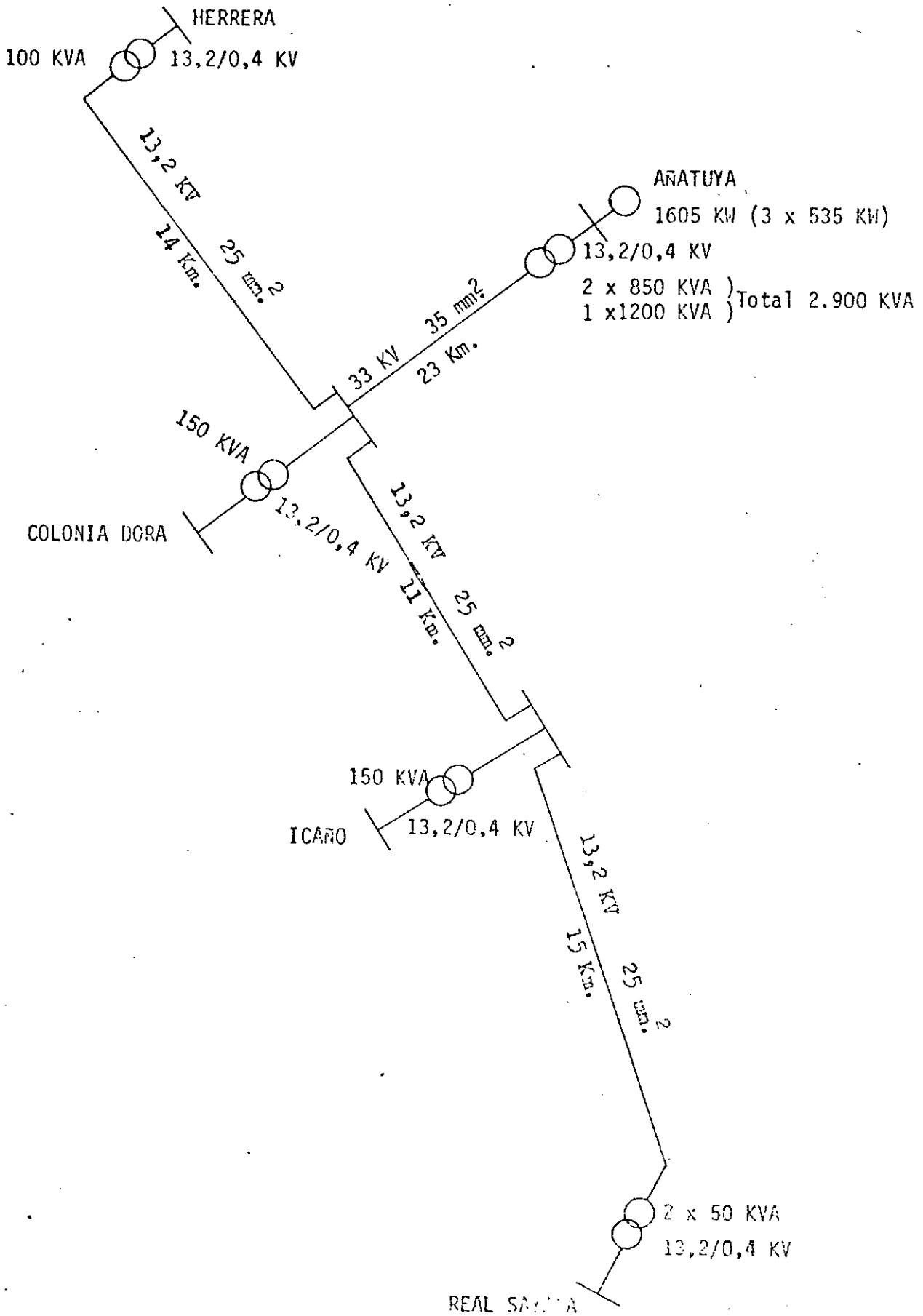
DETALLE DEL PERSONAL OCUPADO (Continuación)

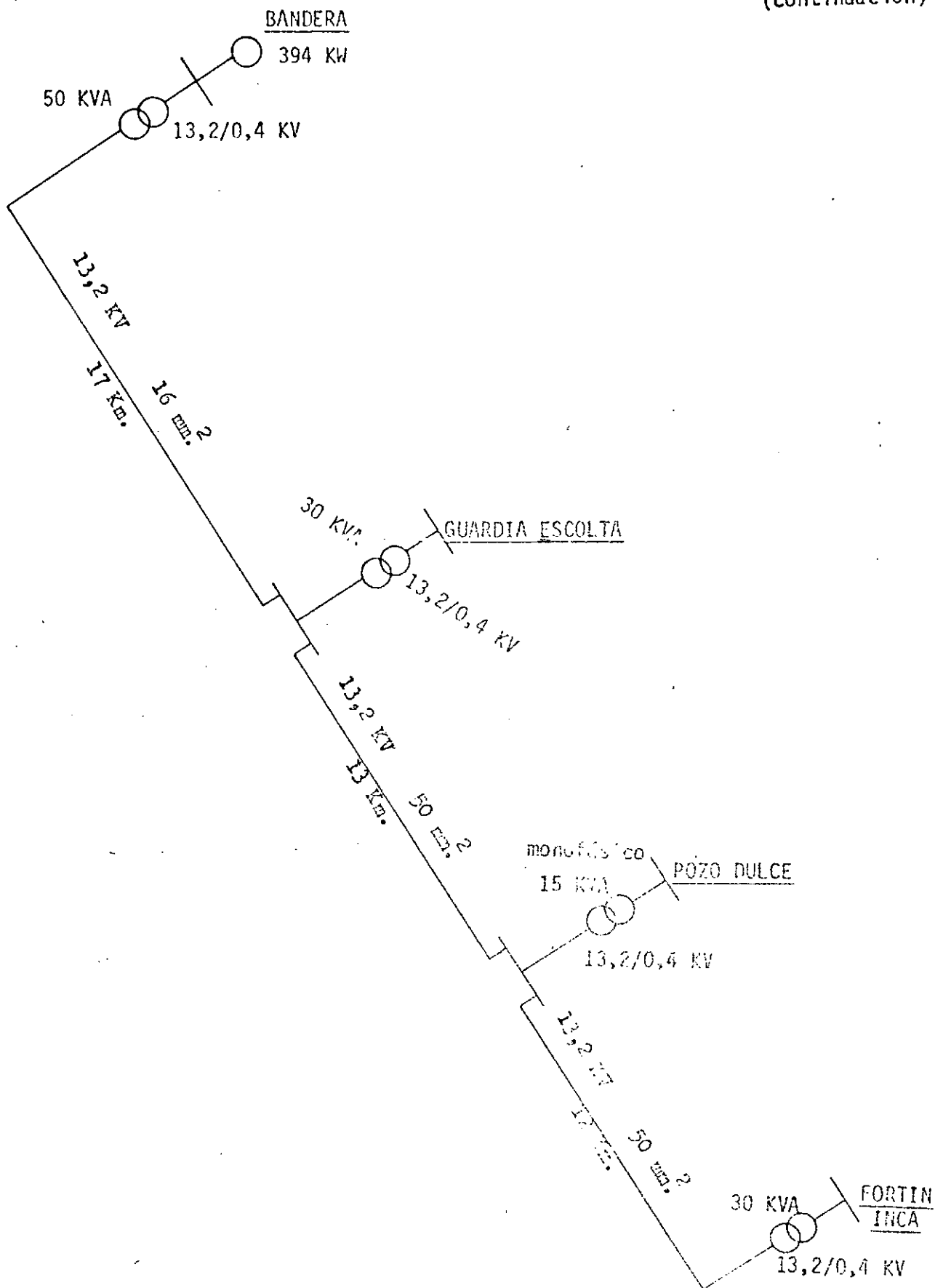
Año 1973

Cuadro 3.6. Nº 5

Unidad Administrativa	Empleados Administrativos	Profesionales y Técnicos	Capataces y Encargados	Oficiales y me- dio oficiales	Ayudantes y peones	Total Personal Explotación
FUZO DULCE (Sin servicio 1973)	-----	-----	-----	-----	-----	-----
TOMAS YOUNG (Sin servicio 1973)	-----	-----	-----	-----	-----	-----
PINTO	-----	1 Jefe Dist. "K"	-----	1 Oficial "J"	2 Ayud. "H" 1 Ayud. "K" 2 Ayud. "J"	7
NALBRAN	-----	1 Jefe Dist. "J"	-----	1 Oficial "H"	-----	2
VILLA UNION	-----	1 Jefe Dist. "J"	-----	-----	1 Ayud. "H"	2
LUGONES	-----	1 Jefe Dist. "J"	-----	1 Oficial "H"	-----	2
LOS JURIES	-----	1 Jefe Dist. "J"	-----	-----	1 Ayud. "H"	2

FUENTE: Información recogida in situ.





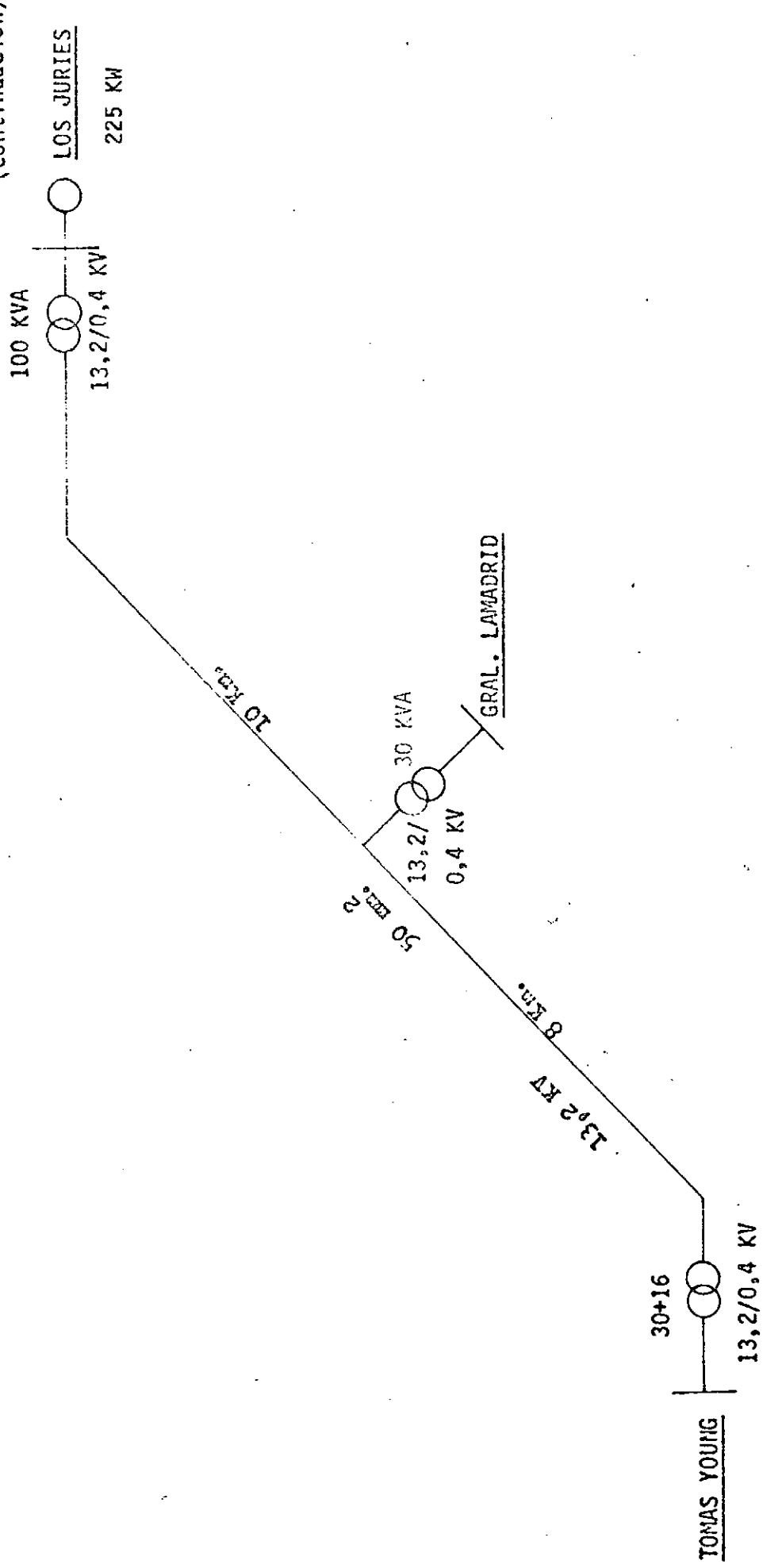


DIAGRAMA DE CARGA DIA 9.5.1973
CENTRAL: Añatuya

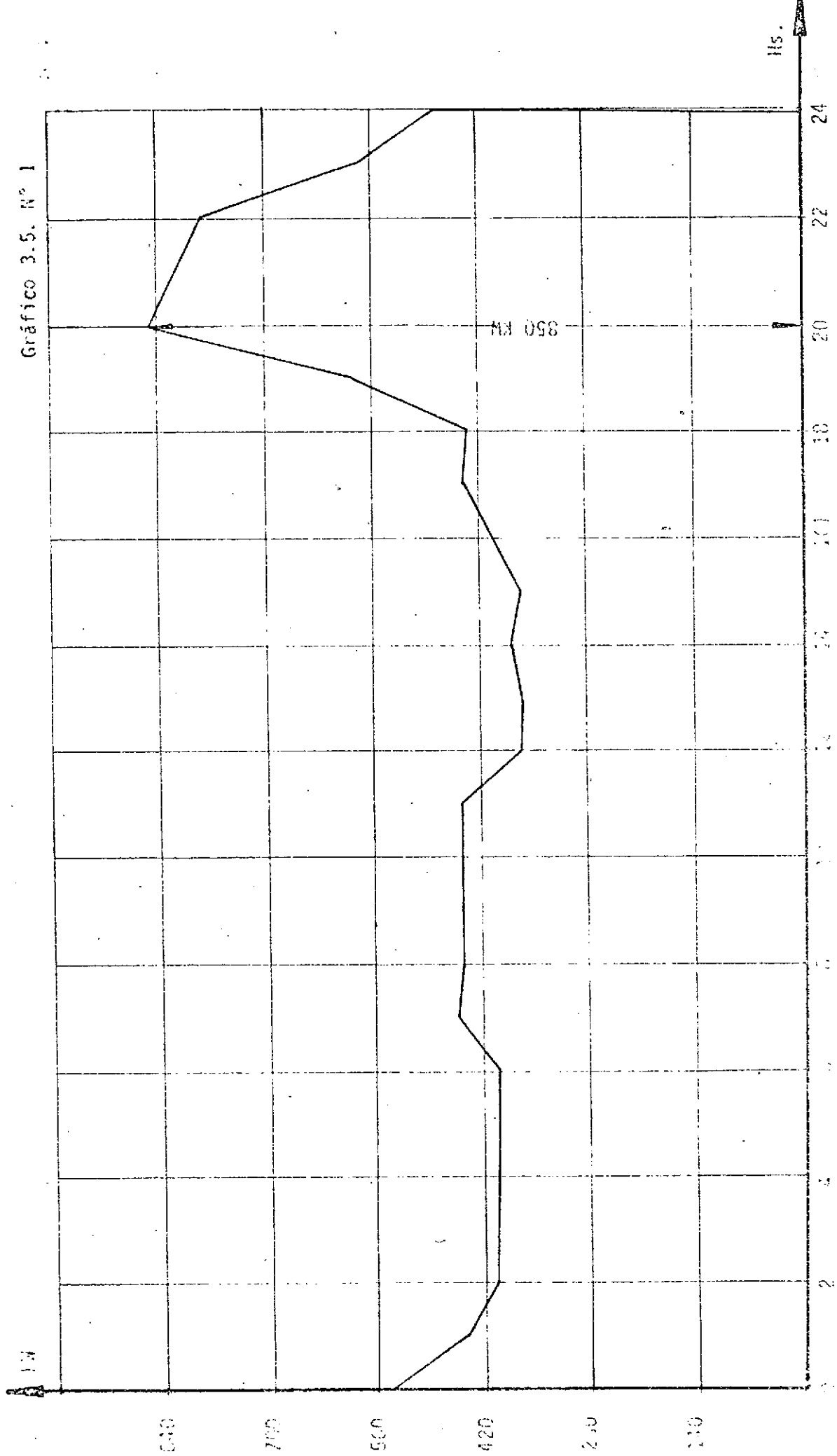
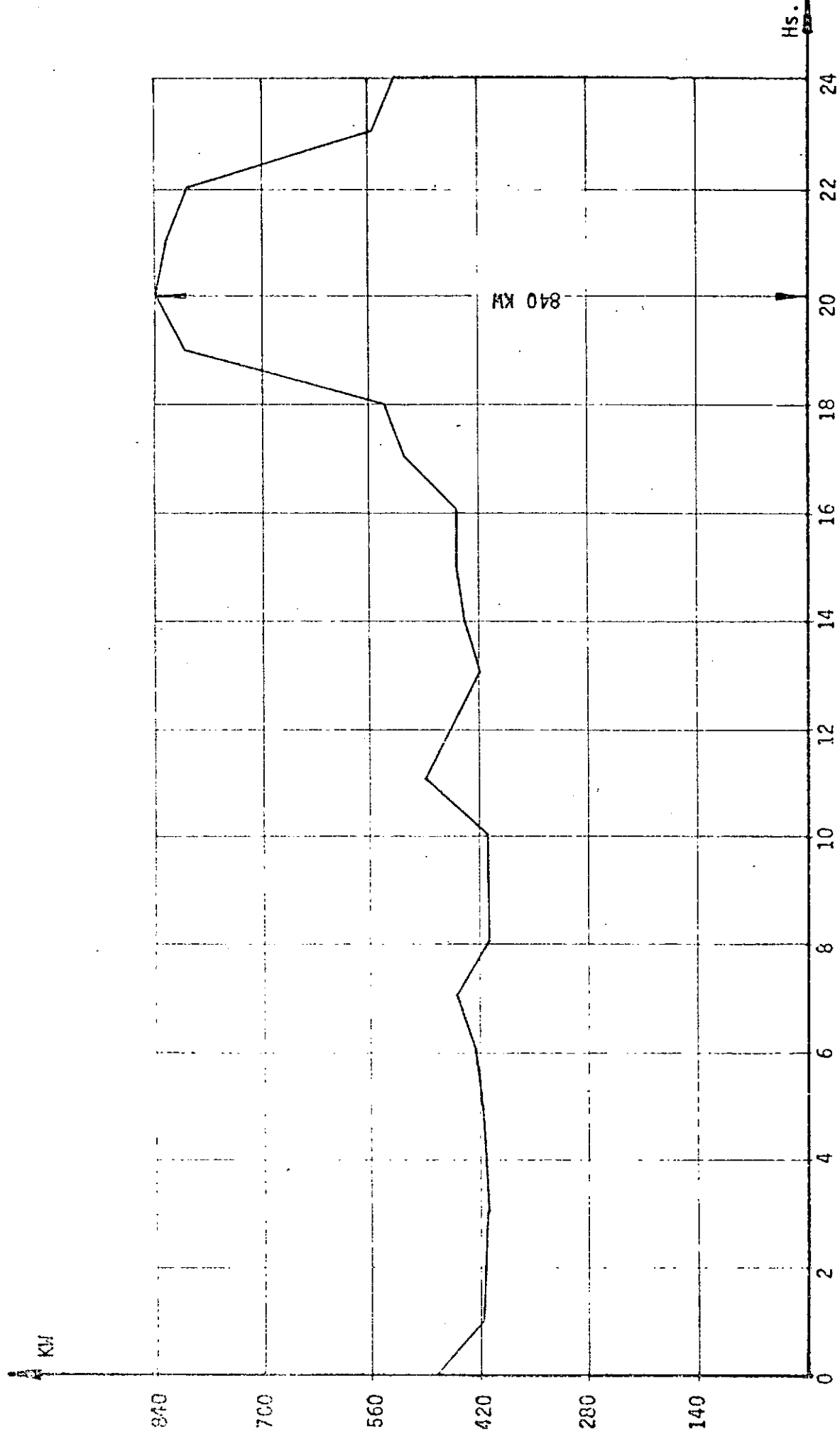


DIAGRAMA DE CARGA DIA 11.7.73
CENTRAL: ANATUYA

Gráfico 3.5. N° 2

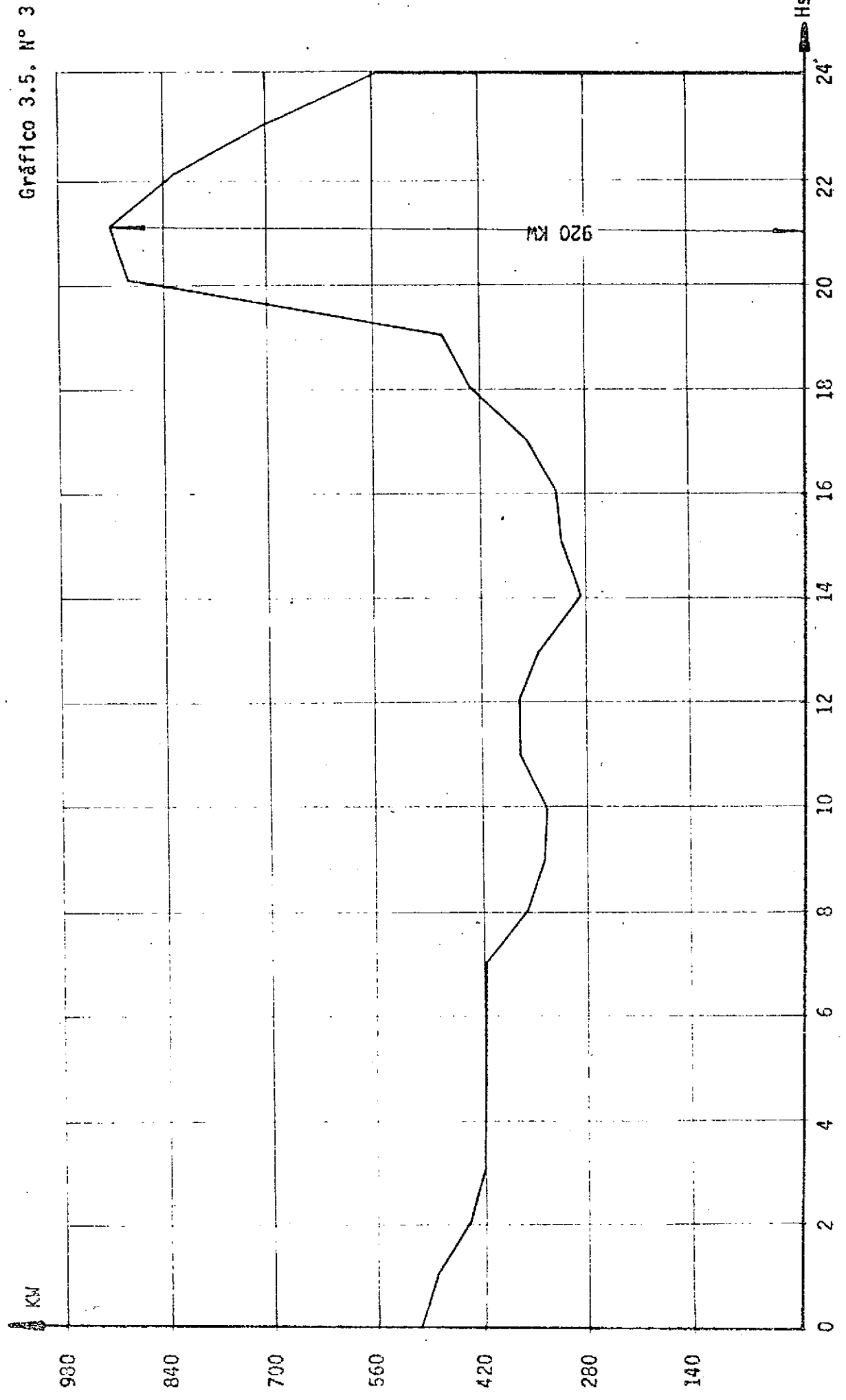


11.604 KW.Hs.

Factor de Carga: $m = 0,577$

DIAGRAMA DE CARGA DIA 15.10.73
CENTRAL: AMATUYA

Gráfico 3.5. Nº 3



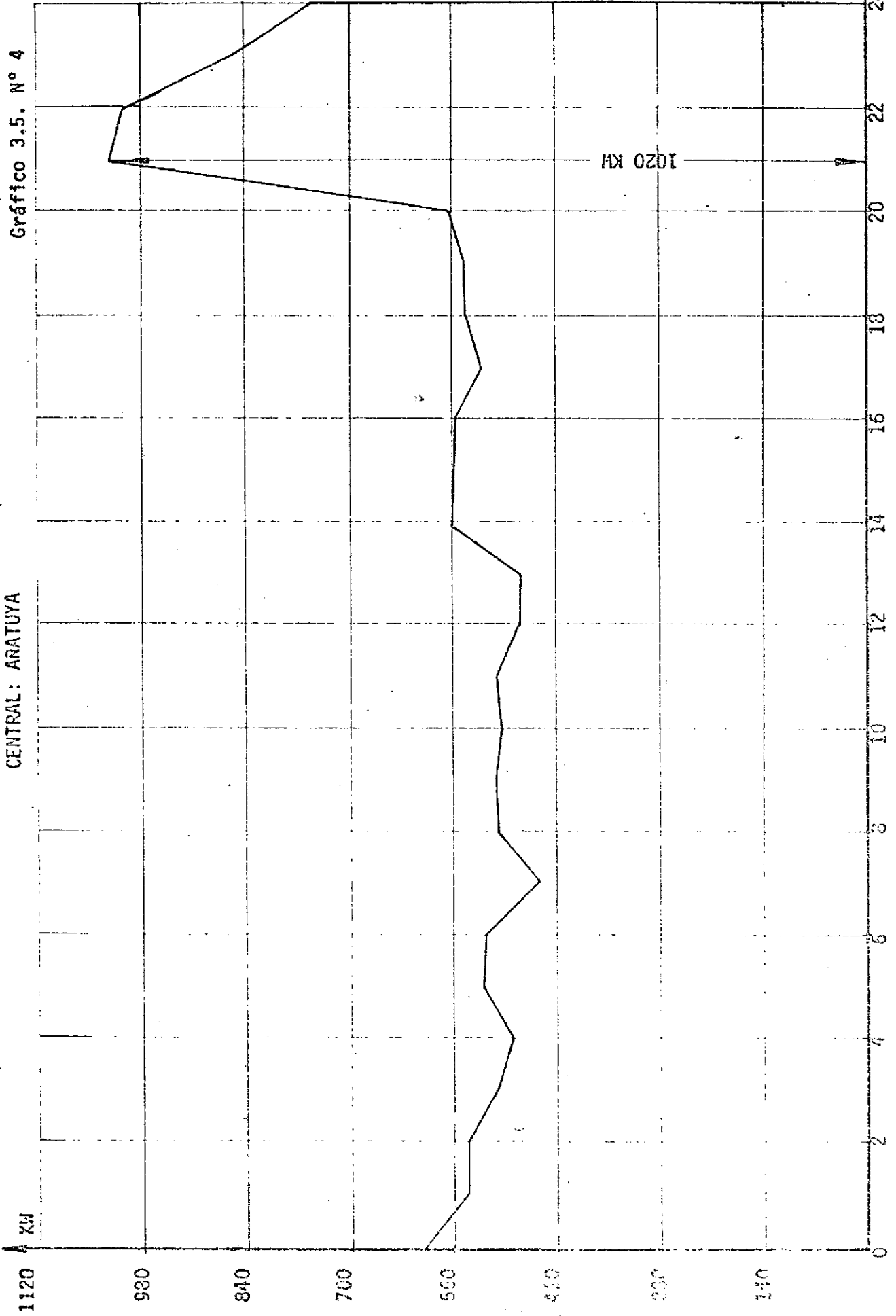
Factor de Carga: $m = 0.492$

10,858 KW.Hs
POTENCIA

DIAGRAMA DE CARGA DIA 29.12.73

CENTRAL: ARATUYA

Gráfico 3.5. Nº 4



10.000 KW/cm

Factor de Carga: $\alpha = 0,54$

ESC.: $\frac{70 \text{ KW}}{1 \text{ cm.}}$

DIAGRAMA TIPOICO DE CARGA AÑO 1973

CENTRAL: BANDERA

Gráfico 3.5. Nº 5

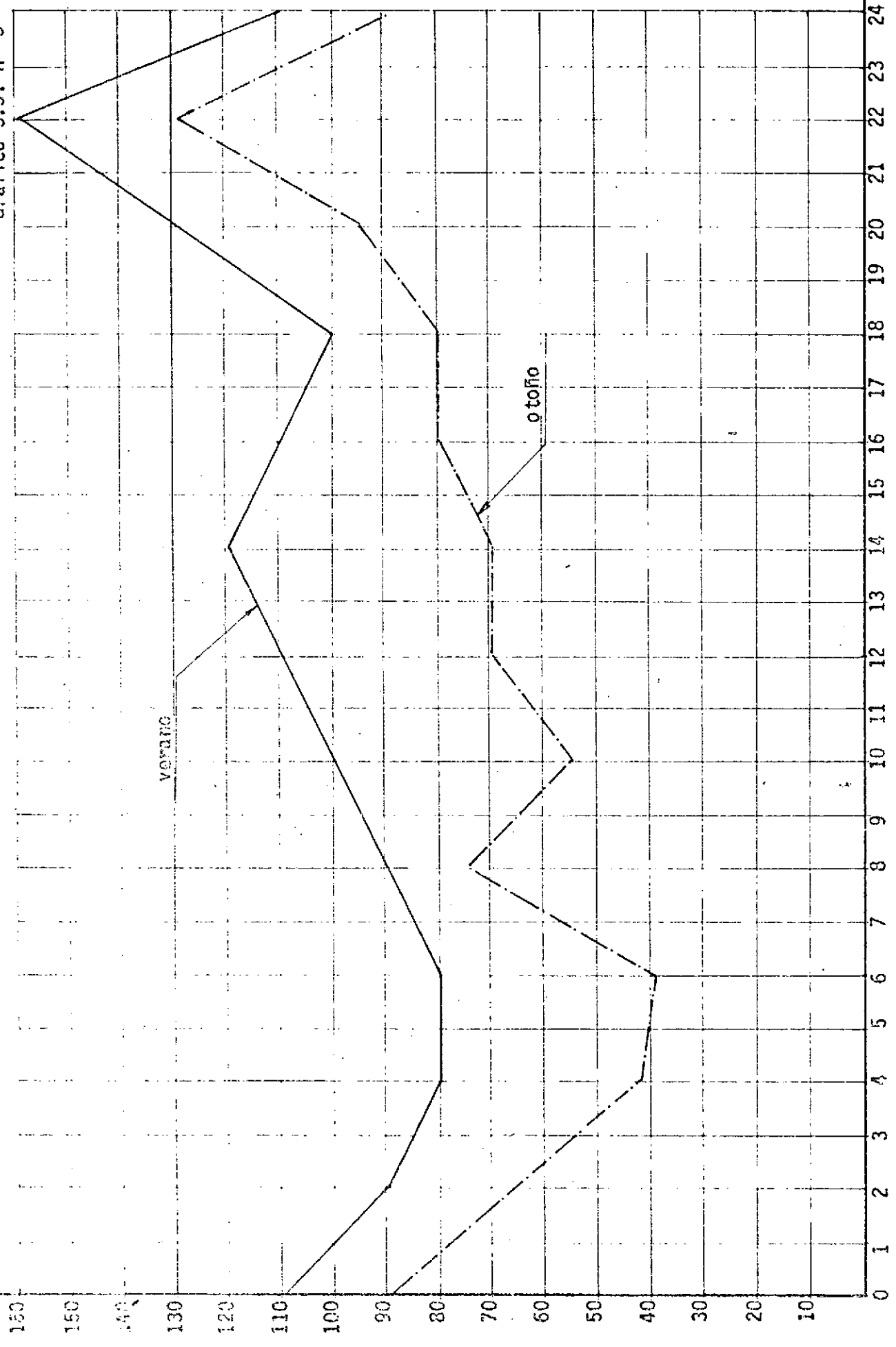
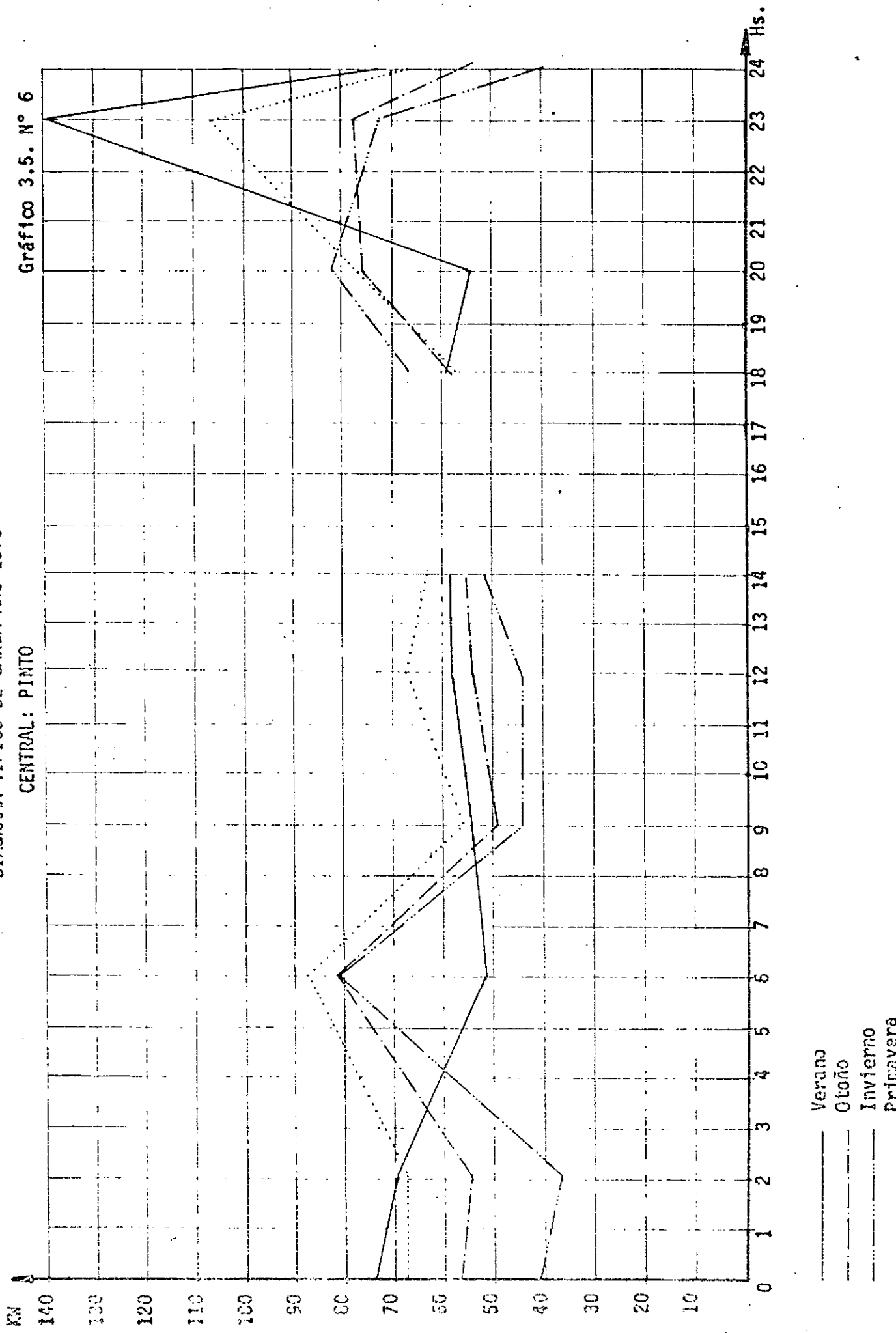


DIAGRAMA TIPOICO DE CARGA AÑO 1973

CENTRAL: PINTO

Gráfico 3.5. N° 6



Servicio: 20 horas: horario estimado.

DIAGRAMA TIPICO DE CARGA AÑO 1973

CENTRAL: VILLA UNION

Gráfico 3.5. N° 7

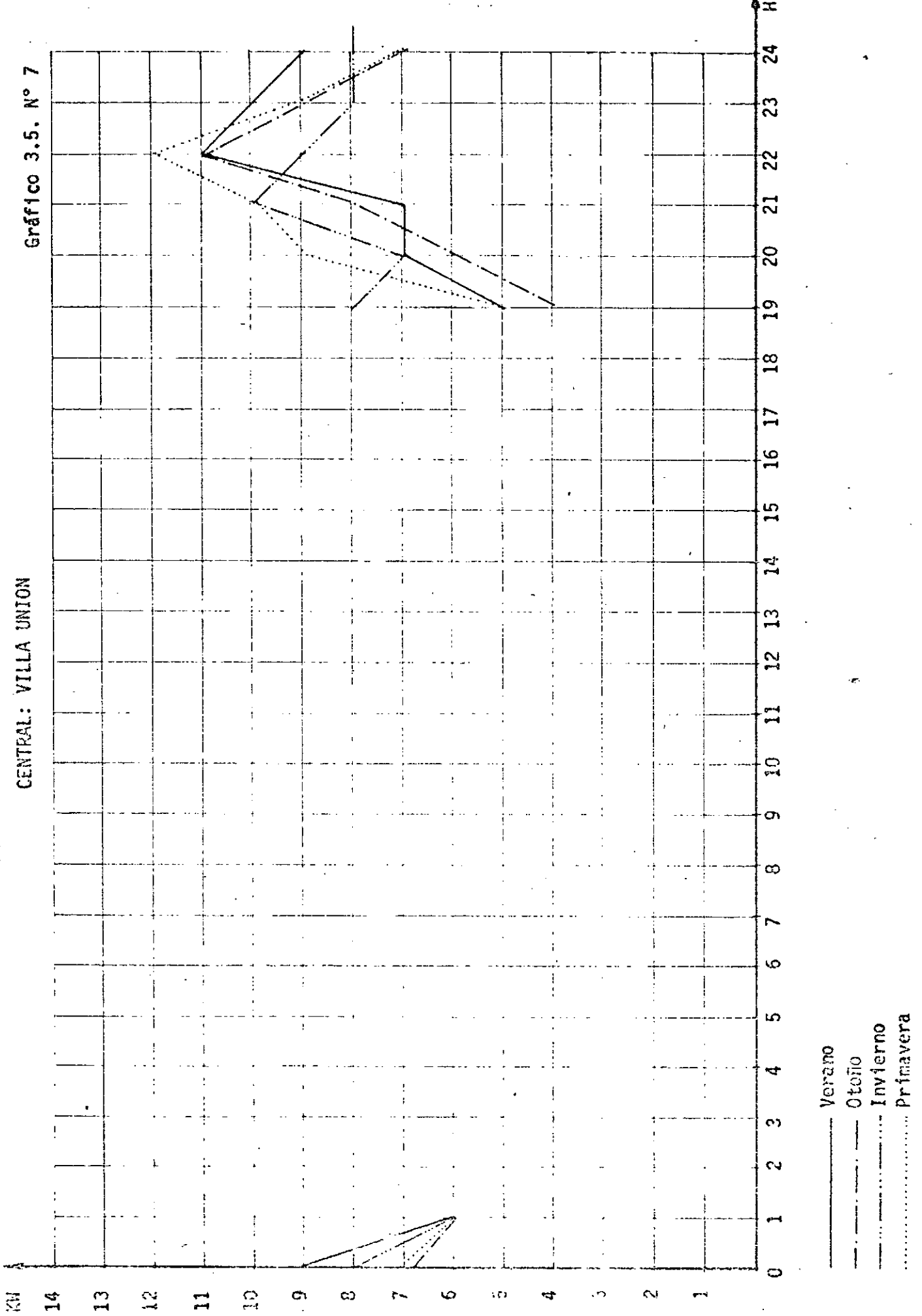
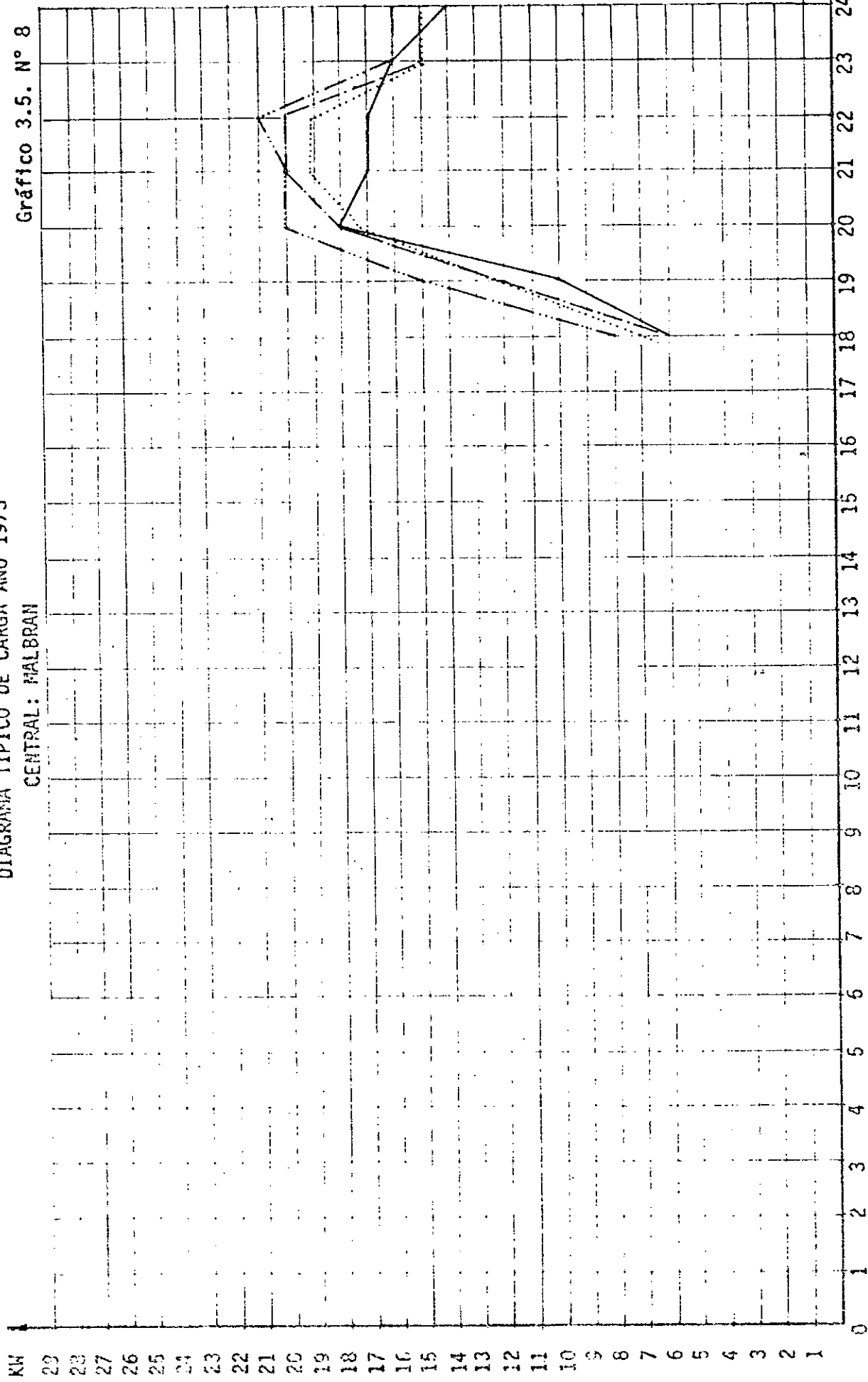


DIAGRAMA TIPICO DE CARGA AÑO 1973

CENTRAL: MALBRAN

Gráfico 3.5. Nº 8

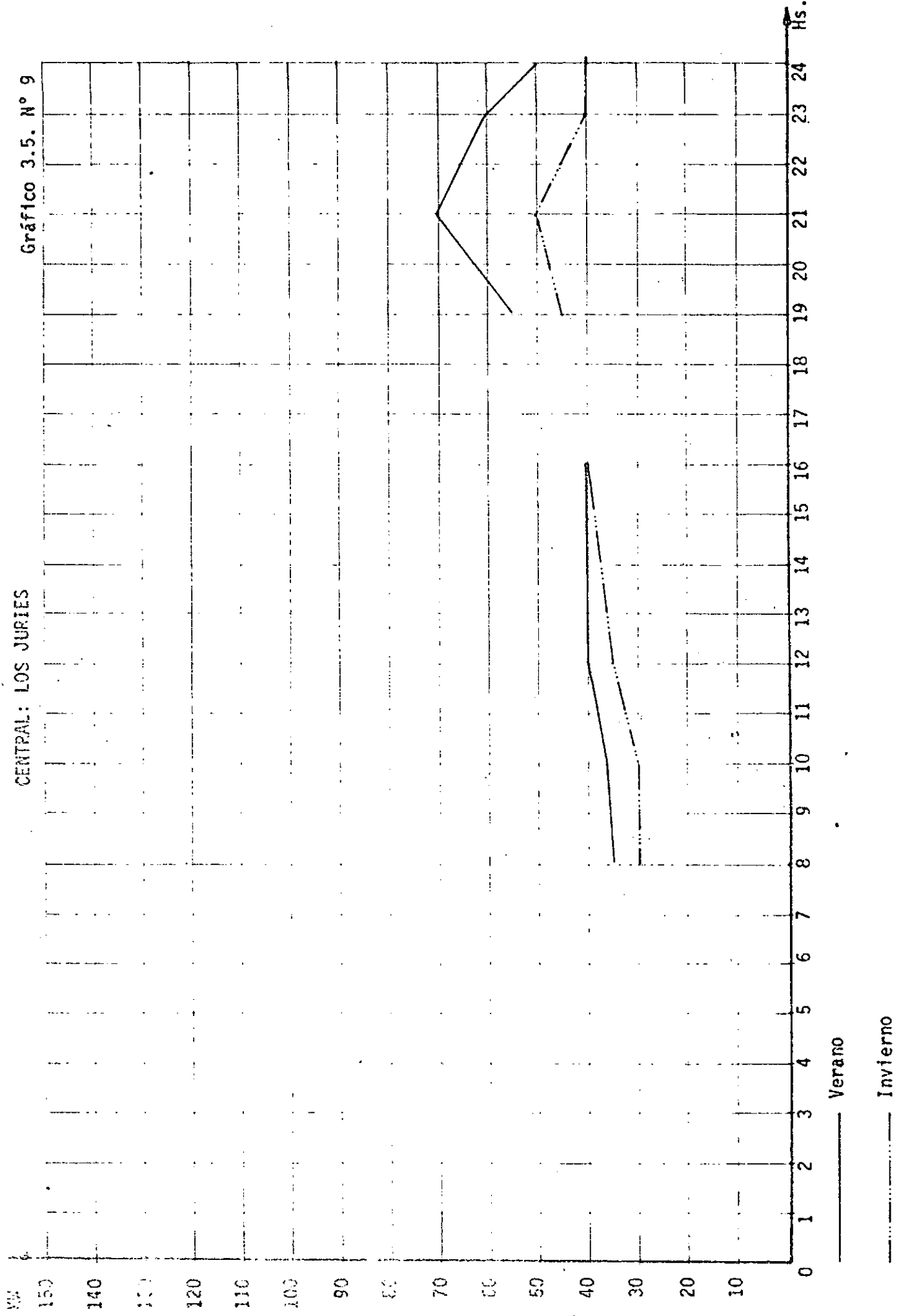


— Verano
 - - - Otoño
 Invierno
 - · - Primavera

DIAGRAMA TIPOICO DE CARGA AÑO 1973

CENTRAL: LOS JURIES

Gráfico 3.5. N° 9



CAPITULO 4 : ESTUDIO DEL MERCADO ELECTRICO

.../

4. ESTUDIO DEL MERCADO ELECTRICO

4.1. Evolución Histórica del Abastecimiento y Demanda del Servicio Público

Este capítulo tiene por objeto determinar las tendencias de crecimiento del abastecimiento eléctrico y de los indicadores específicos del mercado. Para ello se elaboraron y analizaron las correspondientes series históricas.

La información básica se obtuvo en la Dirección de Estadísticas de la Secretaría de Energía de la Nación, en la Dirección de Energía de la Provincia (DEPSE) y en las centrales de generación y de distribución de las respectivas localidades.

Los datos de población se obtuvieron de los censos nacionales de 1960 y 1970 y el provincial de 1964.

El procesamiento de la información permitió obtener las tasas de crecimiento con las que se proyectó finalmente la evolución del consumo y de la carga máxima.

El estudio se encaró en dos títulos enlazados correlativamente:

- Evolución histórica del abastecimiento y demanda del servicio eléctrico.
- Proyección de la demanda de energía y de potencia.

4.1.1. Evolución histórica del abastecimiento eléctrico

El abastecimiento de energía desde el año 1963 hasta 1973, por parte de las distintas centrales de la zona, se indican a través de sus parámetros correspondientes en los cuadros 4.1. N° 1 al N° 11.

Las series históricas de la energía bruta generada, pérdidas de uso propio, energía enviada a la red, consumo total, pérdidas en la red, carga máxima anual y factor de carga, se

/...

.../

confeccionaron en base a la información obtenida en el Departamento de Estadísticas de la Secretaría de Estado de Energía, en la Dirección de Energía de la Provincia de Santiago del Estero (DEPSE) y en Agua y Energía Eléctrica, Empresa del Estado Nacional.

Del análisis de la información se infieren algunas observaciones dignas de mención:

En Añatuya el uso propio de central sufre un incremento muy acentuado a partir de 1969 llegándose a valores superiores a lo normal. Asimismo las pérdidas en la red ofrecen alteraciones notables en la década, con un pico en el año 1970 del 21,4% que se considera alto para este rubro, con una tendencia a normalizarse en los años siguientes.

La Central Bandera también presenta oscilaciones de pérdidas en la red dentro de valores elevados.

Guardia Escolta, luego de tener 33,3% de pérdidas en la red durante 1963 disminuye el índice a valores normales, posiblemente por realización de mejoras en la misma.

Pinto presenta un crecimiento inusual de las pérdidas en la red en los últimos dos años de la serie, paralelamente a un aumento anormal del consumo propio.

4.1.2. Evolución histórica de la demanda del servicio público

En los cuadros 4.1. N° 12 y N° 13 se indican las características de los subsistemas existentes en cuanto a su demanda de energía con las magnitudes usuales, mientras que en los cuadros 4.1. N° 14 al N° 24 se indican los valores de crecimiento eléctrico de las localidades individualmente.

En los mismos se refleja que el consumo sufrió incrementos sostenidos (del orden de 14%) en el subsistema de Añatuya, Herrera, Colonia Dora e Icaño y localidades de Añatuya, Guardia

/...

.../

Escolta, Pinto, Los Juríes, Colonia Dora, mientras que en las demás, las tasas de regresión son moderadas.

Se debe tener en cuenta en algunos casos, que en poblaciones que en los primeros años de la década 1963-1973 no estuvieron ya abastecidas de energía, su consumo sufre posteriormente un crecimiento extraordinario que no se debe tomar como normal (casos de Malbrán, Villa Unión, Lugones y Guardia Escolta).

El crecimiento del número de usuarios resulta superior al normal en el caso de Los Juríes, Lugones y Colonia Dora, manteniéndose debajo del 6% en las demás localidades.

La relación de habitantes por usuario tiene en todos los casos tasas de regresión negativa; basándose ese hecho, en varias localidades, en una apreciable disminución del número de población servida que nos da un índice de despoblación por aspectos socio-económicos regionales. Los valores de población servida también están volcados en el cuadro.

Para cada uno de los indicadores analizados se han determinado las tendencias de crecimiento mediante el cálculo de: tasa promedio, tasa media anual acumulativa y tasa de regresión (mediante ajuste por mínimos cuadrados de la función exponencial $D_t = D_0 (1 + r)^t$).

Las tasas no se calcularon para Malbrán, Villa Unión y Lugones ya que la escasa antigüedad del servicio determinó series de 3 ó 4 años, insuficiente para determinar tendencias históricas con el rigor requerido.

La tasa de crecimiento de consumo por usuario indica un crecimiento normal en el subsistema Añatuya, Herrera, Colonia Dora e Icaño e individualmente en las localidades de Añatuya, Guardia Escolta, Pinto y Colonia Dora; es bajo en las restantes, con la excepción de Malbrán y Villa Unión donde recién se habilitó el servicio en 1969.

/...

.../

4.1.3. Déficit y demanda de potencia insatisfecha

Para calcular la influencia de la limitación de los horarios de servicio sobre la demanda y su consecuente corrección, se tiene en cuenta que dicho cálculo implica modificar el factor de carga, ya que la carga máxima prácticamente no se altera al ampliar el horario. Se estima el nuevo factor de carga y se multiplica por la carga máxima; a dicho valor se le resta la energía real consumida, obteniéndose así la demanda insatisfecha.

No obstante, la información disponible sobre la carga máxima de cada localidad no resultó suficiente para utilizar este procedimiento, por lo que se optó por proyectar -con tasas adecuadas- los valores del año 1973 correspondientes a un horario continuo de servicio.

4.1.4. Evolución histórica de la estructura sectorial del consumo

Los resultados de este apartado se encuentran en el cuadro 4.1. N° 25, discriminados en porcentajes para cada subsistema o localidad y para la zona en estudio.

Del análisis del mismo se desprende que prevalece el consumo de tipo residencial con un promedio general en la zona de aproximadamente el 50%; continuando en importancia con porcentajes de aproximadamente el 22% los correspondientes al tipo comercial y los agrupados como Varios, conformado por los consumos de alumbrado público, escuelas y reparticiones oficiales. El consumo industrial representa menos del 10% del total.

Este cuadro se confeccionó para el año 1971, el más reciente con información suficiente.

/...

.../

4.1.5. Comparación de indicadores eléctricos

En los cuadros 4.1. N° 26 y 4.1. N° 27 se indican respectivamente para los años 1971 y 1973 y para las centrales y/o subsistemas, los valores de consumo, número de usuarios, consumo por usuario, población servida, consumo por habitante y habitantes por usuario.

Puede observarse (en 4.1. N° 27) que el subsistema Añatuya es de importancia decisiva en la zona, ya que insume el 82,15% del consumo y abastece casi al 75% del número total de usuarios de la zona y al 77% de los habitantes servidos de la misma.

En cambio, el consumo por usuario es ligeramente superior al promedio de la zona, con el que guardan relaciones muy cercanas a la igualdad Los Juríes y Pinto.

La mejor relación de habitantes por usuario se da en el subsistema Bandera y el más desfavorable en Malbrán.

4.2. Proyección de la Demanda de Energía y de Potencia

La proyección de la demanda del servicio público se realizó en tres etapas: proyección de la demanda vegetativa, proyección de las demandas especiales y proyección de la demanda total.

La unidad de análisis fue el subsistema zonal, en el caso en que varias localidades se encontraban conectadas eléctricamente, o la localidad, en caso de hallarse ésta independiente eléctricamente.

Las unidades de proyección utilizadas fueron definidas en el Capítulo 3.1. Configuración Espacial del Servicio Eléctrico.

4.2.1. Proyección de la demanda vegetativa

Definimos como demanda vegetativa a la predominantemente residencial (alumbrado particular, comercial y público)

/...

.../

La demanda de energía, a nivel de usuario, equivale al consumo de energía. La producción de energía comprende, además, las pérdidas de uso propio y de distribución. La evolución de la carga máxima surgirá de la aplicación de los correspondientes factores de carga.

Se adoptó como año base para las proyecciones 1973 y como período de proyección 12 años, lo que lleva el pronóstico hasta el año 1985 inclusive.

Los valores de consumo y generación de energía así como el del factor de carga corresponden a horarios continuos de servicio.

El consumo de energía, dada la estructura eminentemente residencial del mercado, se proyectó en función del crecimiento del N° de usuarios y del crecimiento del consumo por usuario, parámetros éstos deducidos para cada caso en base al análisis histórico de la evolución de la demanda.

La expresión utilizada fue la siguiente:

Consumo energía año t = N° de usuarios año t x consumo por usuario año t

en la que

$$\text{N}^\circ \text{de usuarios año } t = \frac{\text{N}^\circ \text{de habitantes año } t}{\text{habitantes por usuario año } t}$$

El N° de habitantes del año t se proyectó con tasas adoptadas en base al análisis demográfico (capítulo 2.6.1.) y resumidas en el cuadro 2.6. N° 4.

La relación habitantes por usuario año t se proyectó con las tasas de regresión a.c. obtenidas de las series de Evolución histórica del consumo (cuadros 4.1. N° 14 al 24).

El consumo por usuario año t se proyectó, atendiendo al mejoramiento previsto en el nivel de ingresos de la población, a

/...

.../

la extensión del servicio de alumbrado público, a la ampliación del horario de servicio, etc., con tasas que mejoran convenientemente las de regresión histórica de cada localidad.

El resultado de las proyecciones se presenta en los cuadros 4.2. N° 1 al 19, que incluyen las de aquellas localidades, actualmente sin servicio pero que podrían incorporarse eventualmente a los subsistemas proyectados.

Las proyecciones de la Generación y de la Carga Máxima, presentadas en los mismos cuadros, se obtuvieron considerando en todos los casos un Factor de Pérdidas igual a 0.15 y Factores de Carga adecuados a las características del mercado eléctrico en cada localidad.

En el Cuadro 4.2. N° 34 se indican las tasas adoptadas y las tasas resultantes en las proyecciones de todas las localidades.

Para los subsistemas ya configurados con cabeceras en Añatuya y en Bandera, existentes a la fecha, se realizaron también las correspondientes proyecciones. Los resultados se presentan en los Cuadros 4.2. N° 30 al 31.

Para evaluar la bondad del método utilizado para la proyección del consumo de energía se utilizó también el método de extrapolación de la tendencia histórica del consumo, determinada mediante el ajuste por mínimos cuadrados de la función

$$D^t = D_0 (1 + i)^t$$

cuyos valores, para cada localidad, se indican en los Cuadros 4.2. N° 22 al 29.

No se utilizó este método en las localidades con servicios recientes (Malbrán, Villa Unión y Lugones).

Los subsistemas existentes de Añatuya y de Bandera se proyectaron en los cuadros 4.2. N° 32 al 33.

/...

.../

La comparación de los resultados obtenidos por ambos métodos avala el adoptado en este trabajo. La extrapolación de la función exponencial arroja, en general, valores mas altos para la evolución del consumo, pero no debe perderse de vista que esto se debe a que las tasas utilizadas (tendencia histórica) acusan los fuertes crecimientos de los primeros años de los servicios.

Finalmente cabe agregar que para lograr los valores de cargas máximas en los subsistemas existentes (cuadros 4.2. N° 35 al 37) se sumó directamente las cargas máximas de las distintas localidades, pues aunque se puede acotar que las diferencias posibles existentes en las horas en que se produce el pico en cada una de ellas implicarían una sobrevaluación de la carga máxima total del subsistema, la existencia de pérdidas de transmisión y el consumo propio, que actúan en sentido inverso, indicarían que el procedimiento adoptado es apropiado.

4.2.2. Proyección de las demandas especiales

4.2.2.1. Demanda por radicación de industria

El estudio de la demanda de este sector se realizó en base al análisis de cierta documentación básica de la provincia y a reuniones mantenidas con funcionarios provinciales. Como se expresó en el punto 2.4.1., de esta tarea, surgió la complementación por parte del Gobierno Provincial, de los proyectos incluidos en el Plan Trienal (Acta de Concertación). El objeto fue caracterizarlos de acuerdo a las posibilidades de implementación y proveer los datos necesarios para el cálculo de la demanda (cuadro 2.4. N° 3). Fueron caracterizados del modo siguiente:

/...

- a. De implementación decidida: Anteproyecto definitivo y/o Proyecto de Ingeniería; financiación asegurada.
- b. De implementación probable: Anteproyecto o estudio de factibilidad.
- c. De implementación deseable: Estudios generales.

Tanto el Gobierno Nacional como Provincial ya han fijado las pautas para la iniciación de un desarrollo industrial de la Provincia; por otro lado la Dirección de Energía de la Provincia recomienda el cálculo de la demanda en función de su maximización. En consecuencia a todos los proyectos se les dio igualdad de condiciones para el cálculo de la proyección de la demanda. Solamente se postergó un año la puesta en marcha de los proyectos de "implementación deseable".

La primera tarea fue determinar los datos de consumo de cada industria de acuerdo a la información remitida por la Provincia (cuadro 4.2.Nº 38).

Se calcularon fundamentalmente los tiempos de utilización anual y diario; se tomó Potencia Instalada igual a Carga Máxima y Carga de Régimen igual a 0,7 de la Carga Máxima. Por otro lado se determinó la Carga en hora de pico (de 20 a 22 hs. para todas las localidades y en distintas estaciones) de acuerdo al tipo de industria y horarios de trabajo.

Con esta información se estuvo en condiciones, de acuerdo a las fechas de puesta en funcionamiento, de realizar la proyección en los cuatro primeros años (1974-75-76-77) por localidad. Los datos pro-

yectados son Carga Máxima, Carga de Régimen, Demanda en hora pico y Energía Consumida. (Cuadro 4.2. N°39).

A partir de 1977, ante la imposibilidad de prever otras radicaciones industriales, se proyectó la demanda mediante un incremento anual de 7% (se consideran incluidas las pérdidas).

Debe destacarse que fueron consultadas empresas nacionales (Ferrocarriles Argentinos, Gas del Estado y Obras Sanitarias de la Nación) sobre proyectos a ejecutar en el área en estudio que requerirían energía eléctrica. (Ver "Nota" en 5.2.1., Central Añatuya).

Para finalizar este punto debe destacarse que se consideró despreciable el incremento de demanda ocasionado por factores indirectos a la radicación industrial (producción de insumos, nuevos usuarios).

4.2.2.2. Electrificación rural

Como se expresó anteriormente, la única zona electrificable desde el punto de vista "rural" es la zona de riego de Colonia Dora. El resto del área presenta características desfavorables por la baja densidad de explotaciones y, en muchos casos, por el bajo nivel socio-económico y tecnológico de los productores.

No obstante, y como hipótesis de trabajo, se estudió la demanda que surgiría de brindar servicio eléctrico a las explotaciones rurales ubicadas a lo largo del recorrido de las actuales y futuras líneas del sistema, en el supuesto que las líneas rurales en 13.2 KV conservaran esa traza con convenientes estaciones de rebaje desde las citadas líneas de 33 KV.

Para el cálculo se partió de las siguientes premisas:

- a) El cálculo del número de explotaciones electrificables se hizo en función de datos básicos de los departamentos provinciales (Superficie de Departamento, Superficie en explotación por Departamento, N° de explotaciones por Departamento, etc.) y mediante la aplicación de algunos coeficientes derivados del estudio de la información recogida en la tarea de relevamiento.
- b) El abastecimiento se realizaría directamente desde la línea hasta la explotación, mediante la instalación de un transformador.
- c) Las explotaciones electrificables en las condiciones anteriores serían las comprendidas en el área delimitada por una franja de 5 km a cada lado del camino (o sea 10 km. de ancho).

En función de lo anteriormente expresado, primeramente se calculó (ver cuadro 4.2. N° 40) el número de explotaciones de cada tramo caminero por donde está tendida o se construirá la línea (franja de 10 km. de ancho). El cálculo se hizo mediante la expresión:

$$N^{\circ} \text{ explot. franja} = \frac{\text{Superficie franja (HS)}}{\text{Superf. promed. explot. Dpto. (Hs)}} \text{Cp.}$$

Cp: coeficiente que denota si el parcelamiento del tramo en cuestión se halla por encima o debajo del promedio correspondiente al Departamento.

Posteriormente se calculó el "número de explotaciones electrificables" mediante la expresión:

$$N^{\circ} \text{ explot. electr.} = N^{\circ} \text{ explot. franja} \times \text{Gt.}$$

Gt: Coeficiente que denota el grado de desarrollo socio-económico y tecnológico de los productores de la zona. Califica a los productores que se encuentran

en condiciones de utilizar un servicio de electricidad, ya sea para confort o para la racionalización de sus explotaciones.

Se estimó el número de años en que cada tramo sería electrificado. Por ejemplo, para el tramo Bandera-Fortín Inca se estimó en 2 años, por cuanto los productores de la zona ya expresaron insistentemente su inquietud para contar con servicio eléctrico. En cambio para el tramo Malbrán-Pinto, por el escaso desarrollo de la zona, se estimó en un plazo de 5 años.

En cuanto al consumo unitario por explotación, se tomó los valores medios calculados en el estudio "Ordenamiento eléctrico del Area del Río Dulce" realizado por la Empresa Energía y Desarrollo para DEPSE (Dirección de Energía de la Provincia de Santiago del Estero), considerándolos constantes a fin de simplificar el cálculo. Estos son:

Carga media: 900 W/expl.

Consumo anual por explotación: 78,8 KWh/expl.

Con estos datos se calculó la Carga Media y Consumo Medio Anual para cada tramo.

Esta proyección de la demanda se inició en función de las líneas actualmente en servicio y el orden probable de interconexión al sistema.

Satisfecha la demanda del "número de explotaciones a electrificar" se considera que nuevas explotaciones entrarán en servicio y que también aumentará el consumo específico, por lo que se previó un incremento de la demanda del 3% anual.

Del análisis de cada tramo surge que su demanda es muy poco significativa, ya que en todos los casos

/...

.../

está por debajo del 10% de la del respectivo centro de abastecimiento.

A continuación haremos unos comentarios finales sobre cada tramo.

1 - Bandera - Fortín Inca

Este tramo ya cuenta con una línea de 13,2 KV. Los productores de la zona ya han expresado su inquietud por contar con servicio eléctrico y la potencia instalada requerida es elevada (1,48 KW/Km.), por lo que se considera muy recomendable encarar la electrificación en forma inmediata.

2 - Bandera - Pinto

Se estima que esta línea será construída en el año 1977 con una tensión de 33 KV.

Cuenta con un índice de 1,46 KW/Km. lo que hace viable la organización de un programa de electrificación.

3 - Añatuya - Bandera

La carga calculada para este tramo, de 0,83 KW/Km., aconseja postergar la consideración de la electrificación rural de las explotaciones de esta "franja".

4 - Bandera - Los Juríes

Este tramo, de un requerimiento de 1,51 KW/Km, ya cuenta con una porción de línea de 13,2 KV (Los Juríes--Tomás Young); el resto estima estará construído en 1975. Todo esto muestra al tramo en buenas condiciones para encarar su electrificación.

5 - Añatuya - Colonia Dora

La línea de este tramo es de 33 KV, si bien actual-

.../

mente funciona con 13,2 KV, prácticamente se encuentra en las mismas condiciones que el tramo Añatuya-Bandera.

6 - Real Sayana - Colonia Dora

Este tramo posee índice muy bajo (0,73 KW/Km). Sin embargo la línea ya está en funcionamiento (13,2 KV) por lo que se puede estudiar la electrificación de la franja rural.

7 - Malbrán - Pinto

La línea de este tramo se prevé para el período 1977/1980; la demanda es baja (1,1 KW/Km). De encararse la electrificación en el futuro se recomienda apoyarla con un programa de capacitación de los productores en el uso de la energía eléctrica.

8 - Pinto - Villa Unión

Este tramo posee una demanda más alta (1,40 KW/Km) pero particularmente se encuentra en igualdad de condiciones que la del punto anterior.

Dados los inconvenientes de alimentación de usuarios rurales directamente desde subestaciones 33/0,4 KV por ser la tensión mayor destinada a transmisión, las consideraciones precedentes conservan validez solamente como elementos de juicio para la valuación final, que se realiza a continuación evaluando zonas y no "franjas rurales".

En resumen, el área con mejores condiciones para implementar la electrificación rural es la circundante a la localidad de Colonia Dora y el tramo desde ésta hasta Icaño, comprendiendo distintas colonias y quintas. De los 760 establecimientos existentes (ver cuadro 4.2. N° 41) se considera factible electrificar 300, con una carga de aproximadamente 336 KW.

En el supuesto de que las incorporaciones se realicen en los últimos cinco años del período de estudio y en forma proporcional, la demanda total en Añatuya se incrementaría en las siguientes magnitudes:

.../

<u>Año</u>	<u>Potencia (KW)</u>
1981	68
1982	135
1983	201
1984	268
1985	336

En el subsistema con cabecera en Bandera se consideran factibles de electrificación 90 establecimientos rurales con aproximadamente 100 KW; suponiendo las incorporaciones en los últimos cinco años del período, sería aconsejable incrementar la demanda como sigue:

<u>Año</u>	<u>Potencia (KW)</u>
1981	20
1982	40
1983	60
1984	80
1985	100

Con el mismo criterio, en el subsistema Los Juríes se consideró factible electrificar 84 explotaciones con aproximadamente 94 KW, con lo que la demanda debería incrementarse conforme al siguiente cuadro:

<u>Año</u>	<u>Potencia (KW)</u>
1981	19
1982	38
1983	56,4
1984	75
1985	94

Los crecimientos de la carga máxima indicados para los tres subsistemas existentes no se incorporaron a la de-

/...

.../

manda total del estudio del mercado eléctrico. Quedan indicadas para considerar en la eventualidad de implementación de la electrificación rural en la zona.

Con este temperamento se evita incurrir en el sobredimensionamiento de las centrales en base a hipótesis optimistas que pueden no llegar a concretarse.

4.2.3. Proyección de la demanda total

Para aquellas localidades en que se prevé un incremento seguro de la demanda por radicación industrial, se han confeccionado los cuadros 4.2. N° 42 al 4.2. N° 44, con la indicación de la demanda total.

Todas las demás demandas que puedan producirse no alcanzan valores significativos como para integrarlas en la proyección futura y serán incorporados sin mayor inconveniente en el equipamiento general.

El cuadro 4.2. N° 45 indica el crecimiento de la carga máxima del sistema totalmente interconectado.

EVOLUCION HISTORICA DEL ABASTECIMIENTO ELECTRICO

SISTEMA
SUBSISTEMA

CENTRAL ARATUYA

Cuadro 4.1.1. N° 1

Año	Energía Generada		Uso		Energía Enviada a la Red		Pérdidas en la Red		Consumo Total Registrado		Carga Máxima		Factor de Carga		Observaciones
	MWh	%	MWh	%	MWh	%	MWh	%	MWh	%	KW	Horas	%		
1963	1371	5,0	69	5,0	1302	11,5	150	11,5	1152	S/R	-	-	S/R= Sin registrar		
1964	1529	3,3	50	3,3	1479	12,8	190	12,8	1289	S/R	-	-			
1965	1422	4,6	65	4,6	1357	8,3	113	8,3	1244	S/R	-	-			
1966	1491	4,2	64	4,2	1427	7,9	114	7,9	1313	S/R	-	-			
1967	1449	4,3	63	4,3	1386	10,3	143	10,3	1243	500	2898	33,08			
1968	1554	3,9	62	3,9	1492	9,9	149	9,9	1343	580	2679	30,58			
1969	1746	2,4	218	2,4	1528	13,7	185	13,7	1343	580	2027	23,13			
1970	2592	3,5	218	3,5	2374	21,4	295	21,4	2079	640	2487	28,39			
1971	2922	1,8	228	1,8	2694	19,7	531	19,7	2163	800	2402	27,42			
1972	3554	17,3	618	17,3	2936	11,0	323	11,0	2613	980	3626	41,39	Incl. Col. Dora		
1973	3987	10,5	420	10,5	3567	9,0	322	9,0	3245	1040	3833	43,75	Incluye Col. Dora, Herrera e Icaño.		

FUENTE: Secretaría de Energía e Información recogida in situ.

EVOLUCION HISTORICA DEL ABASTECIMIENTO ELECTRICO

SISTEMA
SUBSISTEMA
CENTRAL HERRERA

Cuadro 4.1.N° 2

Año	Energía Generada		Uso Propio		Energía Consumida en la Red		Consumo Total Registrado	Carga Máxima	Factor de Carga		Observaciones
	Kwh	%	Kwh	%	Kwh	%			Horas	%	
1963	44	2,3	1	2,3	43	4	39	-	-	-	
1964	47	2,1	1	2,1	46	4	42	-	-	-	
1965	51	3,9	2	3,9	49	4	45	-	-	-	
1966	55	3,6	2	3,6	53	5	48	-	-	-	
1967	60	3,3	2	3,3	58	6	52	-	-	-	
1968	54	3,7	2	3,7	52	4	48	-	-	-	
1969	47	2,1	1	2,1	46	2	44	-	-	-	
1970	51	1,9	1	1,9	50	2	48	30	1700	19,41	
1971	67	1,4	1	1,4	66	1	64	38	1763	20,13	Coop. y A y E.E. simultáneas.
1972	86	1,1	1	1,1	85	2	83	48	1792	20,45	Hasta el 2.12.72
1973	--	---	-	---	85 *	2 *	83 *	45	1889	21,56	Sin generación desde el 2.12.72

FUENTE: Secretaría de Energía, A y E.E. e información recogida in situ.-

* Estimado

EVOLUCION HISTORICA DEL ABASTECIMIENTO ELECTRICO

SISTEMA

SUBSISTEMA

CENTRAL COLONIA DORA

Cuadro 4.1. N° 3

Año	Energía Generada		Uso Propio		Energía Enviada a la Red		Pérdidas en la Red		Consumo Total Registrado		Carga Máxima		Factor de Carga		Observaciones
	MWh	%	MWh	%	MWh	%	MWh	%	MWh	%	KW	Horas	%		
1963	54	3,7	2	3,7	52	9,6	5	9,6	47	70	771	8,24			
1964	75	3,9	3	3,9	73	9,5	7	9,5	66		--	--			
1965	122	3,2	4	3,2	118	9,3	11	9,3	107		--	--			
1966	126	3,1	4	3,1	122	9,8	12	9,8	110		--	--			
1967	130	3,0	4	3,0	126	10,3	13	10,3	113		--	--			
1968	124	2,4	3	2,4	121	4,9	6	4,9	115	100	1240	14,16			
1969	145	2,7	4	2,7	141	9,9	14	9,9	127		--	--			
1970	178	2,8	5	2,8	173	9,8	17	9,8	156		--	--			
1971	214 *	2,3 *	5 *	2,3 *	209 *	11,2 *	21 *	11,2 *	188 *	120 *	1783 *	--	Generó energía hasta abril 1972.		
1972	--	--	-	--	--	---	--	---	228 *	120	---	--	"		
1973	--	--	-	--	--	---	--	---	285 *	140	---	--	"		

FUENTE: Secretaría de Energía e información recogida in situ.-

* Estimado.

EVOLUCION HISTORICA DEL ABASTECIMIENTO ELECTRICO

SISTEMA
SUBSISTEMA
CENTRAL ICARO

Cuadro 4.1. N° 4

Año	Energía Generada		Uso Propio		Energía Enviada a la Red		Pérdidas en la Red		Consumo Total Registrado		Carga Máxima		Factor de Carga		Observaciones
	MWh	%	MWh	%	MWh	%	MWh	%	MWh	%	KW	Horas	%		
1963	46		1	2,1	45	11,1	5	11,1	40		40	1150	13,13		
1964	73		2	4,7	71	9,8	7	9,8	64		S/R	-	-	S/R= Sin registrar	
1965	78		2	2,5	76	10,5	8	10,5	68		S/R	-	-		
1966	84		3	3,5	81	9,8	8	9,8	73		S/R	-	-		
1967	83		2	2,4	81	6,1	5	6,1	76		S/R	-	-		
1968	82		2	2,4	80	10,0	8	10,0	72		S/R	-	-		
1969	91		3	3,2	88	10,2	9	10,2	79		S/R	-	-		
1970	96		3	3,1	93	13,9	13	13,9	80		50	1920	21,92		
1971	103		3	2,9	100	10,0	10	10,0	90		S/R	-	-		
1972	110 *		3*	3,3 *	107 *	9,3 *	10 *	9,3 *	97 *		55	2000	22,83		En Febrero no se registra
1973	120 *		4*	3,3 *	116 *	9,4	11 *	9,4	105 *		60	2000	22,83		En Febrero no se registra

* Estimado.

FUENTE: Secretaría de Energía e información recogida in situ.-

EVOLUCIÓN HISTÓRICA DEL ABASTECIMIENTO ELÉCTRICO

SISTEMA
SUBSISTEMA
CENTRAL BANDERA

Cuadro 4.1. N° 5

Año	Energía Generada		Uso Propio		Energía Enviada a la Red		Pérdidas en la Red		Consumo Total Registrado		Carga Máxima		Factor de Carga		Observaciones
	MWh	%	MWh	%	MWh	%	MWh	%	MWh	%	KWh	Horas	%		
1963	154	3,2	5	10,0	149	15	134	S/R	-	-	S/R= Sin registrar				
1964	168	2,9	5	9,8	163	16	147	S/R	-	-					
1965	186	3,2	6	9,4	180	17	163	80	2325	26,54					
1966	188	3,1	6	9,8	182	18	164	84	2238	25,55					
1967	159	2,5	4	22,5	155	35	120	75	2120	24,20					
1968	165	3,6	6	17,6	159	28	131	85	1941	22,15					
1969	176	3,9	7	16,5	169	28	141	90	1955	22,32					
1970	178	4,4	8	11,1	170	19	151	S/R	-	-					
1971	190	3,1	6	9,7	184	18	166	S/R	-	-					
1972	300 *	3,3 *	10 *	20,6	290 *	60	230	S/R	-	-	Incluye Guardia Escolta.				
1973	380	3,4	13 *	20,9	367	77	290	148	2568	29,31	" "				

FUENTE: Secretaría de Energía e información recogida in situ.-

NOTA: Desde el año 1972 inclusive, el horario es continuo.-

* Estimado.

EVOLUCION HISTORICA DEL ABASTECIMIENTO ELECTRICO

SISTEMA
SUBSISTEMA
CENTRAL GUARDIA ESCOLTA

Cuadro 4.1. N° 6

Año	Energía Generada		Uso Propio		Energía Enviada a la Red	Pérdidas en la Red		Consumo Total Registrado	Carga Máxima	Factor de Carga		Observaciones
	MWh	%	MWh	%		MWh	%			Horas	%	
1963	4		1	25,0	3	33,3	1	3	S/R	-	-	S/R= Sin registrar
1964	19		1	2,6	16	11,1	2	16	S/R	-	-	
1965	26		1	3,8	25	8,0	2	23	S/R	-	-	
1966	26		1	3,8	25	8,0	2	23	S/R	-	-	
1967	35		1	2,8	34	8,8	3	31	S/R	-	-	
1968	37		1	2,7	36	5,5	2	34	S/R	-	-	
1969	38		1	2,6	37	5,4	2	35	S/R	-	-	
1970	42		1	2,3	41	4,8	2	39	S/R	-	-	
1971	45		1	2,2	44	9,0	4	40	S/R	-	-	
1972	-		-	-	51 *	9,8	5 *	46 *	S/R	-	-	Recibe energía desde Ban dera
1973	-		-	-	58 *	10,3	6 *	52 *	45	-	-	

* Estimado.

FUENTE: Secretaría de Energía e información recogida in situ.-

EVOLUCION HISTORICA DEL ABASTECIMIENTO ELECTRICO

SISTEMA
SUBSISTEMA
CENTRAL PINTO

Cuadro 4.1. N° 7

Año	Energía Generada		Uso Propio		Energía Enviada a la Red		Pérdidas en la Red		Consumo Total Registrado		Carga Máxima		Factor de Carga		Observaciones
	MWh	%	MWh	%	MWh	%	MWh	%	MWh	%	KW	Horas	%	%	
1963	107		3	2,8	104	7,6	8	7,6	96	7,6	50	2140	24,43		
1964	96		3	3,1	93	10,7	9	10,7	84	10,7	60	1600	18,27		
1965	104		1	0,9	103	1,9	2	1,9	101	1,9	70	1846	16,56		
1966	113		1	0,8	112	8,7	9	8,7	103	8,7	80	1413	16,12		
1967	117		2	1,7	115	10,4	12	10,4	103	10,4	85	1376	15,71		
1968	133		3	2,2	130	9,2	12	9,2	118	9,2	90	1478	16,87		
1969	163		3	1,8	160	8,7	14	8,7	146	8,7	90	1811	20,67		
1970	219		3	1,3	216	6,0	13	6,0	203	6,0	95	2305	26,32		
1971	259		8	3,0	251	10,3	26	10,3	225	10,3	115	2252	25,71		
1972	381		35	9,0	356	29,7	106	29,7	250	29,7	120	3175	36,24		
1973	389		35 *	9,0	354 *	28,5	101	28,5	253	28,5	136	2860	32,65		

FUENTE: Secretaría de Energía, A. y E.E. e información recogida in situ.

* Estimado.

EVOLUCION HISTORICA DEL ABASTECIMIENTO ELECTRICO

SISTEMA
SUBSISTEMA
CENTRAL MALBRAN

Cuadro 4.1. N° 8

Año	Energía Generada		Uso Propio		Energía Enviada a la Red		Pérdidas en la Red		Consumo Total Registrado		Carga Máxima		Factor de Carga		Observaciones
	MWh	%	MWh	%	MWh	%	MWh	%	MWh	%	KW	Horas	%		
1963	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
1964	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
1965	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
1966	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
1967	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
1968	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
1969	10	10,0	1	10,0	9	11,1	1	11,1	8	6,72	17	588	6,72	-	
1970	17	5,8	1	5,8	16	6,2	1	6,2	15	10,78	18	944	10,78	-	
1971	22	4,5	1	4,5	21	4,7	1	4,7	20	11,96	21	1047	11,96	-	
1972	25	4,0	1	4,0	24	4,2	1	4,2	23	12,97	22	1136	12,97	-	
1973	30	3,3	1*	3,3	29*	6,9	2*	6,9	27*	14,89	23	1304	14,89	-	

FUENTE: Secretaría de Energía, A. Y E.E. e información recogida in situ.

* Estimado.

EVOLUCION HISTORICA DEL ABASTECIMIENTO ELECTRICO

SISTEMA
SUBSISTEMA
CENTRAL VILLA UNION

Cuadro 4.1. N° 9

Año	Energía Consumida		Uso Propio		Energía Enviada a la Red (MWh)	Pérdidas en la Red		Consumo Total Registrado (MWh)	Carga México (KW)	Factor de Carga		Observaciones
	MWh	%	MWh	%		MWh	%			MWh	%	
1963	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1964	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1965	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1966	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1967	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1968	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1969	8	-	1	12,5	7	1	14,2	6	16	500	5,71	-
1970	11	-	1	9,0	10	1	11,1	9	11	1000	11,42	-
1971	13	-	S/R	-	13	1	8,3	12	11	1132	13,49	S/R= Sin registrar
1972	19	-	1	5,2	18	1	5,5	17	13	1452	16,69	-
1973	21	-	1	4,7	20	1	5,0	19	13	1615	18,44	-

FUENTE: Secretaría de Energía, A. y E.E. e información recogida in situ.

EVOLUCION HISTORICA DEL ABASTECIMIENTO ELECTRICO

SISTEMA
CENTRAL

LOS JURIES

Cuadro 4.1. N° 10

	Energía Generada		Uso Propio		Energía Enviada a la Red		Pérdidas en la Red		Consumo Total Registrado		Carga Máxima		Factor de Carga		Observaciones
	MWh	%	MWh	%	MWh	%	MWh	%	MWh	%	KW	Horas	%	%	
1963	7	-	S/R	-	7	14,2	1	14,2	6	3,20	25	280	3,20	S/R= Sin registrar	
1964	54	3,7	2	3,7	52	7,6	4	7,6	48	-	S/R	-	-		
1965	59	3,3	2	3,3	57	10,5	6	10,5	51	-	S/R	-	-		
1966	69	2,8	2	2,8	67	8,9	6	8,9	61	22,50	35	1971	22,50		
1967	89	6,7	6	6,7	83	6,0	5	6,0	78	-	S/R	-	-		
1968	97	2,0	2	2,0	95	6,3	6	6,3	89	22,15	50	1940	22,15		
1969	113	2,6	3	2,6	110	10,0	11	10,0	99	-	S/R	-	-		
1970	120	3,3	4	3,3	116	10,3	12	10,3	104	34,25	40	3000	34,25		
1971	128	3,1	4	3,1	124	9,6	12	9,6	112	-	S/R	-	-		
1972	S/R	-	S/R	-	S/R	-	-	-	140*	-	S/R	-	-		
1973	175 *	2,85	5 *	2,85	170	8,8	15	8,8	155*	28,54	70	2500	28,54		

FUENTE: Secretaría de Energía e información recogida in situ.

*. Estimado.

EVOLUCION HISTORICA DEL ABASTECIMIENTO ELECTRICO

SISTEMA
SUBSISTEMA
CENTRAL LUGONES

Cuadro 4.1. N° 11

Año	Energía Generada		Uso Propio		Energía Enviada a la Red	Pérdidas en la Red		Consumo Total Registrado	Carga Máxima	Factor de Carga		Observaciones
	MWh	%	MWh	%		MWh	%			Horas	%	
1963	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1964	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1965	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1966	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1967	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1968	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1969	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1970	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1971	10	-	-	-	10	1	10,0	9	14	714	8,15	-
1972	24	4,2	1	4,2	23	4	17,4	19	24	1000	11,42	-
1973	15 *	6,7 *	1 *	6,7 *	14 *	2 *	14,3 *	12 *	14	1071*	12,23 *	-

FIGURAS: Secretaría de Energía, A. y E.E. e información recogida in situ.

* Estimado.

EVOLUCION HISTORICA DEL CONSUMO ELECTRICO

LOCALIDAD
SISTEMA
SUBSISTEMA

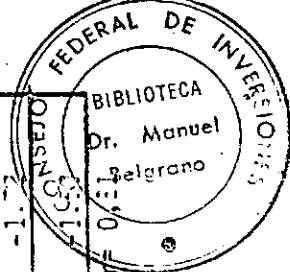
ARIATUYA-HERRERA-COLONIA DORA-ICARO

Cuadro 4.1. N° 12

Año	Consumo		Usuarios		Consumo por Usuario		Población Servida		Habitantes por Usuario	
	Kwh	inc. Anual (%)	Número	inc. Anual (%)	Kwh	inc. Anual (%)	Número	inc. Anual (%)	Número	inc. Anual (%)
1963	1308	-	1999	-	654	-	17626	-	8,82	-
1964	1461	12	2021	1	723	11	17814	-0,1	8,81	-0,1
1965	1464	0	2063	2	710	-2	18003	-0,3	8,73	-0,3
1966	1544	5	2060	0	750	6	18219	1,3	8,84	1,3
1967	1484	-4	2097	2	708	-6	18434	-0,3	8,79	-0,3
1968	1578	6	2125	1	743	5	18658	-0,1	8,78	-0,1
1969	1583	0	2140	1	740	0	18891	0,3	8,83	0,3
1970	2363	48	2243	5	1053	42	19134	-3,1	8,53	-3,1
1971	2505	6	2368	6	1057	1	19383	-4,1	8,19	-4,1
1972	3021	21	2559	8	1180	11	19641	-6,2	7,68	-6,2
1973	3718	23	2687	5	1383	17	19908	-3,3	7,41	-3,3
tasa prom. a. p.c.	-	11,70	-	3,10	-	8,50	-	-	-	-1,39
tasa media a. a.c.	-	11,01	-	3,00	-	7,78	1,22	-	-	-1,72
tasa regres. a. a.c.	-	14,3	-	2,9	-	8,7	-	-	-	-1,13

FUENTE: Elaboración pro- r= 0,88 r= 0,91 r= 0,89

plá.-



EVOLUCION HISTORICA DEL CONSUMO ELECTRICO

LOCALIDAD
SISTEMA
SUBSISTEMA

BARBERA-GUARDIA ESCOLTA

Cuadro 4.1. N° 13

Año	Consumo		Usuarios		Consumo por Usuario		Población Servida		Habitantes por Usuario	
	kWh	inc. Anual (%)	Número	inc. Anual (%)	kWh	inc. Anual (%)	Número	inc. Anual (%)	Número	inc. Anual (%)
1963	173	-	304	-	451	-	3.501	-	11,52	-
1964	163	19	312	3	522	16	3.337	16	10,70	-7,1
1965	186	14	282	-10	660	26	3.182	26	11,28	5,4
1966	187	0	291	3	643	-3	3.035	-3	10,43	-7,5
1967	151	-19	275	-5	549	-15	2.896	-15	10,53	1,0
1968	165	9	413	50	400	-27	2.765	-27	6,69	-36,5
1969	176	7	425	3	414	4	2.641	4	6,21	-7,2
1970	190	8	426	0	446	8	2.522	8	5,92	-29,0
1971	206	8	426	0	484	9	2.411	9	5,66	-4,4
1972	276	34	448	5	616	27	2.305	27	5,15	-9,0
1973	342	-12	450	0	760	23	2.205	23	4,90	-4,9
base prom. a. ac.	-	6,80	-	4,90	-	6,80	-	6,80	-	-9,92
base media a. ac.	-	9,58	-	4,00	-	5,36	-	5,36	-	-8,19
base regres. a. ac.	-	8,5	-	5,8	-	1,4	-	1,4	-	-10,50

r= 0,79

r= 0,87

r= 0,23

r= 0,94

FUENTE: Elaboración propia.

EVOLUCION HISTORICA DEL CONSUMO ELECTRICO

LOCALIDAD ARATUYA
SISTEMA
SUBSISTEMA

Cuadro 4.1. N° 14

Año	Consumo		Usuarios		Consumo por Usuario		Población Servida		Habitantes por Usuario	
	KWh	Inc. Anual (%)	Número	Inc. Anual (%)	KWh	Inc. Anual (%)	Número	Inc. Anual (%)	Número	Inc. Anual (%)
1963	1152	-	1748	-	659	-	11.781	-	6,74	-
1964	1289	12	1748	0	737	11	12.040	2,2	6,89	2,2
1965	1244	-3	1770	1	703	-4	12.305	0,8	6,95	0,8
1966	1313	6	1774	0	740	5	12.575	2,0	7,09	2,0
1967	1243	-5	1795	1	692	-6	12.852	0,9	7,16	0,9
1968	1343	8	1820	1	738	6	13.135	0,8	7,22	0,8
1969	1343	0	1817	0	739	0	13.424	2,3	7,39	2,3
1970	2079	55	1905	4	1091	48	13.719	-2,5	7,20	-2,5
1971	2163	4	2010	5	1076	-1	14.021	-3,0	6,98	-3,0
1972	2613	21	2162	7	1209	22	14.329	-5,0	6,63	-5,0
1973	3245	24	2231	7	1455	20	14.644	-1,0	6,56	-1,0
tasa prom. a. ac.	-	12,20	-	2,60	-	10,10	-	-0,25	-	-0,25
tasa medio a. ac.	-	10,91	-	2,47	-	8,24	2,20	-0,27	-	-0,27
tasa regres. a. ac.	-	14,5	-	2,5	-	9,5	-	-0,13	-	-0,13

FUENTE: Elaboración propia. r = 0,87

r = 0,89

r = 0,87

r = 0,99

EVOLUCION HISTORICA DEL CONSUMO ELECTRICO

LOCALIDAD HERRERA
SISTEMA
SUBSISTEMA

Cuadro 4.1. N° 15

Año	Consumo		Usuarios		Consumo por Usuario		Población Servida		Habitantes por Usuario	
	KWh	Inc. Anual (%)	Número	Inc. Anual (%)	KWh	Inc. Anual (%)	Número	Inc. Anual (%)	Número	Inc. Anual (%)
1963	39	-	83	-	470	-	1.892	-	22,80	-
1964	42	8	83	0	506	8	1.822	-3,7	21,95	-3,7
1965	45	7	85	2	529	5	1.755	-5,9	20,65	-5,9
1966	48	7	85	0	565	7	1.690	-3,7	19,88	-3,7
1967	52	8	90	5	578	2	1.628	-9,0	18,09	-9,0
1968	48	-4	81	-10	593	3	1.568	7,0	19,36	7,0
1969	44	-8	89	9	494	-17	1.510	-12,3	16,97	-12,3
1970	48	9	96	8	500	1	1.454	-10,7	15,15	-10,7
1971	64	33	104	8	615	23	1.401	-11,0	13,47	-11,0
1972	83	30	116	12	716	16	1.349	-13,6	11,63	-13,6
1973	83	-	133	15	624	-13	1.299	-15,9	9,77	-15,9
tasa prom. a. ac.	-	10,00	-	4,90	-	3,50	-	-7,88	-	-7,88
tasa regres. a. ac.	-	7,85	-	4,83	-	2,87	-3,69	-8,13	-	-8,13
tasa regres. a. ac.	-	8,5	-	4,7	-	2,8	-	-7,85	-	-7,85

FUENTE: Elaboración Pro-

r= 0,84

r= 0,67

r= 0,98

pia.-

EVOLUCION HISTORICA DEL CONSUMO ELECTRICO

LOCALIDAD COLONIA DORA
 SISTEMA SP3SISTEMA

Cuadro 4.1. N° 16

Año	Consumo		Usuarios		Consumo por Usuario		Población Servida	Habitantes por Usuario	
	KWh	inc. Anual (%)	Número	inc. Anual (%)	KWh	inc. Anual (%)	Número	Número	inc. Anual (%)
1963	47	-	96	-	490	-	1.523	15,86	-
1964	66	19	109	13	606	24	1.538	14,11	-11
1965	107	62	112	2	955	58	1.554	13,88	- 1,6
1966	110	3	112	0	982	3	1.571	14,03	1,1
1967	113	3	123	9	919	6	1.587	12,90	- 8,1
1968	115	2	130	5	885	-4	1.603	12,33	- 4,4
1969	127	10	139	6	914	3	1.620	11,65	- 5,5
1970	156	23	147	5	1.061	16	1.639	11,15	- 4,3
1971	188	21	159	8	1.182	11	1.654	10,40	- 6,7
1972	228	21	181	14	1.259	7	1.671	9,23	-11,3
1973	285	34	223	23	1.280	2	1.688	7,57	-18,0
tasa prom. a. 2c.	-	17,90	-	8,50	-	11,40	-	-	- 6,12
tasa media a. 2c.	-	19,75	-	8,79	-	10,08	1,04	-	- 7,13
tasa regres. a. 2c.	-	26,5	-	8,9	-	8,2	-	-	- 6,31

FUENTE: Elaboración propia. r= 0,94

r= 0,90

r= 0,98

* Serie calculada partiendo de la población de 1970 (dato) con tasa histórica del sistema Añatuya-Ferrera-Icaño-Real Sayan

EVOLUCIÓN HISTÓRICA DEL CONSUMO ELÉCTRICO

LÓCALIDAD ICANO
SISTEMA
SUBSISTEMA

Cuadro 4.1. N° 17

Año	Consumo		Usuarios		Consumo por Usuario		Población Servida		Habitantes por Usuario	
	Kwh	Inc. Anual (%)	Número	Inc. Anual (%)	Kwh	Inc. Anual (%)	Número	Inc. Anual (%)	Número	Inc. Anual (%)
1963	40	-	72	-	556	-	2.430	-	33,75	-
1964	64	60	81	12	790	42	2.414	-11,7	29,80	-11,7
1965	68	6	86	6	840	6	2.399	-6,4	27,90	-6,4
1966	73	7	89	3	820	-2	2.383	-4,0	26,78	-4,0
1967	76	4	89	0	854	4	2.367	-0,7	26,60	-0,7
1968	72	-5	94	5	766	-10	2.352	-5,9	25,02	-5,9
1969	79	8	95	1	832	9	2.337	-1,7	24,60	-1,7
1970	80	1	95	0	842	1	2.322	-0,7	24,44	-0,7
1971	90	13	95	0	947	12	2.307	-0,7	24,28	-0,7
1972	97	8	100	5	970	2	2.292	-5,6	22,92	-5,6
1973	105	8	100	0	1.050	8	2.277	-0,7	22,77	-0,7
tasa prom. a. ac.	-	11,00	-	3,20	-	7,20	-	-3,81	-	-3,81
tasa media a. ac.	-	10,13	-	3,34	-	6,56	-0,65	-3,86	-	-3,86
tasa regres. a. ac.	-	7,3	-	2,7	-	4,0	-	-3,72	-	-3,72

FUENTE: Elaboración propia.

r= 0,94

r= 0,84

r= 0,92

EVOLUCION HISTORICA DEL CONSUMO ELECTRICO

LOCALIDAD BANDERA
SISTEMA
SUBSISTEMA

Cuadro 4.1. N° 18

Año	Consumo		Usuarios		Consumo por Usuario		Población Servida		Habitantes por Usuario	
	kWh	INC. Anual (%)	Húmero	INC. Anual (%)	kWh	INC. Anual (%)	Húmero	INC. Anual (%)	Húmero	INC. Anual (%)
1963	134	-	271	-	494	-	2.380	-	8,78	-
1964	147	10	277	-2	531	7,5	2.301	-5,4	8,31	-5,4
1965	163	11	245	-11	665	25,2	2.225	9,3	9,08	9,3
1966	164	1	252	2	651	-2	2.151	-5,9	8,54	-5,9
1967	120	-27	233	-7	515	-20,8	2.079	4,4	8,92	4,4
1968	131	9	371	59	353	-31,4	2.010	-39,2	5,42	-39,2
1969	141	8	380	2	371	5	1.943	-5,7	5,11	-5,7
1970	151	7	380	0	397	7	1.878	-3,3	4,94	-3,3
1971	166	10	380	0	437	10	1.816	-3,2	4,78	-3,2
1972	230	39	400*	5	575	31,5	1.755	-8,2	4,39	-8,2
1973	290	13	400*	0	725	26	1.697	0,7	4,42	0,7
tasa prom. a. a.c.	-	8,10	-	5,20	-	5,80	-	-5,65	-	-5,65
tasa media a. a.c.	-	8,03	-	3,97	-	3,82	-3,33	-6,63	-	-6,63
tasa regres. a. a.c.	-	6,9	-	6,0	-	3,13	-	-9,14	-	-9,14
		r= 0,67		r= 0,85		r= 0,78		r= 0,90		

FUENTE: Elaboración propia.

* Estimado.

EVOLUCION HISTORICA DEL CONSUMO ELECTRICO

LOCALIDAD GUARDIA ESCOLTA
SISTEMA
SUBSISTEMA

Cuadro 4.1. N° 19

Año	Consumo		Usuarios		Consumo por Usuario		Población Servida		Habitantes por Usuario	
	KWh	Inc. Anual (%)	Número	inc. Anual (%)	KWh	inc. Anual (%)	Número	inc. Anual (%)	Número	inc. Anual (%)
1963	3	-	33	-	91	-	1.121	-	33,97	-
1964	16	433	35	6	457	402	1.036	-12,9	29,60	-12,9
1965	23	44	37	5	622	38	957	-12,6	25,86	-12,6
1966	23	0	39	5	590	-5	884	-12,3	22,67	-12,3
1967	31	35	42	7	738	25	817	-14,2	19,45	-14,2
1968	34	10	42	0	810	10	755	-7,6	17,98	-7,6
1969	35	3	45	7	778	-4	698	-13,7	15,51	-13,7
1970	39	11	45	2	848	9	644	-7,7	14,31	-7,7
1971	40	3	45	0	870	3	595	-9,6	12,93	-9,6
1972	46	15	43 *	4	958	10	550	-11,4	11,46	-11,4
1973	52	13	50 *	4	1.040	9	508	-11,3	10,6	-11,3
tasa prom. a. ac.	-	14,89	-	4,00	--	10,56	-	-11,33	-	-
tasa media a. ac.	-	13,99	-	4,24	-	9,56	-7,61	-11,37	-	-
tasa regres. a. ac.	-	14,2	-	4,2	-	8,5	-	-13,21	-	-

FUENTE: Elaboración propia.
r = 0,99
* Estimado.

EVOLUCION HISTORICA DEL CONSUMO ELECTRICO

LOCALIDAD PINTO

SISTEMA

SUBSISTEMA

Cuadro 4.1. N° 20

Año	Consumo		Usuarios		Consumo por Usuario		Población Servida		Habitantes por Usuario	
	KWh	INC. Anual (%)	Número	INC. Anual (%)	KWh	INC. Anual (%)	Número	INC. Anual (%)	Número	INC. Anual (%)
1963	96	-	124	-	774	-	2.261	-	18,23	-
1964	84	-13	120	-3	700	-10	2.158	-1,4	17,98	-1,4
1965	101	22	127	5	795	14	2.059	-9,8	16,21	-9,8
1966	103	2	139	9	741	-7	1.965	-12,8	14,14	-12,8
1967	103	0	167	20	617	-17	1.875	-20,6	11,23	-20,6
1968	118	15	167	0	707	15	1.790	-4,5	10,72	-4,5
1969	146	24	184	13	793	12	1.708	-13,4	9,28	-13,4
1970	203	45	191	1	1.063	34	1.630	-8,1	8,53	-8,1
1971	225	11	191	0	1.178	11	1.555	-4,6	8,14	-4,6
1972	250	11	200	5	1.250	6	1.484	-8,8	7,42	-8,8
1973	253	1	215	8	1.177	-6	1.417	-11,1	6,59	-11,1
1973*	300	13	215	0	1.395	19	1.417	0	6,59	0
tasa prom. a. ec.	-	11,70	-	5,80	-	6,60	-	-9,51	-	-9,51
tasa media a. ec.	-	11,18	-	5,66	-	4,28	-4,57	-9,67	-	-9,67
tasa regres. a. ec.	-	11,9	-	6,7	-	7,2	-	-11,89	-	-11,89

r = 0,98

r = 0,82

r = 0,97

FUENTE: Elaboración propia.

* Seguro para 24 hs. (Servicio continuo)

EVOLUCION HISTORICA DEL CONSUMO ELECTRICO

LOCALIDAD MALBRAN
SISTEMA
SUBSISTEMA

Cuadro 4.1. N° 21

AÑO	Consumo		Usuarios		Consumo por Usuario		Población Servida		Habitantes por Usuario	
	KWh	Inc. Anual (%)	Número	Inc. Anual (%)	KWh	Inc. Anual (%)	Número	Inc. Anual (%)	Número	Inc. Anual (%)
1963	-	-	-	-	-	-	1.136	-	-	-
1964	-	-	-	-	-	-	1.089	-	-	-
1965	-	-	-	-	-	-	1.045	-	-	-
1966	-	-	-	-	-	-	1.002	-	-	-
1967	-	-	-	-	-	-	961	-	-	-
1968	-	-	-	-	-	-	921	-	-	-
1969	8	-	33	-	242	-	884	-	26,79	-
1970	15	88	44	33	341	41	847	-	19,25	-28,1
1971	20	33	44	0	455	33	813	-	18,48	- 4,0
1972	23	15	44	0	523	13	779	-	17,70	- 4,2
1973	27	17	44	0	614	17	747	-	16,98	- 4,1
1973*	41	-	44	-	932	-	747	-	16,98	-
tasa prom. a. a.c.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
tasa media a. a.c.	-	-	-	-	-	-	-4,10	-	-	-
tasa regres. a. a.c.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

FUENTE: Elaboración propia.

* Depurado para 24 hs. (Servicio continuo)

EVOLUCION HISTORICA DEL CONSUMO ELECTRICO

LOCALIDAD VILLA UNION

SISTEMA

SUBSISTEMA

Cuadro 4.1. N° 22

Año	Consumo		Usuarios		Consumo por Usuario		Población Servida	Habitantes por Usuario	
	MWh	Inc. Anual (%)	Número	inc. Anual (%)	KWh	Inc. Anual (%)	Número	Número	Inc. Anual (%)
1963	-	-	-	-	-	-	515	-	-
1964	-	-	-	-	-	-	487	-	-
1965	-	-	-	-	-	-	461	-	-
1966	-	-	-	-	-	-	436	-	-
1967	-	-	-	-	-	-	412	-	-
1968	-	-	-	-	-	-	390	-	-
1969	6	-	30	-	200	-	369	12,30	-
1970	9	50	32	6	281	41	349	10,91	-11,3
1971	12	33	32	0	375	33	330	10,31	- 5,5
1972	17	42	35	9	486	30	312	8,91	-13,6
1973	19	12	37	6	514	6	295	7,97	-10,5
1973*	23	-	37	-	622	-	295	7,97	-
tasa prom. a. ac.	-	-	-	-	-	-	-	-	-
tasa media a. ac.	-	-	-	-	-	-	-5,43	-	-
tasa regres. a. ac.	-	-	-	-	-	-	-	-	-

FUENTE: Elaboración propia.

* Depurado para 24 hs. (Servicio continuo)

EVOLUCION HISTORICA DEL CONSUMO ELECTRICO

LOCALIDAD LOS JURIES
SISTEMA
SUBSISTEMA

Cuadro 4.1. N° 23

Año	Consumo		Usuarios		Consumo por Usuario		Población Servida	Habitantes por Usuario	
	KWh	inc. Anual (%)	Número	inc. Anual (%)	KWh	inc. Anual (%)	Número	Número	inc. Anual (%)
1963	6	-	43	2	140	-	1.500	36,47	-
1964	48	700	44	2	1.091	679	1.485	33,75	- 7,5
1965	51	6	66	50	773	-29	1.405	21,29	-36,9
1966	61	20	98	48	622	-20	1.330	13,57	-36,3
1967	78	28	120	22	650	5	1.259	10,49	-22,7
1968	89	14	116	- 3	767	18	1.192	10,28	- 2,0
1969	99	11	119	2	832	8	1.128	9,48	- 7,8
1970	104	5	120	0	867	4	1.068	8,90	- 6,1
1971	112	8	120	0	933	8	1.011	8,43	- 5,3
1972	140	25	120	0	1.166	25	957	7,98	- 5,3
1973	155	7	129	8	1.201	3	906	7,55	- 5,4
1973*	210	-	129	-	1.628	-	906	7,55	-
tasa prom. a. ac.	-	13,78	-	13,10	-	2,44	-	-	-13,53
tasa media a. ac.	-	13,91	-	11,61	-	1,07	-5,34	-	-14,57
tasa regres. a. ac.	-	18,4	-	10,7	-	4,4	-	-	-24,85

r = 0,54

r = 0,87

r = 0,99

r = 0,85

* Depurado para 24 hs. (Servicio continuo)

FUENTE: Elaboración propia.

EVOLUCION HISTORICA DEL CONSUMO ELECTRICO

LOCALIDAD: LUGONES
 SISTEMA:
 SUBSISTEMA:

Cuadro 4.1. N° 24

Año	Consumo		Usuarios		Consumo por Usuario		Población Servida	Habitantes por Usuario	
	KWh	Inc. Anual (%)	Número	Inc. Anual (%)	KWh	Inc. Anual (%)		Número	Inc. Anual (%)
1963	-	-	-	-	-	-	811	-	-
1964	-	-	-	-	-	-	748	-	-
1965	-	-	-	-	-	-	689	-	-
1966	-	-	-	-	-	-	634	-	-
1967	-	-	-	-	-	-	584	-	-
1968	-	-	-	-	-	-	538	-	-
1969	-	-	-	-	-	-	496	-	-
1970	-	-	-	-	-	-	457	-	-
1971	9	-	22	-	409	-	421	19,14	-
1972	19	111	28	22	679	66	388	13,86	-27,5
1973	12	-37	29	3	414	39	357	12,31	-11,1
1973*	25	108	29	0	862	108	357	12,31	0
tasa prom- a. a. c.	-	-	-	-	-	-	-	-	-
tasa media a. a. c.	-	-	-	-	-	-	-7,88	-	-
tasa regres- a. a. c.	-	-	-	-	-	-	-	-	-

FUENTE: Elaboración propia.

* Copurado para 24 hs. (Servicio continuo).

ESTRUCTURA SECTORIAL DEL CONSUMO

Año 1971

Cuadro 4.1. N° 25

Sistema ó Central	Residencial			Comercial			Industrial			Varios*			Total		
	Hab	Prov. % Zonal	Hab	% Prov. % Zon.	Mhh	% Prov. % Zon.	Mhh	% Zon.	Mhh	% Prov. % Zon.	Mhh	% Prov. % Zon.	Mhh	% Zon.	
Añatuya - Herrera	1002	44,24	529	23,36	167	7,37	567	93,30	2265	25,03	100	100	79,95		
Colonia Dora - Icaño		72,19		84,91											
Bandera - Guardia	131	63,59	38	18,45			37		206	17,96	100	100	7,27		
Escolta		9,43		6,10											
Pinto	169	75,11	26	11,56	9	4,00	21	5,02	225	9,33	100	100	7,94		
		12,18		4,18											
Malbrán	3	75,00					1		4	25,00	100	100	0,14		
		0,22													
Villa Unión	9	75,00					3		12	25,00	100	100	0,43		
		0,65													
Los Juríes	68	67,1	27	24,11	3	2,68	14	1,68	112	12,50	100	100	3,95		
		4,90		4,33											
Lugones	6	66,67	3	33,33					9		100	100	0,32		
		0,43		0,48											
Total Zona	1388	48,99	623	21,99	179	6,32	643	100	2833	22,70	100	100	100		

*Comprende Alumbrado Público, Oficial, Escuelas, Municipalidad, etc. **Comprende Industrial y varios. ***Comprende Comercial e Industrial. ****Comprende Industrial.-
 Fuente: Elaboración propia.-

COMPARACION DE INDICADORES ELECTRICOS

Año 1971

Cuadro 4.1. N° 26

Sistema	Consumo		Usuarios		Consumo por Usuario	Población Servida		Consumo por Habitante	Habitante por Usuario
	KWh	%	Numero	%		N° de Hab.	"		
					KWh				Numero
Añatuya	2163	70,03	2010	62,75	1076	14.021	54,09	154	7
Herrera	64	2,07	104	3,25	615	1.401	5,40	45	13
Colonia Dora	188*	6,09	159	4,96	1182	1.654	6,38	113	10
Icaño	90	2,91	95	2,97	947	2.307	8,90	39	24
Bandera	166	5,38	380	11,86	437	1.816	7,00	91	5
Guardia Escolta	40	1,29	46	1,44	870	595	2,30	67	13
Pinto	225	7,29	191	5,96	1178	1.555	6,00	191	8
Malbrán	20	0,64	44	1,37	455	813	3,14	24	18
Villa Unión	12	0,38	32	1,00	375	330	1,27	36	10
Los Jurjes	112	3,63	120	3,75	933	1.011	3,90	110	8
Lugones	9	0,29	22	0,69	409	421	1,62	21	19
TOTALES de la Zona	3089	100	3203	100	964	25.924	100	119	8

FUENTE : Elaboración propia.-

*Estimado.

COMPARACION DE INDICADORES ELECTRICOS

Año 1973

Cuadro 4.1.N° 27

Sistema	Consumo		Usuarios		Consumo por Usuario	Población Servida		Consumo por Habitante	Habitante por Usuario
	KWh	%	Numero	%		N° de Hab.	KWh		
Añatuya - Herrera - Colonia Dora - Icaño	3718	32,15	2687	74,82	1383	19.908	77,06	186	7
Herrera - Guardia - Lucifita	342	7,56	450	12,53	760	2.205	8,53	155	5
Pinto	253	5,59	215	5,99	1177	1.417	5,48	178	7
Valleín	27	0,59	44	1,22	614	747	2,89	36	17
Villa Unión	19	0,42	37	1,03	514	295	1,14	77	8
Los Jurfes	155	3,42	129	3,59	1201	906	3,52	171	7
Leones	12	0,27	29	0,81	414	357	1,32	28	12
TOTALES de la Zona	4526	100	3591	100	1260	25.835	100	175	7,19

FUENTE: Elaboración propia.

NOTA: Incluye algunos valores estimados.

PROYECCION DE LA DEMANDA VEGETATIVA

SISTEMA
SUBSISTEMA
CENTRAL : ARAUTUYA

Cuadro 4.2. N° 1

Año	Población Servida	Habitantes por Usuario	Cantidad de Usuarios	Consumo por Usuario	Consumo Total	Energía a Generar	Factor de Carga	Carga Máxima
	Num. Hab.	Número	Número	KWh	MWh	MWh	Horas	KW
1973	14.644	5,56	2232	1455	3248	3735	4000	933
1974	14.966	6,53	2292	1571	3601	4141	4000	1035
1975	15.295	6,49	2357	1697	4000	4600	4000	1150
1976	15.632	6,46	2420	1833	4436	5101	4000	1275
1977	15.976	6,43	2485	1980	4920	5657	4000	1414
1978	16.327	6,40	2551	2138	5454	6272	4000	1568
1979	16.686	6,36	2624	2309	6058	6967	4000	1741
1980	17.054	6,33	2694	2494	6719	7727	4000	1931
1981	17.429	6,30	2767	2693	7450	8568	4000	2142
1982	17.812	6,27	2841	2909	8264	9504	4000	2376
1983	18.204	6,24	2917	3141	9163	10538	4000	2634
1984	18.605	6,20	3001	3393	10182	11709	4000	2927
1985	19.014	6,17	3082	3664	11291	12985	4000	3246
Tasa a ac.(%)	2,20	-0,50	2,78	8,00	10,95	-	-	-

FUENTE: Elaboración propia.-

PROYECCION DE LA DEMANDA VEGETATIVA

SISTEMA
SUBSISTEMA

LOCALIDAD: HERRERA

Cuadro 4.2. N° 2

Año	Población Servida	Habitantes por Usuario	Cantidad de Usuarios	Consumo por Usuario	Consumo Total	Energía a Generar	Factor de Carga	Carga Máxima
	Num. Hab.	Número	Número	KWh	MWh	MWh	Horas	KWh
1973	1299*	9,77	133	624	83	95	1.800	52,78
1974	1299	9,18	142	655	93	107	1.800	59,44
1975	1299	8,63	151	688	104	119	1.800	66,11
1976	1299	8,11	160	722	116	133	1.800	73,89
1977	1299	7,63	170	758	129	148	1.800	82,22
1978	1299	7,17	181	796	144	166	1.800	92,22
1979	1299	6,74	193	836	161	186	1.800	103,33
1980	1299	6,33	205	878	180	207	1.800	115,00
1981	1299	5,95	218	922	201	231	1.800	128,33
1982	1299	5,60	232	968	225	258	1.800	143,33
1983	1299	5,26	247	1016	251	289	1.800	160,55
1984	1299	4,94	263	1067	281	323	1.800	179,44
1985	1299	4,65	279	1121	313	360	1.800	200,00
Tasa a ac. (%)	0.0	- 6	6,35	5.0	11,70	-	-	-

FUENTE: Elaboración propia.

* Censo 1970.

PROYECCION DE LA DEMANDA VEGETATIVA

SISTEMA
SUBSISTEMA

L O C A L I D A D : COLONIA DORA

Cuadro 4.2. N° 3

Año	Población Servida	Habitantes por Usuario	Cantidad de Usuarios	Consumo por Usuario	Consumo Total	Energía a Generar	Factor de Carga	Carga Máxima
	Hum. Heb.	Número						
1973	1688	7,57	223	1280	285	328	2.500	131,30
1974	1713	7,34	233	1385	323	371	2.500	148,44
1975	1739	7,12	244	1499	366	421	2.500	168,25
1976	1765	6,91	255	1621	413	475	2.500	190,14
1977	1792	6,70	267	1754	468	539	2.500	215,43
1978	1818	6,50	280	1898	531	611	2.500	244,46
1979	1846	6,30	293	2054	602	692	2.500	276,84
1980	1873	6,11	307	2222	682	784	2.500	313,79
1981	1902	5,93	321	2405	772	888	2.500	355,12
1982	1930	5,75	336	2602	874	1005	2.500	402,17
1983	1959	5,58	351	2815	988	1136	2.500	454,51
1984	1988	5,41	367	3046	1118	1286	2.500	514,23
1985	2018	5,25	384	3296	1266	1456	2.500	582,21
Tasa a ac.(%)	1.5	- 3	4,65	8,2	13,25	-	-	-

FUENTE: Elaboración propia.

PROYECCION DE LA DEMANDA VEGETATIVA

SISTEMA

SUBSISTEMA

LOCALIDAD : ICAÑO

Cuadro 4.2. N° 4

Año	Población Servida	Habitantes por Usuario	Cantidad de Usuarios	Consumo por Usuario	Consumo Total	Energía a Generar	Factor de Carga	Carga Máxima
	Num. Hab.	Número	Número	KWh	MWh	MWh	Horas	KH
1973	2277	22,77	100	1050	105	121	2.000	60,50
1974	2288	21,18	108	1092	118	136	2.000	68,00
1975	2300	19,69	117	1136	133	153	2.000	76,50
1976	2311	18,31	126	1181	149	171	2.000	85,50
1977	2323	17,03	136	1228	167	192	2.000	96,00
1978	2334	15,84	147	1277	188	216	2.000	108,00
1979	2346	14,73	159	1329	211	243	2.000	121,50
1980	2358	13,70	172	1382	238	273	2.000	136,50
1981	2370	12,74	186	1437	267	307	2.000	153,50
1982	2382	11,85	201	1494	300	345	2.000	172,50
1983	2393	11,02	217	1554	337	388	2.000	194,00
1984	2405	10,25	235	1616	380	437	2.000	218,50
1985	2417	9,53	254	1681	427	491	2.000	245,50
Tasa a ac. (%)	0,5	- 7	8,10	4,0	12,40	-	-	-

Fuente: Elaboración propia.

PROYECCION DE LA DEMANDA VEGETATIVA

SISTEMA

SUBSISTEMA

CENTRAL: BARDERA

Cuadro 4.2. N° 5

Año	Población Servida	Habitantes por Usuario	Cantidad de Usuarios	Consumo por Usuario	Consumo Total	Energía a Generar	Factor de Carga	Carga Máxima
	Hum. Hab.	Número	Número	KWh	MWh	MWh	Horas	KW
1973	1697	4,42	384	725	278	320	3.000	106,70
1974	1722	4,38	393	776	305	351	3.000	116,95
1975	1748	4,33	404	830	335	385	3.000	128,44
1975	1775	4,29	414	888	367	423	3.000	140,84
1977	1801	4,24	425	950	404	464	3.000	154,68
1978	1828	4,20	435	1017	443	509	3.000	169,68
1979	1856	4,16	446	1088	485	558	3.000	186,08
1980	1883	4,12	457	1164	532	612	3.000	203,93
1981	1912	4,07	470	1246	585	673	3.000	224,38
1982	1940	4,03	481	1333	642	738	3.000	246,98
1983	1969	3,99	493	1426	704	809	3.000	269,75
1984	1999	3,95	506	1526	772	888	3.000	296,04
1985	2029	3,91	519	1633	847	975	3.000	324,84
Tasa a 2000	1,5	- 1,0	2,59	7,0	9,73	-	-	-

FUENTE: Elaboración propia.

PROYECCION DE LA DEMANDA VEGETATIVA

SISTEMA
SUBSISTEMA

L O C A L I D A D : GUARDIA ESCOLTA.

Cuadro 4.2. N° 6

Año	Población Servida	Habitantes por Usuario	Cantidad de Usuarios	Consumo por Usuario	Consumo Total	Energía a Generar	Factor de Carga	Carga Máxima
	Num. Hbb.	Número	Número	KWh	MWh	MWh	Horas	KW
1973	503	10,16	50	1040	52	60	2.000	29,90
1974	511	9,86	52	1113	58	67	2.000	33,28
1975	513	9,56	54	1191	64	74	2.000	36,98
1976	516	9,27	56	1274	71	82	2.000	41,02
1977	518	8,99	58	1363	79	91	2.000	45,46
1978	521	8,72	60	1459	88	101	2.000	50,34
1979	523	8,46	62	1561	97	111	2.000	55,65
1980	526	8,21	64	1670	107	123	2.000	61,46
1981	529	7,96	66	1787	118	136	2.000	67,82
1982	531	7,72	69	1912	125	144	2.000	71,89
1983	534	7,49	71	2046	145	167	2.000	83,53
1984	537	7,26	74	2184	162	186	2.000	92,23
1985	540	7,05	77	2342	180	207	2.000	103,69
Tasa a ac. (%)	0,5	- 3	3,70	7,0	10,90	-	-	-

FUENTE: Elaboración propia.

PROYECCION DE LA DEMANDA VEGETATIVA

SISTEMA

SUBSISTEMA

L O C A L I D A D: POZO DULCE (sin generación)

Cuadro 4.2. N° 7

Año	Población Servida	Habitantes por Usuario	Cantidad de Usuarios	Consumo por Usuario	Consumo Total	Energía a Generar	Factor de Carga	Carga Máxima
	Hua. Hab.	Número	Número	KWh	KWh	KWh	Horas	KW
1973	230	16,00	14	600	8	10	2.500	3,86
1974	230	15,04	15	636	10	11	2.500	4,39
1975	230	14,14	16	674	11	12	2.500	4,96
1976	230	13,29	17	715	12	14	2.500	5,59
1977	230	12,49	18	757	14	16	2.500	6,27
1978	230	11,74	20	803	16	18	2.500	7,39
1979	230	11,04	21	851	18	21	2.500	8,22
1980	230	10,37	22	902	20	23	2.500	9,13
1981	230	9,75	24	956	23	26	2.500	10,55
1982	230	9,16	25	1014	25	29	2.500	11,66
1983	230	8,61	27	1075	29	33	2.500	13,35
1984	230	8,10	28	1139	32	37	2.500	14,67
1985	230	7,61	30	1207	36	42	2.500	16,66
Tasa a ac.(%)	0,0	- 6,0	6,55	6,0	13,38	-	-	-

FUENTE: Elaboración propia.-

PROYECCION DE LA DEMANDA VEGETATIVA

SISTEMA
SPELISISTEMA

LOCALIDAD : FORTIN INCA (Sin generación)

Cuadro 4.2. N° 8

Año	Población Servida	Habitantes por Usuario	Cantidad de Usuarios	Consumo por Usuario	Consumo Total	Energía a Generar	Factor de Carga	Carga Máxima
	Hum. Hab.	Número	Número	KWh	MWh	MWh	Horas	KW
1973	492	16,00	31	600	19	21	2.500	8,50
1974	494	15,04	33	636	21	24	2.500	9,65
1975	497	14,14	35	674	24	27	2.500	10,85
1976	499	13,29	38	715	27	31	2.500	12,50
1977	502	12,49	40	757	30	35	2.500	13,93
1978	504	11,74	43	803	35	40	2.500	15,88
1979	507	11,04	46	851	39	45	2.500	18,01
1980	509	10,37	49	902	44	51	2.500	20,33
1981	512	9,75	53	956	51	58	2.500	23,31
1982	515	9,16	56	1014	57	65	2.500	26,12
1983	517	8,61	60	1075	65	74	2.500	29,67
1984	520	8,10	64	1139	73	84	2.500	33,53
1985	523	7,61	69	1207	83	96	2.500	38,31
Tasa a ac.(%)	0,5	- 6,0	6,90	6,0	13,05	-	-	-

FUENTE: Elaboración propia.-

PROYECCION DE LA DEMANDA VEGETATIVA

SISTEMA
SUBSISTEMA
CENTRAL: PINTO

Cuadro 4.2. N° 9

Año	Población Servida	Habitantes por Usuario	Cantidad de Usuarios	Consumo por Usuario	Consumo Total	Energía a Generar	Factor de Carga	Carga Máxima
	Hab. Hab.	Número						
1973	1417	6,59	215	1395	300	345	3.000	115,00
1974	1431	6,45	220	1415	329	378	3.000	126,00
1975	1445	6,39	226	1603	362	416	3.000	138,67
1976	1460	6,30	232	1719	399	459	3.000	153,00
1977	1475	6,20	238	1842	438	504	3.000	168,00
1978	1489	6,11	244	1975	482	554	3.000	184,67
1979	1504	6,02	250	2117	529	608	3.000	202,67
1980	1519	5,93	256	2270	581	668	3.000	222,67
1981	1534	5,84	263	2433	640	736	3.000	245,33
1982	1550	5,75	270	2608	704	810	3.000	270,00
1983	1565	5,65	277	2796	774	890	3.000	296,67
1984	1581	5,58	283	2997	848	975	3.000	325,00
1985	1597	5,49	291	3213	935	1075	3.000	358,33
Tasa a ac. (%)	1,0	- 1,5	2,60	7,2	9,90	-	-	-

FUENTE: Elaboración propia.

PROYECCION DE LA DEMANDA VEGETATIVA

SISTEMA
SUBSISTEMA
CENTRAL : MALBRAN

Cuadro 4.2. N° 10

AÑO	Población Servida	Habitantes por Usuario	Cantidad de Usuarios	Consumo por Usuario	Consumo Total	Energía a Generar	Factor de Carga	Carga Máxima
	Num. Hab.	Número	Número	KWh	MWh	MWh	Horas	KVA
1973	847*	16,98	50	932	47	54	1.800	33,60
1974	847	16,13	53	1007	53	61	1.800	33,89
1975	847	15,32	55	1087	60	69	1.800	33,33
1976	847	14,56	58	1174	68	78	1.800	43,33
1977	847	13,83	61	1268	77	89	1.800	49,44
1978	847	13,14	64	1369	88	101	1.800	55,11
1979	847	12,48	68	1479	101	116	1.800	64,44
1980	847	11,86	71	1597	113	130	1.800	72,22
1981	847	11,26	75	1725	129	148	1.800	82,22
1982	847	10,70	79	1863	147	169	1.800	93,89
1983	847	10,16	83	2012	167	192	1.800	106,67
1984	847	9,66	88	2173	191	220	1.800	122,22
1985	847	9,17	92	2374	218	251	1.800	139,44
Tasa a ac. (%)	0,0	- 5	5,25	8,0	13,65	-	-	-

FUENTE: Elaboración propia.

*Censo 1970

PROYECCION DE LA DEMANDA VEGETATIVA

SISTEMA

SUBSISTEMA

CENTRAL : VILLA UNION

Cuadro 4.2. Nº 11

Año	Población Servida	Habitantes por Usuario	Cantidad de Usuarios	Consumo por Usuario	Consumo Total	Energía a Generar	Factor de Carga	Carga Máxima
	Num. Hab.	Número	Número	KWh	KWh	KWh	Horas	KWh
1973	349*	7,97	44	622	27	31	1.800	17,22
1974	349	7,77	45	672	30	35	1.800	19,44
1975	349	7,58	46	726	33	38	1.800	21,11
1976	349	7,39	47	784	37	43	1.800	23,89
1977	349	7,20	48	846	41	47	1.800	26,11
1978	349	7,02	50	914	46	53	1.800	29,44
1979	349	6,84	51	987	50	58	1.800	32,22
1980	349	6,67	52	1066	55	63	1.800	35,00
1981	349	6,51	54	1151	62	71	1.800	39,44
1982	349	6,34	55	1243	68	78	1.800	43,33
1983	349	6,18	56	1343	75	86	1.800	47,78
1984	349	6,03	58	1450	84	97	1.800	53,89
1985	349	5,88	59	1566	92	106	1.800	58,89
Tasa a ac. (%)	0,0	- 2,5	2,50	8,0	10,75	-	-	-

FUENTE: Elaboración propia.

* Censo 1970.

PROYECCION DE LA DEMANDA VEGETATIVA

SISTEMA

SUBSISTEMA

CENTRAL : LOS JURIES

Cuadro 4.2. N° 12

Año	Población Servida	Habitantes por Usuario	Cantidad de Usuarios	Consumo por Usuario	Consumo Total	Energía a Generar	Factor de Carga	Carga Máxima
	Num. Hab.	Número	Número	Kwh	MWh	MWh	Horas	KW
1973	906	7,55	120	1628	195	224	3.000	74,67
1974	911	7,36	124	1709	212	244	3.000	81,33
1975	915	7,18	127	1795	228	262	3.000	87,33
1976	920	7,00	131	1885	247	284	3.000	94,67
1977	924	6,82	135	1979	267	307	3.000	102,33
1978	929	6,65	140	2073	291	335	3.000	111,67
1979	934	6,48	144	2182	314	361	3.000	120,33
1980	938	6,32	148	2291	339	390	3.000	130,00
1981	943	6,16	153	2405	368	423	3.000	141,00
1982	948	6,01	158	2525	399	459	3.000	153,00
1983	952	5,86	162	2652	430	495	3.000	165,00
1984	957	5,71	168	2784	468	538	3.000	179,00
1985	962	5,57	173	2924	506	582	3.000	194,00
Tasa a ac.(%)	0,5	- 2,5	3,10	5	8,30	-	-	-

FUENTE: Elaboración propia.

PROYECCION DE LA DEMANDA VEGETATIVA

SISTEMA
SUBSISTEMA
CENTRAL : LUGONES

Cuadro 4.2. N° 13

Año	Población Servida	Habitantes por Usuario	Cantidad de Usuarios	Consumo por Usuario	Consumo Total	Energía a Generar	Factor de Carga	Carga Máxima
	Hum. Hab.	Número	Número	KWh	MWh	MWh	Horas	KWh
1973	357	12,31	29	862	25	29	1.800	16,11
1974	357	11,94	30	896	27	31	1.800	17,22
1975	357	11,58	31	932	29	33	1.800	18,33
1976	357	11,23	32	970	31	36	1.800	20,00
1977	357	10,90	33	1008	33	38	1.800	21,11
1978	357	10,57	34	1049	36	41	1.800	22,78
1979	357	10,25	35	1091	38	44	1.800	24,44
1980	357	9,94	36	1134	41	47	1.800	26,11
1981	357	9,64	37	1180	44	50	1.800	27,78
1982	357	9,35	38	1227	47	54	1.800	30,00
1983	357	9,07	39	1276	50	57	1.800	31,67
1984	357	8,80	41	1327	54	63	1.800	35,00
1985	357	8,54	42	1380	58	67	1.800	37,22
Tasa a ac.(%)	0,0	- 3,0	3,10	4,0	7,30	-	-	-

FUENTE: Elaboración propia.

PROYECCION DE LA DEMANDA VEGETATIVA

SISTEMA

SUBSISTEMA

LOCALIDAD : CASARES (Sin-generación)

Cuadro 4.2. N° 14

Año	Población Servida	Habitantes por Usuario	Cantidad de Usuarios	Consumo por Usuario	Consumo Total	Energía a Generar	Factor de Carga	Carga Máxima
	Hum. Hab.	número	número	KWh	MWh	MWh	Horas	KW
1973	113	18,0	6	600	3,8	4,4	1.800	2,44
1974	113	17,1	7	624	4,1	4,7	1.800	2,61
1975	113	16,2	7	649	4,5	5,2	1.800	2,89
1976	113	15,4	7	675	5,0	5,6	1.800	3,11
1977	113	14,7	8	702	5,4	6,2	1.800	3,44
1978	113	13,9	8	730	5,9	6,8	1.800	3,78
1979	113	13,2	9	759	6,5	7,5	1.800	4,17
1980	113	12,6	9	790	7,1	8,2	1.800	4,56
1981	113	11,9	10	821	7,8	9,0	1.800	5,00
1982	113	11,3	10	854	8,5	9,8	1.800	5,44
1983	113	10,8	10	888	9,3	10,7	1.800	5,94
1984	113	10,2	11	924	10,2	11,7	1.800	6,50
1985	113	9,7	12	961	11,3	13,0	1.800	7,23
Tasa a.a.c.(%)	0,0	- 5,0	6,00	4,00	9,50	-	-	-

FUENTE: Elaboración propia.

PROYECCION DE LA DEMANDA VEGETATIVA

SISTEMA

SUBSISTEMA

L O C A L I D A D: REAL SAYANA (Sin generación)

Cuadro 4.2. N°15

Año	Población Servida	Habitantes por Usuario	Cantidad de Usuarios	Consumo por Usuario	Consumo Total	Energía a Generar	Factor de Carga	Carga Máxima
	Num. Hab.	Húmero	Húmero	KWh	MWh	MWh	Horas	KW
1973	748	18	42	800	33	38,0	1.800	21,11
1974	763	17,1	45	840	37	42,6	1.800	23,67
1975	778	16,2	48	882	42	48,3	1.800	26,83
1976	794	15,4	52	926	48	55,2	1.800	30,67
1977	810	14,7	55	972	54	62,1	1.800	34,50
1978	826	13,9	59	1021	61	70,2	1.800	39,00
1979	842	13,2	64	1072	68	78,2	1.800	43,44
1980	859	12,6	68	1126	77	88,5	1.800	49,17
1981	876	11,9	74	1182	87	100,1	1.800	55,61
1982	894	11,3	79	1241	98	112,7	1.800	62,61
1983	912	10,8	84	1303	110	126,5	1.800	70,28
1984	930	10,2	91	1368	125	143,8	1.800	79,89
1985	949	9,5	98	1434	142	162,2	1.800	90,50
Tasa a ac. (%)	2,00	-5,0	7,35	5,0	12,95	-	-	-

FUENTE: Elaboración propia.

PROYECCION DE LA DEMANDA VEGETATIVA

SISTEMA

SUBSISTEMA

L O C A L I D A D: AVERIAS (Sin generación)

Cuadro 4.2. Nº16

Año	Población	Habitantes	Cantidad	Consumo	Consumo	Energía a	Factor de	Carga
	Hum. Hab.	por Usuario	de Usuarios	por Usuario	Total	Generar	Carga	Máxima
	Núm. Hab.	Número	Número	KWh	MWh	MWh	Horas	KW
1973	91	18	5	609	3,0	3,45	1.800	1,91
1974	91	17,1	5	624	3,3	3,79	1.800	2,10
1975	91	16,2	6	649	3,6	4,14	1.800	2,30
1976	91	15,4	6	675	4,0	4,60	1.800	2,55
1977	91	14,7	6	702	4,3	4,94	1.800	2,74
1978	91	13,9	7	730	4,8	5,52	1.800	3,06
1979	91	13,2	7	759	5,2	5,98	1.800	3,32
1980	91	12,6	7	790	5,7	6,55	1.800	3,63
1981	91	11,9	8	821	6,3	7,24	1.800	4,02
1982	91	11,3	8	854	6,9	7,93	1.800	4,40
1983	91	10,8	8	888	7,5	8,62	1.800	4,78
1984	91	10,2	9	924	8,2	9,43	1.800	5,23
1985	91	9,7	9	961	9,0	10,35	1.800	5,75
Tasa a ac.(%)	0,0	- 5	5,1	4	9,6	-	-	-

FUENTE: Elaboración propia.

PROYECCION DE LA DEMANDA VEGETATIVA

SISTEMA
SUBSISTEMA

L O C A L I D A D : TOMAS YOUNG (Sin generación)

Cuadro 4.2. N° 17

Año	Población Servida	Habitantes por Usuario	Cantidad de Usuarios	Consumo por Usuario	Consumo Total	Energía a Generar	Factor de Carga	Carga Máxima
	Num. Hab.	Número	Número	KWh	MWh	MWh	Horas	KWh
1973	972	16,00	61	800	49	56	1.800	31,18
1974	982	15,20	65	832	54	62	1.800	34,55
1975	992	14,44	69	865	60	69	1.800	38,13
1976	1001	13,72	73	900	66	76	1.800	41,98
1977	1011	13,03	78	936	73	84	1.800	46,64
1978	1022	12,38	83	973	81	93	1.800	51,60
1979	1032	11,76	88	1012	89	102	1.800	56,90
1980	1042	11,17	93	1053	98	113	1.800	62,57
1981	1053	10,61	99	1095	108	125	1.800	69,26
1982	1063	10,08	105	1139	120	138	1.800	76,41
1983	1074	9,58	112	1184	133	152	1.800	84,72
1984	1084	9,10	119	1232	147	169	1.800	93,67
1985	1095	8,64	127	1281	163	187	1.800	103,94
Tasa a ac. (%)	1,0	- 5,0	6,30	4,0	10,52	-	-	-

FUENTE: Elaboración propia.

PROYECCION DE LA DEMANDA VEGETATIVA

SISTEMA
SUGGESTIVO

L O C A L I D A D: SAMAVIROS (Sin generación)

Cuadro 4.2. N° 18

Año	Población Servida	Habitantes por Usuario	Cantidad de Usuarios	Consumo por Usuario	Consumo Total	Energía a Generar	Factor de Carga	Carga Máxima
	Num. Hab.	Número	Número	KWh	MWh	MWh	Horas	KW
1973	137(*)	- 18,0	8	600	4,6	5,3	1.800	2,9
1974	137	17,1	8	624	5,0	5,8	1.800	3,2
1975	137	16,2	8	649	5,5	6,3	1.800	3,5
1976	137	15,4	9	675	6,0	6,9	1.800	3,8
1977	137	14,7	9	702	6,5	7,5	1.800	4,2
1978	137	13,9	10	730	7,2	8,3	1.800	4,6
1979	137	13,2	10	759	7,9	9,1	1.800	5,1
1980	137	12,6	11	790	8,6	9,9	1.800	5,5
1981	137	11,9	12	821	9,5	10,9	1.800	6,1
1982	137	11,3	12	854	10,4	12,0	1.800	6,7
1983	137	10,8	13	888	11,3	13,0	1.800	7,2
1984	137	10,2	13	924	12,4	14,3	1.800	7,9
1985	137	9,7	14	961	13,8	15,8	1.800	8,8
Tasa a ac.(%)	0,0	- 5,0	4,80	4,00	9,60	-	-	-

FUENTE: Elaboración propia.

(*) Población de Averías, censo 1970. Adoptado por analogía ante la inexistencia de datos oficiales.

PROYECCION DE LA DEMANDA VEGETATIVA

SISTEMA

SUBSISTEMA

L O C A L I D A D : TACARITAS (Sin generación)

Cuadro 4.2. Nº 19

Año	Población Servido	Habitantes por Usuario	Cantidad de Usuarios	Consumo por Usuario	Consumo Total	Energía a Generar	Factor de Carga	Carga Máxima
	Kuml. Hab.	Número	Número	KWh	MWh	MWh	Horas	KW
1973	956	18	53	600	31,9	36,65	1.800	20,36
1974	958	17,1	56	624	35,0	40,20	1.800	22,33
1975	961	16,2	59	649	38,5	44,27	1.800	24,59
1976	964	15,4	63	675	42,3	48,59	1.800	26,99
1977	967	14,7	66	702	46,2	53,10	1.800	29,50
1978	970	13,9	70	730	50,9	58,58	1.800	32,54
1979	973	13,2	74	759	55,9	64,34	1.800	35,74
1980	976	12,6	77	790	61,2	70,37	1.800	39,09
1981	979	11,9	82	821	67,5	77,67	1.800	43,15
1982	982	11,3	87	854	74,2	85,34	1.800	47,41
1983	985	10,8	91	888	81,0	93,13	1.800	51,73
1984	987	10,2	97	924	89,4	102,82	1.800	57,12
1985	990	9,7	102	961	98,1	112,79	1.800	62,66
Tasa a ac.(%)	0,3	- 5	5,53	4	9,8	-	-	-

FUENTE: Elaboración propia.

PROYECCION DE LA DEMANDA VEGETATIVA
 EXTRAPOLACION DE LA TENDENCIA HISTORICA

SISTEMA
 SUBSISTEMA

CENTRAL : ANATUYA

Año base: 1973

Cuadro 4.2. N°22

Año	D t	D' t	D' t inf.	D' t sup.
1963	1152	677		
1964	1289	792		
1965	1244	927		
1966	1313	1084		
1967	1243	1268		
1968	1343	1483		
1969	1343	1734		
1970	2079	2028		
1971	2163	2372		
1972	2613	2774		
1973	3245	3245		
1974	--	3716		
1975	--	4254		
1976	--	4871		
1977	--	5577		
1978	--	6386		
1979	--	7312		
1980	--	8372		
1981	--	9586		
1982	--	10976		
1983	--	12568		
1984	--	14390		
1985	--	16477		

Dt = Demanda de Energía - Serie histórica

D' t = Demanda de Energía - Función de Ajuste

D' t inf. = Demanda de Energía - Límite inferior para probabilidad: 90%

D' t sup. = Demanda de Energía - Límite superior para probabilidad: 90%

Tasa de Crecimiento A Ac. = 14,5

Coefficiente de Correlación = 0,8715

Error Standart =

FUENTE: Elaboración propia.

PROYECCION DE LA DEMANDA VEGETATIVA
EXTRAPOLACION DE LA TENDENCIA HISTORICA

SISTEMA
 SUBSISTEMA
 CENTRAL : HERRERA

Año base: 1973

Cuadro 4.2. N° 23

Año	D t	D' t	D' t inf.	D' t sup.
1963	39	34		
1964	42	37		
1965	45	41		
1966	48	45		
1967	52	49		
1968	48	53		
1969	44	58		
1970	48	64		
1971	64	70		
1972	83	76		
1973	83	83		
1974	-	90		
1975	-	98		
1976	-	106		
1977	-	115		
1978	-	125		
1979	-	135		
1980	-	147		
1981	-	159		
1982	-	173		
1983	-	188		
1984	-	204		
1985	-	221		

Dt = Demanda de Energía - Serie histórica

D' t = Demanda de Energía - Función de Ajuste

D' t inf. = Demanda de Energía - Límite inferior para probabilidad 90%

D' t sup. = Demanda de Energía - Límite superior para probabilidad 90%

Tasa de Crecimiento A Ac. = 8,5

Coefficiente de Correlación = 0,84

Error Standart =

FUENTE: Elaboración propia.

PROYECCION DE LA DEMANDA VEGETATIVA
EXTRAPOLACION DE LA TENDENCIA HISTORICA

SISTEMA
 SUBSISTEMA

CENTRAL : COLONIA DORA

Año base: 1973

Cuadro 4.2. N° 24

Año	D t	D' t	D' t inf.	D' t sup.
1963	47	13		
1964	66	18		
1965	107	24		
1966	110	33		
1967	113	45		
1968	115	61		
1969	127	83		
1970	156	113		
1971	188	154		
1972	228	210		
1973	285	285		
1974	-	361		
1975	-	456		
1976	-	577		
1977	-	730		
1978	-	923		
1979	-	1168		
1980	-	1477		
1981	-	1869		
1982	-	2364		
1983	-	2990		
1984	-	3783		
1985	-	4785		

Dt = Demanda de Energía - Serie histórica

D' t = Demanda de Energía - Función de Ajuste

D' t inf. = Demanda de Energía - Límite inferior para probabilidad 90%

D' t sup. = Demanda de Energía - Límite superior para probabilidad 90%

Tasa de Crecimiento A Ac. = 26,5

Coefficiente de Correlación = 0,9423

Error Standart =

FUENTE: Elaboración propia

PROYECCION DE LA DEMANDA VEGETATIVA
EXTRAPOLACION DE LA TENDENCIA HISTORICA

SISTEMA
 SUBSISTEMA
 CENTRAL: ICAÑO

Año base: 1973

Cuadro 4.2. N° 25

Año	D t	D' t	D' t inf.	D' t sup.
1963	40	49		
1964	64	53		
1965	68	57		
1966	73	62		
1967	76	67		
1968	72	72		
1969	79	78		
1970	80	84		
1971	90	90		
1972	97	97		
1973	105	105		
1974	-	113		
1975	-	121		
1976	-	130		
1977	-	139		
1978	-	149		
1979	-	160		
1980	-	172		
1981	-	185		
1982	-	198		
1983	-	213		
1984	-	228		
1985	-	245		

Dt = Demanda de Energía - Serie histórica

D' t = Demanda de Energía - Función de Ajuste

D' t inf. = Demanda de Energía - Límite inferior para probabilidad 90%

D' t sup. = Demanda de Energía - Límite superior para probabilidad 90%

Tasa de Crecimiento A Ac. = 7,3

Coefficiente de Correlación = 0,9359

Error Standart =

FUENTE: Elaboración propia.

PROYECCION DE LA DEMANDA VEGETATIVA

EXTRAPOLACION DE LA TENDENCIA HISTORICA

SISTEMA
SUBSISTEMA
CENTRAL : BANDERA

Año base: 1973

Cuadro 4.2. N° 26

Año	D t	D' t	D' t inf.	D' t sup.
1963	134	142		
1964	147	153		
1965	163	164		
1966	164	176		
1967	120	189		
1968	131	203		
1969	141	218		
1970	151	234		
1971	166	251		
1972	230	270		
1973	290	290		
1974	-	310		
1975	-	331		
1976	-	354		
1977	-	379		
1978	-	405		
1979	-	433		
1980	-	463		
1981	-	495		
1982	-	529		
1983	-	565		
1984	-	604		
1985	-	646		

Dt = Demanda de Energía - Serie histórica

D' t = Demanda de Energía - Función de Ajuste

D' t inf. = Demanda de Energía - Límite inferior para probabilidad 90%

D' t sup. = Demanda de Energía - Límite superior para probabilidad 90%

Tasa de Crecimiento A Ac. = 6,9

Coefficiente de Correlación = 0,67

Error Standart =

FUENTE: Elaboración propia.

PROYECCION DE LA DEMANDA VEGETATIVA

EXTRAPOLACION DE LA TENDENCIA HISTORICA

SISTEMA

SUBSISTEMA

CENTRAL : GUARDIA ESCOLTA.

Año base: 1973

Cuadro 4.2. Nº 27

Año	D t	D' t	D' t inf.	D' t sup.
1963	3	11		
1964	16	13		
1965	23	15		
1966	23	18		
1967	31	21		
1968	34	24		
1969	35	28		
1970	39	33		
1971	40	38		
1972	46	45		
1973	52	52		
1974	-	59		
1975	-	68		
1976	-	77		
1977	-	88		
1978	-	101		
1979	-	115		
1980	-	132		
1981	-	150		
1982	-	172		
1983	-	196		
1984	-	224		
1985	-	256		

Dt = Demanda de Energía - Serie histórica

D' t = Demanda de Energía - Función de Ajuste

D' t inf. = Demanda de Energía - Límite inferior para probabilidad 90%

D' t sup. = Demanda de Energía - Límite superior para probabilidad 90%

Tasa de Crecimiento A Ac. = 14,2

Coefficiente de Correlación = 0,99

Error Standart =

FUENTE: Elaboración propia.

PROYECCION DE LA DEMANDA VE ETATIVA
EXTRAPOLACION DE LA TENDENCIA HISTORICA

SISTEMA
 SUBSISTEMA
 CENTRAL: PINTO.

Año base: 1973

Cuadro 4.2. N° 28

Año	D t	D' t	D' t inf.	D' t sup.
1963	96	37		
1964	84	46		
1965	101	56		
1966	103	69		
1967	103	85		
1968	118	105		
1969	146	130		
1970	203	160		
1971	225	197		
1972	250	243		
1973	300*	300		
1974	-	357		
1975	-	424		
1976	-	504		
1977	-	600		
1978	-	713		
1979	-	848		
1980	-	1008		
1981	-	1198		
1982	-	1425		
1983	-	1694		
1984	-	2014		
1985	-	2395		

Dt = Demanda de Energía - Serie histórica

D' t = Demanda de Energía - Función de Ajuste

D' t inf. = Demanda de Energía - Límite inferior para probabilidad

D' t sup. = Demanda de Energía - Límite superior para probabilidad

Tasa de Crecimiento A Ac. = 18,9

Coefficiente de Correlación = 0,94

Error Standart =

FUENTE: Elaboración propia.

PROYECCION DE LA DEMANDA VEGETATIVA
 EXTRAPOLACION DE LA TENDENCIA HISTORICA

SISTEMA
 SUBSISTEMA

CENTRAL : LOS JURIES Año base: 1973

Cuadro 4.2. N° 29

Año	D t	D' t	D' t inf.	D' t sup.
1963	6	27		
1964	48	34		
1965	51	41		
1966	61	51		
1967	78	62		
1968	89	76		
1969	99	93		
1970	104	114		
1971	112	140		
1972	140	171		
1973	210*	210		
1974	-	249		
1975	-	294		
1976	-	349		
1977	-	413		
1978	-	489		
1979	-	579		
1980	-	685		
1981	-	811		
1982	-	960		
1983	-	1137		
1984	-	1346		
1985	-	1594		

Dt = Demanda de Energía - Serie histórica

D' t = Demanda de Energía - Función de Ajuste

D' t inf. = Demanda de Energía - Límite inferior para probabilidad

D' t sup. = Demanda de Energía - Límite superior para probabilidad

Tasa de Crecimiento A Ac. = 18,4

Coefficiente de Correlación = 0,99

Error Standart =

FUENTE: Elaboración propia.

PROYECCION DE LA DEMANDA VEGETATIVA

SISTEMA

SUBSISTEMA : Añatuya-Herrera-Colonia Iora-Icaño

CENTRAL

Cuadro 4.2. N° 30

Año	Población Servida	Habitantes por Usuario	Cantidad de Usuarios	Consumo por Usuario	Consumo Total	Energía a Generar	Factor de Carga	Carga Máxima
	Num. Hab.	Número	KWh	MWh	MWh	Horas	KW	
1973	19.908	7,41	2687	1.383	3716	4273	4.000	1.068
1974	20.306	7,29	2785	1.494	4161	4785	4.000	1.196
1975	20.712	7,17	2829	1.613	4660	5359	4.000	1.339
1976	21.127	7,06	2992	1.742	5212	5994	4.000	1.498
1977	21.549	6,95	3101	1.882	5836	6711	4.000	1.667
1978	21.980	6,84	3213	2.032	6529	7508	4.000	1.877
1979	22.420	6,73	3331	2.195	7312	8409	4.000	2.102
1980	22.868	6,62	3454	2.370	8186	9414	4.000	2.353
1981	23.325	6,51	3583	2.560	9172	10548	4.000	2.637
1982	23.792	6,41	3712	2.765	10254	11804	4.000	2.911
1983	24.268	6,31	3846	2.986	11484	13207	4.000	3.301
1984	24.753	6,21	3986	3.225	12855	14784	4.000	3.695
1985	25.248	6,11	4132	3.483	14392	16551	4.000	4.137
Tasa a ac.(%)	2,00	- 1,6	3,65	8,00	11,94	-	-	-

FUENTE: Elaboración propia.

PROYECCION DE LA DEMANDA VEGETATIVA

SISTEMA
SUBSISTEMA : Bandera - Guardia Escolta.
CENTRAL

Cuadro 4.2. N° 31

Año	Población Servida	Habitantes por Usuario	Cantidad de Usuarios	Consumo por Usuario	Consumo Total	Energía a Generar	Factor de Carga	Carga Máxima
	Hab. Hab.	Número						
1973	2.205	4,90	450	760	342	393	2.500	157
1974	2.227	4,85	459	798	366	421	2.500	169
1975	2.249	4,80	469	838	393	451	2.500	181
1976	2.272	4,75	478	880	421	484	2.500	194
1977	2.295	4,71	487	924	450	518	2.500	207
1978	2.317	4,66	497	970	482	555	2.500	222
1979	2.341	4,61	508	1018	517	594	2.500	238
1980	2.364	4,57	517	1069	553	636	2.500	254
1981	2.388	4,52	528	1123	593	682	2.500	273
1982	2.412	4,48	538	1179	635	718	2.500	287
1983	2.436	4,43	550	1238	681	783	2.500	313
1984	2.460	4,39	560	1300	728	838	2.500	335
1985	2.485	4,34	573	1365	782	899	2.500	360
Tasa a ac. (%)	1,0	- 1,0	2,05	5,0	- 6,55	-	-	-

FUENTE: Elaboración propia.

PROYECCION DE LA DEMANDA VEGETATIVA

EXTRAPOLACION DE LA TENDENCIA HISTORICA

SISTEMA

SUBSISTEMA: Añatuya-Herrera-Colonia Dora-Icaño

CENTRAL

Cuadro 4.2. N° 32

Año	D t	D' t	D' t inf.	D' t sup.
1963	1308	795		
1964	1461	927		
1965	1464	1082		
1966	1544	1262		
1967	1484	1473		
1968	1578	1719		
1969	1583	2006		
1970	2363	2340		
1971	2505	2731		
1972	3021	3186		
1973	3718	3718		
1974	--	4778		
1975	--	4920		
1976	--	5659		
1977	--	6510		
1978	--	7488		
1979	--	8613		
1980	--	9908		
1981	--	11397		
1982	--	13110		
1983	--	15081		
1984	--	17347		
1985	--	19954		

Dt = Demanda de Energía - Serie histórica

D' t = Demanda de Energía - Función de Ajuste

D' t inf. = Demanda de Energía - Límite inferior para probabilidad

D' t sup. = Demanda de Energía - Límite superior para probabilidad

Tasa de Crecimiento A Ac. = 14,3

Coefficiente de Correlación = 0,88

Error Standart =

FUENTE: Elaboración propia.

PROYECCION DE LA DEMANDA VEGETATIVA

EXTRAPOLACION DE LA TENDENCIA HISTORICA

SISTEMA

SUBSISTEMA : Bandera - Guardia Escolta

CENTRAL

Año base: 1973

Cuadro 4.2. N° 33

Año	D t	D' t	D'.t inf.	D' t sup.
1963	137	141		
1964	163	154		
1965	186	168		
1966	187	184		
1967	151	201		
1968	165	219		
1969	176	240		
1970	190	262		
1971	206	286		
1972	276	313		
1973	342	342		
1974	-	371		
1975	-	403		
1976	-	437		
1977	-	474		
1978	-	514		
1979	-	558		
1980	-	605		
1981	-	657		
1982	-	713		
1983	-	773		
1984	-	839		
1985	-	910		

Dt = Demanda de Energía - Serie histórica

D' t = Demanda de Energía - Función de Ajuste

D' t inf. = Demanda de Energía - Límite inferior para probabilidad

D' t sup. = Demanda de Energía - Límite superior para probabilidad

Tasa de Crecimiento A Ac. = 8,5

Coefficiente de Correlación = 0,79

Error Standart =

FUENTE: Elaboración propia.

TASAS ADOPTADAS EN LA PROYECCION Y RESULTANTES DE LA MISMA

Cuadro 4.2. N° 34

Sistema ó Central	Población Servida (tasa his- tórica co- rregida)	Habitan- tes por Usuario (tasa re- gresión histór.)	Cantidad Usuarios (Resul- tante)	Consumo por Usua- rio (ta- sa regre- sión his- tórica)	Consumo (Resultante)
Añatuya	2,20	- 0,50	2,78	8,0	10,95
Herrera	0,0	- 6,00	6,35	5,0	11,70
Colonia Dora	1,5	- 3,00	4,65	8,2	13,25
Icaño	0,6	- 7,00	11,10	4,0	12,40
Bandera	1,5	- 1,00	2,59	7,0	9,73
Guardia Escolta	0,5	- 3,00	3,70	7,0	10,90
Pozo Dulce	0,0	- 6,00	6,55	6,0	13,38
Fortín Inca	0,5	- 6,0	6,90	6,0	13,05
Pinto	1,0	- 1,5	2,60	7,2	9,90
Matbrán	0,0	- 5,0	5,25	8,0	13,65
Villa Unión	0,0	- 2,5	2,50	8,0	10,75
Los Juríes	0,5	- 2,5	3,10	5,0	8,30
Lugones	0,0	- 3,0	3,10	4,0	7,30
Casares	0,0	- 5,0	6,00	4,0	9,50
Averías	0,0	- 5,0	5,10	4,0	9,60
Tacañitas	0,30	- 5,0	5,53	4,0	9,80
Tomás Young	1,0	- 5,0	6,30	4,0	10,52
Real Sayana	2,0	- 5,0	7,35	5,0	12,95
Sanavirones	0,0	- 5,0	4,80	4,0	9,60
Sistema Añatuya	2,0	- 1,60	3,65	8,0	11,94
Sistema Bandera	1,0	- 1,00	2,05	5,0	6,55

FUENTE: Elaboración propia.

DEMANDA VEGETATIVA

- Carga Máxima (KW) -

SISTEMA
SUBSISTEMA : A ñ a t u y a
CENTRAL

Cuadro 4.2. N° 35

Localidad Año	Añatuya	Herrera	Colonia Dora	Icaño	Real Sayana	Subtotal
1973	933	52,78	131,30	60,50	21,11	1.198,69
1974	1.035	59,44	148,44	68,00	23,67	1.334,55
1975	1.150	66,11	168,25	76,50	26,83	1.487,69
1976	1.275	73,89	190,14	85,50	30,67	1.655,21
1977	1.414	82,22	215,43	96,00	34,50	1.842,15
1978	1.568	92,22	244,46	108,00	39,00	2.051,68
1979	1.741	103,33	276,84	121,50	43,44	2.286,11
1980	1.931	115,00	313,79	136,50	49,17	2.545,46
1981	2.142	128,33	355,12	153,50	55,61	2.834,56
1982	2.376	143,33	402,17	172,50	62,61	3.156,61
1983	2.634	160,55	454,51	194,00	70,28	3.513,34
1984	2.927	179,44	514,23	218,50	79,89	3.919,06
1985	3.246	200,00	582,21	245,50	90,50	4.364,21

FUENTE: Elaboración propia.

DEMANDA VEGETATIVA

- Carga Máxima (KW) -

SISTEMA

SUBSISTEMA: B a n d e r a

CENTRAL

Cuadro 4.2. N° 36

Localidad Año	Bandera	Guardia Escolta	Pozo Dulce	Fortín Inca	Subtotal
1973	106,70	29,90	3,86	8,56	149,02
1974	116,95	33,28	4,39	9,65	164,27
1975	128,44	36,98	4,96	10,85	181,23
1976	140,84	41,02	5,59	12,50	199,95
1977	154,68	45,46	6,27	13,93	220,34
1978	169,68	50,34	7,39	15,88	243,29
1979	186,08	55,65	8,22	18,01	267,96
1980	203,93	61,46	9,13	20,33	294,85
1981	224,38	67,82	10,55	23,31	326,06
1982	246,98	71,89	11,66	26,12	356,65
1983	269,75	83,53	13,35	29,67	396,30
1984	296,04	92,23	14,67	33,53	436,47
1985	324,84	103,69	16,66	38,31	483,50

FUENTE: Elaboración propia.

DEMANDA VEGETATIVA

- Carga Máxima (KW) -

SISTEMA
SUBSISTEMA: Los Juríes
CENTRAL

Cuadro 4.2. N° 37

Localidad Año	Los Juríes	Tomás Young	Gral.Lamadrid	Subtotal
1973	74,67	31,18	15	120,85
1974	81,33	34,55	15	130,88
1975	87,33	38,13	15	140,46
1976	94,67	41,98	15	151,65
1977	102,33	46,64	15	163,97
1978	111,67	51,60	15	178,27
1979	120,33	56,90	24	201,23
1980	130,00	62,57	24	216,57
1981	141,00	69,26	24	234,26
1982	153,00	76,41	24	253,41
1983	165,00	84,72	24	273,72
1984	179,00	93,67	24	296,67
1985	194,00	103,94	24	321,94

FUENTE: Elaboración propia.

Nombre del Proyecto	Localización y estado de implementación	Años de comienzo y puesta en marcha	Características del Consumo Eléctrico					Consumo anual (KW-h)	Observaciones
			Pot. instalada (KW)	Carga máxima régimen (KW)	Tiempo de Utiliz. anual (Hs)	Tiempo u-tiliz. día (pe-rio-ódico) (Hs)	Carga en hora pico (KW)		
Fábrica Maquinaria Agrícola	BANDERA Probable	1974 - 1975	100	70	1.680	8 hs/día 5,6 hs.	50	168.000	
Fábrica Ladrillos-Carpintería	Decidida	1974 - 1974	50	35	1.680	8 hs/día 5,6 hs.	15	84.000	
Carpintería - Aserradero maderas	Probable	1974 - 1975	70	49	1.680	8 hs/día 5,6 hs.	21	117.600	
Industrias productos lácteos	Deseable	1975-1976/77	100	70	1.680	8 hs/día 5,6 hs.	50	168.000	
Frigorífico carne vacuna	ARATUYA Probable	1975 - 1976	275	174	4.545	24 hs/d. 15,2 hs.	110	1.250.000	
Subproductos ganaderos	Deseable	1975-1976/77	80	56	1.680	8 hs/día 5,6 hs.	24	134.400	
Curtiembre de cueros	Deseable	1975-1976/77	70	49	1.680	8 hs/día	21	117.600	
Industria Maderas - Parquet	Probable	1974 - 1975	80	56	1.680	8 hs/día 5,6 hs.	24	134.400	
Envasadora Hortalizas	Probable	1975 - 1976	100	65	1.550	16 hs/día 10,4 hs.	21	155.000	
Desmontadora Algodón	Deseable	1975-1976/77	100	65	1.550 (p/6 meses)	16 hs/día 10,4 hs.	213	155.000	

FUENTE: Elaboración propia.

Localidad	Datos Basicos	Año	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985
		Unidad											
Añatuya	Fact. de sim.			0,85	420	449,4	481	515	551	589	630	674	722
	C. de régimen	KW	105	420	420	449,4	481	515	551	589	630	674	722
	Carga máxima	KW	150	510	510	546	584	625	669	715	765	819	876
	Demanda hora pico	KW	45	255	255	273	292	312	334	358	383	409	438
	Energ. Cons.	MWh	258,3	1.688,0	1.688,0	1.806,0	1.933,0	2.068,0	2.213,0	2.368,0	2.533,0	2.711,0	2.900,0
Colonia Dora	Fact. de sim.			0,85	49	52	55	60	64	69	74	79	84
	C. de régimen	KW	--	49	49	52	55	60	64	69	74	79	84
	Carga máxima	KW	--	70	70	75	80	86	92	98	105	112	120
	Demanda hora pico	KW	--	42	42	45	48	51	55	59	63	67	72
	Energ. Cons.	MWh	--	145,0	145,0	155,2	166,0	177,6	190,1	203,4	217,6	232,8	249,1
Bandera	Fact. de sim.			--	0,95	1,07	1,09	1,16	1,25	1,33	1,43	1,53	1,63
	C. de régimen	KW	--	42	112	120	128	137	147	157	168	180	192
	Carga máxima	KW	60	60	152	163	174	186	199	213	228	244	261
	Demanda hora pico	KW	18	18	60	73	78	83	89	95	102	109	117
	Energ. Cons.	MWh	103,3	103,3	275,5	294,8	315,4	337,5	361,2	386,4	413,5	442,4	473,4
Pinto	Fact. de sim.			--	--	112	120	129	138	147	158	169	180
	C. de régimen	KW	--	105	105	112	120	129	138	147	158	169	180
	Carga máxima	KW	--	150	150	161	172	184	197	210	225	241	258
	Demanda hora pico	KW	--	45	45	48	52	55	59	63	68	72	77
	Energ. Cons.	MWh	--	258,3	258,3	276,4	295,7	316,4	338,6	362,3	387,6	414,8	443,8

ELECTRIFICACION RURAL

CARACTERISTICAS DE LOS TRAMOS A ELECTRIFICAR

Cuadro 4.2. Nº 40

DATOS BASICOS DEL DEPARTAMENTO	TRAMO CAMINERO	Extensión (Km.)	Superficie (Hect.)	Coeficiente de carga por hect. (por zona riego)	Carga de explotación (Kwh)	Inversión en explotación (M\$)	Número de explot. electrificadas	Período de electrificación	Carga media por explotación	Explot. Km.	% Inst. Km.
<u>Oto. de Beigrano</u> Superficie = 3.560 Km. ² Sup. en exp. = 253.000 Has. Nº de explot. = 331 explot. prom. = 782 Has./explot.	Bandera - Fortín Inca	50	50.000	1,6	63,9	0,9	92,0	2 años 4,6 c/año	900 Kwh 346,3 Kwh	1,8	1,48
<u>Gral. Jiribilla</u> Superficie = 6.000 Km. ² Sup. Zona Fij. Canad. (a) = 333.000 Sup. Zona Riego (b) = 12.000 Sup. exp. (a) = 643 Ha. Sup. exp. (b) = 24 Ha. Nº de explot. (a) = 518 Nº de explot. (b) = 500	Bandera - Pinto Apatuya - Bandera	50 95	50.000 95.000	1,6 1,0	63,9 147,7	0,8 0,6	91,8 88,6	3 años 27 c/año 4 años 22 c/año	" "	1,6 0,93	1,46 0,83
<u>Avellaneda</u> Superficie = 3.870 Km. ² Sup. Zona Riego (a) = 53.000 Sup. Zona Agr. (b) = 234.000 Sup. exp. (a) = 48,0 Ha. Sup. exp. (b) = 467,0 Ha. Nº de explot. (a) = 1.302 Nº de explot. (b) = 400	Bandera - Los Durfes Apatuya - Colonia Doré	50 25	50.000 25.000	1,2 1,3	77,7 50	0,9 0,5	83,9 25,0	3 años 28 c/año 4 años 6 c/año	" "	1,7 1,0	1,51 0,87
<u>Aguirre</u> Superficie = 4.155 Km. ² Sup. en exp. = 227.000 Has Nº de explot. = 652 Explot. promedio = 440 Has/explot.	Real Sayana - Colonia Doré (por Ruta Nac. 34)	42	42.000	0,8	69	0,5	34,49	5 años 0,82 c/año	"	0,82	0,73
<u>Mitre</u> Superficie = 3.140 Km. ² Sup. en exp. = 217.000 Has. Nº de explot. = 545 Explot. promedio = 322 Has/explot.	Malbrán - Pinto Real Sayana - Pinto (por Ruta Nac. 34) Pinto - Villa Unión	82 40 40	82.000 40.000 40.000	1,0 1,0 1,0	106,3 100 124,5	0,5 0,5 0,5	93,1 50,0 62,1	5 años 18,6 c/año 4 años 12,5 c/año 5 años 12,4 c/año	" " "	1,1 1,25 1,6	1,02 1,10 1,40

FUENTE: Elaboración propia.

Z O N A	Nº de explotaciones 1973	Superficie Has.	Nº de familias
Colonia Libanesa	39	30	29
Colonia Alcira	88	26	21
Colonia Isla	52	35	27
Icaño Oeste	105	20	79
Quintas Dora Noreste	57	4	37
" " Oeste	40	10	27
Colonia Alonso	27	35	17
" La Libia			
" La Berta			
Real Sayana	112	15	79
Dora Noreste	29	9	12
Sección X	8	21	8
Quintas Dora Este	7	7	7
Sección Dora Este	17	38	14
" Icaño Este	11	28	9
Sección VI - VII - VIII - IX	135	23	100
Colonia Lago Muyoj	10	18	18
Suncho Pozo	24	100	18

FUENTE: Elaboración propia.

Consideramos: 5 KVA p/explotación
 Factor de potencia = 0.8
 Factor simultaneidad p/explotación = 0,4
 " " p/grupo = 0.7

PROYECCION DE LA DEMANDA TOTAL

SISTEMA
SUBSISTEMA: ARATUYA
CENTRAL

Cuadro 4.2. Nº 42

Año	Demanda Vegetativa				Demanda Especial				Demanda Total					
	Consumo		Generación		Consumo		Generación		Consumo		Generación		Carga	
	MWh	KWh	MWh	KWh	MWh	KWh	MWh	KWh	MWh	KWh	MWh	KWh	MWh	KWh
1973	3.754	4.317	1.199	-	-	-	297	297	3.754	4.317	3.754	4.317	1.199	1.199
1974	4.172	4.797	1.335	-	-	-	-	-	4.172	4.797	4.172	4.797	1.335	1.335
1975	4.645	5.341	1.488	258	297	45	297	297	4.903	5.638	4.903	5.638	1.533	1.533
1976	5.162	5.936	1.655	1.833	2.108	297	2.108	297	6.995	8.043	6.995	8.043	1.952	1.952
1977	5.738	6.598	1.842	1.833	2.108	297	2.108	297	7.571	8.705	7.571	8.705	2.139	2.139
1978	6.378	7.334	2.052	1.961	2.255	318	2.255	318	8.339	9.589	8.339	9.589	2.370	2.370
1979	7.100	8.165	2.286	2.099	2.414	340	2.414	340	9.199	10.578	9.199	10.578	2.626	2.626
1980	7.896	9.080	2.545	2.246	2.582	363	2.582	363	10.141	11.662	10.141	11.662	2.908	2.908
1981	8.777	10.093	2.835	2.402	2.764	389	2.764	389	11.180	12.856	11.180	12.856	3.224	3.224
1982	9.761	11.225	3.157	2.571	2.957	417	2.957	417	12.332	14.182	12.332	14.182	3.574	3.574
1983	10.849	12.476	3.513	2.751	3.163	446	3.163	446	13.599	15.639	13.599	15.639	3.959	3.959
1984	12.086	13.898	3.919	2.944	3.385	476	3.385	476	15.029	17.283	15.029	17.283	4.395	4.395
1985	13.439	15.454	4.364	3.149	3.622	510	3.622	510	16.588	19.075	16.588	19.075	4.874	4.874

FUENTE: Elaboración propia.

PROYECCION DE LA DEMANDA TOTAL

Cuadro 4.2.N° 43

SISTEMA
SUBSISTEMA : BANDERA
GENERAL

Año	Demanda Vegetativa				Demanda Especial				Demanda Total					
	Consumo		Generación		Consumo		Generación		Consumo		Generación		Carga propia	
	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh
1973	357	410	149	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	149
1974	394	453	164	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	164
1975	434	499	181	103	119	18	537	618	537	618	199	618	618	199
1976	477	548	200	103	119	18	580	667	580	667	218	667	667	218
1977	527	606	220	275	317	68	802	923	802	923	288	923	923	288
1978	582	669	243	295	339	73	877	1.008	877	1.008	316	1.008	1.008	316
1979	639	735	268	315	363	78	954	1.098	954	1.098	346	1.098	1.098	346
1980	703	808	295	337	383	83	1.040	1.196	1.040	1.196	378	1.196	1.196	378
1981	777	893	326	361	415	89	1.138	1.308	1.138	1.308	415	1.308	1.308	415
1982	849	976	357	366	444	95	1.235	1.420	1.235	1.420	452	1.420	1.420	452
1983	943	1.084	396	413	475	102	1.356	1.559	1.356	1.559	498	1.559	1.559	498
1984	1.039	1.195	436	442	509	109	1.481	1.704	1.481	1.704	545	1.704	1.704	545
1985	1.146	1.318	484	473	544	117	1.619	1.862	1.619	1.862	601	1.862	1.862	601

FUENTE: Elaboración propia.

PROYECCION DE LA DEMANDA TOTAL

SISTEMA
SECSISTEMA
CENTRAL PINTO

Cuadro 4.2. N°44

	Demanda Vegetativa				Demanda Especial				Demanda Total			
	Consumo	Generación	Carga	Consumo	Generación	Carga	Consumo	Generación	Carga	Consumo	Generación	Carga
	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh
1973	300	345	115	-	-	-	300	345	115			
1974	329	378	126	-	-	-	329	378	126			
1975	362	416	139	-	-	-	362	416	139			
1976	399	459	153	259	298	45	658	757	198			
1977	438	504	168	259	298	45	697	802	213			
1978	482	554	185	277	318	48	759	872	233			
1979	529	608	203	296	341	52	825	949	255			
1980	581	668	223	317	365	55	898	1.033	278			
1981	640	736	245	339	390	59	979	1.126	304			
1982	704	810	270	363	418	63	1.067	1.228	333			
1983	774	890	297	386	446	68	1.162	1.336	365			
1984	848	975	325	415	477	72	1.263	1.452	397			
1985	935	1.075	358	444	511	77	1.379	1.586	435			

FUENTE: Elaboración propia.

CRECIMIENTO DE LA CARGA MAXIMA TOTAL

SISTEMA: Zonal
 SUBSISTEMA
 CENTRAL

Cuadro 4.2. N°45

Localidad y/o Subsistema	1975 (KW)	1976 (KW)	1977 (KW)	1978 (KW)	1979 (KW)	1980 (KW)	1981 (KW)	1982 (KW)	1983 (KW)	1984 (KW)	1985 (KW)
Añatuya	1533	1952	2139	2369	2626	2908	3223	3573	3959	4395	4874
Lugones	18	20	21	23	24	26	28	30	32	35	37
Los Juríes	140	152	164	178	201	217	234	253	274	297	322
Pinto	138	198	213	233	255	278	304	333	365	397	435
Villa Unión	21	24	26	29	32	35	40	43	48	54	59
Malbrán	38	43	49	56	64	72	82	93	106	122	139
Bandera	199	218	288	316	346	378	415	452	498	545	600
Tacañitas	32	35	38	42	46	50	55	61	66	73	81
T o t a l	2119	2642	2938	3246	3594	3964	4381	4838	5348	5918	6547

FUENTE: Elaboración propia.

CAPITULO 5 : PROGRAMAS ALTERNATIVOS DE EQUIPAMIENTO

5. PROGRAMAS ALTERNATIVOS DE EQUIPAMIENTO

5.1. Introducción

El objeto de este capítulo es el de definir un conjunto de soluciones homogéneas, destinadas a prestar un servicio equivalente.

La formulación de los distintos programas y la simulación de la operación de cada central permitirá su posterior evaluación económica.

5.2. Metodología

En primer lugar se plantean las posibles soluciones, partiendo de la configuración actual, para proseguir con un criterio de incorporaciones crecientes de las localidades con servicio, aisladas o de los subsistemas ya conformados o decididos.

Luego se plantean los respectivos programas de equipamiento de centrales y de los sistemas de transmisión, adecuados a las necesarias condiciones de calidad y seguridad del servicio.

Para definir el programa de equipamiento de las centrales de cada alternativa se desarrolla un balance de potencia en el período considerado (1974-1985), incorporando y/o retirando unidades de generación, de manera tal que quede cubierta la demanda del mercado en cada año con la potencia firme necesaria, definida como la diferencia entre la potencia efectiva y la reserva técnica necesaria.

La simulación de la operación de las centrales se desarrolla con un despacho de energía anual que constituyen sendas hipótesis de operación para cada caso.

5.3. Criterios Básicos para el Equipamiento y la Operación

5.3.1. Parque de generación

Todas las unidades generadoras a incorporar serán grupos diesel, por ser de características acordes a la función a realizar,

al lugar donde serán instaladas, de condiciones de refrigeración apropiadas para zonas de escasez de agua como en este caso y de mantenimiento más conocido por los técnicos de la zona.

Del balance de las potencias en cada caso se desprende la magnitud de cada equipo a instalar, teniendo en cuenta que el mismo debe cubrir la demanda y además mantener una reserva técnica adecuada (igual a la máquina de mayor tamaño instalada; siendo la potencia firme igual a la diferencia entre la potencia efectiva total y dicha reserva técnica).

Los grupos diesel a incorporar deberán cumplir las características destacadas en Cuadro 5.2. N° 1, además de las especificaciones siguientes:

- 1) Refrigeración con utilización de mínima cantidad de agua.
- 2) Tensión de generación 380/220 V con neutro aislado o a tierra según se utilice en la zona y acoplamiento a barras a través de interruptor y equipo de sincronización.
- 3) Utilización máxima anual de 5.000 horas.
- 4) El mínimo técnico económico no será menor del 70% de la potencia nominal.
- 5) El plazo de instalación de cada unidad no será mayor al año.

Cabe acotar que de un análisis realizado entre proveedores de grupos electrógenos de potencia mayor a 500 KW se deduce que los mismos prevén fabricar en el futuro máquinas rápidas (1.000 r.p.m. o más), de menor volumen y peso, y de tipo transportable para poder cubrir picos en distintas localidades que lo requieran, debido a su rápido desplazamiento.

En la actualidad ya se han dejado de fabricar algunos grupos generadores tomados como característicos para este estudio, para pasar a producir los de mayor velocidad.

Si bien en la zona en estudio se infiere la necesidad de ins-

tales equipos lentos por su larga vida y reducido mantenimiento, la tendencia del mercado deberá tenerse en cuenta para las incorporaciones a realizar, así como también en la formación de los planteles de mantenimiento.

5.3.2. Sistemas de transmisión

Las líneas de alta tensión a utilizarse para integrar sistemas o subsistemas serán de 13.2 KV, 33 KV ó 66 KV según los casos, de acuerdo a consideraciones técnico-económicas. Sus características constructivas se indican a continuación :

Líneas 13,2 KV:

- Soportes : de madera ú H° A° según estudio de ofertas para ambos casos;
- Aisladores: tipo MN3 de perno fijo en soportes de alineación y aislador tipo MN11 ó MN12 a rótula en retenciones y desvíos;
- Crucetas : deberán ser de madera para soportes de madera, y madera ú H° A° para soportes de H°A° según ofertas;
- Conductor : deberá ser de aleación de aluminio
- Aisladores: tipo MN12 formando cadenas de tres como mínimo;
- Crucetas : de hormigón armado;
- Conductores: de aleación de aluminio.

Líneas de 66 KV:

- Soportes : de hormigón armado;
- Aisladores: de suspensión tipo MN12;
- Crucetas : de hormigón armado;
- Conductor : de aluminio con alma de acero.

En todos los casos deberá realizarse el cálculo mecánico del conductor y verificación de las secciones adoptadas.

En todos los casos el equipamiento de las líneas a construir

está basado en el siguiente criterio:

Las localidades importantes o ramales con varias localidades se alimentan con líneas de 33 KV, posibilitando así el cierre futuro de anillos en esa tensión.

Las localidades poco importantes, que son punta de línea y sin posibilidades de cerrar anillos se alimentan mientras sea posible con líneas de 13,2 KV.

Se proporciona la envergadura de la obra a la importancia de la localidad a alimentar.

No se condiciona la incorporación de una localidad importante a la conexión previa de una localidad menor, para lo cual el primer tramo de línea constituya una inversión desproporcionada.

Las estaciones transformadoras serán sobre plataformas.

Los transformadores no serán regulables bajo carga pero llevarán topes de regulación sin carga. La escala de potencias de los transformadores, de acuerdo a normas IRAM, será la siguiente:

5 KVA	100 KVA	500 KVA
10 "	160 "	630 "
15 "	200 "	800 "
25 "	250 "	1.000 "
40 "	315 "	1.630 "
63 "	400 "	2.500 "
		3.150 "

5.3.3. Calidad y seguridad del servicio

Se procura que cada central cuente con una reserva técnica de potencia no menor que la potencia efectiva del módulo mayor de la central.

Las dotaciones de personal previstas para operar las centrales contarán con el personal necesario para cumplir con adecuados programas de mantenimiento preventivo.

Las reservas de combustible alcanzarán por lo menos para un mes de funcionamiento de las centrales.

Los sistemas de transmisión se equiparán con equipos de protección contra fallas, sobretensiones y/o sobrecargas.

No se admitirán variaciones instantáneas de frecuencia superiores al 2% y diferencias superiores al 5% en regulación de tensión.

5.4. Condiciones Concretas del Estudio

Para el planteo de las posibles alternativas técnicas de abastecimiento eléctrico a la población de la zona en estudio, se partió de la situación existente, ya descrita en el Capítulo 3, y en algunas consideraciones que limitan la cantidad de alternativas a analizar.

Se tuvo en cuenta:

- 1) La existencia de tres subsistemas, con cabeceras en Añatuya, Bandera y Los Juríes (ver Esquemas Unifilares 3.4. N° 1).
- 2) La preponderancia de Añatuya sobre las demás localidades de la zona, en lo que respecta a equipamiento y mercado propio, que como ya se señaló en 4.1.5., representa el 82,15% del consumo total de la zona.
- 3) La inexistencia de proyectos de interconexiones con sistemas nacionales por parte de A y EE, al menos en el período del estudio. No obstante, se considera como más probable una interconexión futura desde el sistema NOA, antes que desde Ceres, por lo que se procurará mantener la preponderancia de Añatuya como centro de generación para la integración de un sistema zonal.
- 4) La decisión de la DEPSE de realizar la interconexión Bandera-Los Juríes (a través de Tomás Young) en el año 1975, ya que el estado actual de la central Los Juríes no permite mantener el servicio en forma eficiente y confiable por el grado de obsolescencia de sus equipos.

- Sobre esta interconexión se realiza un estudio particular que se adjunta como Anexo al presente Capítulo.

5) La verificación del grado de saturación de las líneas existentes; a fin de delimitar el período de funcionamiento eficiente de las líneas que componen los actuales subsistemas, se analizó las mismas en base a las caídas de tensión que se produzcan en distintos años del período en estudio, comenzando con el año base.

Como caídas máximas de tensión en los distintos escalones del suministro eléctrico, a plena carga, se adoptarán :

Líneas de baja tensión -----	5%
Transformadores de distribución -----	4%
Líneas de media tensión (13,2 KV) -----	2%
Transformadores alimentadores	
33/13,2 KV ó 33/0,38 KV -----	4%
Línea de alimentación (33 KV) -----	8%

Se considera a los transformadores trabajando al 80% de su potencia nominal.

Se entiende como perfectamente razonable un valor de la caída de tensión del 8% en las líneas de alimentación; en base a que la regulación de tensión de los transformadores de alimentación ($\pm 20\%$) permite mantener una buena calidad del servicio, fundamentada en no sobrepasar la máxima variación aceptada entre máxima y mínima carga en el usuario más alejado, del 10% de la nominal.

Se realiza el análisis por comparación de longitudes equivalentes, confrontando las caídas de tensión de las líneas en cuestión con las de una línea ficticia tomada como magnitud patrón. Para el caso adoptamos una línea de 33 KV, con conductor de cobre de 50 mm^2 de sección, dispersión normal de conductores, en la que el momento eléctrico causante de una caída de tensión del 1% es de 21.800 KVA x Km.

Los cálculos realizados están volcados en el cuadro 5.4. N° 1 al N°3. De los mismos se desprende que durante el período del estudio, las líneas tienen holgura en su capacidad de transmisión, acusando únicamente ya saturación en 1980 la línea Real Sayana-Añatuya, debiendo

elevar su tensión de trabajo a 33 KV en el año 1976, lo que implicará la instalación de la subestación de rebaje 33/13,2 KV en Colonia Dora y la similar de elevación en Añatuya durante el año anterior al citado.

Con este cambio se llega al año horizonte con una caída de tensión para los usuarios de Real Sayana, considerados los más alejados, de 3,29%.

5.5. Formulación de Alternativas

De acuerdo a los principios metodológicos y a las condiciones concretas del estudio, se formulan seis alternativas que se pasan a describir conforme a su configuración final.

Esto es, cuando los respectivos programas de equipamiento -que se detallan mas adelante- requieren algunos años para su implementación definitiva, ésta es la que se define.

Alternativa I

- Subsistema Añatuya I cabecera, transmitiendo a Herrera, Colonia Dora, Icaño y Real Sayana;
- Subsistema Bandera I cabecera, transmitiendo a Guardia Escolta, Pozo Dulce y Fortín Inca, por un lado, y por el otro a Tomás Young, Gral. Lamadrid y Los Juríes, que levanta su generación;
- Pinto I, Malbrán y Villa Unión, aisladas
(Ver Esquema 5.5. N° 1).

Alternativa II

- Subsistema Añatuya I
- Subsistema Bandera I
- Subsistema Pinto II cabecera, transmitiendo a Malbrán y Villa Unión, que levantan sus respectivas generaciones.
(Ver Esquema 5.5. N° 2)

Alternativa III

- Subsistema Añatuya I
- Subsistema Bandera II cabecera, integrado por los subsistemas Bandera I y Pinto II, transmitiendo de Bandera II a Pinto II, que levantan su generación

(Ver Esquema 5.5. N° 3)

Alternativa IV

- Subsistema Añatuya II cabecera, integrado por el subsistema Añatuya I transmitiendo a Bandera II, que levanta su generación
- Subsistema Pinto II

(Ver Esquema 5.5. N° 4)

Alternativa V

- Subsistema Añatuya III cabecera, integrado por Añatuya I transmitiendo a Bandera II, que levanta su generación, y desde allí a Pinto I, que levanta la suya
- Malbrán y Villa Unión, aisladas

(Ver Esquema 5.5. N° 5)

Alternativa VI

- Sistema Añatuya IV cabecera, con todas las localidades interconectadas. Básicamente, Añatuya I transmitiendo a Bandera II.

(Ver Esquema 5.5. N° 6)

5.5.1. Equipamiento de generación

En este capítulo se realizan los respectivos balances de potencia de las centrales (correspondientes a cabeceras de subsistemas o a localidades aisladas) y sus programas de incorporaciones y retiros.

Se adopta el criterio de no superar el número máximo de 6 unidades por central.

Las centrales de generación que quedaron planteadas en la formulación de las seis alternativas (5.5.) son las siguientes:

Añatuya I
Añatuya II
Añatuya III
Añatuya IV
Bandera I
Bandera II
Pinto I
Pinto II
Malbrán
Villa Unión

En los Cuadros 5.5. Nos. 1 al 9 se desarrollan los balances de potencia y programas de incorporaciones y retiros de todas ellas con excepción de Pinto I, que en razón de los módulos utilizados resulta similar a Pinto II con la sola diferencia de su cronograma.

El resumen de los programas de incorporaciones y retiros de todas estas centrales se presenta en el Cuadro 5.5. N° 10.

A continuación se analizan algunas centrales con la idea de explicitar con mayor detalle el proceso de implementación de los cuadros de balance de potencia ya citados.

Central Añatuya

Cuenta en la actualidad con tres grupos de 400 KW de potencia efectiva cada uno, instalados entre los años 1965 y 1966.

La central actual no cuenta con espacio físico suficiente como para encarar la incorporación de mas grupos electrógenos, por lo que se deberá prever la construcción de una nueva planta, con el dimensionamiento suficiente como para albergar un mínimo de seis grupos Diesel de las potencias indicadas en el equipamiento.

Esta nueva central trabajará en paralelo con la antigua hasta el momento del desmantelamiento total de ésta.

En cualquiera de las variantes de esta central: I, II, III y IV, se comenzará por incorporar dos grupos de 1.000 KW de potencia efectiva cada uno que deberán estar en funcionamiento a fines del año 1975, con el criterio de que el servicio pasa a ser confiable por tener reserva suficiente.

Las nuevas incorporaciones en esta central se producirán en el año 1978: 2 grupos de 1.500 KW cada uno para las variantes I y II y tres grupos similares para las variantes III y IV; los retiros de las viejas unidades de 400 KW son prácticamente coincidentes en las cuatro variantes.

La potencia efectiva total al final del período de expansión será de 6.500 KW para la variante I y 8.500 KW para las otras tres.

NOTA: Con posterioridad al estudio de la demanda y su correspondiente cobertura con equipamiento se recibió de Obras Sanitarias de la Nación la información de sus requerimientos para fines de 1977, con un total de 143 KW (115 KW para una planta potabilizadora y 33 KW para tratamiento de desagües cloacales).

A comienzos de 1978 la reserva de cualquiera de las variantes de esta central será de 1.500 KW, mas un saldo de potencia firme de mas de 1.000 KW, por lo que no se corrigieron valores en los equipamientos previstos.

Central Bandera

Tiene instalados en la actualidad dos grupos de 120 KW y uno de 60 KW, potencia efectiva.

Como la situación actual de la Central Los Jurfes es de completa obsolescencia, la D.E.P.S.E. estima conveniente interconectar esta última con Bandera en el año 1975, por lo que el

equipamiento de la central cabecera se realiza con dicho criterio; esta es la variante I de la central y la variante II cuando también pasa a transmitir al subsistema Pinto II.

En ambas variantes se deberá incorporar dos grupos de 300 KW en 1975 para seguir sus respectivas evoluciones que llevan, al final del período, la variante I a un total de 1.400 KW de potencia efectiva y a la variante II a un total de 2.200 KW.

Central Pinto

Posee en la actualidad dos grupos de 120 KW cada uno y uno de 80 KW.

El equipamiento de esta central se realizó para la variante II (conformando un subsistema con Malbrán y Villa Unión); la diferencia con la variante I reside sólo en el cronograma de incorporaciones y retiros ya que la potencia efectiva total al final del período es en ambos casos de 600 KW.

Los Gráficos 5.5. Nos. 1 al 5 muestran la proyección de la demanda, el escalonamiento de la potencia efectiva incorporada, y la potencia firme resultante para las centrales descritas.

5.5.2. Equipamiento de líneas de transmisión

En el Cuadro 5.5. N° 11 se analizan las caídas de tensión de las líneas proyectadas para cada alternativa.

Del estudio realizado se desprende que :

- a) Línea Bandera-Tomás Young: Deberá construirse para 33 KV, pudiendo funcionar en 13,2 KV hasta 1981, año en que se prevé una caída de tensión cercana al 5% en esta última sección. La sección del conductor será de 35 mm²

- b) Línea Añatuya - Bandera: En el Cuadro 5.5. N° 11 se demuestra que si se realiza en 33 KV y 50 mm.2 de sección, ya en 1978 tendrá una caída de tensión superior a la admisible, por su gran longitud.

Debido a ello, se calculó la caída para una tensión de 66 KV en 50 y 70 mm.2 de sección, resultando recién para esta última una caída de tensión de 2,2 % en el mismo año.

Por lo anterior, se la proyecta en 66 KV y 70 mm.2 de sección como mínimo.

- c) Líneas Pinto-Malbrán y Pinto-Villa Unión:

Serán de 13,2 KV y 35 mm.2 de sección.

- d) Línea Bandera - Pinto:

Será de 33 KV y 35 mm.2 de sección.

5.5.3. Equipamiento de transformadores

El Cuadro 5.5. N° 2 presenta un resumen de la incorporación de transformadores para cada alternativa.

5.6. Desarrollo de los Programas de Equipamiento en Centrales, Líneas y Estaciones Transformadoras de las Seis Alternativas

A continuación se reproduce el cronograma de la evolución de cada alternativa hasta el final del período de expansión.

PROGRAMA DE EQUIPAMIENTO EN CENTRALES, LINEAS Y ESTACIONES TRANSFORMADORAS

ALTERNATIVA I

Año 1975

Ampliación Centrales

Añatuya I : + 2 x 1000 KW
Bandera I : + 2 x 300 KW
 - 1 x 60 KW
Malbrán : + 1 x 60 KW
Villa Unión: + 1 x 40 KW
Los Juríes : - 1 x 120 KW
 - 1 x 50 KW

Líneas de Transmisión

Línea Bandera-Tomás Young : 33 KV (*); 34 Km.; 35 mm.²

Estaciones Transformadoras

E.T. Añatuya I : + 1 x 800 KVA; 13.2/33 KV
E.T. Colonia Dora : + 1 x 800 KVA; 33/13.2 KV
E.T. Colonia Dora : + 1 x 150 KVA; 13.2/0.4 KV
E.T. Bandera I : + 1 x 800 KVA; 0.4/13.2 KV
 - 1 x 50 KVA; 0.4/13.2 KV
E.T. Tomás Young : + 1 x 100 KVA; 13.2/0.4 KV
 - 1 x 30 KVA; 13.2/0.4 KV
 - 1 x 15 KVA; 13.2/0.4 KV
E.T. Los Juríes : + 1 x 200 KVA; 13.2/0.4 KV
 - 1 x 100 KVA; 0.4/13.2 KV
E.T. Guardia Escol
ta : + 1 x 63 KVA; 13,2/0.4 KV

Año 1976

Ampliación Centrales

Pinto I : + 2 x 100 KW
 - 1 x 80 KW

(*) Trabaja en 13.2 KV

Estaciones Transformadoras

E.T. Herrera : + 1 x 63 KVA; 13.2/0.4 KV

Año 1977

Estaciones Transformadoras

E.T. Colonia Dora : + 1 x 200 KVA; 13.2/0.4 KV

E.T. Icaño : + 1 x 100 KVA; 13.2/0.4 KV

E.T. Pinto : + 1 x 400 KVA; 0.4/13.2 KV

E.T. Real Sayana : + 1 x 100 KVA; 13.2/0.4 KV
- 1 x 50 KVA; 13.2/0.4 KV

E.T. Bandera I : + 1 x 1000 KVA; 0.4/13.2 KV
- 1 x 800 KVA; 0.4/13.2 KV

Año 1978

Estaciones Transformadoras

E.T. Añatuya I : + 1 x 1200 KVA; 13.2/33 KV

E.T. Colonia Dora : + 1 x 1200 KVA; 33/13.2 KV

Ampliación Centrales

Malbrán : + 1 x 60 KW

Añatuya I : + 2 x 1500 KW
- 3 x 400 KW

Año 1979

Ampliación Centrales

Villa Unión : + 1 x 40 KW

Estaciones Transformadoras

E.T. Herrera : + 1 x 200 KVA; 13.2/0.4 KV
- 1 x 63 KVA; 13.2/0.4 KV

E.T. Colonia Dora : + 1 x 800 KVA; 13.2/0.4 KV
- 2 x 150 KVA; 13.2/0.4 KV

Año 1980

Ampliación Centrales

Bandera I : + 1 x 400 KW
- 1 x 120 KW

Estaciones Transformadoras

E.T. Bandera I : + 1 x 600 KVA; 0.4/13.2 KV
E.T. Guardia Escol
ta : + 1 x 160 KVA; 13.2/0.4 KV
- 1 x 63 KVA; 13.2/0.4 KV
- 1 x 30 KVA; 13.2/0.4 KV
E.T. Pozo Dulce : + 1 x 30 KVA; 13.2/0.4 KV
- 1 x 15 KVA; 13.2/0.4 KV
E.T. Fortín Inca : + 1 x 63 KVA; 13.2/0.4 KV
- 1 x 30 KVA; 13.2/0.4 KV
E.T. Pinto : + 1 x 300 KVA; 0.4/13.2 KV

Año 1981

Ampliación Centrales

Pinto I : + 2 x 200 KW
- 2 x 120 KW

Estaciones Transformadoras

E.T. Tomás Young : + 1 x 500 KVA; 33/13.2 KV
+ 1 x 63 KVA; 13.2/0.4 KV
E.T. Los Juríes : + 1 x 100 KVA; 13.2/0.4 KV
E.T. Bandera : + 1 x 500 KVA; 13.2/33 KV

Año 1982

Ampliación Centrales

Malbrán : + 1 x 100 KW
Añatuya : + 1 x 1500 KW

Estaciones Transformadoras

E.T. Icaño : + 1 x 250 KVA; 13.2/0.4 KV

Año 1983

Ampliación Centrales

Bandera I : + 1 x 400 KW
- 1 x 120 KW

PROGRAMA DE EQUIPAMIENTO EN CENTRALES, LINEAS Y ESTACIONES TRANSFORMADORAS

ALTERNATIVA II

Año 1975

Ampliación Centrales

Añatuya I	:	+ 2 x 1000 KW
Bandera I	:	+ 2 x 300 KW - 1 x 60 KW
Malbrán	:	+ 1 x 60 KW
Villa Unión	:	+ 1 x 40 KW

Líneas de Transmisión

L.A.T. Bandera-Tomás Young : 33 KV (*); 34 Km.; 35 mm²

Estaciones Transformadoras

E.T. Añatuya I	:	+ 1 x 800 KVA; 13.2/33 KV
E.T. Colonia Dora	:	+ 1 x 800 KVA; 33/13.2 KV + 1 x 150 KVA; 13.2/0.4 KV
E.T. Guardia Escol ta	:	+ 1 x 63 KVA; 13.2/0.4 KV
E.T. Bandera I	:	+ 1 x 800 KVA; 0.4/13.2 KV - 1 x 50 KVA; 0.4/13.2 KV
E.T. Tomás Young	:	+ 1 x 100 KVA; 13.2/0.4 KV - 1 x 30 KVA; 13.2/0.4 KV - 1 x 16 KVA; 13.2/0.4 KV
E.T. Los Juríes	:	- 1 x 100 KVA; 0.4/13.2 KV + 1 x 200 KVA; 0.4/13.2 KV

Año 1976

Ampliación Centrales

Los Juríes	:	- 1 x 120 KW - 1 x 50 KW
Pinto II	:	+ 2 x 100 KW - 1 x 80 KW

Líneas de Transmisión

L.A.T. Pinto-Malbrán : 13.2 KV; 32 Km.; 35 mm²

(*) Trabaja en 13.2 KV

Estaciones Transformadoras

E.T. Herrera	:	+ 1 x 63 KVA;	13.2/0.4 KV
E.T. Pinto II	:	+ 1 x 100 KVA;	0.4/13.2 KV
E.T. Malbrán	:	+ 1 x 100 KVA;	13.2/0.4 KV

Año 1977

Ampliación Centrales

Malbrán	:	- 1 x 60 KW
		- 1 x 40 KW

Líneas de Transmisión

L.A.T. Pinto-Villa Unión	:	13.2 KV; 27 Km.; 25 mm. ²
--------------------------	---	--------------------------------------

Estaciones Transformadoras

E.T. Colonia Dora	:	+ 1 x 200 KVA;	13.2/0.4 KV
E.T. Icaño	:	+ 1 x 100 KVA;	13.2/0.4 KV
E.T. Real Sayana	:	+ 1 x 100 KVA;	13.2/0.4 KV
		- 1 x 50 KVA;	13.2/0.4 KV
E.T. Bandera	:	+ 1 x 1000 KVA;	0.4/13.2 KV
		- 1 x 800 KVA;	0.4/13.2 KV
E.T. Pinto	:	- 1 x 100 KVA;	0.4/13.2 KV
		+ 1 x 600 KVA;	0.4/13.2 KV
E.T. Villa Unión	:	+ 1 x 63 KVA;	13.2/0.4 KV

Año 1978

Ampliación Centrales

Villa Unión	:	- 1 x 40 KW
		- 1 x 29 KW
Añatuya I	:	+ 2 x 1500 KW
		- 3 x 400 KW

Estaciones Transformadoras

E.T. Añatuya I	:	+ 1 x 1200 KVA;	13.2/33 KV
E.T. Colonia Dora	:	+ 1 x 1200 KVA;	33/13.2 KV

Año 1979

Ampliación Centrales

Pinto II	:	+ 1 x 200 KW
----------	---	--------------

Estaciones Transformadoras

E.T. Herrera	:	+ 1 x 200 KVA;	13.2/0.4 KV
		- 1 x 63 KVA;	13.2/0.4 KV
E.T. Colonia Dora	:	+ 1 x 800 KVA;	13.2/0.4 KV
		- 2 x 150 KVA;	13.2/0.4 KV

Año 1980

Ampliación Centrales

Bandera I	:	+ 1 x 400 KW	
		- 1 x 120 KW	

Estaciones Transformadoras

E.T. Bandera I	:	+ 1 x 600 KVA;	0.4/13.2 KV
E.T. Guardia Escolta	:	+ 1 x 160 KVA;	13.2/0.4 KV
		- 1 x 63 KVA;	13.2/0.4 KV
		- 1 x 30 KVA;	13.2/0.4 KV
E.T. Pozo Dulce	:	+ 1 x 30 KVA;	13.2/0.4 KV
		- 1 x 15 KVA;	13.2/0.4 KV
E.T. Fortín Inca	:	+ 1 x 63 KVA;	13.2/0.4 KV
		- 1 x 30 KVA;	13.2/0.4 KV
E.T. Pinto	:	+ 1 x 400 KVA;	0.4/13.2 KV
E.T. Malbrán	:	+ 1 x 100 KVA;	13.2/0.4 KV
E.T. Villa Unión	:	+ 1 x 100 KVA;	13.2/0.4 KV
		- 1 x 63 KVA;	13.2/0.4 KV

Año 1981

Estaciones Transformadoras

E.T. Tomás Young	:	+ 1 x 500 KVA;	33/13.2 KV
		+ 1 x 63 KVA;	13.2/0.4 KV
E.T. Los Juríes	:	+ 1 x 100 KVA;	13.2/0.4 KV
E.T. Bandera	:	+ 1 x 500 KVA;	13.2/33 KV

Año 1982

Ampliación Centrales

Añatuya	:	+ 1 x 1500 KW	
Pinto II	:	+ 1 x 200 KW	
		- 1 x 120 KW	

Estaciones Transformadoras

E.T. Icaño : + 1 x 250 KVA; 13.2/0.4 KV

Año 1983

Ampliación Centrales

Bandera I : + 1 x 400 KW
- 1 x 120 KW

PROGRAMA DE EQUIPAMIENTO EN CENTRALES, LINEAS Y ESTACIONES TRANSFORMADORAS

ALTERNATIVA III

Año 1975

Ampliación Centrales

Añatuya I	:	+ 2 x 1000 KW
Bandera I	:	+ 2 x 300 KW
		- 1 x 60 KW
Malbrán	:	+ 1 x 60 KW
Villa Unión	:	+ 1 x 40 KW

Líneas de Transmisión

L.A.T. Bandera-Tomás Young : 33 KV (*); 34 Km; 35 mm²

Estaciones Transformadoras

E.T. Añatuya I	:	+ 1 x 800 KVA;	13.2/33 KV
E.T. Colonia Dora	:	+ 1 x 800 KVA;	33/13.2 KV
		+ 1 x 150 KVA;	13.2/0.4 KV
E.T. Bandera I	:	+ 1 x 800 KVA;	0.4/13.2 KV
		- 1 x 50 KVA;	0.4/13.2 KV
E.T. Guardia Escolta	:	+ 1 x 63 KVA;	13.2/0.4 KV
E.T. Tomás Young	:	+ 1 x 100 KVA;	13.2/0.4 KV
		- 1 x 30 KVA;	13.2/0.4 KV
		- 1 x 16 KVA;	13.2/0.4 KV
E.T. Los Juríes	:	- 1 x 100 KVA;	0.4/13.2 KV
		+ 1 x 200 KVA;	13.2/0.4 KV

Año 1976

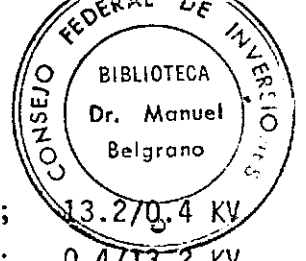
Ampliación Centrales

Pinto II	:	+ 2 x 100 KW
		- 1 x 80 KW
Los Juríes	:	- 1 x 120 KW
		- 1 x 50 KW

Líneas de Transmisión

L.A.T. Pinto-Malbrán : 13.2 KV; 32 Km; 35 mm²

(*) Trabaja en 13.2 KV



Estaciones Transformadoras

E.T. Herrera	:	+ 1 x 63 KVA;	13.2/0.4 KV
E.T. Pinto II	:	+ 1 x 100 KVA;	0.4/13.2 KV
E.T. Malbrán	:	+ 1 x 100 KVA;	13.2/0.4 KV

Año 1977

Ampliación Centrales

Malbrán	:	- 1 x 40 KW
		- 1 x 60 KW

Líneas de Transmisión

L.A.T. Pinto-Villa Unión:	13.2 KV; 27 Km; 25 mm ²
L.A.T. Bandera-Pinto	: 33 KV; 48 Km; 35 mm ²

Estaciones Transformadoras

E.T. Colonia Dora	:	+ 1 x 200 KVA;	13.2/0.4 KV
E.T. Icaño	:	+ 1 x 100 KVA;	13.2/0.4 KV
E.T. Real Sayana	:	+ 1 x 100 KVA;	13.2/0.4 KV
		- 1 x 50 KVA;	13.2/0.4 KV
E.T. Bandera	:	+ 1 x 800 KVA;	0.4/13.2 KV
		+ 1 x 600 KVA;	13.2/33 KV
E.T. Pinto	:	+ 1 x 600 KVA;	33/13.2 KV
		- 1 x 100 KVA;	0.4/13.2 KV
E.T. Villa Unión	:	+ 1 x 63 KVA;	13.2/0.4 KV

Año 1978

Ampliación Centrales

Pinto	:	- 2 x 100 KW
		- 2 x 120 KW
Villa Unión	:	- 1 x 29 KW
		- 1 x 40 KW
Añatuya I	:	+ 2 x 1500 KW
		- 3 x 400 KW
Bandera II	:	+ 2 x 400 KW
		- 1 x 120 KW

Estaciones Transformadoras

E.T. Añatuya I	:	+ 1 x 1200 KVA;	13.2/33 KV
E.T. Colonia Dora	:	+ 1 x 1200 KVA;	33/13.2 KV

Año 1979

Estaciones Transformadoras

E.T. Herrera	:	+ 1 x 200 KVA;	13.2/0.4 KV
		- 1 x 63 KVA;	13.2/0.4 KV
E.T. Colonia Dora	:	+ 1 x 800 KVA;	13.2/0.4 KV
		- 2 x 150 KVA;	13.2/0.4 KV

Año 1980

Estaciones Transformadoras

E.T. Bandera II	:	+ 1 x 400 KVA;	13.2/33 KV
		+ 1 x 1000 KVA;	0.4/13.2 KV
E.T. Guardia Escolta	:	+ 1 x 160 KVA;	13.2/0.4 KV
		- 1 x 30 KVA;	13.2/0.4 KV
		- 1 x 63 KVA;	13.2/0.4 KV
E.T. Pozo Dulce	:	+ 1 x 30 KVA;	13.2/0.4 KV
		- 1 x 15 KVA;	13.2/0.4 KV
E.T. Fortín Inca	:	+ 1 x 63 KVA;	13.2/0.4 KV
		- 1 x 30 KVA;	13.2/0.4 KV
E.T. Pinto	:	+ 1 x 400 KVA;	33/13.2 KV
E.T. Malbrán	:	+ 1 x 100 KVA;	13.2/0.4 KV
E.T. Villa Unión	:	+ 1 x 100 KVA;	13.2/0.4 KV
		- 1 x 63 KVA;	13.2/0.4 KV

Año 1981

Ampliación Centrales

Bandera	:	+ 1 x 400 KW
		- 1 x 120 KW

Estaciones Transformadoras

E.T. Tomás Young	:	+ 1 x 500 KVA;	33/13.2 KV
		+ 1 x 63 KVA;	13.2/0.4 KV
E.T. Los Juríes	:	+ 1 x 100 KVA;	13.2/0.4 KV
E.T. Bandera	:	+ 1 x 500 KVA;	13.2/33 KV

Año 1982

Ampliación Centrales

Añatuya	:	+ 1 x 1500 KW
---------	---	---------------

Estaciones Transformadoras

Icaño : + 1 x 250 KVA; 13.2/0.4 KV

Año 1983

Sin variación

Año 1984

Ampliación Centrales

Bandera II : + 2 x 500 KW
- 2 x 300 KW

PROGRAMA DE EQUIPAMIENTO EN CENTRALES, LINEAS Y ESTACIONES TRANSFORMADORAS

ALTERNATIVA IV

Año 1975

Ampliación Centrales

Añatuya I	:	+ 2 x 1000 KW
Bandera I	:	+ 2 x 300 KW - 1 x 60 KW
Malbrán	:	+ 1 x 60 KW
Villa Unión	:	+ 1 x 40 KW

Líneas de Transmisión

L.A.T. Bandera-Tomás Young : 33 KV (*); 34 Km; 35 mm.²

Estaciones Transformadoras

E.T. Los Juríes	:	+ 1 x 200 KVA; 13.2/0.4 KV - 1 x 100 KVA; 0.4/13.2 KV
E.T. Tomás Young	:	+ 1 x 100 KVA; 13.2/0.4 KV - 1 x 30 KVA; 13.2/0.4 KV - 1 x 16 KVA; 13.2/0.4 KV
E.T. Colonia Dora	:	+ 1 x 150 KVA; 13.2/0.4 KV + 1 x 800 KVA; 33/13.2 KV
E.T. Bandera	:	+ 1 x 800 KVA; 0.4/13.2 KV - 1 x 50 KVA; 0.4/13.2 KV
E.T. Añatuya	:	+ 1 x 800 KVA; 13.2/33 KV
E.T. Guardia Escolta	:	+ 1 x 63 KVA; 13.2/0.4 KV

Año 1976

Ampliación Centrales

Los Juríes	:	- 1 x 120 KW - 1 x 50 KW
Pinto II	:	+ 2 x 100 KW - 1 x 80 KW

Líneas de Transmisión

L.A.T. Pinto-Malbrán : 13.2 KV; 32 Km; 35 mm.²

(*) Trabaja en 13.2 KV

Estaciones Transformadoras

E.T. Pinto	:	+ 1 x 100 KVA;	0.4/13.2 KV
E.T. Malbrán	:	+ 1 x 100 KVA;	13.2/0.4 KV
E.T. Herrera	:	+ 1 x 63 KVA;	13.2/0.4 KV

Año 1977

Ampliación Centrales

Malbrán	:	- 1 x 40 KW
		- 1 x 60 KW

Líneas de Transmisión

L.A.T. Añatuya-Bandera	:	66 KV; 74 Km; 70 mm ²
L.A.T. Pinto-Villa Unión	:	13.2 KV; 27 Km; 25 mm ²

Estaciones Transformadoras

E.T. Colonia Dora	:	+ 1 x 200 KVA;	13.2/0.4 KV
E.T. Añatuya	:	+ 2 x 3000 KVA;	0.4/13.2 KV
		+ 1 x 1000 KVA;	13.2/66 KV
		- 2 x 850 KVA;	0.4/13.2 KV
		- 1 x 1200 KVA;	0.4/13.2 KV
E.T. Icaño	:	+ 1 x 100 KVA;	13.2/0.4 KV
E.T. Real Sayana	:	+ 1 x 100 KVA;	13.2/0.4 KV
		- 1 x 50 KVA;	13.2/0.4 KV
E.T. Bandera	:	+ 1 x 1000 KVA;	66/13.2 KV
E.T. Pinto	:	+ 1 x 600 KVA;	0.4/13.2 KV
		- 1 x 100 KVA;	0.4/13.2 KV
E.T. Villa Unión	:	+ 1 x 63 KVA;	13.2/0.4 KV

Año 1978

Ampliación Centrales

Bandera	:	- 2 x 300 KW
		- 2 x 120 KW
Villa Unión	:	- 1 x 29 KW
		- 1 x 40 KW
Añatuya II	:	+ 2 x 1500 KW
		- 2 x 400 KW

Estaciones Transformadoras

E.T. Añatuya	:	+ 1 x 1200 KVA;	13.2/33 KV
E.T. Colonia Dora	:	+ 1 x 1200 KVA;	33/13.2 KV

Año 1979

Ampliación Centrales

Pinto II	:	+ 1 x 200 KW
----------	---	--------------

Estaciones Transformadoras

E.T. Herrera	:	+ 1 x 200 KVA;	13.2/0.4 KV
		- 1 x 63 KVA;	13.2/0.4 KV
E.T. Colonia Dora	:	+ 1 x 800 KVA;	13.2/0.4 KV
		- 2 x 150 KVA;	13.2/0.4 KV

Año 1980

Estaciones Transformadoras

E.T. Añatuya	:	+ 1 x 3000 KVA;	0.4/13.2 KV
		+ 1 x 600 KVA;	13.2/66 KV
E.T. Bandera	:	+ 1 x 600 KVA;	66/13.2 KV
E.T. Guardia Escolta	:	+ 1 x 160 KVA;	13.2/0.4 KV
		- 1 x 63 KVA;	13.2/0.4 KV
		- 1 x 30 KVA;	13.2/0.4 KV
E.T. Pozo Dulce	:	+ 1 x 30 KVA;	13.2/0.4 KV
		- 1 x 15 KVA;	13.2/0.4 KV
E.T. Fortín Inca	:	+ 1 x 63 KVA;	13.2/0.4 KV
		- 1 x 30 KVA;	13.2/0.4 KV
E.T. Villa Unión	:	+ 1 x 100 KVA;	13.2/0.4 KV
		- 1 x 63 KVA;	13.2/0.4 KV
E.T. Pinto	:	+ 1 x 400 KVA;	33/13.2 KV
E.T. Malbrán	:	+ 1 x 100 KVA;	13.2/0.4 KV

Año 1981

Estaciones Transformadoras

E.T. Los Jurfes	:	+ 1 x 100 KVA;	13.2/0.4 KV
E.T. Tomás Young	:	+ 1 x 500 KVA;	33/13.2 KV
		+ 1 x 63 KVA;	13.2/0.4 KV
E.T. Bandera	:	+ 1 x 500 KVA;	13.2/33 KV

Año 1982

Ampliación Centrales

Pinto II	:	+ 1 x 200 KW	
		- 1 x 120 KW	
Añatuya II	:	+ 1 x 1500 KW	
		- 1 x 400 KW	

Estaciones Transformadoras

E.T. Icaño	:	+ 1 x 250 KVA;	13.2/0.4 KV
------------	---	----------------	-------------

Año 1983

Ampliación Centrales

Pinto II	:	- 1 x 120 KW	
----------	---	--------------	--

Año 1984

Ampliación Centrales

Añatuya II	:	+ 1 x 2000 KW	
------------	---	---------------	--

PROGRAMA DE EQUIPAMIENTO EN CENTRALES, LINEAS Y ESTACIONES TRANSFORMADORAS

ALTERNATIVA V

Año 1975

Ampliación Centrales

Malbrán	:	+ 1 x 60 KW
Villa Unión	:	+ 1 x 40 KW
Añatuya III	:	+ 2 x 1000 KW
Bandera I	:	+ 2 x 300 KW - 1 x 60 KW

Líneas de Transmisión

L.A.T. Bandera-Tomás Young : 33 KV (*); 34 Km; 35 mm.²

Estaciones Transformadoras

E.T. Colonia Dora	:	+ 1 x 800 KVA;	33/13.2 KV
		+ 1 x 150 KVA;	13.2/0.4 KV
E.T. Añatuya	:	+ 1 x 800 KVA;	13.2/33 KV
E.T. Los Juríes	:	+ 1 x 200 KVA;	13.2/0.4 KV
		- 1 x 100 KVA;	0.4/13.2 KV
E.T. Tomás Young	:	+ 1 x 100 KVA;	13.2/0.4 KV
		- 1 x 30 KVA;	13.2/0.4 KV
		- 1 x 16 KVA;	13.2/0.4 KV
E.T. Bandera	:	+ 1 x 800 KVA;	0.4/13.2 KV
		- 1 x 50 KVA;	0.4/13.2 KV
E.T. Guardia Escolta	:	+ 1 x 63 KVA;	13.2/0.4 KV

Año 1976

Ampliación Centrales

Pinto	:	+ 2 x 100 KW - 1 x 80 KW
Los Juríes	:	- 1 x 120 KW - 1 x 50 KW

Estaciones Transformadoras

E.T. Herrera	:	+ 1 x 63 KVA;	13.2/0.4 KV
--------------	---	---------------	-------------

(*) Trabaja en 13.2 KV

Año 1977

Líneas de Transmisión

L.A.T. Añatuya-Bandera	:	66 KV; 74 Km, 70 mm. ²
L.A.T. Bandera-Pinto	:	33 KV; 48 Km; 35 mm. ²

Estaciones Transformadoras

E.T. Colonia Dora	:	+ 1 x 200 KVA;	13.2/0.4 KV
E.T. Añatuya	:	+ 2 x 3000 KVA;	0.4/13.2 KV
		+ 1 x 1600 KVA;	13.2/66 KV
		- 2 x 850 KVA;	0.4/13.2 KV
		- 1 x 1200 KVA;	0.4/13.2 KV
E.T. Icaño	:	+ 1 x 100 KVA;	13.2/0.4 KV
E.T. Real Sayana	:	+ 1 x 100 KVA;	13.2/0.4 KV
		- 1 x 50 KVA;	13.2/0.4 KV
E.T. Bandera	:	- 1 x 800 KVA;	0.4/13.2 KV
		+ 2 x 800 KVA;	66/33 KV
		+ 1 x 1000 KVA;	33/13.2 KV
E.T. Pinto	:	+ 1 x 400 KVA;	33/13.2 KV

Año 1978

Ampliación Centrales

Bandera	:	- 2 x 300 KW
		- 2 x 120 KW
Pinto	:	- 2 x 100 KW
		- 2 x 120 KW
Malbrán	:	+ 1 x 60 KW
Añatuya III	:	+ 3 x 1500 KW
		- 3 x 400 KW

Estaciones Transformadoras

E.T. Añatuya	:	+ 1 x 1200 KVA;	13.2/33 KV
E.T. Colonia Dora	:	+ 1 x 1200 KVA;	33/13.2 KV

Año 1979

Ampliación Centrales

Villa Unión	:	+ 1 x 40 KW
-------------	---	-------------

Estaciones Transformadoras

E.T. Herrera	:	+ 1 x 200 KVA;	13.2/0.4 KV
		- 1 x 63 KVA;	13.2/0.4 KV
E.T. Colonia Dora	:	+ 1 x 800 KVA;	13.2/0.4 KV
		- 2 x 150 KVA;	13.2/0.4 KV

Año 1980

Estaciones Transformadoras

E.T. Añatuya	:	+ 1 x 4000 KVA;	13.2/33 KV
		+ 1 x 1000 KVA;	33/66 KV
E.T. Bandera	:	+ 1 x 1000 KVA;	66/33 KV
		+ 1 x 600 KVA;	33/13.2 KV
E.T. Guardia Escolta	:	+ 1 x 160 KVA;	13.2/0.4 KV
		- 1 x 63 KVA;	13.2/0.4 KV
		- 1 x 30 KVA;	13.2/0.4 KV
E.T. Pozo Dulce	:	+ 1 x 30 KVA;	13.2/0.4 KV
		- 1 x 15 KVA;	13.2/0.4 KV
E.T. Fortín Inca	:	+ 1 x 63 KVA;	13.2/0.4 KV
		- 1 x 30 KVA;	13.2/0.4 KV
E.T. Pinto	:	+ 1 x 200 KVA;	33/13.2 KV

Año 1981

Estaciones Transformadoras

E.T. Los Juríes	:	+ 1 x 100 KVA;	13.2/0.4 KV
E.T. Tomás Young	:	+ 1 x 500 KVA;	33/13.2 KV
		+ 1 x 63 KVA;	13.2/0.4 KV

Año 1982

Ampliación Centrales

Malbrán	:	+ 1 x 100 KW
---------	---	--------------

Estaciones Transformadoras

E.T. Icaño	:	+ 1 x 250 KVA;	13.2/0.4 KV
E.T. Bandera	:	- 1 x 600 KVA;	33/13.2 KV

Año 1983

Ampliación Centrales

- Añatuya IV : + 1 x 2000 KW

Año 1984

Ampliación Centrales

Villa Unión : - 1 x 29 KW

PROGRAMA DE EQUIPAMIENTO EN CENTRALES, LINEAS Y ESTACIONES TRANSFORMADORAS

ALTERNATIVA VI

Añatuya IV (todas interconectadas)

Año 1975

Ampliación Centrales

Añatuya IV	:	+ 2 x 1000 KW
Malbrán	:	+ 1 x 60 KW
Villa Unión	:	+ 1 x 40 KW
Bandera	:	+ 2 x 300 KW - 1 x 60 KW

Líneas de Transmisión

L.A.T. Bandera-Tomás Young: 33 KV (*); 34 Km; 35 mm².

Estaciones Transformadoras

E.T. Colonia Dora	:	+ 1 x 800 KVA;	33/13.2 KV
		+ 1 x 150 KVA;	13.2/0.4 KV
E.T. Añatuya	:	+ 1 x 800 KVA;	13.2/33 KV
E.T. Los Juríes	:	+ 1 x 200 KVA;	13.2/0.4 KV
		- 1 x 100 KVA;	0.4/13.2 KV
E.T. Tomás Young	:	+ 1 x 100 KVA;	13.2/0.4 KV
		- 1 x 30 KVA;	13.2/0.4 KV
		- 1 x 16 KVA;	13.2/0.4 KV
E.T. Bandera	:	+ 1 x 800 KVA;	0.4/13.2 KV
		- 1 x 50 KVA;	0.4/13.2 KV
E.T. Guardia Escolta	:	+ 1 x 63 KVA;	13.2/0.4 KV

Año 1976

Ampliación Centrales

Los Juríes	:	- 1 x 120 KW
		- 1 x 50 KW
Pinto	:	+ 2 x 100 KW
		- 1 x 30 KW

(*) Trabaja en 13.2 KV

Líneas de Transmisión

L.A.T. Pinto-Malbrán : 13.2 KV; 32 Km; 35 mm²

Estaciones Transformadoras

E.T. Herrera : + 1 x 63 KVA; 13.2/0.4 KV
E.T. Pinto : + 1 x 100 KVA; 0.4/13.2 KV
E.T. Malbrán : + 1 x 100 KVA; 13.2/0.4 KV

Año 1977

Ampliación Centrales

Malbrán : - 1 x 40 KW
- 1 x 60 KW

Líneas de Transmisión

L.A.T. Pinto-Villa Unión: 13.2 KV; 27 Km; 25 mm²
L.A.T. Añatuya-Bandera : 66 KV; 74 Km; 70 mm²
L.A.T. Bandera-Pinto : 33 KV; 48 Km; 35 mm²

Estaciones Transformadoras

E.T. Colonia Dora : + 1 x 200 KVA; 13.2/0.4 KV
E.T. Añatuya : + 2 x 3000 KVA; 0.4/13.2 KV
+ 1 x 1600 KVA; 13.2/66 KV
- 2 x 850 KVA; 0.4/13.2 KV
- 1 x 1200 KVA; 0.4/13.2 KV
E.T. Icaño : + 1 x 100 KVA; 13.2/0.4 KV
E.T. Real Sayana : + 1 x 100 KVA; 13.2/0.4 KV
- 1 x 50 KVA; 13.2/0.4 KV
E.T. Bandera : + 2 x 800 KVA; 66/33 KV
- 1 x 800 KVA; 0.4/13.2 KV
+ 1 x 1000 KVA; 33/13.2 KV
E.T. Pinto : + 1 x 600 KVA; 33/13.2 KV
- 1 x 100 KVA; 0.4/13.2 KV
E.T. Villa Unión : + 1 x 63 KVA; 13.2/0.4 KV

Año 1978

Ampliación Centrales

Añatuya : + 3 x 1500 KW
- 3 x 400 KW

Bandera	:	- 2 x 300 KW	
		- 2 x 120 KW	
Pinto	:	- 2 x 100 KW	
		- 2 x 120 KW	
Villa Unión	:	- 1 x 29 KW	
		- 1 x 40 KW	

Estaciones Transformadoras

E.T. Añatuya	:	+ 1 x 1200 KVA;	13.2/33 KV
E.T. Colonia Dora	:	+ 1 x 1200 KVA;	33/13.2 KV

Año 1979

Estaciones Transformadoras

E.T. Herrera	:	+ 1 x 200 KVA;	13.2/0.4 KV
		- 1 x 63 KVA;	13.2/0.4 KV
E.T. Colonia Dora	:	+ 1 x 800 KVA;	13.2/0.4 KV
		- 2 x 150 KVA;	13.2/0.4 KV

Año 1980

Estaciones Transformadoras

E.T. Villa Unión	:	+ 1 x 100 KVA;	13.2/0.4 KV
		- 1 x 63 KVA;	13.2/0.4 KV
E.T. Malbrán	:	+ 1 x 100 KVA;	13.2/0.4 KV
E.T. Pinto	:	+ 1 x 400 KVA;	13.2/0.4 KV
E.T. Bandera	:	+ 1 x 1000 KVA;	66/13.2 KV
		+ 1 x 600 KVA;	33/13.2 KV
E.T. Guardia Escolta	:	+ 1 x 160 KVA;	13.2/0.4 KV
		- 1 x 63 KVA;	13.2/0.4 KV
		- 1 x 30 KVA;	13.2/0.4 KV
E.T. Pozo Dulce	:	+ 1 x 30 KVA;	13.2/0.4 KV
		- 1 x 15 KVA;	13.2/0.4 KV
E.T. Fortín Inca	:	+ 1 x 63 KVA;	13.2/0.4 KV
		- 1 x 30 KVA;	13.2/0.4 KV
E.T. Añatuya	:	+ 1 x 1000 KVA;	13.2/65 KV
		+ 1 x 4000 KVA;	0.4/13.2 KV

Año 1981

Estaciones Transformadoras

E.T. Los Juríes	:	+ 1 x 100 KVA;	13.2/0.4
-----------------	---	----------------	----------

cont. ...

E.T. Tomás Young	:	+ 1 x 500 KVA;	33/13.2 KV
		+ 1 x 63 KVA;	13.2/0.4 KV

Año 1982

Ampliación Centrales

Añatuya	:	+ 1 x 2000 KW
---------	---	---------------

Estaciones Transformadoras

E.T. Icaño	:	+ 1 x 250 KVA;	13.2/0.4 KV
E.T. Bandera	:	- 1 x 600 KVA;	66/13.2 KV

5.7. Hipótesis de Operación de las Alternativas Planteadas

En los Cuadros 5.7. Nos. 1 al 10 se elaboran las hipótesis de operación de cada una de las alternativas planteadas en 5.5.

En los casos de transmisión de energía a otras localidades o subsistemas (sistemas interconectados) se obtuvo la demanda total de energía sumando a la proyección de la demanda propia de la central cabecera la demanda "externa" incrementada, en un 5% en concepto de pérdidas por transmisión.

Definida la demanda total de energía se procura su generación con el máximo de horas de utilización de los módulos de rangos superiores, operando con la potencia firme y procurando minimizar la utilización de los módulos de rangos inferiores.

En cada caso se definen las horas de utilización en cada rango y la energía anual a producir por cada uno.

Las dotaciones de personal para cada central se presentan en el Cuadro 5.7. N° 11.

CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DE LOS GRUPOS DIESEL CONSIDERADOS EN LOS EQUIPAMIENTOS

Cuadro 5.2. N° 1

Rango	Potencia Nominal (KW)	Potencia Efectiva (KW)	Tipo de Combustible	Consumo Específico Combustible (gr/KWh)	Velocidad de Rotación
I	44	40	G.O.	248	1500
	65	60	G.O.	248	1500
	110	100	G.O.	245	1500
II	240	200	D.O.	247	750
	360	300	D.O.	245	750
	480	400	D.O.	245	750
	560	500	D.O.	244	750
III	1060	1000	D.O.	238	500
	1590	1500	D.O.	238	500
	1870	1750	D.O.	238	500
	2120	2000	D.O.	238	500

ESTADÍSTICAS DE RECURSOS LINGÜÍSTICOS EXISTENTES

1974

Cuadro 54 - Nº 1

Comunidad	Población	Sexo		Etnia		Educativo		Lingüístico		Total (MVA)	Producto Lingüístico (MVA x Población)	Cada Lengua %
		M.	F.	Ind.	Mest.	Total	Escolta	(MVA)	(MVA)			
Herrera - Colonia Dora	13,2	Al.	25	14	224	59,5	74,4	16.665,6	0,764	T=0,764		
Real Sayana - Icaño	13,2	Al.	25	15	240	23,7	29,6	7.104	0,325			
Icaño - Colonia Dora	13,2	Al.	25	11	176	91,7	114,6	20.169,6	0,925			
Colonia Dora - Añatuya	13,2	Al.	35	23	280,6	299,7	374,6	105.112,8	4,821	T= 6,07		
T. Young - Gral. Lamadrid	13,2	Al.	50	10	94	34,5	43,1	4.051,4	0,185			
Gral. Lamadrid - Los Jurfes	13,2	Al.	50	8	75,2	49,5	61,9	4.654,9	0,213	T= 0,4		
Fortín Inca - Pozo Dulce	13,2	Al.	50	12	112,8	9,65	12,1	1.364,9	0,062			
Pozo Dulce - Guardia Escolta	13,2	Al.	50	13	122,2	14,05	17,6	2.150,7	0,098			
Guardia Escolta - Bandera	13,2	Al.	16	17	374	47,32	59,2	22.140,8	1,015	T= 1,17		

Elaboración propia.

ESTADO DE CUENTAS DE INGRESOS Y GASTOS EXISTENTES

Cuadro 5.4. N° 2

1980

Municipio	Código	Categoría	Ingresos		Gastos		Saldo	Monto en Unidades (1000 x 1000000000)	Caida Tensión %
			1980	1979	1980	1979			
Herrera - Colonia Dora	13,2	A1	25	14	224	115	143,8	32.211,2	1,477 T= 1,5
Real Sayana - Icaño	13,2	A1	25	15	240	49,2	61,5	14.760	0,677
Icaño - Colonia Dora	13,2	A1	25	11	176	185,7	232,1	40.849,6	1,873
Colonia Dora - Añatuya	13,2	A1	35	23	280,6	565,5	831,9	233.431,1	10,707 T= 13,25
Tomás Young-Gral. Lamadrid	13,2	A1	50	10	94	62,6	78,3	7.360,2	0,337
Gral. Lamadrid - Los Juríes	13,2	A1	50	8	75,2	86,6	108,3	8.144,2	0,373 T= 0,71
Fortín Inca - Pozo Dulce	13,2	A1	50	12	112,8	20,33	25,4	2.865,1	0,131
Pozo Dulce - Guardia Escolta	13,2	A1	50	13	122,2	29,45	36,8	4.497	0,216
Guardia Escolta - Bandera	13,2	A1	16	17	374	90,92	113,7	42.523,8	1,950 T= 2,3

Elaboración propia.

ANÁLISIS DE CAMBIO DE TENSIÓN EN LINEAS EXISTENTES

1985

Cuadro 5.4. N° 3

Nombre de Línea	Longitud (km)	Tensión (kV)	Cables (mm²)		Cables (mm²)		Cables (mm²)	Cables (mm²)	Cables (mm²)	Cables (mm²)	Cables (mm²)	Cables (mm²)	Cables (mm²)	Cables (mm²)	Cables (mm²)	Cables (mm²)	Cables (mm²)	Cables (mm²)	Cables (mm²)	
			(mm²)	(mm²)	(mm²)	(mm²)														
Herrera - Colonia Dora	13,2	A1	25	14	224	200	250	56.000	2,568	T = 2,56										
Real Sayana - Icaño	13,2	A1	25	15	240	90,5	113,1	27.144	1,245											
Icaño - Colonia Dora	13,2	A1	25	11	176	336	420	73.920	3,390											
Colonia Dora - Añatuya	13,2	A1	35	23	280,6	1190	1487,5	417.392,5	19,146	T = 23,8										
Tomás Young - Gral.Lamadrid	13,2	A1	50	10	94	104	130	12.220	0,560											
Gral.Lamadrid - Los Juríes	13,2	A1	50	8	75,2	128	160	12.032	0,551	T = 1,11										
Fortín Inca - Pozo Dulce	13,2	A1	50	12	112,8	38,3	47,9	5.403,1	0,247											
Pozo Dulce - Guardia Escolta	13,2	A1	50	13	122,2	55	68,8	8.407,4	0,385											
Guardia Escolta-Fortín Inca	13,2	A1	16	17	374	158,6	198,3	74.164,2	3,402	T = 4,02										

FUENTE: Elaboración propia.

POTENCIA DE POTENCIA Y EQUIPAMIENTO

SISTEMA

SUBSISTEMA : Añatuya I

GENERAL

Cuadro 5.5. N° 1

Año	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985
Concepto											
Pot. Efectiva Actual	1200	3200	3200	3200	5000	5000	5000	5000	6500	6500	6500
Incorporaciones	2000 2 x 1000	-	-	3000 2 x 1500	-	-	-	1 x 1500	-	-	-
Retiros	-	-	-	1200 3 x 400	-	-	-	-	-	-	-
Pot. Efectiva Total	3200	3200	3200	5000	5000	5000	5000	6500	6500	6500	6500
Reserva	1000	1600	1000	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500
Potencia Firme	2200	2200	2200	3500	3500	3500	3500	5000	5000	5000	5000
Demanda	1533	1952	2139	2370	2626	2908	3224	3574	3959	4395	4874
Saldo	667	248	61	1130	874	592	276	1426	1041	605	126

Nota: La potencia será especificada en KW

PROGRAMA DE INCORPORACIONES :

1975; 2 x 1.000 - 1978; 2 x 1.500 - 1982; 1 x 1.500

PROGRAMA DE RETIROS : 1978; 3 x 400

Elaborado por el personal del sistema

BALANCE DE POTENCIA Y EQUIPAMIENTO

SISTEMA
SUBSISTEMA Añatuya II
GENERAL

Cuadro 5.5. Nº 2

Año	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985
Capacidad efectiva Actual	1200	3200	3200	3000	5400	5400	5400	5400	6500	6500	8500
Incorporaciones	2000 2 x 1000	-	-	3000 2 x 1500	-	-	-	1 x 1500	-	2000	-
Retiros	-	-	-	800 2 x 400	-	-	-	400	-	-	-
Cap. Efectiva Total	3200	3200	3200	5400	5400	5400	5400	6500	6500	8500	8500
Reserva	1000	1000	1000	1500	1500	1500	1500	1500	1500	2000	2000
Potencia firme	2200	2200	2200	3900	3900	3900	3900	5000	5000	6500	6500
Demanda	1533	1952	2139	2864	3173	3503	3874	4278	4731	5237	5796
Saldo	667	248	61	1036	727	397	26	722	269	1263	704

Nota: La potencia será especificada en KW

PROGRAMA DE INCORPORACIONES:

1975: 2 x 1000 - 1977: 2 x 1.500 - 1982: 1 x 1.500

1978: 1 x 800 y 2 x 400

PROGRAMA DE RETIROS:

1978: 2 x 400 - 1982: 1 x 400

PLAN DE POTENCIA Y EQUIPAMIENTO

COMISIÓN ASESORA III

Cuadro 5.5. I° 3

Año	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985
Pot. Efectiva Actual	1200	3200	3200	3200	6500	6500	6500	6500	6500	8500	8500
Incorporaciones	2000 2 x 1000	-	-	4500 3 x 1500	-	-	-	-	2000	-	-
Retiros	-	-	-	1200 3 x 400	-	-	-	-	-	-	-
Pot. Efectiva Total	3200	3200	3200	6500	6500	6500	6500	6500	8500	8500	8500
Reserva	1000	1000	1000	1500	1500	1500	1500	1500	2000	2000	2000
Potencia Firme	2200	2200	2200	5000	5000	5000	5000	5000	6500	6500	6500
Demanda	1533	1952	2139	3097	3426	3781	4178	4611	5096	5634	6231
Saldo	667	248	61	1903	1572	1219	822	389	1404	866	269

Nota: La potencia será especificada en KW

PROGRAMA DE INCORPORACIONES :

1975; 2 x 1.000; 1978; 3 x 1.500 - 1983; 1 x 2.000

PROGRAMA DE RETIROS : 1978; 3 x 400

NOTA: Información revisada

RELACIONE DE POTENCIA Y EQUIPAMIENTO

SISTEMA
SUBSISTEMA
CANTON: ARATUYA IV

Cuadro 5.5. N° 4

Concepto	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985
Pot. Instalada Actual	1.200	3.200	3.200	3.200	6.500	6.500	6.500	6.500	8.500	8.500	8.500
Incorporaciones	2.000 (2x1.000)	--	--	4.500 (3x1.500)	--	--	--	2.000	--	--	--
Retiros	--	--	--	1.200 (3 x 400)	--	--	--	--	--	--	--
Pot. Efectiva Total	3.200	3.200	3.200	6.500	6.500	6.500	6.500	8.500	8.500	8.500	8.500
Reserva	1.000	1.000	1.000	1.500	1.500	1.500	1.500	2.000	2.000	2.000	2.000
Potencia Firme	2.200	2.200	2.200	5.000	5.000	5.000	5.000	6.500	6.500	6.500	6.500
Demanda	1.533	1.952	2.139	3.246	3.594	3.964	4.381	4.838	5.348	5.918	6.547
Saldo	667	248	61	1.754	1.406	1.036	619	1.662	1.152	582	- 47

Nota: La potencia será especificada en KW

PROGRAMA DE INCORPORACIONES

1975 - 2 x 1000 KW

1978 - 3 x 1500 KW ; 1982 - 1 x 2000 KW

FUENTE: Elaboración propia.

PROGRAMA DE RETIROS

1978 - 3 x 400 KW

POTENCIA EFECTIVA INSTALADA ACTUAL: 3 x 400 KW

BALANCE DE POTENCIA Y EQUIPAMIENTO

COMISIÓN
NACIONAL DE ENERGÍA
ELÉCTRICA
SISTEMA
BANDERA I

Cuadro 5.5. N° 5

	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985
Incremento	300	840	840	840	840	840	1120	1120	1120	1400	1400
Incorporaciones	600 (2 x 300)	--	--	--	--	400	--	--	400	--	--
Retiros	60	--	--	--	--	-1x 120	--	--	-1x 120	--	--
Pot. Efectiva Total	840	840	840	840	840	1.120	1.120	1.120	1.400	1.400	1.400
Reserva	300	300	300	300	300	400	400	400	400	400	400
Potencia Firme	540	540	540	540	540	720	720	720	1.000	1.000	1.000
Demanda	199	370	452	494	547	595	650	704	772	842	922
Saldo	341	170	88	45	- 7	125	70	16	228	158	78

Nota: La potencia será especificada en Kw

PROGRAMA DE INCORPORACIONES

1975- 2 x 300KW; 1980- 1 x 400KW; 1982- 1 x 400 KW.

POTENCIA EFECTIVA INSTALADA ACTUAL: 2 x 120 KW
1 x 60 KW

Fonte: Elaboración propia.

PROGRAMA DE RETIROS

1975 - 1 x 60KW; 1980 - 1 x 120KW; 1983 - 1 x 120KW

BALANCE DE POTENCIA Y EQUIPAMIENTO

SISTEMA

SUBSISTEMA

Grande Bandera II

Cuadro 5.5. N° 6

Concepto	Año	1975	1976	1977	1972	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985
Pot. Efectiva Actual		300	840	840	840	1520	1520	1520	1800	1800	1800	2200
Incorporaciones		600 2 x 300	-	-	800 2 x 400	-	-	1 x 400	-	-	2 x 500	-
Retiros		60	-	-	120	-	-	120	-	-	2 x 300	-
Pot. Efectiva Total		840	840	840	1520	1520	1520	1800	1800	1800	2200	2200
Reserva		300	300	300	400	400	400	400	400	400	500	500
Potencia Firme		540	540	540	1120	1120	1120	1400	1400	1400	1700	1700
Demanda		199	370	452	812	898	980	1076	1173	1291	1415	1555
Saldo		341	170	88	380	222	140	324	227	109	285	145

Nota: La potencia será especificada en KW

PROGRAMA DE INCORPORACIONES : 1975; 2 x 300 - 1978; 2 x 400 - PROGRAMA DE RETIROS: 1975; 1 x 60 - 1978; 1 x 120 - 1981; 1 x 400 - 1984; 2 x 500

1981; 1 x 120 - 1984; 2 x 300

Elaboración propia.

PALANCE DE POTENCIA Y EQUIPAMIENTO

SISTEMA

SISTEMA: PINTO-HUALBARR-VILLA UNION.

(PINTO II)

Cuadro 5.5. N° 7

Año	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985
Potencia Instalada	320	320	440	440	440	640	640	640	720	600	600
Incorporaciones	- -	200 (2 x 100)	- -	- -	200	- -	- -	200	- -	- -	- -
Retiros	- -	80	- -	- -	- -	- -	- -	120	120	- -	- -
Pot. Efectiva Total	320	440	440	440	640	640	640	720	600	600	600
Reserva	120	120	120	120	200	200	200	200	200	200	200
Potencia Firme	200	320	320	320	440	440	440	520	400	400	400
Demanda	138	198	213	233	255	278	304	333	365	397	435
Saldo	62	122	107	87	185	162	136	187	35	3	- 35

Nota: la potencia será especificada en KW

PROGRAMA DE INCORPORACIONES

1975 - 2x100 KW; 1979 - 1x200 KW; 1982 - 1x200 KW.

PROGRAMA DE RETIROS

1976 - 1x80KW; 1982 - 1x120KW; 1983 - 1x120KW.

FUENTE: Elaboración propia.-
 POTENCIA EJECUTIVA INSTALADA ACTUAL: 2 x 120 KW
 1 x 80 KW

BALANCE DE POTENCIA Y EQUIPAMIENTO

SISTEMA

SUBSISTEMA

CENTRAL: MALBRAN

Cuadro 5.5. N° 8

Año	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985
Concesos											
Pot. Efectiva Actual	40	100	100	100	160	160	160	160	260	260	260
Incorporaciones	60	- -	- -	60	- -	- -	- -	100	- -	- -	- -
Retiros	- -	- -	- -	- -	- -	- -	- -	- -	- -	- -	- -
Pot. Efectiva Total	100	100	100	160	160	160	160 ⁺	260	260	260	260
Reserva	60	60	60	60	60	60	60	100	100	100	100
Potencia Firme	40	40	40	100	100	100	100	160	160	160	160
Demanda	38	43	49	56	64	72	82	93	106	122	139
Saldo	2	- 3	- 9	44	36	28	18	67	54	38	21

Nota: La potencia será especificada en KW. POTENCIA EFECTIVA INSTALADA ACTUAL: 1 x 40 KW.

PROGRAMA DE INCORPORACIONES

PROGRAMA DE RETIROS

1975 - 1x50 KW; 1978 - 1x60 KW; 1982 KW.

FUENTE: Elaboración propia.

ESTADO DE POTENCIA Y EQUIPAMIENTO

SISTEMA
SISTEMA

UBICACION: VILLA UNION

Cuadro 5.5. N° 9

Año	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985
Costo											
Pot. Efectiva Instalada	29	69	69	69	69	109	109	109	109	109	80
Incorporaciones	40	--	--	--	40	--	--	--	--	--	--
Retiros	--	--	--	--	--	--	--	--	--	29	--
Pot. Efectiva Total	69	69	69	69	109	109	109	109	109	80	80
Reserva	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40
Potencia Firme	29	29	29	29	69	69	69	69	69	40	40
Demanda	21	24	26	29	32	35	40	43	48	54	59
Saldo	8	5	3	0	37	34	29	26	21	- 14	- 19

Nota: La potencia será especificada en KW. POTENCIA EFECTIVA INSTALADA ACTUAL:-1 x 29 KW.

PROGRAMA DE INCORPORACIONES

PROGRAMA DE RETIROS

1975 - 1x40 KW; 1979 - 1x40 KW.

1984 - 1x29 KW.

FUENTE: Elaboración propia.

RESUMEN PROGRAMAS DE INCORPORACIONES Y RETIROS DE CENTRALES

Cuadro 5.5. Nº 10

Año	Pinto I	Malbrán	Villa Unión	Subsistema Pinto II (con H y VU)	Subsistema Pándera I (con CE, PD, FI, S, TY, CI, LI)	Subsistema Pándera II (Band. I + Subs. Pin to II)	Subsistema Añatuya I (con H, CD, I y RS)	Subsistema Añatuya IV (Añatuya I + Band. II)	Subsistema Añatuya III (Añat. I + Band. I + Pin to I)	Subsistema Añatuya II (Añat. I + Band. I)
1974	2 x 120 1 x 80 existente	1 x 40 existente	1 x 29 existente	2 x 120 1 x 80 existente	2 x 120 1 x 60 existente	2 x 120 1 x 60 existente	3 x 400 existente	3 x 400 existente	3 x 400 existente	3 x 400 existente
1975	-	+ 1 x 60	+ 1 x 40	+ 2 x 300 - 1 x 60	+ 2 x 300 - 1 x 60	+ 2 x 1000 + 2 x 1000	+ 2 x 1000 + 2 x 1000	+ 2 x 1000 + 2 x 1000	+ 2 x 1000 + 2 x 1000	+ 2 x 1000 + 2 x 1000
1976	+ 2 x 100 - 1 x 80	-	-	+ 2 x 100 - 1 x 80	-	-	-	-	-	-
1977	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1978	-	+ 1 x 60	-	-	+ 2 x 400 - 1 x 120	+ 2 x 1500 - 3 x 400	+ 3 x 1500 - 3 x 400	+ 3 x 1500 - 3 x 400	+ 3 x 1500 - 3 x 400	+ 2 x 1500 - 2 x 400
1979	-	-	+ 1 x 40	-	-	-	-	-	-	-
1980	-	-	-	+ 1 x 400 - 1 x 120	-	-	-	-	-	-
1981	+ 2 x 200 - 2 x 120	-	-	-	+ 1 x 400 - 1 x 120	-	-	-	-	-
1982	-	+ 1 x 100	-	+ 1 x 200 - 1 x 120	-	+ 1 x 1500	+ 1 x 2000	-	-	+ 1 x 1500 - 1 x 400
1983	-	-	-	+ 1 x 400 - 1 x 120	-	-	-	+ 1 x 2000	-	-
1984	-	-	- 1 x 29	-	+ 2 x 500 - 2 x 300	-	-	-	-	+ 1 x 2000
1985	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

1974 1975 1976 1977 1978 1979 1980 1981 1982 1983 1984 1985

000 50 1.000 2.000 3.500 5.000 6.500 8.000 9.500 11.000 12.500 14.000

PLAN DE RECONSTRUCCIÓN DE LAS LOCALIDADES DE LA ZONA PROYECTADAS

Cuadro 5.5. N° 11

Localidad	Habitantes	Categoría	Cobertura		Cobertura		Cobertura	Cobertura		Cobertura
			(%)	(m ²)	(%)	(m ²)		(%)	(m ²)	
Añatuya - Bandera	33	A1	50	74	110,3	1405	1756,3	193.719,9	8,886	
Lugones - Herrera	13,2	A1	25	33	528	23	28,8	15.206,4	0,697	
Tomás Young - Sanavirones	33	A1	35	17	35,7	140,5	175,6	6.268,9	0,287	
Sanavirones - Bandera	33	A1	35	17	35,7	144	180	6.426	0,294	
Malbrán - Pinto	13,2	A1	35	32	70,4	49	61,3	4.315,5	0,197	
Villa Unión - Pinto	13,2	A1	25	27	432	29	36,3	15.681,6	0,719	
Casares - Pinto	13,2	A1	25	25	400	5	6,3	2.520	0,115	
Pinto - Bandera	33	A1	35	48	100,8	235	291,3	29.363	1,346	

Nota: Elaboración propia.

Nota: Por ser pequeñas las demandas de las localidades de Tacañitas y Averfías han sido incorporadas al cálculo como consumos al consumo de Bandera.-

RESUMEN DE OPERACION

SISTEMA

SUBSISTEMA : ABAUYA I

CENTRAL : ABAUYA

Cuadro 5.7. Nº 1

Concepto	Unidad	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985
Demanda propia	MWh	4.251	4.858	6.769	7.345	8.078	8.900	9.795	10.781	11.872	13.071	14.420	15.855
Demanda externa + perjuicios	MWh	380	778	1.023	1.140	1.279	1.434	1.608	1.802	2.020	2.256	2.544	2.854
Demanda total	MWh	4.631	5.636	7.817	8.485	9.357	10.334	11.403	12.583	13.892	15.337	16.964	18.709
Capacidad efectiva rango I	KW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Utilización	h	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Generación rango	MWh	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Capacidad efectiva rango II	KW	1.200	1.200	1.200	1.200	-	-	-	-	-	-	-	-
Utilización	h	4.028	947	2.765	3.321	-	-	-	-	-	-	-	-
Generación rango	MWh	4.831	1.136	3.317	3.985	-	-	-	-	-	-	-	-
Capacidad efectiva rango III	KW	-	2.000	2.000	2.000	5.000	5.000	5.000	5.000	6.500	6.500	6.500	6.500
Utilización	h	-	4.500	4.500	4.500	2.074	2.953	3.258	3.595	2.779	3.068	3.393	3.748
Generación rango	MWh	-	4.500	4.500	4.500	9.357	10.334	11.403	12.583	13.892	15.337	16.964	18.709

Reserva:

0 1.000 1.000 1.000 1.000 1.500 1.500 1.500 1.500 1.500 1.500 1.500 1.500 1.500

Capacidad de generación propia

HIPOTESIS DE OPERACION

SISTEMA

SUBSISTEMA : AÑATUYA II

CENTRAL : AÑATUYA

Cuadro 5.7. N°2

Concepto	Unidad	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985
Demanda propia	MWh	4.831	5.636	7.817	8.485	9.357	10.334	11.403	12.583	13.892	15.337	16.964	18.739
Demanda externa + pérdidas	MWh	918	1.002	1.099	1.365	1.491	1.622	1.769	1.932	2.101	2.289	2.515	2.749
Demanda total	MWh	5.649	6.638	8.906	9.850	10.848	11.956	13.172	14.515	15.993	17.626	19.479	21.488
Potencia efectiva rango I	KW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Utilización	h	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Generación rango	MWh	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Potencia efectiva rango II	KW	1.200	1.200	1.200	1.200	400	400	400	400	-	-	-	-
Utilización	h	4.708	1.782	3.672	4.451	0	0	0	0	-	-	-	-
Generación rango	MWh	5.649	2.138	4.400	5.350	0	0	0	0	-	-	-	-
Potencia efectiva rango III	KW	-	2.000	2.000	2.000	5.000	5.000	5.000	5.000	6.500	6.500	8.500	8.500
Utilización	h	-	4.500	4.500	4.500	3.100	3.416	3.704	4.148	3.199	3.526	2.783	3.070
Generación rango	MWh	-	4.500	4.500	4.500	10.848	11.956	13.172	14.515	15.993	17.626	19.479	21.488
Reserva:		0	1.000	1.000	1.000	1.500	1.500	1.500	1.500	1.500	1.500	1.500	1.500

Elaboración propia

HIPOTESIS DE OPERACION

SISTEMA

SUBSISTEMA : ATATUYA III

CENTRAL

Cuadro 5.7. 1983

Concepto	Unidad	1974	1975	1975	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985
Demanda propia	MWh	5.649	6.538	8.555	9.850	10.848	11.956	13.172	14.515	15.993	17.626	19.479	21.423
Demanda externa + pérdidas	MWh	397	437	753	800	872	949	1.033	1.125	1.231	1.342	1.460	1.595
Demanda total	MWh	6.046	7.075	9.308	10.650	11.720	12.905	14.205	15.640	17.224	18.968	20.939	23.018
Potencia efectiva rango	Kw												
Utilización	h	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Generación rango	MWh												
Potencia efectiva rango II	Kw	1.200	1.200	1.200	1.200	1.200	1.200	1.200	1.200	1.200	1.200	1.200	1.200
Utilización	h	5.039	2.145	4.355	4.709	-	-	-	-	-	-	-	-
Generación rango	MWh	6.046	2.575	5.152	5.650								
Potencia efectiva rango III	Kw		2.000	2.000	2.000	6.500	6.500	6.500	6.500	6.500	9.500	8.500	8.500
Utilización	h	-	4.500	4.500	5.000	2.344	2.581	2.841	3.129	3.445	2.710	2.992	3.292
Generación rango	MWh		4.500	4.500	5.000	11.720	12.905	14.205	15.644	17.224	18.968	20.939	23.033

Reserva: 0 1.000 1.000 1.000 1.000 1.500 1.500 1.500 1.500 1.500 1.500 1.500 1.500 1.500

El presente informe es propiedad de la Empresa

HIPOTESIS DE OPERACION

SISTEMA

SUBSISTEMA : ARAUJO IV

CENTRAL

Cuadro 5.7. N° 4

Concepto	Unidad	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985
Demanda propia	MWh	5.649	6.632	8.322	9.652	10.848	11.956	13.172	14.515	15.993	17.626	19.479	21.488
Demanda externa + pérdidas	MWh	337	437	752	833	1.042	1.141	1.246	1.370	1.503	1.649	1.803	1.985
Demanda total	MWh	6.086	7.075	9.079	10.745	11.890	13.097	14.418	15.885	17.496	19.275	21.282	23.473
Potencia efectiva rango I	KW												
Utilización	h	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Generación rango	MWh												
Potencia efectiva rango II	KW	1.200	1.200	1.200	1.200								
Utilización	h	5.000	2.140	4.300	4.700								
Generación rango	MWh	6.000	2.570	5.150	5.740								
Potencia efectiva rango III	KW		2.000	2.000	2.000	2.500	6.500	6.500	6.500	8.500	8.500	8.500	8.500
Utilización	h	-	4.500	4.500	5.000	2.378	2.619	2.854	3.177	3.500	2.754	3.042	3.354
Generación rango	MWh		4.500	4.500	5.000	11.690	13.097	14.418	15.685	17.496	19.275	21.268	23.477

Reserva: 0 1.500 1.000 1.000 1.000 1.500 1.500 1.500 1.500 1.500 1.500 1.500 1.500 1.500

La reserva de potencia se compone de 1.500 KW y entran la de 1.500 KW que se dejó como reserva, para la generación de potencia en caso de necesidad de cubrir la demanda.

HIPOTESIS DE OPERACION

SISTEMA

SUBSISTEMA : Bandera I

CENTRAL

Cuadro 5.7. N° 5

Concepto	Unidad	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985
Demanda propia	MWh	351	488	526	740	804	873	950	1034	1124	1223	1330	1448
Demanda externa + pérdidas	MWh	428	466	511	560	616	672	735	806	877	975	1065	1170
Demanda total	MWh	779	954	1037	1300	1420	1545	1685	1840	2001	2180	2395	2618
Potencia efectiva rango I	KW	300	240	240	240	240	240	120	120	120	-	-	-
Utilización	Hs.	4328	-	-	-	292	813	-	-	-	-	-	-
Generación rango.	MWh	779	-	-	-	70	195	-	-	-	-	-	-
Potencia efectiva rango II	KW	-	600	600	600	600	600	1000	1000	1000	1400	1400	1400
Utilización	Hs.	-	3120	3456	4334	4500	4500	2408	2629	2859	2180	2395	2618
Generación rango	MWh	-	954	1037	1300	1350	1350	1635	1840	2001	2180	2395	2618
Potencia efectiva rango III	KW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Utilización	Hs.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Generación rango	MWh	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Reserva:		120	300	300	300	300	300	300	300	300	400	400	400

FUENTE: Elaboración propia.

HIPOTESIS DE OPERACION

SISTEMA

SUBSISTEMA : Bandera II

CENTRAL : BANDERA

Cuadro 5.7. N° 6

Concepto	Unidad	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985
Demanda propia	MWh	779	954	1037	1300	1420	1545	1635	1840	2001	2180	2395	2618
Demanda externa + pérdidas	MWh	397	437	753	898	1042	1141	1246	1370	1503	1649	1809	1989
Demanda total	MWh	1176	1391	1790	2198	2462	2686	2931	3210	3504	3829	4204	4607
Potencia efectiva rango I	KW	300	240	240	240	120	120	120	-	-	-	-	-
Utilización	Hs.	3920	171	1834	3534	-	-	-	-	-	-	-	-
Generación rango	MWh	1176	41	440	848	-	-	-	-	-	-	-	-
Potencia efectiva rango II	KW	-	600	600	600	1400	1400	1400	1800	1800	1800	2200	2200
Utilización	Hs.	-	4500	4500	4500	2462	2686	2931	2293	2503	2735	2473	2710
Generación rango	MWh	-	1350	1350	1350	2462	2686	2931	3210	3504	3829	4204	4607
Potencia efectiva rango III	KW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Utilización	Hs.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Generación rango	MWh	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Reserva:		0	300	300	300	400	400	400	400	400	400	500	500

FUENTE: Elaboración propia.

HIPOTESIS DE OPERACION

SISTEMA

SUBSISTEMA

CENTRAL : PINTO I

Cuadro 5.7. No 7

Concepto	Unidad	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985
Demanda propia	MWh	378	416	717	762	830	904	984	1.075	1.172	1.278	1.390	1.519
Demanda externa + pérdidas	MWh	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Demanda total	MWh	378	416	717	762	830	904	984	1.075	1.172	1.278	1.390	1.519
Potencia efectiva rango I	KW	320	320	440	440	440	440	440	200	200	200	200	200
Utilización	h	1.890	2.000	2.241	2.362	2.594	2.825	3.075	875	1.360	1.890	2.450	3.095
Generación rango	MWh	378	416	717	762	830	904	984	175	272	378	490	619
Potencia efectiva rango II	KW	-	-	-	-	-	-	-	400	400	400	400	400
Utilización	h	-	-	-	-	-	-	-	4.500	4.500	4.500	4.500	4.500
Generación rango	MWh	-	-	-	-	-	-	-	900	900	900	900	900
Potencia efectiva rango III	KW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Utilización	h	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Generación rango	MWh	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Reserva:

120 120 120 120 120 120 120 120 120 200 200 200 200 200

Reserva: El balanceo propia

HIPOTESIS DE OPERACION

SISTEMA

SUBSISTEMA : Pinto II

CENTRAL : PINTO

Cuadro 5.7. Nº 8

Concepto	Unidad	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985
Demanda propia	MWh	378	416	717	762	830	904	984	1075	1172	1278	1390	1519
Demanda externa + pérdidas	MWh	-	-	-	93	162	183	203	230	259	292	333	375
Demanda total	MWh	378	416	717	855	992	1087	1187	1305	1431	1570	1723	1894
Potencia efectiva rango I	KW	320	320	440	440	440	440	440	440	440	200	200	200
Utilización	Hs.	1890	2080	2241	2671	3100	585	897	1266	1207	3350	4115	4970
Generación rango	MWh	378	416	717	855	992	187	287	405	531	670	823	994
Potencia efectiva rango II	KW	-	-	-	-	-	200	200	200	400	400	400	400
Utilización	Hs.	-	-	-	-	-	4500	4500	4500	4500	4500	4500	4500
Generación rango	MWh	-	-	-	-	-	900	900	900	900	900	900	900
Potencia efectiva rango III	KW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Utilización	Hs.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Generación rango	MWh	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Reserva:		120	120	120	120	120	120	120	120	200	200	200	200

FUENTE: Elaboración propia.

HIPOTESIS DE OPERACION

SISTEMA

SUBSISTEMA

CENTRAL: Malbrán

Cuadro 5.7. N° 9

Concepto	Unidad	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985
Demanda propia	MWh	61	69	78	89	101	116	130	148	169	192	220	251
Demanda externa + pérdidas	MWh	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Demanda total	MWh	61	69	78	89	101	116	130	148	169	192	220	251
Potencia efectiva rango I	KW	40	100	100	100	160	160	160	160	260	260	260	260
Utilización	Hs.	1525	1150	1360	1484	1910	1160	1300	1480	845	960	1100	1255
Generación rango	MWh	61	69	78	89	101	116	130	148	169	192	220	251
Potencia efectiva rango II	KW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Utilización	Hs.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Generación rango	MWh	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Potencia efectiva rango	KW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Utilización	Hs.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Generación rango	MWh	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Reserva:		0	40	40	40	60	60	60	60	60	60	60	60

FUENTE: Elaboración propia.

HIPOTESIS DE OPERACION

SISTEMA

SUBSISTEMA

CENTRAL: Villa Unión

Cuadro 5.7. II° 10

Concepto	Unidad	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985
Demanda propia	MWh	35	38	43	47	53	58	63	71	78	86	97	106
Demanda externa + pérdidas	MWh	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Demanda total	MWh	35	38	43	47	53	58	63	71	78	86	97	106
Potencia efectiva rango I	KW	29	69	69	69	69	109	109	109	109	109	109	109
Utilización	Hs.	1207	959	1075	1175	1325	841	914	1029	1131	1247	1406	1537
Generación rango	MWh	35	38	43	47	53	58	63	71	78	86	97	106
Potencia efectiva rango II	KW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Utilización	Hs.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Generación rango	MWh	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Potencia efectiva rango III	KW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Utilización	Hs.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Generación rango	MWh	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Reserva:		0	29	29	29	29	40	40	40	40	40	40	40

Fuente: Generación propia.

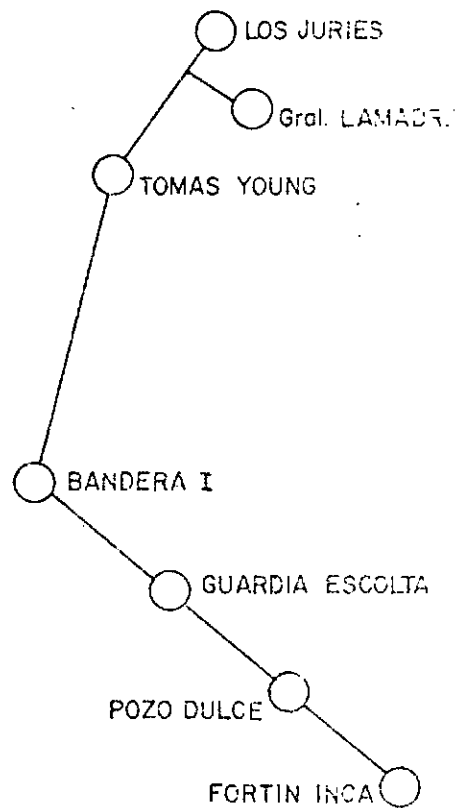
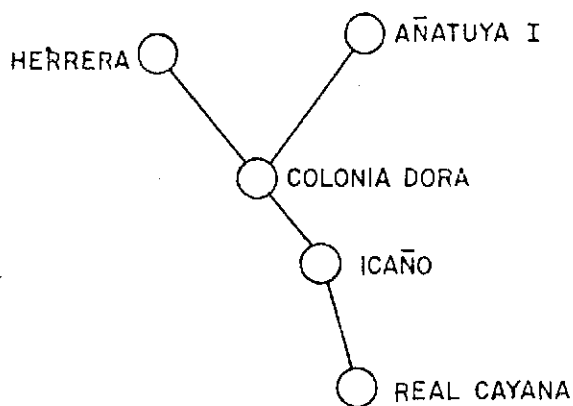
DOTACIONES DE PFCORAL PARA CENTRALES DE GENERACION

Centrales de cada Alternativa	Años (operarios por jornada)													
	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985		
Pinto I	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	
Villa Unión	5	5	5	5	6	6	6	6	7	7	7	7	7	
Villa Unión	5	5	5	5	5	6	6	6	6	6	6	6	6	
Pinto II	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	
Bamblera I	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	
Bamblera II	7	7	7	7	8	8	8	8	8	8	8	8	8	
Atatuya I	8	12	12	12	14	14	14	14	14	14	14	14	14	
Atatuya II	8	12	12	12	14	14	14	14	14	14	14	14	14	
Atatuya III	8	12	12	12	14	14	14	14	14	16	16	16	16	
Atatuya IV	8	12	12	12	14	14	14	14	16	16	16	16	16	

ALTERNATIVAS DE EQUIPAMIENTO

ALTERNATIVA I

Esquema :
5.5. N° 1



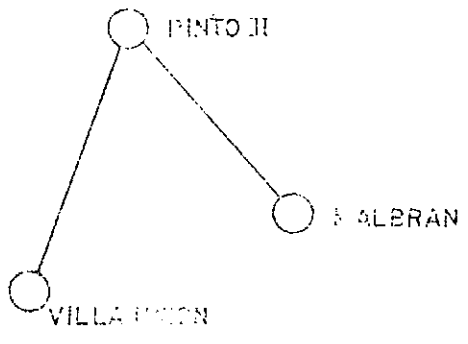
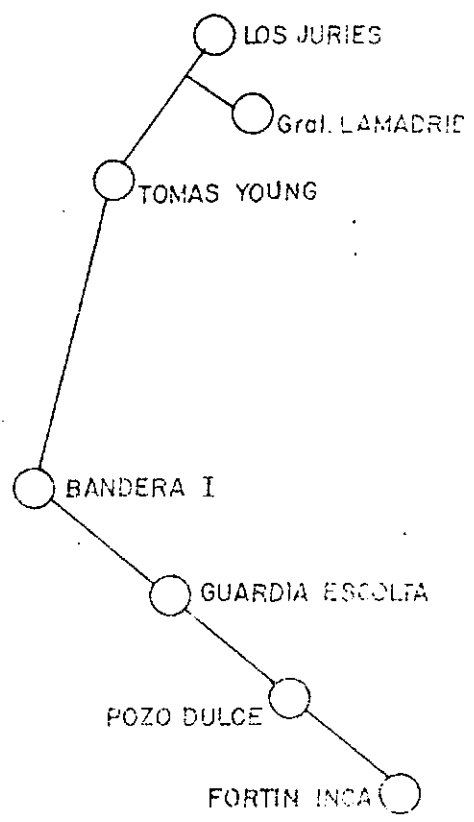
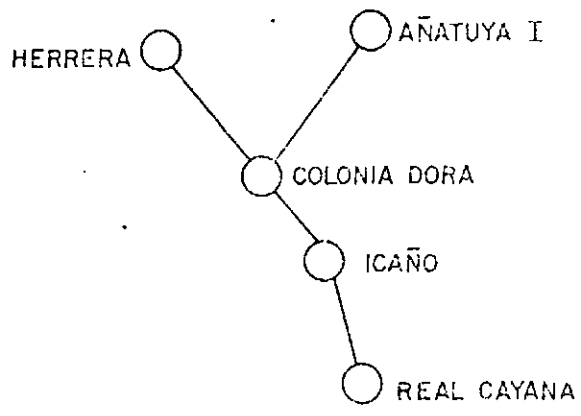
○ PINTO I

○ MALBRAN

○ VILLA UNION

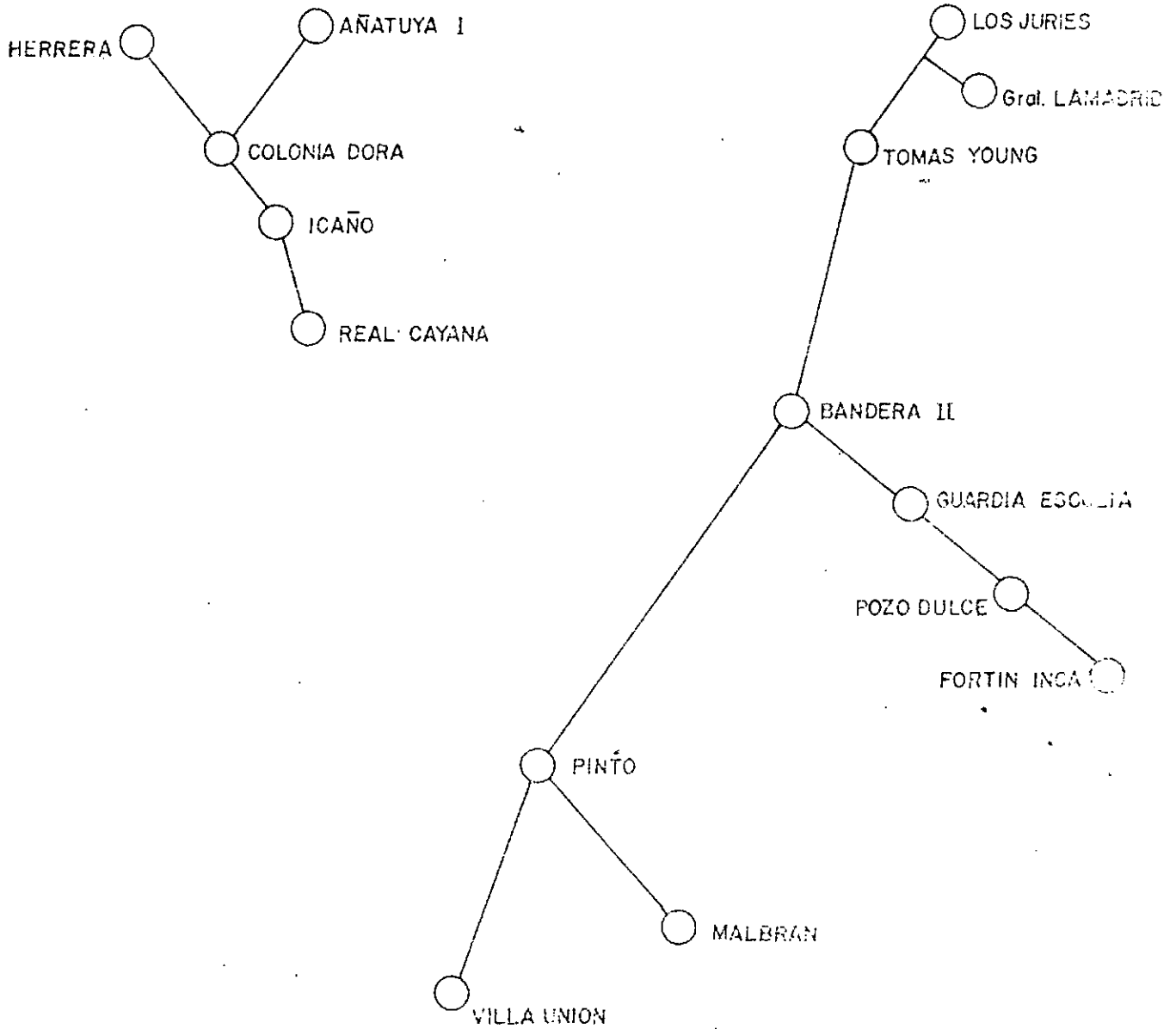
ALTERNATIVA II

Esquema :
5.5. Nº 2



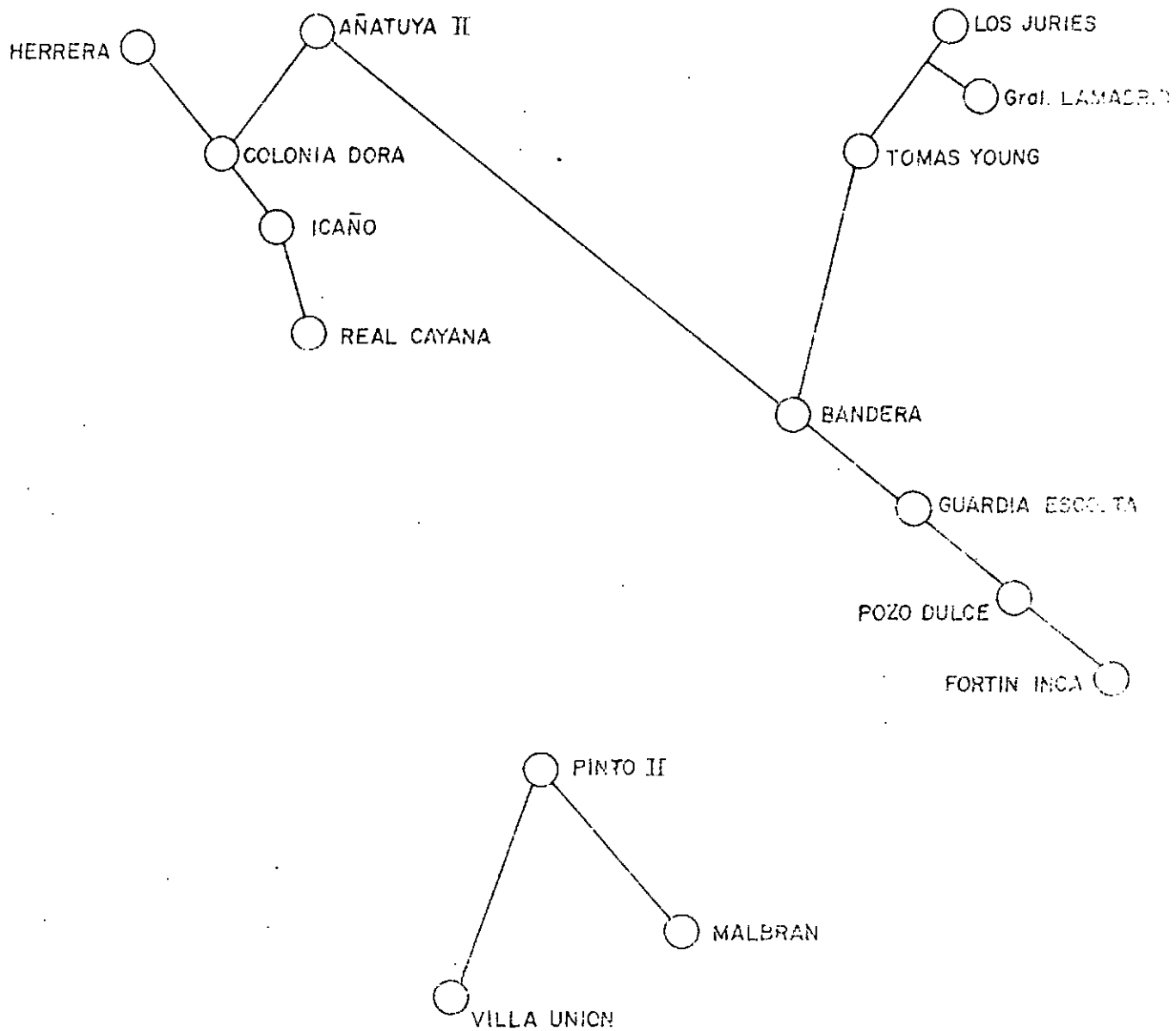
ALTERNATIVA III

Esquema :
5.5. N° 3



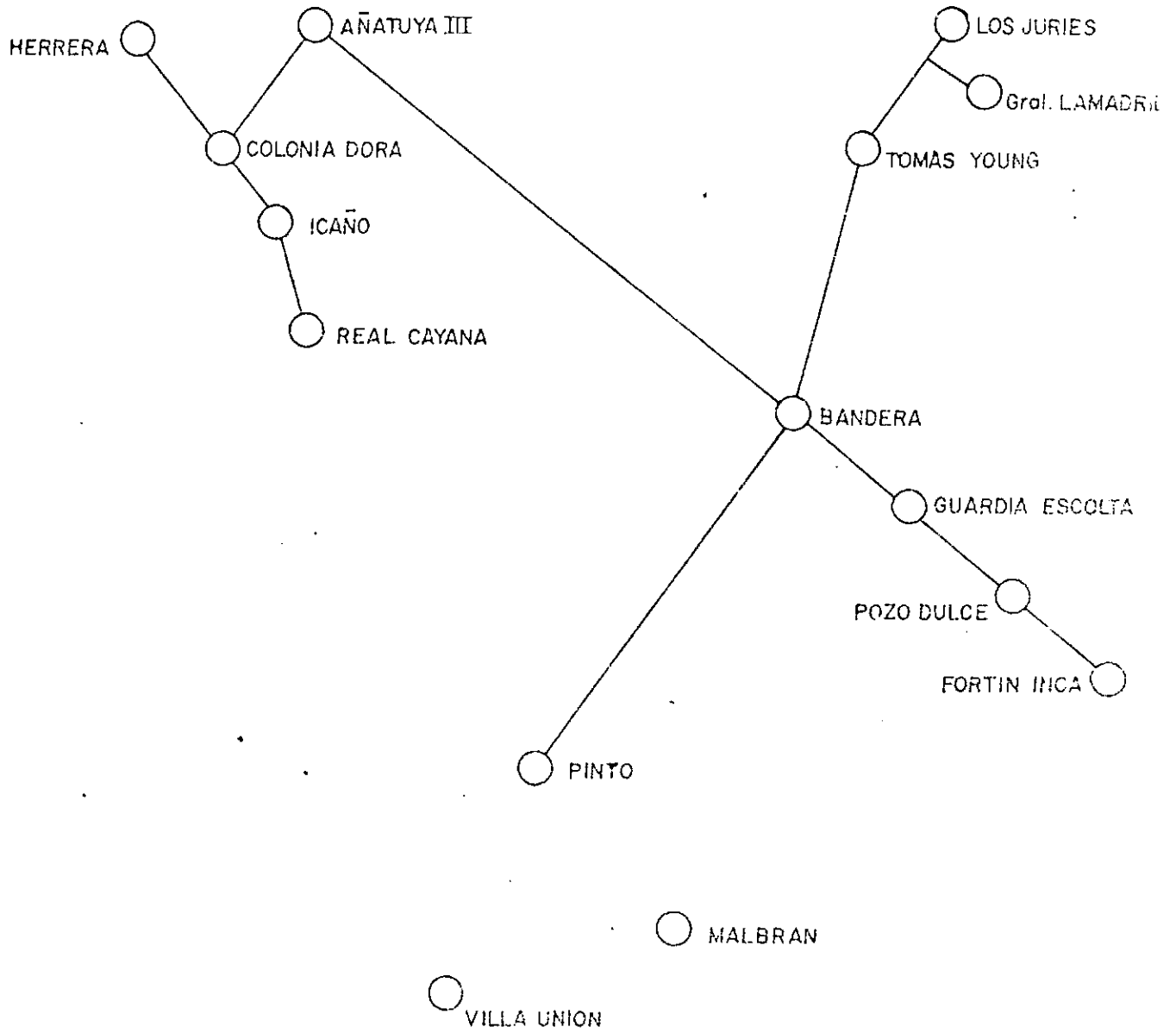
ALTERNATIVA IV

Esquema :
5.5. N° 4



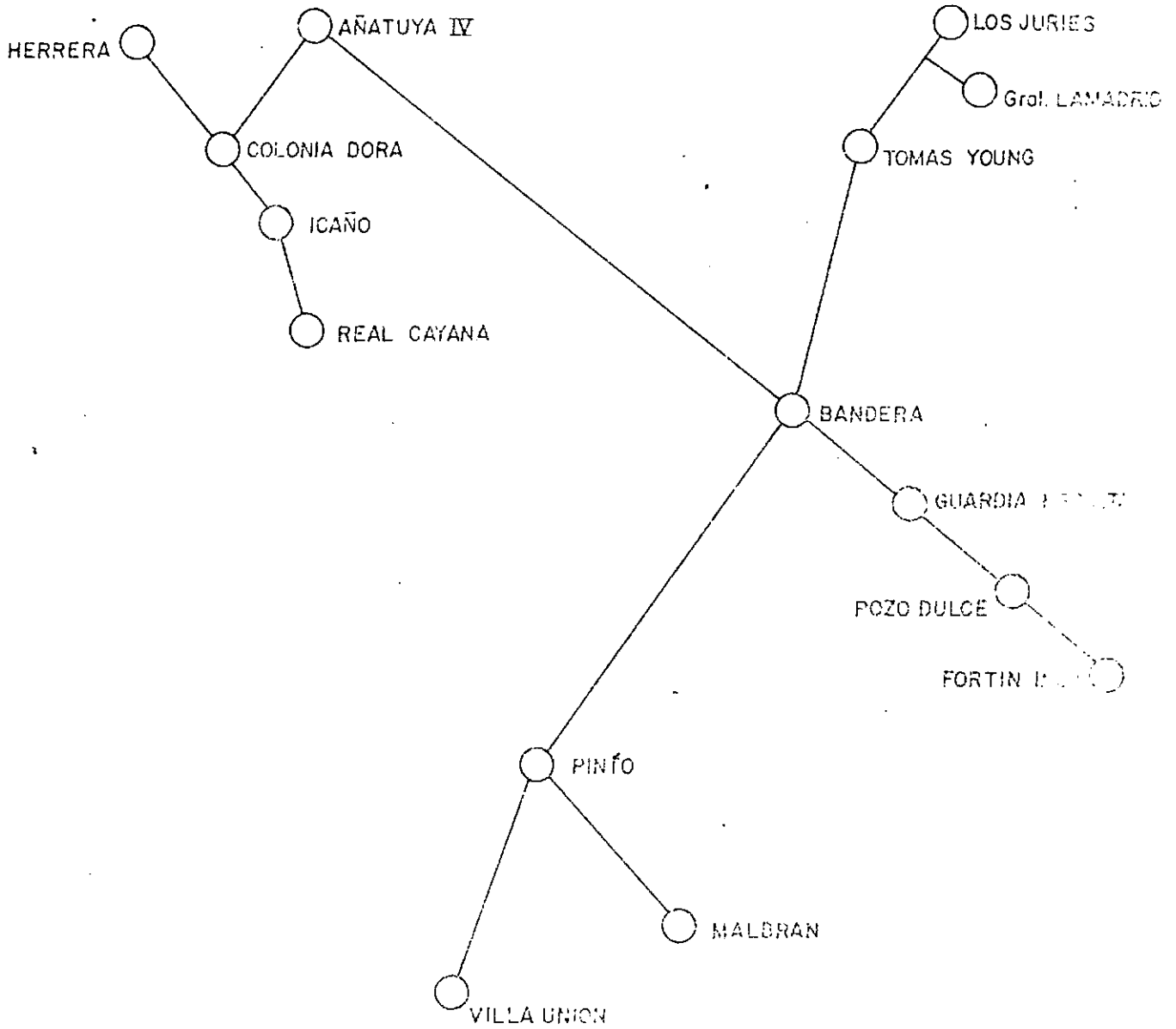
ALTERNATIVA V

Esquema :
5.5. N° 5



ALTERNATIVA VI

Esquema :
5.5. Nº 6



CAPITULO 6 : SELECCION DE ALTERNATIVAS

6. SELECCION DE ALTERNATIVAS

6.1. Metodología y Criterios Básicos

6.1.1. Conceptos generales

El objetivo del presente capítulo consiste en determinar la alternativa de equipamiento de generación eléctrica económicamente más conveniente a ser aplicada en el abastecimiento energético del área de influencia de las localidades de Añatuya y Bandera, en la región Centro-Este de la provincia de Santiago del Estero.

Se han planteado una serie de alternativas técnicamente factibles, definidas en el Capítulo 5, cuyos límites están dados por la generación aislada en cada una de las poblaciones o subsistemas a abastecer (*), y por la generación en una ciudad cabecera, con la interconexión de todo el sistema. Entre estas dos situaciones extremas se encuentra una gama de combinaciones de cuya comparación deberá surgir la alternativa económicamente más conveniente.

Considerando que el servicio a prestar, la demanda energética -proyectada en el Capítulo 4. hasta el año 1985- y las tarifas a aplicarse son valores que a los efectos del presente estudio se consideran uniformes para todas las alternativas de equipamiento, se utilizó como elemento de selección la comparación de los costos totales actualizados de cada una de las alternati

(*) Esta es la situación actual (supuesta la interconexión entre Bandera y Los Juríes, cuya ejecución está prevista para el presente año), en que poseen centrales de generación las ciudades de Añatuya, Bandera, Pinto, Malbrán y Villa Unión.

vas técnicamente factibles; es decir que se seleccionó aquella solución que representa, en materia de inversiones y gastos de explotación, un menor costo total actualizado.

6.1.2. Criterios básicos

A efectos de cumplir con el objetivo planteado en 6.1.1., se emplearon los siguientes criterios básicos:

a. Año base

Se consideró el año en que comenzará la ejecución del proyecto, esto es, 1975, año en que de acuerdo a los estudios de factibilidad técnicos realizados, deberá iniciarse la modificación de la estructura actual de generación e interconexión.

b. Período de descuentos

El análisis se extendió a un período de tiempo equivalente a la vida útil de las estructuras más duraderas del proyecto, o sea 30 años. Se asegura así una invariabilidad en los resultados ante una prolongación del período. En el año 2005 (año 30 del estudio), se ha deducido el valor residual de los equipos e instalaciones no amortizados, cuya vida útil sobrepasa el período de análisis, calculando las depreciaciones en forma lineal.

Considerando que las proyecciones de la demanda energética y de la potencia necesaria para satisfacer dicha demanda, se hallaban calculadas hasta el año 1985, a partir de dicho año se supuso la continuidad de los servicios manteniendo constantes las demandas proyectadas hasta el año 2005. En función de este supuesto, imprescindible para simular el funcionamiento del sistema, se consideraron los reemplazos intermedios al cumplirse la vida útil de las centrales diesel.

c. Período de expansión

El período de expansión para el cual se han definido los programas de equipamiento que satisfacen la demanda proyectada,

se extiende desde 1975 hasta 1985 inclusive, es decir, 11 años.

d. Tasas de actualización

Este parámetro representa la tasa de recuperación del capital invertido durante el período de descuentos considerado. Dicho en otras palabras, refleja el índice de rentabilidad esperado del proyecto, o el costo social del dinero.

El proyecto se localiza en un área de bajo nivel económico, y relativamente poco desarrollada en la Argentina, en la cual un criterio político-social recomienda la aplicación de tasas de interés bajas, o sea tasas de fomento.

El F.E.D.E.I. (Fondo Especial para el Desarrollo Energético del Interior, ente a cuyo cargo se encontrará una parte sustancial de la financiación del proyecto), de acuerdo a la Ley N° 15.336 que rige su funcionamiento, prevé el otorgamiento de créditos a provincias, municipalidades, etc., con una tasa de interés mayor o igual al 6 % anual, amortizables en 15 años. En el caso de proyectos de electrificación rural, o en que la inversión en equipamiento de origen nacional supere el 80 % del total, la tasa de interés puede reducirse al 3 % anual, y el plazo prolongarse a 25 años. Cabe señalar que las inversiones previstas en el proyecto en estudio son en su totalidad en equipos de origen nacional.

Asimismo, el Plan Trienal para la Reconstrucción y Liberación Nacional, considera satisfactoria para las empresas públicas (entre las que se cuenta Agua y Energía Eléctrica, prestataria del servicio en estudio), una tasa de rentabilidad del 6 % anual en la recuperación de fondos propios.

Por otro lado, una proporción importante de los fondos a utilizarse se prevé obtener en calidad de aporte, de organismos nacionales o del tesoro provincial.

Un factor que incidiría en la elevación de las tasas de actualización a adoptar, sería la escasez de fondos para financiar diferentes proyectos, elemento que conduciría a seleccionar entre distintas posibilidades de inversión, aquéllas que ofrecen una mayor rentabilidad. No es éste el caso del presente proyecto, puesto que de consultas recientemente realizadas se conoce la disponibilidad por parte de la provincia, de recursos asignados por el F.E.D.E.I. y aún no empleados por la misma.

Teniendo en cuenta los elementos de juicio precedentemente expuestos, se han adoptado para este capítulo las tasas de actualización del 4 %, 6 % y 8 % anual, otorgando prioridad para la toma de decisiones a los resultados obtenidos mediante las tasas más bajas.

e. Vida útil de los equipos e instalaciones

Se consideró una vida útil de 15 años para las centrales diesel, y de 30 años para las instalaciones de transmisión (líneas y subestaciones transformadoras), con valor residual nulo al cabo de su vida útil en ambos casos.

f. Precios

Todas las cifras monetarias se expresaron en valores constantes, a precios vigentes en el mes de diciembre de 1974. En los casos en que fué necesario efectuar actualizaciones de precios, se utilizó el índice de precios mayoristas no agropecuarios elaborado por el I.N.D.E.C., salvo situaciones (equipos diesel de rango I) en que se pudieron elaborar índices más representativos.

En el acápite 6.2. "Información económica básica" del presente capítulo, se consignan los precios utilizados en el estudio, con sus correspondientes fuentes de información.

6.1.3. Elaboración de los cuadros de flujos de costos de las distintas alternativas de equipamiento.

Los cuadros 6.1. N° 8 al 13 muestran los costos previstos para cada una de las alternativas definidas en el Capítulo 5, desagregados en costos de inversión y de explotación, y los mismos en sus principales componentes. Para la elaboración de dichos cuadros se procedió de la siguiente manera:

6.1.3.1. Costos de inversión

6.1.3.1.1. Ampliación de centrales

De acuerdo al balance de potencia previsto para cada alternativa en los distintos rangos de generación, esta columna representa las inversiones en renovaciones de centrales diesel que surgen de aplicar a cada incremento de potencia efectiva, los costos consignados en el punto 6.2.1.1. de este capítulo. En el año 2005 se restó el valor residual de las inversiones no amortizadas.

6.1.3.1.2. Retiro de centrales

Esta columna expresa el valor residual de las centrales diesel que se retirarán del servicio antes del cumplimiento de su vida útil.

6.1.3.1.3. Líneas de transmisión

Se ha calculado su valor de acuerdo al programa de interconexiones, y a los precios referidos en 6.2.1.2. En el año 2005 se resta su valor residual.

6.1.3.1.4. Estaciones transformadoras

La serie de costos refleja las incorporaciones y retiros de transformadores de cada programa de equipamiento. En los retiros intermedios no se consideró depreciación de los transformadores, debido a la brevedad del período en que prestan servicio, y a que los transformadores retirados serán reinstalados en otras subestaciones. En el año 2005 se resta el valor residual de las instalaciones que aún no hayan cumplido su vida útil.

6.1.3.1.5. Total de costos de inversión

Esta columna se calcula sumando las columnas (1), (3) y (4), y restando la columna (2).

6.1.3.2. Costos de explotación

6.1.3.2.1. Combustibles y lubricantes

Se elaboró a partir del precio por KWh producido, calculado para los distintos rangos en 6.2.2.1.a., y las series de generación de las distintas alternativas, que se encuentran en los cuadros 6.1. N°s. 1 al 6.

6.1.3.2.2. Personal

Se calculó en base a las dotaciones requeridas para cada alternativa (Cuadro 6.1.N° 7) y el costo anual por operario elaborado en el punto 2.2.1.b.

6.1.3.2.3. Materiales y varios

Esta columna se obtuvo a partir de los costos para este rubro por Kwh producido, consignados para cada rango en 6.2.2.1.c., y las series de generación de las distintas alternativas expresadas en los cuadros 6.1. N°s. 1 al 6.

6.1.3.2.4. Gastos de conservación de las instalaciones de transmisión.

Son los gastos de mantenimiento de las líneas de transmisión y estaciones transformadoras, calculados en base al procedimiento mencionado en 6.2.2.2.

6.1.3.2.5. Total de costos de explotación

Esta columna es el resultado de la adición de las columnas (6), (7), (8) y (9).

6.1.3.3. Total de costos

El total de costos se obtiene sumando los costos de inversión (5) y los costos de explotación (10).

6.2. Información Económica Básica

En el presente acápite se expone el conjunto de datos económicos que se aplicaron en la elaboración de las series de costos de las alternativas de equipamiento. Las cifras monetarias están expresadas en pesos a precios de diciembre de 1974.

6.2.1. Costos de inversión

6.2.1.1. Grupos electrógenos diesel

La información básica sobre los rangos de grupos electrógenos se resume en la siguiente tabla:

Rango	Potencia efectiva (KW)	Potencia nominal (KW)	Veloc.de rotación (r.p.m.)	Combustible	Consumo especif. (g/KWh)	Costo por pot.instal. (\$/KW)
I	40	44	1.500	gas-oil	250	7.550
	60	65				
	100	110				
II	200	240	750	diesel-oil	250	7.196
	300	360				
	400	480				
	500	560				
III	1.000	1.060	500	diesel-oil	238	9.241
	1.500	1.590				
	1.750	1.870				
	2.000	2.120				

Fuente: Para los rangos II y III, la licitación 207/74 de Agua y Energía Eléctrica, tomando precios promedio de distintos fabricantes. Para el rango I, que no estaba representado en la licitación mencionada, se tomaron precios promedio de licitaciones de 1972, los cuales fueron actualizados empleando el factor de conversión que representa para el mismo período la evolución de los precios de los rangos II y III, o

sea 2,4. (La evolución de los precios mayoristas no agropecuarios, de acuerdo al I.N.D.E.C., fué de 2,3369 para el período mencionado). Los valores precedentes incluyen motor, generador, tableros, mano de obra y materiales de montaje, repuestos, etc.

6.2.1.2. Líneas de transmisión

Se emplearon los siguientes precios, suministrados por Agua y Energía Eléctrica:

Tensión (KV)	Precio (\$/km)
13,2	100.000
33	200.000
66	320.000

Estos precios comprenden todos los elementos, montaje, etc., necesarios para su puesta en servicio.

6.2.1.3. Estaciones transformadoras

Se emplearon precios suministrados por Agua y Energía Eléctrica, que son los siguientes:

a. Transformadores

<u>13,2/0,4 KV</u>	<u>Precio (\$)</u>
15	10.000
30	15.000
40	15.550
50	18.000
63	21.250
80	23.400
100	25.650
160	32.900
200	36.100
250	40.000
315	45.200
400	48.000
500	51.200
630	55.200
800	80.000
1.000	164.200

1.200	200.000
3.000	450.000
4.000	500.000
<u>33/13,2 KV</u>	
200	50.000
400	80.000
500	100.000
630	125.000
800	157.000
1.000	200.000
1.250	230.000
2.500	360.000
4.000	430.000
5.000	500.000
7.500	750.000
10.000	1.000.000
<u>13/66 KV</u>	
600	110.000
1.000	180.000
1.600	260.000
<u>66/33 KV</u>	
800	250.000
1.000	300.000

b. Otros elementos

Incluye los elementos de protección y medición, plataformas, estructuras de soporte o de retención, cercos, etc., ya que, según los casos, serán estaciones aéreas o de nivel. Dada la diversidad de estaciones transformadoras que incluyen las seis alternativas analizadas, se fijó para cada una un precio promedio de \$ 49.400 (incluyendo los costos de montaje), sobre la base de informaciones recogidas en la Empresa Agua y Energía Eléctrica. Aunque este criterio no es suficientemente riguroso en cuanto a montos absolutos de equipamiento, no llega a alterar el orden de clasificación por costos totales de cada alternativa.

6.2.2. Costos de explotación

6.2.2.1. Generación diesel

a. Combustibles y lubricantes

Los precios adoptados fueron elaborados con la infor-

mación suministrada por la División Productos de Y.P.F., y son los vigentes en diciembre de 1974 para centrales de servicio público.

Gas-oil	1,54	\$/kg
Diesel-oil	0,545	\$/kg
Lubricante H.D. 415	7,15	\$/kg

El consumo específico de lubricante, de acuerdo a la información suministrada por Agua y Energía Eléctrica, se fijó en 4 g/KWh para los rangos I y II, y 2,5 g/KWh para el rango III. De acuerdo a estos datos, y a los consumos de combustible mencionados en 6.2.1.1., se calculó el costo de combustibles y lubricantes para cada rango de generación diesel:

Rango I	0,414	\$/KWh
Rango II	0,165	\$/KWh
Rango III	0,148	\$/KWh

b. Personal

Las dotaciones de cada alternativa se han determinado de acuerdo a los requerimientos de personal para el equipamiento de las centrales respectivas y se encuentran en el cuadro 6.1. N° 13. Se adoptó el salario de convenio de la categoría "K" con 10 años de antigüedad, más la bonificación al personal técnico, aplicándole un 60 % en concepto de cargas sociales, que incluyen aportes jubilatorios, salario familiar, vacaciones, aportes sindicales, etc., arribándose a un costo medio por operario de \$ 56.000 anuales.

c. Materiales y varios

Analizando información histórica de estudios recién

tes para centrales similares, se calcularon los siguientes valores:

Rango I.	0,065 \$/KWh
Rango II	0,030 \$/KWh
Rango III	0,026 \$/KWh

6.2.2.2. Gastos en transmisión

Los gastos de mantenimiento de las líneas de transmisión y estaciones transformadoras, se han estimado en el 1 % anual de la inversión fija en estos rubros. Asimismo, se han estimado las pérdidas por conducción en un 5 % de la energía transmitida.

6.3. Actualización de los Costos de cada Alternativa

Los cuadros 6.1. N° 8 a 13 muestran las series de costos de inversión, de explotación y totales de las seis alternativas de equipamiento definidas previamente, durante el período 1975-2005, elaborados de acuerdo a la metodología expuesta en el punto 6.1.3. del presente capítulo.

Las respectivas series fueron actualizadas al año 1975, adoptado como año cero, a las tasas de recuperación del capital del 4 %, 6 % y 8 % anual, obteniéndose los siguientes resultados:

COSTOS TOTALES ACTUALIZADOS DE LAS ALTERNATIVAS DE EQUIPAMIENTO

Cifras en pesos a precios de diciembre de 1974

a. Tasa de actualización = 4 %

Alternativa	Costos de inversión	Costos de explotación	Total de costos
I	114.768.349	107.810.551	222.578.900
II	110.115.639	97.955.558	208.071.197
III	120.810.471	91.660.721	212.471.192
IV	138.495.876	97.385.589	235.881.465
V	155.873.849	101.086.007	256.959.856
VI	160.718.013	89.517.070	250.235.083

b. Tasa de actualización = 6 %

Alternativa	Costos de inversión	Costos de explotación	Total de costos
I	100.435.335	84.846.287	185.281.622
II	98.145.773	77.127.055	175.272.828
III	108.462.548	72.481.361	180.943.909
IV	124.402.571	76.786.297	201.188.868
V	142.428.733	79.808.694	222.237.427
VI	147.066.759	70.886.963	217.953.722

c. Tasa de actualización = 8 %

Alternativa	Costos de inversión	Costos de explotación	Total de costos
I	89.393.014	68.684.931	158.077.945
II	88.812.964	62.483.207	151.296.171
III	98.744.687	58.987.316	157.732.003
IV	113.208.213	62.308.472	175.516.685
V	131.617.299	64.840.097	196.457.396
VI	136.088.184	57.782.427	193.870.611

6.4. Selección de la Alternativa de Equipamiento Optima

Tal como se ha expresado en el acápite 6.1.2. del presente capítulo, el principal elemento de selección es la comparación de los costos totales actualizados de las seis alternativas técnicamente factibles. Los resultados de la actualización de costos de las distintas alternativas se encuentran en la tabla precedente.

Considerando las tres tasas de actualización empleadas, la alternativa II (generación en Añatuya, Bandera y Pinto) presenta costos levemente inferiores a la alternativa III (generación en Añatuya y Bandera), diferencia que se encuentra en el orden del 2 %, 3 % y 4 % para las tasas de actualización del 4 %, 6 % y 8 % respectivamente. Debe señalarse que estas diferencias se hallan comprendidas dentro del margen de error normalmente admisible para este tipo de estudios, por lo que se consideró oportuno recurrir a elementos de juicio adicionales para definir la selección de la alternativa óptima.

Los siguientes argumentos, aún cuando brindan elementos no cuantificables, expresan beneficios sociales directos que se alcanzarían mediante el tendido de la línea de alta tensión Bandera-Pinto:

- a. El área comprendida entre las localidades de Bandera y Pinto, se encuentra explotada por productores progresistas, y la región es en sí potencialmente apta desde el punto de vista agropecuario. Debe recordarse que en el punto 4.2.2.2. se ha calculado para el tramo Bandera-Pinto un índice de 1,46 KW/km de demanda potencial para electrificación rural, y que en las conclusiones de dicho análisis se mencionan las interesantes perspectivas que se derivarían del tendido de la línea. El subsistema de Bandera comprende 90 establecimientos rurales factibles de electrificar con un bajo costo marginal, que alcanzan una demanda de potencia de 100 KW. El estudio del mercado eléctrico efectuado para Bandera, incluye esta demanda potencial que no se concretaría de no ejecutarse la línea.

- b. La demanda de energía ha sido proyectada hasta 1985, año a partir del cual se la supuso constante a los efectos del cálculo de costos del presente capítulo. El crecimiento de la demanda aparejaría mayores ventajas para la alternativa interconectada, teniendo en cuenta sus menores costos de explotación. Es de prever que el incremento de la demanda energética justifique en un breve lapso de tiempo el tendido de la línea.
- c. La política formulada por la D.E.P.S.E. tiende a la interconexión en tre sí de las localidades con generación aislada.
- d. La política general energética nacional se inclina a implementar sis temas el é ct r i c o s que puedan ser abastecidos desde una fuente energética vinculada a alguno de los grandes sistemas nacionales. La ejec u c i ó n de las obras de transmisión colocaría al sistema en mejores con di c i o n e s frente a la eventualidad de la interconexión del mismo con otros sistemas interconectados, alimentados desde la red nacional de interconexión.

En virtud de los elementos de juicio precedentes, y considerando que los costos actualizados de las dos alternativas más ventajosas son prácticamente equivalentes -especialmente descontados con tasas de interés bajas-, se ha optado por recomendar la ejecución de la alternativa III. La misma comprende al subsistema Añatuya en su estado actual, y al subsistema Bandera II abasteciendo a toda su área de influencia, realizando las interconexiones Bandera-Los Jyríes; Bandera-Pinto; Pinto-Malbañ y Pinto-Villa Unión, con Bandera como centro de generación.

Cuadro 6.1 N° 1

Alternativa I : Proyección de generación.

(Cifras en MWh.)

Años	Rango I	Rango II	Rango III	TOTAL
1975	523	2.090	4.500	7.113
1976	838	4.354	4.500	9.692
1977	898	5.285	4.500	10.683
1978	1.054	1.350	9.357	11.761
1979	1.273	1.350	10.334	12.957
1980	1.177	1.685	11.403	14.265
1981	394	2.740	12.583	15.717
1982	519	2.901	13.892	17.312
1983	656	3.080	15.337	19.073
1984	807	3.295	16.964	21.066
1985/2005	976	3.518	18.739	23.233
Total	28.635	102.008	496.889	627.532

Alternativa II : Proyección de generación.

(Cifras en Mwh.)

Años	Rango I	Rango II	Rango III	TOTAL
1975	523	2.090	4.500	7.113
1976	838	4.354	4.500	9.692
1977	902	5.285	4.500	10.687
1978	1.062	1.350	9.357	11.769
1979	382	2.250	10.334	12.966
1980	287	2.585	11.403	14.275
1981	405	2.740	12.583	15.728
1982	531	2.901	13.892	17.324
1983	670	3.080	15.337	19.087
1984	823	3.295	16.964	21.082
1985/2005	994	3.518	18.739	23.251
Total	27.297	103.808	496.689	627.994

Nota: Se considera que la Central de Malbrán operará hasta 1976 y la de Villa Unión hasta 1977.

Alternativa III : Proyección de generación.

(Cifras en MWh.)

AÑOS	Rango I	Rango II	Rango III	TOTAL
1975	564	2.486	4.500	7.550
1976	1.278	4.667	4.500	10.445
1977	1.657	5.335	4.500	11.492
1978		2.452	9.357	11.809
1979		2.686	10.334	13.020
1980		2.931	11.403	14.334
1981		3.210	12.503	15.713
1982		3.504	13.692	17.196
1983		3.829	15.337	19.166
1984		4.204	16.954	21.158
1985/2005		4.607	18.739	23.346
Total	3.499	132.051	496.839	632.389

Nota: Se considera que la Central de Malabrán operará hasta 1976, la de Villa Unión hasta 1977 y el subsistema Pinto I hasta 1977.

Alternativa IV : Proyección de generación.

(Cifras en MWh.)

Años	Rango I	Rango II	Rango III	TOTAL
1975	523	3.092	4.500	8.115
1976	838	5.443	4.500	10.781
1977	902	6.650	4.500	12.052
1978	992		10.843	11.835
1979	187	900	11.956	13.043
1980	287	900	13.172	14.359
1981	405	900	14.515	15.820
1982	531	900	15.993	17.424
1983	670	900	17.626	19.196
1984	823	900	19.479	21.202
1985/2005	994	900	21.403	23.397
Total	27.032	39.485	568.337	634.854

Nota: Se considera que la Central de Malorán operará hasta 1976, la Central de Unión hasta 1977, y el subsistema Bandera I hasta 1977.

Alternativa V : Proyección de generación.

(Cifras en MWh.)

Años	Rango I	Rango II	Rango III	TOTAL
1975	523	3.529	4.500	8.552
1976	833	6.196	4.500	11.529
1977	898	6.950	5.000	12.848
1978	154		11.720	11.874
1979	174		12.905	13.079
1980	193		14.205	14.398
1981	219		15.644	15.863
1982	247		17.224	17.471
1983	278		18.968	19.246
1984	317		20.939	21.256
1985/2005	357		23.083	23.440
Total	11.330	16.675	610.348	638.353

Nota: Se considera que los subsistemas Bandera I y Pinto I operarán hasta 1977.

Alternativa VI : Proyección de generación.

(Cifras en Mwh.)

Años	Rango I	Rango II	Rango III	TOTAL
1975	523	3.529	4.500	8.552
1976	838	6.196	4.500	11.534
1977	809	7.048	5.000	12.857
1978			11.090	11.090
1979			13.097	13.097
1980			14.418	14.418
1981			15.845	15.845
1982			17.496	17.496
1983			19.275	19.275
1984			21.283	21.283
1985/2005			23.477	23.477
Total	2.170	16.773	620.366	639.309

Nota: Se considera que la Central de Malbrán operará hasta 1976, mientras que la de Villa Unión, y los subsistemas Pinto I y Bandera I lo harán hasta 1977.

Requerimientos de personal de las alternativas de equipamiento.

AÑOS	Alternativas de equipamiento						
	I	II	III	IV	V	VI	VII
1975	36	36	36	36	36	36	36
1976	36	36	36	36	36	36	36
1977	36	31	31	31	36	31	31
1978	39	28	22	21	25	14	14
1979	40	28	22	21	26	14	14
1980	40	28	22	21	26	14	14
1981	40	28	22	21	26	14	14
1982	41	28	22	21	27	16	16
1983	41	28	22	21	29	16	16
1984	41	28	22	23	29	16	16
1985/2005	41	28	22	23	29	16	16

EVALUACION DE ALTERNATIVAS DE EQUIPAMIENTO - COSTOS ALTERNATIVA I

Año	Costos de Inversión				Costos de Explotación					Total de Costos (11)	
	Aplicación Centrales (1)	Centrales Retiro (2)	Líneas de Transm. (3)	Estac. Transf. (4)	Total (5)	Combust. y lubric. (6)	Personal (7)	Materiales (8)	Conserv. (9)		Total (10)
1975	23514000	966400	6200000	589450	29977650	1227772	2016000	213695	73895	3530962	33508612
1976	15190000	-	-	70650	1580650	1731342	2016000	302090	74601	4124033	5704683
1977	-	-	-	344280	344280	1909797	2016000	333920	78044	4337761	4682041
1978	28158000	1430200	-	558200	27277600	2043942	2184000	352292	83632	4663366	31941466
1979	302000	-	-	-48830	297170	2279204	2240000	331229	83484	4994617	5281787
1980	2875400	181200	-	157700	2854900	2452947	2240000	423533	85061	5201541	8056441
1981	2973000	302000	-	494500	3070900	2477500	2240000	434968	90006	5242474	8313374
1982	14015500	-	-	80400	14705900	2745547	2240000	481957	90900	5562404	20268304
1983	2373400	60400	-	-	2819000	3049660	2240000	533202	90900	5914362	8732362
1984	218950	-	-	-	218950	3384445	2240000	502369	90900	6311714	6530664
1985	-	-	-	-	-	3757906	2240000	656194	90900	6745000	6745000
1986	-	-	-	-	-	3757906	2240000	656194	90900	6745000	6745000
1987	302000	-	-	-	302000	3757906	2240000	656194	90900	6745000	7047000
1988	-	-	-	-	-	3757906	2240000	656194	90900	6745000	6745000
1989	-	-	-	-	-	3757906	2240000	656194	90900	6745000	6745000
1990	23554600	-	-	-	23554600	3757906	2240000	656194	90900	6745000	30299000
1991	1510000	-	-	-	1510000	3757906	2240000	656194	90900	6745000	8255000
1992	-	-	-	-	-	3757906	2240000	656194	90900	6745000	6745000
1993	42037500	-	-	-	42037500	3757906	2240000	656194	90900	6745000	48782500
1994	302000	-	-	-	302000	3757906	2240000	656194	90900	6745000	7047000
1995	2873400	-	-	-	2873400	3757906	2240000	656194	90900	6745000	8023400
1996	297400	-	-	-	297400	3757906	2240000	656194	90900	6745000	8023400
1997	1927000	-	-	-	1927000	3757906	2240000	656194	90900	6745000	25982000
1998	2874400	-	-	-	2874400	3757906	2240000	656194	90900	6745000	9623400
1999	218950	-	-	-	218950	3757906	2240000	656194	90900	6745000	6563950
2000	-	-	-	-	-	3757906	2240000	656194	90900	6745000	6745000
2001	-	-	-	-	-	3757906	2240000	656194	90900	6745000	6745000
2002	302000	-	-	-	302000	3757906	2240000	656194	90900	6745000	7047000
2003	-	-	-	-	-	3757906	2240000	656194	90900	6745000	6745000
2004	-	-	-	-	-	3757906	2240000	656194	90900	6745000	6745000
2005	-2150000	-	-	-225253	-21910163	3757906	2240000	656194	90900	6745000	6745000
2006	-	-	-	-	-	3757906	2240000	656194	90900	6745000	6745000
2007	-	-	-	-	-	3757906	2240000	656194	90900	6745000	6745000
2008	-	-	-	-	-	3757906	2240000	656194	90900	6745000	6745000
2009	-	-	-	-	-	3757906	2240000	656194	90900	6745000	6745000
2010	-	-	-	-	-	3757906	2240000	656194	90900	6745000	6745000
2011	-	-	-	-	-	3757906	2240000	656194	90900	6745000	6745000
2012	-	-	-	-	-	3757906	2240000	656194	90900	6745000	6745000
2013	-	-	-	-	-	3757906	2240000	656194	90900	6745000	6745000
2014	-	-	-	-	-	3757906	2240000	656194	90900	6745000	6745000
2015	-	-	-	-	-	3757906	2240000	656194	90900	6745000	6745000
2016	-	-	-	-	-	3757906	2240000	656194	90900	6745000	6745000
2017	-	-	-	-	-	3757906	2240000	656194	90900	6745000	6745000
2018	-	-	-	-	-	3757906	2240000	656194	90900	6745000	6745000
2019	-	-	-	-	-	3757906	2240000	656194	90900	6745000	6745000
2020	-	-	-	-	-	3757906	2240000	656194	90900	6745000	6745000
2021	-	-	-	-	-	3757906	2240000	656194	90900	6745000	6745000
2022	-	-	-	-	-	3757906	2240000	656194	90900	6745000	6745000
2023	-	-	-	-	-	3757906	2240000	656194	90900	6745000	6745000
2024	-	-	-	-	-	3757906	2240000	656194	90900	6745000	6745000
2025	-	-	-	-	-	3757906	2240000	656194	90900	6745000	6745000
2026	-	-	-	-	-	3757906	2240000	656194	90900	6745000	6745000
2027	-	-	-	-	-	3757906	2240000	656194	90900	6745000	6745000
2028	-	-	-	-	-	3757906	2240000	656194	90900	6745000	6745000
2029	-	-	-	-	-	3757906	2240000	656194	90900	6745000	6745000
2030	-	-	-	-	-	3757906	2240000	656194	90900	6745000	6745000
2031	-	-	-	-	-	3757906	2240000	656194	90900	6745000	6745000
2032	-	-	-	-	-	3757906	2240000	656194	90900	6745000	6745000
2033	-	-	-	-	-	3757906	2240000	656194	90900	6745000	6745000
2034	-	-	-	-	-	3757906	2240000	656194	90900	6745000	6745000
2035	-	-	-	-	-	3757906	2240000	656194	90900	6745000	6745000
2036	-	-	-	-	-	3757906	2240000	656194	90900	6745000	6745000
2037	-	-	-	-	-	3757906	2240000	656194	90900	6745000	6745000
2038	-	-	-	-	-	3757906	2240000	656194	90900	6745000	6745000
2039	-	-	-	-	-	3757906	2240000	656194	90900	6745000	6745000
2040	-	-	-	-	-	3757906	2240000	656194	90900	6745000	6745000
2041	-	-	-	-	-	3757906	2240000	656194	90900	6745000	6745000
2042	-	-	-	-	-	3757906	2240000	656194	90900	6745000	6745000
2043	-	-	-	-	-	3757906	2240000	656194	90900	6745000	6745000
2044	-	-	-	-	-	3757906	2240000	656194	90900	6745000	6745000
2045	-	-	-	-	-	3757906	2240000	656194	90900	6745000	6745000
2046	-	-	-	-	-	3757906	2240000	656194	90900	6745000	6745000
2047	-	-	-	-	-	3757906	2240000	656194	90900	6745000	6745000
2048	-	-	-	-	-	3757906	2240000	656194	90900	6745000	6745000
2049	-	-	-	-	-	3757906	2240000	656194	90900	6745000	6745000
2050	-	-	-	-	-	3757906	2240000	656194	90900	6745000	6745000
2051	-	-	-	-	-	3757906	2240000	656194	90900	6745000	6745000
2052	-	-	-	-	-	3757906	2240000	656194	90900	6745000	6745000
2053	-	-	-	-	-	3757906	2240000	656194	90900	6745000	6745000
2054	-	-	-	-	-	3757906	2240000	656194	90900	6745000	6745000
2055	-	-	-	-	-	3757906	2240000	656194	90900	6745000	6745000
2056	-	-	-	-	-	3757906	2240000	656194	90900	6745000	6745000
2057	-	-	-	-	-	3757906	2240000	656194	90900	6745000	6745000
2058	-	-	-	-	-	3757906	2240000	656194	90900	6745000	6745000
2059	-	-	-	-	-	3757906	2240000	656194	90900	6745000	6745000
2060	-	-	-	-	-	3757906	2240000	656194	90900	6745000	6745000
2061	-	-	-	-	-	3757906	2240000	656194	90900	6745000	6745000
2062	-	-	-	-	-	3757906	2240000	656194	90900	6745000	6745000
2063	-	-	-	-	-	3757906	2240000	656194	90900	6745000	6745000
2064	-	-	-	-	-	3757906	2240000	656194	90900	6745000	6745000
2065	-	-	-	-	-	3757906	2240000	656194	90900	6745000	6745000
2066	-	-	-	-	-	3757906	2240000	656194	90900	6745000	6745000
2067	-	-	-	-	-	3757906	2240000	656194	90900	6745000	6745000
2068	-	-	-	-	-	3757906	2240000	656194	90900	6745000	6745000
2069	-	-	-	-	-	3757906	2240000	656194	90900	6745000	6745000
2070	-	-	-	-	-	3757906	2240000	656194	90900	6745000	6745000
2071	-	-	-	-	-	3757906	2240000	656194	90900	6745000	6745000
2072	-	-	-	-	-	3757906	2240000	656194	90900	6745000	6745000
2073	-	-	-	-	-	3757906	2240000	656194	90900	6745000	6745000
2074	-	-	-	-	-	3757906	2240000	656194	90900	6745000	6745000
2075	-	-	-	-	-	3757906	2240000	656194	90900	6745000	6745000
2076	-	-	-	-	-	3757906	2240000	656194	90900	6745000	6745000
2077	-	-	-	-	-	3757906	2240000	656194	90900	6745000	6745000
2078	-	-	-	-	-	3757906	2240000	656194	90900	6745000	6745000
2079	-	-	-	-	-	3757906	2240000	656194	90900	6745000	6745000
2080	-	-	-	-	-	3757906	2240000	656194	90900	6745000	6745000
2081	-	-	-	-	-	3757906	2240000	656194	90900	6745000	6745000
2082	-	-	-	-	-	3757906	2240000	656194	90900	6745000	67450

EVALUACION DE ALTERNATIVAS DE EQUIPAMIENTO - COSTOS ALTERNATIVA II

Año	Costos de Inversión				Costos de Explotación				Total de Costos de Costos (11)		
	Asociación Centrales (1)	Botivo Centrales (2)	Líneas de Transmis. (3)	Estac. Transf. (4)	Total (5)	Combust. y lubric. (6)	Personal (7)	Materiales (8)		Conserv. (9)	Total (10)
1975	23554600	-	6909000	518800	30872400	1227372	2016000	213695	73188	3530255	34403655
1976	15103000	980823	3200000	220750	4049917	1731342	2016000	302090	107396	4156828	8206745
1977	-	593933	2700000	352600	2458667	1911453	1736000	334180	137922	4119555	6578222
1978	27723000	1768399	-	553500	26512420	2047254	1569000	352812	142510	4111576	30624996
1979	14322000	-	-	-20350	1416850	2058630	1562000	361014	143306	4131150	5559000
1980	26784000	181200	-	239950	2937150	2232987	1568000	392683	145700	4339376	7276526
1981	-	-	-	494500	494500	2482054	1568000	435633	150651	4636388	5130288
1982	15330700	60400	-	89400	15329700	2754515	1568000	482737	151545	4956797	20286497
1983	2878400	60400	-	-	2818000	3055456	1568000	534712	151545	5309713	8127713
1984	-	-	-	-	-	3395069	1568000	593409	151545	5708023	5708023
1985	-	-	-	-	-	3765358	1568000	657364	151545	6142267	6142267
1986	-	-	-	-	-	3765358	1568000	657364	151545	6142267	6142267
1987	-	-	-	-	-	3765358	1568000	657364	151545	6142267	6142267
1988	-	-	-	-	-	3765358	1568000	657364	151545	6142267	6142267
1989	22799600	-	-	-	22799600	3765358	1568000	657364	151545	6142267	28941867
1990	1510000	-	-	-	1510000	3765358	1568000	657364	151545	6142267	7652267
1991	-	-	-	-	-	3765358	1568000	657364	151545	6142267	6142267
1992	-	-	-	-	-	3765358	1568000	657364	151545	6142267	6142267
1993	27723000	-	-	-	27723000	3765358	1568000	657364	151545	6142267	3385267
1994	14322000	-	-	-	14322000	3765358	1568000	657364	151545	6142267	7581467
1995	28784000	-	-	-	28784000	3765358	1568000	657364	151545	6142267	9020067
1996	-	-	-	-	-	3765358	1568000	657364	151545	6142267	6142267
1997	15300700	-	-	-	15300700	3765358	1568000	657364	151545	6142267	21442967
1998	28784000	-	-	-	28784000	3765358	1568000	657364	151545	6142267	2020667
1999	-	-	-	-	-	3765358	1568000	657364	151545	6142267	6142267
2000	-	-	-	-	-	3765358	1568000	657364	151545	6142267	6142267
2001	-	-	-	-	-	3765358	1568000	657364	151545	6142267	6142267
2002	-	-	-	-	-	3765358	1568000	657364	151545	6142267	6142267
2003	-	-	-	-	-	3765358	1568000	657364	151545	6142267	6142267
2004	-	-	-	-	-	3765358	1568000	657364	151545	6142267	6142267
TOTAL	-	-	-98000	-209700	-1020000	3765358	1568000	657364	151545	6142267	-10052176
TOTAL	-	-	-98000	-209700	-1020000	3765358	1568000	657364	151545	6142267	-10052176

EVALUACION DE ALTERNATIVAS DE EQUIPAMIENTO - COSTOS ALTERNATIVA III

Cuadro 6.1. No 10

Año	Costos de Inversión					Costos de Explotación				Total de Costos de Costos (11)	
	Ampliación Centrales (1)	Perifoneo Centrales (2)	Líneas de Transmisión (3)	Estac. Transf. (4)	Total (5)	Combust. y lubric. (6)	Personal (7)	Materiales (8)	Conserv. (9)		Total (10)
1975	23554600	60400	6800000	589456	30823650	1309686	2016000	228240	73295	3627821	34511471
1976	1510000	880833	3200000	220750	4049917	1965147	2016000	340080	108102	4729329	8479246
1977	-	593933	12300000	642000	12348067	2232273	1736000	384755	237522	4590550	16938617
1978	39479000	3222647	-	538800	30115953	1791666	1232000	317142	240110	3583318	33699271
1979	-	-	-	-20350	-20350	1972522	1232000	348264	242907	3796793	3776443
1980	-	-	-	503100	503100	2171259	1232000	384408	247938	4035695	4538705
1981	2074400	121200	-	254500	3051700	2391934	1232000	423458	251483	4298875	7350575
1982	13661500	-	-	89400	13950900	2624176	1232000	466312	252377	4584865	18535765
1983	-	-	-	-	-	2001661	1232000	513632	252377	4899670	4899670
1984	7195000	1727040	-	-	5468960	3204332	1232000	567184	252377	5255693	10724853
1985	-	-	-	-	-	3538527	1232000	625424	252377	5643328	5643328
1986	-	-	-	-	-	3538527	1232000	625424	252377	5643328	5643328
1987	-	-	-	-	-	3538527	1232000	625424	252377	5643328	5643328
1988	-	-	-	-	-	3538527	1232000	625424	252377	5643328	5643328
1989	-	-	-	-	-	3538527	1232000	625424	252377	5643328	5643328
1990	16482600	-	-	-	18482600	3538527	1232000	625424	252377	5643328	24125328
1991	-	-	-	-	-	3538527	1232000	625424	252377	5643328	5643328
1992	-	-	-	-	-	3538527	1232000	625424	252377	5643328	5643328
1993	33479800	-	-	-	33479800	3538527	1232000	625424	252377	5643328	39123128
1994	-	-	-	-	-	3538527	1232000	625424	252377	5643328	5643328
1995	-	-	-	-	-	3538527	1232000	625424	252377	5643328	5643328
1996	2278400	-	-	-	2278400	3538527	1232000	625424	252377	5643328	8521728
1997	13861500	-	-	-	13861500	3538527	1232000	625424	252377	5643328	19504828
1998	-	-	-	-	-	3538527	1232000	625424	252377	5643328	5643328
1999	7195000	-	-	-	7195000	3538527	1232000	625424	252377	5643328	12839328
2000	-	-	-	-	-	3538527	1232000	625424	252377	5643328	5643328
2001	-	-	-	-	-	3538527	1232000	625424	252377	5643328	5643328
2002	-	-	-	-	-	3538527	1232000	625424	252377	5643328	5643328
2003	-	-	-	-	-	3538527	1232000	625424	252377	5643328	5643328
2004	-	-	-	-	-	3538527	1232000	625424	252377	5643328	5643328
2005	-	-	-92617	-279935	-1293910	3538527	1232000	625424	252377	5643328	-14195914
2006	-	-	-	-	-	3538527	1232000	625424	252377	5643328	5643328
2007	-	-	-	-	-	3538527	1232000	625424	252377	5643328	5643328
2008	-	-	-	-	-	3538527	1232000	625424	252377	5643328	5643328
2009	-	-	-	-	-	3538527	1232000	625424	252377	5643328	5643328
2010	-	-	-	-	-	3538527	1232000	625424	252377	5643328	5643328
2011	-	-	-	-	-	3538527	1232000	625424	252377	5643328	5643328
2012	-	-	-	-	-	3538527	1232000	625424	252377	5643328	5643328
2013	-	-	-	-	-	3538527	1232000	625424	252377	5643328	5643328
2014	-	-	-	-	-	3538527	1232000	625424	252377	5643328	5643328
2015	-	-	-	-	-	3538527	1232000	625424	252377	5643328	5643328
2016	-	-	-	-	-	3538527	1232000	625424	252377	5643328	5643328
2017	-	-	-	-	-	3538527	1232000	625424	252377	5643328	5643328
2018	-	-	-	-	-	3538527	1232000	625424	252377	5643328	5643328
2019	-	-	-	-	-	3538527	1232000	625424	252377	5643328	5643328
2020	-	-	-	-	-	3538527	1232000	625424	252377	5643328	5643328
2021	-	-	-	-	-	3538527	1232000	625424	252377	5643328	5643328
2022	-	-	-	-	-	3538527	1232000	625424	252377	5643328	5643328
2023	-	-	-	-	-	3538527	1232000	625424	252377	5643328	5643328
2024	-	-	-	-	-	3538527	1232000	625424	252377	5643328	5643328
2025	-	-	-	-	-	3538527	1232000	625424	252377	5643328	5643328
2026	-	-	-	-	-	3538527	1232000	625424	252377	5643328	5643328
2027	-	-	-	-	-	3538527	1232000	625424	252377	5643328	5643328
2028	-	-	-	-	-	3538527	1232000	625424	252377	5643328	5643328
2029	-	-	-	-	-	3538527	1232000	625424	252377	5643328	5643328
2030	-	-	-	-	-	3538527	1232000	625424	252377	5643328	5643328
2031	-	-	-	-	-	3538527	1232000	625424	252377	5643328	5643328
2032	-	-	-	-	-	3538527	1232000	625424	252377	5643328	5643328
2033	-	-	-	-	-	3538527	1232000	625424	252377	5643328	5643328
2034	-	-	-	-	-	3538527	1232000	625424	252377	5643328	5643328
2035	-	-	-	-	-	3538527	1232000	625424	252377	5643328	5643328
2036	-	-	-	-	-	3538527	1232000	625424	252377	5643328	5643328
2037	-	-	-	-	-	3538527	1232000	625424	252377	5643328	5643328
2038	-	-	-	-	-	3538527	1232000	625424	252377	5643328	5643328
2039	-	-	-	-	-	3538527	1232000	625424	252377	5643328	5643328
2040	-	-	-	-	-	3538527	1232000	625424	252377	5643328	5643328
2041	-	-	-	-	-	3538527	1232000	625424	252377	5643328	5643328
2042	-	-	-	-	-	3538527	1232000	625424	252377	5643328	5643328
2043	-	-	-	-	-	3538527	1232000	625424	252377	5643328	5643328
2044	-	-	-	-	-	3538527	1232000	625424	252377	5643328	5643328
2045	-	-	-	-	-	3538527	1232000	625424	252377	5643328	5643328
2046	-	-	-	-	-	3538527	1232000	625424	252377	5643328	5643328
2047	-	-	-	-	-	3538527	1232000	625424	252377	5643328	5643328
2048	-	-	-	-	-	3538527	1232000	625424	252377	5643328	5643328
2049	-	-	-	-	-	3538527	1232000	625424	252377	5643328	5643328
2050	-	-	-	-	-	3538527	1232000	625424	252377	5643328	5643328
2051	-	-	-	-	-	3538527	1232000	625424	252377	5643328	5643328
2052	-	-	-	-	-	3538527	1232000	625424	252377	5643328	5643328
2053	-	-	-	-	-	3538527	1232000	625424	252377	5643328	5643328
2054	-	-	-	-	-	3538527	1232000	625424	252377	5643328	5643328
2055	-	-	-	-	-	3538527	1232000	625424	252377	5643328	5643328
2056	-	-	-	-	-	3538527	1232000	625424	252377	5643328	5643328
2057	-	-	-	-	-	3538527	1232000	625424	252377	5643328	5643328
2058	-	-	-	-	-	3538527	1232000	625424	252377	5643328	5643328
2059	-	-	-	-	-	3538527	1232000	625424	252377	5643328	5643328
2060	-	-	-	-	-	3538527	1232000	625424	252377	5643328	5643328
2061	-	-	-	-	-	3538527	1232000	625424	252377	5643328	5643328
2062	-	-	-	-	-	3538527	1232000	625424	252377	5643328	5643328
2063	-	-	-	-	-	3538527	1232000	625424	252377	5643328	5643328
2064	-	-	-	-	-	3538527	1232000	625424	252377	5643328	5643328
2065	-	-	-	-	-	3538527	1232000	625424	252377	5643328	5643328
2066	-	-	-	-	-	3538527	1232000	625424	252377	5643328	5643328
2067	-	-	-	-	-	3538527	1232000	625424	252377	5643328	5643328
2068	-	-	-	-	-	3538527	1232000	625424	252377	5643328	5643328
2069	-	-	-	-	-	3538527	1232000	625424	252377	5643328	5643328
2070	-	-	-	-	-						

EVALUACION DE ALTERNATIVAS DE EQUIPAMIENTO - COSTOS ALTERNATIVA IV

Cuadro 6.1. No 11

Año	Costos de Inversión				Costos de Explotación				Total de Costos de Costos (11)		
	Asociación Centrales (1)	Retiro Manuales (2)	Líneas de Transm. (3)	Instac. Transf. (4)	Total (5)	Combust. y Lubric. (6)	Personal (7)	Materiales (8)		Conserv. (9)	Total (10)
1975	23554600	-	6600000	457810	36812410	1392702	2015000	243755	72579	3725035	34537445
1976	1510000	880833	3200000	220750	4043917	1911027	2015000	334760	106786	4368573	8418490
1977	-	327167	26581333	1321560	27575726	2136678	1736000	375130	385815	4633623	32209349
1978	27723000	5407127	-	558300	22874673	2016192	1176000	346528	391403	3930123	26804796
1979	1439900	-	-	23530	1462730	1995406	1176000	350011	391638	3913055	5375735
1980	-	-	-	985550	995550	2216774	1176000	388127	401493	4192394	5167944
1981	-	-	-	444500	444500	2464390	1176000	430715	405938	4477043	4921543
1982	15300700	60400	-	89400	15325700	2735298	1176000	477333	406832	4795463	20125163
1983	-	-	-	-	-	3034528	1176000	528826	406832	5146126	5146126
1984	16402000	-	-	-	18482000	3372114	1282000	586949	406832	5653895	24135895
1985	-	-	-	-	-	3740240	1282000	650298	406832	6085370	6085370
1986	-	-	-	-	-	3740240	1282000	650298	406832	6085370	6085370
1987	-	-	-	-	-	3740240	1282000	650298	406832	6085370	6085370
1988	-	-	-	-	-	3740240	1282000	650298	406832	6085370	6085370
1989	18482000	-	-	-	18482000	3740240	1282000	650298	406832	6085370	24567370
1990	1510000	-	-	-	1510000	3740240	1282000	650298	406832	6085370	7595370
1991	-	-	-	-	-	3740240	1282000	650298	406832	6085370	6085370
1992	-	-	-	-	-	3740240	1282000	650298	406832	6085370	6085370
1993	27723000	-	-	-	27723000	3740240	1282000	650298	406832	6085370	33308370
1994	1439200	-	-	-	1439200	3740240	1282000	650298	406832	6085370	7524570
1995	-	-	-	-	-	3740240	1282000	650298	406832	6085370	6085370
1996	-	-	-	-	-	3740240	1282000	650298	406832	6085370	6085370
1997	15300700	-	-	-	15300700	3740240	1282000	650298	406832	6085370	21386070
1998	-	-	-	-	-	3740240	1282000	650298	406832	6085370	6085370
1999	13482000	-	-	-	18482000	3740240	1282000	650298	406832	6085370	24567370
2000	-	-	-	-	-	3740240	1282000	650298	406832	6085370	6085370
2001	-	-	-	-	-	3740240	1282000	650298	406832	6085370	6085370
2002	-	-	-	-	-	3740240	1282000	650298	406832	6085370	6085370
2003	-	-	-	-	-	3740240	1282000	650298	406832	6085370	6085370
2004	-	-	-	-	-	3740240	1282000	650298	406832	6085370	6085370
2005	-24258590	-	-1878756	-428498	-26565834	3740240	1282000	650298	406832	6085370	-20480464
						10720448	4112000	1773392	11919619	17261210	351006432

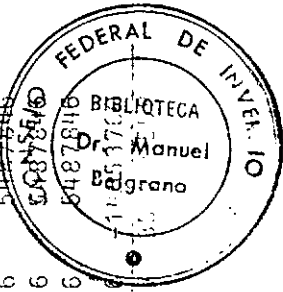
EVALUACION DE ALTERNATIVAS DE EQUIPAMIENTO - COSTOS ALTERNATIVA V

Año	Costos de Inversión					Costos de Explotación					Total de Costos (11)
	Ampliación Centrales (1)	Retiro Centrales (2)	Líneas de Transmis. (3)	Instac. Transf. (4)	Total (5)	Combust. y Lubric. (6)	Personal (7)	Materiales (8)	Conserv. (9)	Total (10)	
1975	23554600	-	68000000	589450	30944050	1464807	2016000	256865	73895	3811567	347555617
1976	15100000	402667	-	70650	14767983	2035272	2016000	357350	74601	4483223	19251206
1977	-	-	33280000	1816400	35086400	2258522	2016000	396870	425565	5096957	40193357
1978	42037500	7400047	-	818800	35446353	1792316	1400000	314730	433753	3946799	39393152
1979	302000	-	-	-20350	281650	1981976	1456000	346840	433550	4219366	45000016
1980	-	-	-	1410500	1410500	2182242	1456000	381875	447655	4467772	5878272
1981	-	-	-	295100	295100	2405978	1456000	420979	450606	4733563	5028663
1982	755000	-	-	-85000	670000	2651410	1512000	463879	449756	5077045	5747045
1983	18482000	-	-	-	18482000	2922356	1624000	511238	449756	5507350	23989350
1984	218950	-	-	-	218950	3230210	1624000	565019	449756	5868985	6087935
1985	-	-	-	-	-	3564082	1624000	623363	449756	6261201	6261201
1986	-	-	-	-	-	3564082	1624000	623363	449756	6261201	6261201
1987	-	-	-	-	-	3564082	1624000	623363	449756	6261201	6261201
1988	-	-	-	-	-	3564082	1624000	623363	449756	6261201	6261201
1989	-	-	-	-	-	3564082	1624000	623363	449756	6261201	6261201
1990	19237000	-	-	-	19237000	3564082	1624000	623363	449756	6261201	25498201
1991	-	-	-	-	-	3564082	1624000	623363	449756	6261201	6261201
1992	-	-	-	-	-	3564082	1624000	623363	449756	6261201	6261201
1993	42037500	-	-	-	42037500	3564082	1624000	623363	449756	6261201	48298701
1994	302000	-	-	-	302000	3564082	1624000	623363	449756	6261201	6563201
1995	755000	-	-	-	755000	3564082	1624000	623363	449756	6261201	7016201
1996	-	-	-	-	-	3564082	1624000	623363	449756	6261201	6261201
1997	-	-	-	-	-	3564082	1624000	623363	449756	6261201	6261201
1998	10482000	-	-	-	10482000	3564082	1624000	623363	449756	6261201	6261201
1999	218950	-	-	-	218950	3564082	1624000	623363	449756	6261201	16743201
2000	-	-	-	-	-	3564082	1624000	623363	449756	6261201	6261201
2001	-	-	-	-	-	3564082	1624000	623363	449756	6261201	6261201
2002	-	-	-	-	-	3564082	1624000	623363	449756	6261201	6261201
2003	-	-	-	-	-	3564082	1624000	623363	449756	6261201	6261201
2004	-	-	-	-	-	3564082	1624000	623363	449756	6261201	6261201
TOTAL	-	-	-2218667	-476985	-17157022	3564082	1624000	623363	449756	6261201	-10995921
TOTAL	-	-	67732933	416075	165819424	97796814	17696000	17696000	13138769	17798194	299125292

Elaborado por el personal técnico

EVALUACION DE ALTERNATIVAS DE EQUIPAMIENTO - COSTOS ALTERNATIVA VI

Año	Costos de Inversión				Costos de Explotación				Total de Costos (11)		
	Rep. Central (1)	Rep. Central (2)	Línea de Transm. (3)	Estac. Transf. (4)	Total (5)	Combust. y lubric. (6)	Personal (7)	Materiales (8)		Conserv. (9)	Total (10)
1975	23723700	-	6900000	589450	31113150	1464807	2016000	256865	73895	3811567	34924717
1976	15100000	885633	3200000	220750	17039917	2035272	2016000	357350	108102	4516724	22156641
1977	-	593933	3590000	1769240	37155307	2237846	1786000	394025	425594	4853465	42009772
1978	43504500	7730127	-	556800	54404173	1759720	784000	309140	491182	3344042	37748215
1979	-	-	-	23530	23530	1938356	784000	340522	491416	354296	3577826
1980	-	-	-	1317950	1317950	2133864	784000	374868	504597	3797329	5115279
1981	-	-	-	295100	295100	2350920	784000	413010	507548	4055538	4350638
1982	18482000	-	-	-70000	18412000	2539408	896000	454896	506848	4447152	22259152
1983	-	-	-	-	-	2952700	896000	501150	500948	4756698	4755698
1984	-	-	-	-	-	3150624	896000	553488	506848	5106960	5106960
1985	-	-	-	-	-	3474596	896000	610402	506848	5487846	5487846
1986	-	-	-	-	-	3474596	896000	610402	506848	5487846	5487846
1987	-	-	-	-	-	3474596	896000	610402	506848	5487846	5487846
1988	-	-	-	-	-	3474596	896000	610402	506848	5487846	5487846
1989	18482000	-	-	-	18482000	3474596	896000	610402	506848	5487846	23969846
1990	-	-	-	-	-	3474596	896000	610402	506848	5487846	5487846
1991	-	-	-	-	-	3474596	896000	610402	506848	5487846	5487846
1992	-	-	-	-	-	3474596	896000	610402	506848	5487846	5487846
1993	41504500	-	-	-	41584500	3474596	896000	610402	506848	5487846	47072346
1994	-	-	-	-	-	3474596	896000	610402	506848	5487846	5487846
1995	-	-	-	-	-	3474596	896000	610402	506848	5487846	5487846
1996	-	-	-	-	-	3474596	896000	610402	506848	5487846	5487846
1997	17482000	-	-	-	18482000	3474596	896000	610402	506848	5487846	23969846
1998	-	-	-	-	-	3474596	896000	610402	506848	5487846	5487846
1999	-	-	-	-	-	3474596	896000	610402	506848	5487846	5487846
2000	-	-	-	-	-	3474596	896000	610402	506848	5487846	5487846
2001	-	-	-	-	-	3474596	896000	610402	506848	5487846	5487846
2002	-	-	-	-	-	3474596	896000	610402	506848	5487846	5487846
2003	-	-	-	-	-	3474596	896000	610402	506848	5487846	5487846
2004	-	-	-	-	-	3474596	896000	610402	506848	5487846	5487846
2005	-	-	-	-	-	3474596	896000	610402	506848	5487846	5487846
2006	-	-	-	-	-	3474596	896000	610402	506848	5487846	5487846
2007	-	-	-	-	-	3474596	896000	610402	506848	5487846	5487846
2008	-	-	-	-	-	3474596	896000	610402	506848	5487846	5487846
2009	-	-	-	-	-	3474596	896000	610402	506848	5487846	5487846
2010	-	-	-	-	-	3474596	896000	610402	506848	5487846	5487846
2011	-	-	-	-	-	3474596	896000	610402	506848	5487846	5487846
2012	-	-	-	-	-	3474596	896000	610402	506848	5487846	5487846
2013	-	-	-	-	-	3474596	896000	610402	506848	5487846	5487846
2014	-	-	-	-	-	3474596	896000	610402	506848	5487846	5487846
2015	-	-	-	-	-	3474596	896000	610402	506848	5487846	5487846
2016	-	-	-	-	-	3474596	896000	610402	506848	5487846	5487846
2017	-	-	-	-	-	3474596	896000	610402	506848	5487846	5487846
2018	-	-	-	-	-	3474596	896000	610402	506848	5487846	5487846
2019	-	-	-	-	-	3474596	896000	610402	506848	5487846	5487846
2020	-	-	-	-	-	3474596	896000	610402	506848	5487846	5487846
2021	-	-	-	-	-	3474596	896000	610402	506848	5487846	5487846
2022	-	-	-	-	-	3474596	896000	610402	506848	5487846	5487846
2023	-	-	-	-	-	3474596	896000	610402	506848	5487846	5487846
2024	-	-	-	-	-	3474596	896000	610402	506848	5487846	5487846
2025	-	-	-	-	-	3474596	896000	610402	506848	5487846	5487846
2026	-	-	-	-	-	3474596	896000	610402	506848	5487846	5487846
2027	-	-	-	-	-	3474596	896000	610402	506848	5487846	5487846
2028	-	-	-	-	-	3474596	896000	610402	506848	5487846	5487846
2029	-	-	-	-	-	3474596	896000	610402	506848	5487846	5487846
2030	-	-	-	-	-	3474596	896000	610402	506848	5487846	5487846



ANEXO AL CAPITULO 6

CAPITULO 6' : JUSTIFICACION DE LA INTERCONEXION
BANDERA - TOMAS YOUNG

ANEXO AL CAPITULO 6

6'. JUSTIFICACION DE LA INTERCONEXION BANDERA-TOMAS YOUNG

6'.1. Introducción

En el Capítulo 5., al plantearse las posibles soluciones técnicas de abastecimiento eléctrico de la zona en estudio, se partió de la situación existente, descripta en el Capítulo 3.

Asimismo, se agregaron algunas consideraciones que limitaban la cantidad de alternativas a analizar.

En el apartado 5.4., párrafo 4, se hizo alusión a la decisión de la D.E.P.S.E. de realizar la interconexión Bandera-Los Juríes mediante la construcción de la línea Bandera-Tomás Young en el año 1975, fundada en el grado de obsolescencia de la central Los Juríes.

Este punto de partida determinó que en el planteo de las distintas alternativas de abastecimiento del Capítulo 5. y su selección, efectuada en el Capítulo 6., se dejara de analizar la factibilidad de la interconexión que configuró el subsistema Bandera I.

Con posterioridad a la elaboración del estudio nos impusimos de la necesidad de realizar ese aspecto del análisis; por ello, en el presente ANEXO se trata de justificar la factibilidad económica de esta interconexión.

Para ello se tomará en cuenta la existencia de la localidad de Sanavirones, ubicada aproximadamente a mitad de camino entre Bandera y Tomás Young, sobre la traza de la línea proyectada.

Las dos alternativas a contrastar son:

I) Subsistema Bandera cabecera, transmitiendo a Guardia Escolta, Pozo Dulce y Fortín Inca.

Subsistema Los Juríes cabecera, transmitiendo a Gral. Lamadrid y Tomás Young.

Sanavirones aislado.

II) Subsistema Bandera I, cabecera en Bandera, abasteciendo a todas las localidades comprendidas en I); se levanta la generación en Los Juríes e interconecta mediante la construcción de la línea de A.T. Bandera-Tomás Young, abasteciéndose en ruta a Sanavirones.

6'.2. Metodología

Planteadas las dos alternativas definidas en el apartado anterior, se estudian sus respectivos programas de equipamiento, tanto de las centrales como del sistema de transmisión, adoptando las mismas condiciones de seguridad y calidad de servicio que sirvieron de pautas en el estudio general.

Los programas de equipamiento de las centrales se definen desarrollando sendos balances de potencia a lo largo del período de estudio, incorporando y/o retirando unidades de generación de manera tal que quede cubierta la demanda del mercado en cada año con la potencia firme necesaria, definida como la resultante de restar a la potencia efectiva total instalada la reserva técnica necesaria.

Las hipótesis de operación de las centrales se realizan con un despacho anual de energía en la que se procura utilizar las máquinas más económicas con el mayor número de horas de utilización dentro del límite adoptado de 5.000 horas.

Definidos los respectivos programas de equipamiento e hipótesis de operación, se obtendrán los costos en inversiones y explotación, que descontados a las tasas adecuadas permitirán obtener los costos totales actualizados de cada alternativa.

Si los costos totales actualizados de la alternativa II) resultan menores que los de la alternativa I), quedará demostrada la factibilidad económica de la interconexión y justificada la decisión de la D.E.P.S.E.

6'.3. Criterios Básicos para el Equipamiento y la Operación

Serán los mismos que se definieron en 5.3.1., 5.3.2. y 5.2.3.

6'.4. Programas de Equipamiento

En los Cuadros 6'.4. N°1 al 3, y 5.5. N° 5 se desarrollan los balances de potencia y programas de incorporaciones y retiros de las centrales Bandera 0, Sanavirones, Los Juríes y Bandera I, respectivamente. Respecto de este último, se destaca que su equipamiento no cambia por la incorporación de Sanavirones.

La caída de tensión en la línea ya se analizó en el Cuadro 5.5. N° 11, de donde surge que el tramo Bandera-Tomás Young deberá construirse para 33 KV, pero con la advertencia de que podrá funcionar en 13,2 KV hasta 1981. Si la proyección de la demanda calculada resultara excesivamente optimista, la tensión de 13,2 KV podrá utilizarse hasta el final del período. El conductor tendrá una sección de 35 mm².

Los transformadores a incorporarse surgen del Cuadro 6'.4. N° 4 mientras que el de Sanavirones será de 50 KVA, 33/0,4 KV.

6'.5. Hipótesis de Operación

En los Cuadros 6'.5. N° 1 al 3 se elaboran las hipótesis de operación de cada una de las centrales de la alternativa I).

El Cuadro 6'.5. N° 4 presenta la correspondiente a Bandera I incrementada con la demanda de Sanavirones, lo que constituye el despacho de energía correspondiente a la alternativa II).

La demanda de Sanavirones se obtuvo adicionando a la demanda vegetativa, Cuadro 4.2. N° 18, la posible demanda rural estimada en la siguiente forma:

Zona de influencia: 17 Km. (la mitad de la distancia entre Bandera y Tomás Young)

Coeficiente de electrificación: 1,5 KW/Km. (ver Cuadro 4.2. N°40)

Demanda de potencia: 17 Km. x 1,5 KW/Km. = aprox. 26 KW

Se mantienen las consideraciones del apartado 5.7.-

6'.6. Selección de Alternativas

6'.6.1. Metodología y criterios básicos

La metodología y los criterios básicos empleados para la selección de la alternativa mas económica de abastecimiento a Los Juríes, es similar a la utilizada en el Capítulo 6. Esto es, se realiza la selección de la variante que insuma los menores costos totales actualizados.

La información económica básica es la presentada en el punto 6.2. del capítulo correspondiente.

6'.6.2. Elaboración de los cuadros de flujos de costos de inversión y explotación de las alternativas de equipamiento

Los cuadros 6'.6. N° 1 al 5 presentan las series de costos de inversión y explotación para las dos alternativas definidas, en el período de análisis 1975/2005. La elaboración de estos cuadros se realizó de manera similar a lo expuesto en el punto 6.1.3.

6'.6.3. Selección de la alternativa óptima

Las series de costos elaboradas en el punto anterior fueron actualizadas a las tasas del 4%, 6% y 8% anual, fundamentándose esta elección en los conceptos vertidos en el punto 6.1.2.d.

Los resultados obtenidos son los siguientes:

a. Tasa de actualización: 4% anual.

	Costos de inversión	Costos de explotación	Costos totales
Alternativa I	12.047.598	28.516.581	40.564.179
Alternativa II	20.059.956	16.412.754	36.472.710

b. Tasa de actualización: 6% anual.

	Costos de inversión	Costos de explotación	Costos totales
Alternativa I	10.558.026	22.742.522	33.300.548
Alternativa II	18.339.302	13.010.441	31.349.743

c. Tasa de actualización: 8% anual.

	Costos de inversión	Costos de explotación	Costos totales
Alternativa I	9.408.640	18.652.781	28.061.421
Alternativa II	17.004.741	10.105.953	27.110.694

Los resultados que se obtuvieron permiten afirmar que la Alternativa II, esto es, Subsistema Bandera I cabecera en Bandera, abasteciendo a Los Juríes, Tomás Young, Gral. Lamadrid y Sanavirones mediante la construcción de la línea Bandera-Tomás Young, es la alternativa más económica.

Cabe destacar que los cálculos fueron realizados considerando que la línea de transmisión es de 33 KV; sin embargo, como ya se afirmó en el punto 6'.4, la proyección de la demanda de energía para este subsistema permitiría transmitir en 13.2 KV hasta 1981. Si los cálculos hubieran sido elaborados considerando una línea de 13,2 KV, las economías de la interconexión aumentarían sustancialmente en los resultados obtenidos.-

FINANZA DE FORTALECIMIENTO Y EQUIPAMIENTO

SISTEMA BANDERA O
SUBSISTEMA GENERAL

Cuadro 6'.4 No 1

	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985
Saldo	300	440	440	640	640	640	640	640	800	800	800
Incorporaciones	1 x 200	-	1 x 200	-	-	-	-	2 x 200	-	-	-
Retiros	60	-	-	-	-	-	-	2 x 120	-	-	-
Pot. Efectiva Total	440	440	640	640	640	640	640	800	800	800	800
Reserva	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200
Fortalecimiento	240	240	440	440	440	440	440	600	600	600	600
Reserva	199	218	288	316	346	378	415	452	498	545	601
Saldo	41	22	152	124	94	62	25	148	102	55	-1

El presente cuadro está expresado en M\$

PROGRAMA DE INCORPORACIONES : 1975 - 1 x 200
1977 - 1 x 200

PROGRAMA DE RETIROS : 1975 - 1 x 60
1978 - 2 x 120

PLAN DE INICIATIVA Y EQUIPAMIENTO

SISTEMA
DE SISTEMAS

SANAVIHOENS

Cuadro 6.4 N° 2

	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985
1975	-	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80
Incorporaciones	2 x 40	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Retiros	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Saldo al 31/12/75	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80
Saldo al 31/12/76	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40
Saldo al 31/12/77	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40
Saldo al 31/12/78	29.5	29.8	30.2	30.6	31.1	31.5	32.1	32.7	33.2	33.9	34.8
Saldo al 31/12/79	10.5	10.2	9.8	9.4	8.9	8.5	7.9	7.3	6.8	6.1	5.2

La retención será especificada en RM

PROGRAMA DE INCORPORACIONES: 1975 - 2 x 40

PROGRAMA DE RETIROS : -

PLAN DE EFICIENCIA Y EQUIPAMIENTO

1980

Cuadro 6.4 N° 3

Año	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985
Presupuesto	170	370	370	370	370	370	370	520	520	520	520
Incorporaciones	2 x 100	-	-	-	-	-	1 x 200	-	-	-	-
Retiros	-	-	-	-	-	-	50	-	-	-	-
Por. Efectivo Total	370	370	370	370	370	370	520	520	520	520	520
Programa	120	120	120	120	120	120	200	200	200	200	200
Transferencias	250	250	250	250	250	250	320	320	320	320	320
Reserva	140	152	164	178	201	217	234	253	274	297	322
Saldo	110	98	86	72	49	33	86	67	46	23	-2

Nota: La potencia será especificada en kW

PROGRAMA DE INICIACIONES: 1975 - 2 x 100 kW
1981 - 1 x 200 kW

PROGRAMA DE RETIROS: 1981 - 1 x 50 kW

EQUIPAMIENTO DE TRAFOS

AÑO	LOS JURIES	ORAL. LANADRID	TOMAS YOUNG	BANDERA I
1975	0,4/13,2;-1x100 13,2/0,4 ; 1x200	-	13,2/0,4;-1x30 13,2/0,4;-1x16 13,2/0,4; 1x100	0,4/13,2;-1x50 0,4/13,2; 1x100
1976	-	-	-	-
1977	-	-	-	33/13,2; -1x500 33/13,2; 1x1000
1978	-	-	-	-
1979	-	-	-	-
1980	-	-	-	33/13,2; 1x600
1981	13,2/0,4; 1x100	-	33,0/13,2; 1x500 13,2/0,4 ; 1x63	-
1982	-	-	-	-
1983	-	-	-	-
1984	-	-	-	-
1985	-	-	-	-

HIPOTESIS DE OPERACION:

SISTEMA
SUSISTEMA BANDERA O
CENTRAL

Cuadro 6'5 Nº 1

Concepto	Unidad	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985
Demanda propia	MWh	453	618	667	923	1.008	1.098	1.196	1.303	1.420	1.559	1.704	1.862
Demanda externa + pérdidas	MWh	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Demanda total	MWh	453	618	667	923	1.008	1.098	1.196	1.308	1.420	1.559	1.704	1.862
Potencia efectiva rango	KW	180	120	120	240	240	240	240	240	240	240	240	240
Utilización	h	2.517	-	-	96	240	825	1.234	1.700	-	-	-	-
Generación rango	MWh	453	-	-	23	108	193	296	408	-	-	-	-
Potencia efectiva rango	KW	-	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200
Utilización	h	-	3.090	3.335	4.500	4.500	4.500	4.500	4.500	2.367	2.599	2.840	3.104
Generación rango	MWh	-	618	667	900	900	900	900	900	1.420	1.559	1.704	1.862
Potencia efectiva rango	KW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Utilización	h	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Generación rango	MWh	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

120 120 120 200 200 200 200 200 200 200 200 200 200 200

HIPOTESIS DE OPERACION

SISTEMA

SUBSISTEMA

CENTRAL LOS JURIES

Cuadro 6'5 No 3

Concepto	Unidad	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985
Demanda propia	MWh	131	141	152	164	178	201	217	234	253	274	297	322
Demanda externa + pérdidas	MWh	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Demanda total													
Potencia efectiva rango	KW	50	50	50	50	50	50	50	120	120	120	120	120
Utilización	h	2.620	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Generación rango	MWh	131	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Potencia efectiva rango	KW		200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200
Utilización	h		705	760	820	890	1.005	1.085	1.170	1.265	1.370	1.485	1.610
Generación rango	MWh		141	152	164	178	201	217	234	253	274	297	322
Potencia efectiva rango	KW												
Utilización	h												
Generación rango	MWh												

120 120 120 120 120 120 120 120 120 200 200 200 200 200

Reserva:

HIPOTESIS DE OPERACION

SISTEMA BANDERA I + SANAVIRONES
 SUBSISTEMA
 CENTRAL

Cuadro 6'5 N° 4

Concepto	Unidad	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985
Demanda propia	MWh		954	1.037	1.300	1.420	1.545	1.685	1.840	2.001	2.180	2.395	2.618
Demanda externa + pérdidas	MWh		54	54	55	56	57	58	59	60	61	63	64
Demanda total	MWh		1.008	1.091	1.355	1.476	1.602	1.743	1.899	2.061	2.241	2.458	2.682
Potencia efectiva rango I	KW		240	240	240	240	240	240	240	240	240	240	240
Utilización	h		-	-	-	525	1.050	-	-	-	-	-	-
Generación rango	MWh		-	-	-	126	252	-	-	-	-	-	-
Potencia efectiva rango II	KW		300	300	300	300	300	700	700	700	1.000	1.000	1.000
Utilización	h		3.360	3.637	4.517	4.500	4.500	2.490	2.713	2.944	2.241	2.458	2.682
Generación rango	MWh		1.008	1.091	1.355	1.350	1.350	1.743	1.899	2.061	2.241	2.458	2.682
Potencia efectiva rango III	KW												
Utilización	h												
Generación rango	MWh												
Proyección			300	300	300	300	300	300	300	300	400	400	400

Costos de la Alternativa I - BANDERA O

AÑO	Costos de Inversión		Costos de Explotación			Total	COSTO ANUAL
	Ampliación de Central	Total	Combustibles Lubrificantes	Personal	Materiales y Varios		
1975	1.439.200	1.439.200	101.970	392.000	18.540	512.510	1.951.710
1976			110.055	392.000	20.010	522.065	922.000
1977	1.439.200	1.439.200	158.022	448.000	28.495	634.517	2.073.710
1978			193.212	"	34.020	675.232	875.200
1979			230.472	"	39.870	718.342	948.300
1980			271.044	"	46.240	765.284	1.036.300
1981			317.412	"	53.520	818.932	1.133.300
1982	2.878.400	2.878.400	234.300	"	42.600	724.900	3.603.300
1983			257.235	"	46.770	752.005	752.000
1984			281.160	"	51.120	780.280	780.200
1985			307.230	"	55.860	811.090	811.000
1986			"	"	"	"	"
1987			"	"	"	"	"
1988			"	"	"	"	"
1989			"	"	"	"	"
1990	1.439.200	1.439.200	"	"	"	"	2.250.200
1991			"	"	"	"	811.000
1992	1.439.200	1.439.200	"	"	"	"	2.060.200
1993			"	"	"	"	811.000
1994			"	"	"	"	"
1995			"	"	"	"	"
1996			"	"	"	"	"
1997	2.878.400	2.878.400	"	"	"	"	3.669.400
1998			"	"	"	"	811.000
1999			"	"	"	"	"
2000			"	"	"	"	"
2001			"	"	"	"	"
2002			"	"	"	"	"
2003			"	"	"	"	"
2004			"	"	"	"	"
2005	-1.535.147	-1.535.147	307.230	448.000	55.860	811.090	-711.000

Total 9.973.453 9.973.453 8.606.712 13.776.000 1.554.245 23.936.957 33.110.000

Fuente: Elaboración propia.

Costos de la Alternativa I - LOS JURIES

AÑO	Costos de Inversión		Costos de Explotación				TOTAL COSTOS LOS JURIES
	Ampliación de Central	Total	Combustibles Lubricantes	Personal	Materiales y Varios	Total	
1975	1.439.200	1.439.200	23.265	392.000	4.230	419.495	1.858.695
1976			25.080	"	4.560	421.640	421.640
1977			27.060	"	4.920	423.980	423.980
1978			29.370	"	5.340	426.710	426.710
1979			33.165	"	6.030	431.195	431.195
1980			35.805	"	6.510	434.315	434.315
1981	1.439.200	1.439.200	38.610	448.000	7.020	493.630	1.932.830
1982			41.745	"	7.590	497.335	497.335
1983			45.210	"	8.220	501.430	501.430
1984			49.005	"	8.910	505.915	505.915
1985			53.130	"	9.660	510.790	510.790
1986			"	"	"	"	"
1987			"	"	"	"	"
1988			"	"	"	"	"
1989			"	"	"	"	"
1990	1.439.200	1.439.200	"	"	"	"	1.943.130
1991			"	"	"	"	510.790
1992			"	"	"	"	"
1993			"	"	"	"	"
1994			"	"	"	"	"
1995			"	"	"	"	"
1996	1.439.200	1.439.200	"	"	"	"	1.943.130
1997			"	"	"	"	510.790
1998			"	"	"	"	"
1999			"	"	"	"	"
2000			"	"	"	"	"
2001			"	"	"	"	"
2002			"	"	"	"	"
2003			"	"	"	"	"
2004			"	"	"	"	"
2005	-479.773	-479.773	53.130	448.000	9.660	510.790	510.790
Total	5.271.027	5.271.027	1.454.045	13.552.000	266.190	15.282.235	20.012.467

Fuente: Elaboración propia.

Costos de la Alternativa I - SAMAVIRONES

AÑO	Costos de Inversión		Costos de Explotación				COSTOS SAMAVI- RONES
	Ampliación de Central	Total	Combustibles Lubricantes	Personal	Materiales y Varios	Total	
1975	604.000	604.000	21,5	280.000	3,4	280.024,9	280.024,9
1976			21,7	280.000	3,4	280.025,1	280.025,1
1977			21,9	280.000	3,5	280.025,4	280.025,4
1978			22,3	280.000	3,5	280.025,8	280.025,8
1979			22,6	336.000	3,6	336.026,2	336.026,2
1980			22,9	336.000	3,6	336.026,5	336.026,5
1981			23,3	"	3,7	336.027,0	336.027,0
1982			23,8	"	3,8	336.027,6	336.027,6
1983			24,2	"	3,8	336.028,0	336.028,0
1984			24,2	"	3,8	336.028,0	336.028,0
1985			25,4	"	4,0	336.029,4	336.029,4
1986			"	"	"	"	"
1987			"	"	"	"	"
1988			"	"	"	"	"
1989			"	"	"	"	"
1990	604.000	604.000	"	"	"	"	604.000,0
1991			"	"	"	"	336.029,4
1992			"	"	"	"	"
1993			"	"	"	"	"
1994			"	"	"	"	"
1995			"	"	"	"	"
1996			"	"	"	"	"
1997			"	"	"	"	"
1998			"	"	"	"	"
1999			"	"	"	"	"
2000			"	"	"	"	"
2001			"	"	"	"	"
2002			"	"	"	"	"
2003			"	"	"	"	"
2004			"	"	"	"	"
2005	40.267	40.267	25,4	336.000	4,0	336.029,4	376.296,4
Total	1.248.267	1.248.267	762,0	10.192.000	120,0	10.192.832,0	11.439,0

Fuente: Elaboración propia

Costos de la Alternativa I - BANDERA 0, LOS JURIES, SANAVIrones

AÑO	Total Costos de Inversión	Total Costos de Explotación	TOTAL DE COSTOS
1975	3.482.400	1.212.029,9	4.694.429,9
1976		1.223.730,2	1.223.730,2
1977	1.439.200	1.338.522,4	2.777.722,4
1978		1.381.967,8	1.381.967,8
1979		1.485.563,2	1.485.563,2
1980		1.535.625,5	1.535.625,5
1981	1.439.200	1.648.589,0	3.087.789,0
1982	2.878.400	1.558.262,6	4.436.662,6
1983		1.589.463,0	1.589.463,0
1984		1.622.223,0	1.622.223,0
1985		1.657.909,4	1.657.909,4
1986		"	"
1987		"	"
1988		"	"
1989		"	"
1990	3.482.400	"	5.140.309,4
1991		"	1.657.909,4
1992	1.439.200	"	3.097.818,4
1993		"	1.657.909,4
1994		"	"
1995		"	"
1996	1.439.200	"	3.097.818,4
1997	2.878.400	"	4.536.727,4
1998		"	1.657.909,4
1999		"	"
2000		"	"
2001		"	"
2002		"	"
2003		"	"
2004		"	"
2005	-1.974.653	1.657.909,4	-316.743,6
Total	16.503.747	49.412.074,0	65.915.821,0

Fuente: Elaboración propia.

ALTERNATIVA II: BANDERA-SANAVIROTES-LOS JURIES INTERCONECTADOS - CABICERA BANDERA

Año	Costos de Inversión			Costos de Explotación				Total de Costos			
	Ampliac. Centrales	Retiros	Líneas de Transmis. Estac. Transf.	Total	Combust. y lubric.	Personal	Materiales y varios de líneas		Conserva. de líneas	Total	
1975	4317600		6400000	121180	10838780	166320	392000	30240	65212	653772	11492552
1976						180015	"	32730	65212	669957	669957
1977				125334	125334	223575	"	40650	60465	722690	848024
1978						275079	"	48720	60465	782264	782264
1979						327078	"	56880	66465	842423	842423
1980	2993400	120800		125000	2877600	287595	"	52290	67715	799600	3677200
1981				106900	140900	313335	"	56970	69184	831489	979329
1982						349065	"	61830	"	863079	863079
1983	2993400	60400			2939000	369765	"	67230	"	898179	3836179
1984						405570	"	73740	"	940494	940494
1985						442530	"	80460	"	984174	984174
1986						"	"	"	"	"	"
1987						"	"	"	"	"	"
1988						"	"	"	"	"	"
1989						"	"	"	"	"	"
1990	4317600				4317600	"	"	"	"	"	5301774
1991						"	"	"	"	"	984174
1992						"	"	"	"	"	"
1993						"	"	"	"	"	"
1994						"	"	"	"	"	"
1995	2993400				2998400	"	"	"	"	"	3982574
1996				1000000	1000000	"	"	"	79184	994174	1994174
1997						"	"	"	"	"	994174
1998	2993400				2992400	"	"	"	"	"	3992574
1999						"	"	"	"	"	994174
2000						"	"	"	"	"	994174
2001						"	"	"	"	"	994174
2002				800000	800000	"	"	"	"	"	"
2003						"	"	"	87184	1002174	1802174
2004						"	"	"	"	"	1002174
2005	-2531307		-1360000	-70214	-3961521	442530	392000	80460	72882	987872	-2973649
TOTAL	19997493	191200	6940000	448200	25079493	12181527	11760000	2210240	2244832	28397464	53476792

Elaborado por el Departamento de Estudios Económicos

CAPITULO 7 : EVALUACION ECONOMICA Y PROGRAMACION FINANCIERA
DE LA ALTERNATIVA SELECCIONADA.

7. EVALUACION ECONOMICA Y PROGRAMACION FINANCIERA DE LA ALTERNATIVA SELECCIONADA

7.1. Evaluación Económica

Una vez determinado el grado de integración óptima del sistema, definido en el capítulo anterior, la evaluación económica del mismo consiste en establecer si la ejecución del proyecto es o no conveniente desde el ángulo económico, y valorar con algún indicador adecuado su grado de conveniencia.

Para lograr este objetivo se comparan los costos actualizados del proyecto con los beneficios económicos resultantes de la ejecución del mismo. Se emplearon los mismos criterios básicos establecidos para el Capítulo "Selección de Alternativas".

7.1.1. Costos de la alternativa seleccionada

Los costos de la alternativa III han sido desarrollados en el capítulo precedente, de acuerdo a la metodología descrita en el punto 6.1. del mismo, y se encuentran reflejados en el Cuadro 6.1. N° 10. A los efectos de la evaluación económica no se efectuarán modificaciones a dicha serie de costos.

7.1.2. Beneficios atribuibles a la alternativa seleccionada

Desde un punto de vista estrictamente económico, corresponde adoptar como beneficios del proyecto a las erogaciones necesarias para poder proporcionar servicios similares a los del proyecto a través de la alternativa que se aplicaría en ausencia de éste último. La definición anterior hace necesaria la determinación de una solución que proporcione los mismos servicios que la solución seleccionada, adoptándose como alternativa de comparación a la que resultaría de la permanencia en servicio del equipamiento actualmente instalado, lo que arrojaría como valor neto o beneficio neto económico de la ejecución del proyecto a la diferencia

de costos económicos resultantes de la modificación de la actual estructura de generación en el área en estudio.

Debe puntualizarse, sin embargo, que los servicios a proporcionar por una y otra alternativa no son estrictamente equivalentes, dado que la alternativa seleccionada ofrece posibilidades de abastecimiento a poblaciones sin servicio y de electrificación rural ausentes en la actual situación de abastecimiento energético.

Definidos de esta manera los beneficios económicos de la aplicación de la alternativa seleccionada, los mismos se encuentran ya calculados en el capítulo anterior como los costos de la alternativa I, y su secuencia está expresada en el Cuadro 6.1. N° 8 del mismo capítulo.

7.1.3. Resultados de la evaluación económica

A partir de la definición de costos y beneficios del proyecto, se ha elaborado el Cuadro 7.1. N° 1, que expresa las secuencias de costos, beneficios y valores netos totales de la alternativa seleccionada.

Actualizando al año base 1975 las respectivas series monetarias, se arriba a los siguientes indicadores de evaluación económica:

Alternativa III: Resultados de la evaluación económica

(Cifras en pesos a precios de diciembre de 1974)

Tasa de actualización	Beneficios actualizados	Costos actualizados	Valor neto actualizado	Relación B. / C.
4 %	222.578.900	212.471.192	10.107.708	1,05
6 %	185.281.622	180.943.909	4.337.713	1,02
8 %	158.077.945	157.732.003	345.942	1,00

Tasa interna de retorno = 8,17 % anual.

Según se observa, el proyecto posee indicadores de evaluación económica satisfactorios. El ahorro generado por la modificación propuesta de generación en el área, descontado a las tasas del 4%, 6% y 8% anual, compensa con una rentabilidad adecuada los costos que implicaría, y la tasa del 8,17% que expresa la rentabilidad económica del proyecto, puede considerarse como altamente favorable. Por lo tanto, se estima que las conclusiones de la evaluación económica indican la conveniencia de la ejecución de la alternativa recomendada.

7.2. Programación Financiera de la Alternativa Seleccionada

En esta sección se desarrollará un estudio de la programación financiera propuesta para la operación de la alternativa seleccionada. El mismo comprenderá un análisis de las erogaciones e ingresos generados por el proyecto, de la probable estructura de su financiamiento, y culminará con la elaboración de un cuadro de origen y aplicación de fondos.

En todos los casos, el análisis se circunscribirá al período 1975-1985, para el cual está definida la alternativa de generación que satisface la demanda proyectada..

7.2.1. Costos del proyecto

Los costos de inversión y de explotación que implicarían las modificaciones propuestas de la actual estructura de abastecimiento energético, se han calculado en el capítulo precedente como costos de la alternativa III, y su serie se encuentra en el Cuadro 6.1. N° 10 del mismo.

7.2.2. Ingresos generados por la operación del proyecto

La operación del proyecto habrá de generar ingresos en concepto de venta de la energía generada.

La proyección de estos ingresos ha sido calculada en base a las proyecciones del consumo anual de energía y a las tarifas

vigentes en diciembre de 1974.

Como el cuadro tarifario se encuentra diferenciado por categorías de usuarios, se aplicó a las proyecciones de consumo de energía y de cantidad de usuarios, coeficientes de participación de cada categoría en el total, estimados en el Capítulo 4. de este estudio (ver Cuadro 7.2. N° 2). De esta manera, se arribó a la proyección por categorías del consumo de energía, de la cantidad de usuarios y del consumo medio anual por usuario, cuyos resultados se reflejan en el Cuadro 7.2. N° 3. A partir de dichas proyecciones, y del esquema tarifario (Cuadro 7.2. N° 4), se elaboró el Cuadro 7.2. N° 5, que muestra el total de ingresos generados por la operación del proyecto en el período 1975-1985..

7.2.3. Estructura del financiamiento (*)

De acuerdo a la proyección realizada precedentemente de los costos e ingresos que originará la ejecución y explotación del proyecto en estudio, se advierte que el mismo, durante el período considerado, no arrojará rentabilidad positiva manteniendo el cuadro tarifario vigente.

Tal como se ha señalado en el presente estudio, la prestación del servicio eléctrico en la zona, por motivos políticos y sociales, presenta características de fomento a áreas relativamente poco desarrolladas en el país, y cuyo nivel de ingresos está por debajo del nivel medio nacional.

En función de estas observaciones, el déficit que arrojaría la operación del proyecto, deberá ser solventado por fondos de origen nacional o provincial especialmente destinados a tal fin, y cuya aplicación se halla reglamentada en previsión de situaciones como la que presenta el proyecto en estudio:

(*) El presente punto ha sido elaborado en la suposición de que el servicio prestado por cooperativas eléctricas en varias localidades que integran el sistema en estudio, será asumido íntegramente por la Empresa Agua y Energía Eléctrica, en vistas de lo avanzado -a la fecha de redacción de este estudio- de las tratativas en este sentido entre ambas partes y los funcionarios de la provincia.

El F.E.D.E.I. (Fondo Especial para el Desarrollo Eléctrico del Interior) ha asignado a la provincia de Santiago del Estero el 5,33 % de su presupuesto de 1974 a distribuir entre las provincias en calidad de aportes sin reintegro. Se supondrá a este valor -aproximadamente \$ 16.000.000.- como constante en el período de análisis.

El Convenio suscripto entre la provincia de Santiago del Estero y la Empresa Agua y Energía Eléctrica el 5 de abril de 1971, por cual la primera otorga a la segunda la tenencia y uso de las instalaciones y demás bienes afectados al servicio eléctrico, establece:

"ARTICULO CUARTO: "LA EMPRESA" liquidará y abonará cada año a la "PROVINCIA" como participación de la misma en el resultado de la explotación de los servicios eléctricos que por efecto del artículo primero de este contrato "LA EMPRESA" toma a su cargo, la suma de los siguientes conceptos:

- a) la rentabilidad de la explotación correspondiente a las instalaciones cedidas, calculada conforme a las normas del Anexo "E" que forma parte del presente convenio; y
- b) el importe que anualmente corresponda a la depreciación de las instalaciones mencionadas, calculada conforme a las normas del Anexo "F" que también forma parte del presente convenio. "LA PROVINCIA" volcará estas sumas en el pago del pasivo registrado a la fecha de transferencia y una vez saldado éste, en obras y/u otras inversiones afectadas o destinadas a los servicios eléctricos que "LA EMPRESA" presta en la provincia de Santiago del Estero. A los efectos del cumplimiento de este artículo, cualquiera de las partes tendrá derecho a verificar la gestión de la otra parte. El importe así determinado, será abonado por "LA EMPRESA" a "LA PROVINCIA" en la proporción mensual correspondiente, del 1 (uno) al 10 (diez) mes vencido, previa deducción de los importes que "LA PROVINCIA" como así las distintas Municipalidades y Comunas Rurales del área de influencia de los ser-

vicios que se transfieren, adeudaran a "LA EMPRESA" por suministro de energía eléctrica y otros conceptos. Al finalizar cada ejercicio anual se ajustarán las sumas abonadas, conforme a la real rentabilidad obtenida y a las reales variaciones de los valores de reposición y actual."

Los costos de inversión que no alcancen a ser cubiertos por los aportes del F.E.D.E.I., deberán ser solventados por recursos provinciales. La provincia podrá recurrir a las sumas integradas por Agua y Energía Eléctrica en virtud de lo establecido en el artículo 4° del convenio vigente.

7.2.4. Cuadro financiero de origen y aplicación de fondos

En función de la estructura de financiamiento prevista en el punto precedente, se ha elaborado el Cuadro 7.2. N° 6, de origen y aplicación de fondos. En el mismo se han tomado como aplicaciones los costos de inversión y de explotación calculados en el capítulo precedente, los requerimientos de capital circulante y las amortizaciones del capital fijo.

Los requerimientos de capital circulante han sido calculados como el 50 % de los costos de explotación en el primer año, y en los dos años posteriores como el 50 % de sus incrementos. A partir de 1978 disminuirían los costos de explotación, por lo que se ha considerado que no serán necesarios nuevos aportes de capital circulante.

Las amortizaciones se han calculado linealmente sobre las instalaciones existentes afectadas actualmente al servicio, y sobre las inversiones en ampliaciones o renovación de máquinas y equipos, teniendo en cuenta su período de vida útil.

Los aportes de capital que exigirá la ejecución y operación del proyecto se han distribuido de la siguiente manera:

Agua y Energía Eléctrica se hará cargo anualmente de la diferencia -negativa a lo largo de todo el período de análisis- entre los ingresos de explotación y los costos de explotación más las amortizaciones que deberá abonar a la provincia. Adicionalmente, afrontará los requerimientos de capital circulante.

Los recursos disponibles por el F.E.D.E.I. se han considerado como una cifra constante a lo largo de todo el período de análisis, y equivalentes a la suma aportada en el año 1974, o sea aproximadamente \$ 16.000.000. Debe advertirse que sólo en 1975 y 1978 el proyecto requerirá la totalidad de los aportes disponibles para la provincia.

La provincia de Santiago del Estero deberá desembolsar en los años 1975 y 1978 el excedente de los costos de inversión que no alcanzaría a ser cubierto por los aportes del F.E.D.E.I. En 1975 deberá apelar al tesoro provincial, pero en 1978 podrá recurrir al fondo integrado por Agua y Energía Eléctrica, compuesto por las amortizaciones acumuladas hasta la fecha. A partir de 1979, la provincia no efectuará desembolsos durante el período de análisis. El fondo de amortizaciones podrá ser destinado a inversiones en otros proyectos energéticos, o conservarse hasta la renovación de los equipos incorporados, la que se producirá a partir de 1990.

A título ejemplificativo, se realizó otro cuadro de origen y aplicación de fondos (Cuadro 7.2. N° 6 bis), en el que se considera al sistema como una única unidad administrativa durante su explotación. En el mismo no se consideran las amortizaciones, ya que las mismas son transferencias financieras entre Agua y Energía Eléctrica y la provincia de Santiago del Estero. De esta manera, el proyecto generaría a partir de 1978 un superávit financiero de explotación, creciente hasta 1985, que sumaría a esa fecha la suma de \$ 18.715.181.-

Beneficios, costos y valores netos de la alternativa seleccionada
 (Cifras en pesos a precios de diciembre de 1974)

Años	Beneficios	Costos	Valor neto
1975	33.508.612	34.511.471	- 1.002.859
1976	5.704.683	8.479.246	- 2.774.563
1977	4.682.041	16.938.617	- 12.256.576
1978	31.941.466	33.699.271	- 1.757.805
1979	5.281.787	3.776.443	1.505.344
1980	8.056.441	4.538.705	3.517.736
1981	8.313.374	7.350.575	962.799
1982	20.268.304	18.535.765	1.732.539
1983	8.732.362	4.899.670	3.832.692
1984	6.530.664	10.724.853	- 4.194.189
1985	6.745.000	5.643.328	1.101.672
1986	6.745.000	5.643.328	1.101.672
1987	7.047.000	5.643.328	1.403.672
1988	6.745.000	5.643.328	1.101.672
1989	6.745.000	5.643.328	1.101.672
1990	30.299.600	24.125.328	6.174.272
1991	8.255.000	5.643.328	2.611.672
1992	6.745.000	5.643.328	1.101.672
1993	48.782.500	39.123.128	9.659.372
1994	7.047.000	5.643.328	1.403.672
1995	9.623.400	5.643.328	3.980.072
1996	9.623.400	8.521.728	1.101.672
1997	25.982.000	19.504.828	6.477.172
1998	9.623.400	5.643.328	3.980.072
1999	6.963.950	12.839.328	- 5.875.378
2000	6.745.000	5.643.328	1.101.672
2001	6.745.000	5.643.328	1.101.672
2002	7.047.000	5.643.328	1.403.672
2003	6.745.000	5.643.328	1.101.672
2004	6.745.000	5.643.328	1.101.672
2005	- 15.065.163	- 14.195.814	- 869.349
Total	348.953.821	318.023.062	30.930.759

Fuente: cuadros 6.1 N°3 y 10 del capítulo "Selección de alternativas"

Cuadro 7.2 N° 2

Estructura sectorial del consumo energético en el área en estudio en 1971.

Categoría	Consumo de energía (MWh)	Participación en el consumo total (%)	Participación en el número de usuarios(%)
Residencial	1.388	49,0	65,0
Comercial	623	22,0	20,0
Industrial	179	6,3	10,0
Varios (*)	643	22,7	5,0
Total	2.833	100,0	100,0

(*) Comprende alumbrado público, oficial, escuelas, municipalidades, etc.

Proyección del consumo de energía, de la cantidad de usuarios y del consumo medio por usuario por categorías.

Concepto	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985
<u>Categoría Residencial</u>											
Consumo de energía (MWh)	3.030	4.239	4.669	5.136	5.651	6.215	6.842	7.530	8.291	9.145	10.077
Cantidad de usuarios	2.869	2.986	3.108	3.239	3.377	3.318	3.671	3.828	3.993	4.172	4.358
Consumo por usuario (KWh)	1.056	1.420	1.502	1.586	1.673	1.873	1.864	1.967	2.076	2.192	2.312
<u>Categoría Comercial</u>											
Consumo de energía (MWh)	1.360	1.903	2.096	2.306	2.537	2.790	3.072	3.381	3.722	4.106	4.524
Cantidad de usuarios	883	919	956	997	1.039	1.082	1.130	1.178	1.228	1.284	1.341
Consumo por usuario (KWh)	1.540	2.071	2.192	2.313	2.442	2.579	2.719	2.870	3.031	3.198	3.374
<u>Categoría Industrial</u>											
Consumo de energía (MWh)	390	545	600	660	727	799	880	968	1.066	1.176	1.296
Cantidad de usuarios	441	459	478	498	520	541	565	589	614	642	670
Consumo por usuario (KWh)	884	1.187	1.255	1.325	1.398	1.477	1.558	1.643	1.736	1.832	1.934
<u>Categoría Varios</u>											
Consumo de energía (MWh)	1.403	1.964	2.163	2.379	2.617	2.880	3.170	3.489	3.841	4.236	4.668
Cantidad de usuarios	221	230	239	249	260	271	282	294	307	321	335
Consumo por usuario (KWh)	6.348	8.539	9.050	9.554	10.065	10.627	11.241	11.867	12.511	13.196	13.934
<u>Total</u>											
Consumo de energía (MWh)	6.183	8.651	9.528	10.481	11.532	12.684	13.964	15.368	16.920	18.663	20.565
Cantidad de usuarios	4.414	4.594	4.781	4.983	5.196	5.412	5.648	5.889	6.142	6.419	6.704
Consumo por usuario (KWh)	1.401	1.883	1.993	2.103	2.219	2.344	2.472	2.610	2.755	2.907	3.068

Tarifas mensuales vigentes en el área en estudio entre el 1° de abril de 1974 y el 31 de enero de 1975, sin impuestos ni recargos

Categoría	Precio básico (\$/kWh)
- <u>Residencial</u>	
Cuota fija (\$/suministro)	2,2770
Primeros 60 kWh	0,1725
Siguientes 40 kWh	0,2806
Excedente de 100 kWh	0,3174
- <u>Comercial</u>	
Cuota fija (\$/suministro)	25,3690
Primeros 4.000 kWh	0,6831
Excedente	0,5566
- <u>Industrial</u>	
Cuota fija (\$/suministro)	25,3690
Primeros 4.000 kWh	0,4554
Excedente	0,3300
- <u>Varios</u>	
Cuota fija (\$/suministro)	26,9905
Todo el consumo	0,5670

Fuente: Agua y Energía Eléctrica, Divisional Santiago del Estero

Proyección de ingresos por venta de energía

(Cifras en pesos a precios de diciembre de 1974)

Años	Residencial	Comercial	Industrial	Varios	Total
1975	705.217	1.197.826	311.859	867.080	3.081.982
1976	1.063.140	1.579.708	387.925	1.188.082	4.218.855
1977	1.187.471	1.722.811	418.757	1.303.830	4.632.869
1978	1.323.878	1.878.744	452.169	1.429.541	5.084.332
1979	1.473.534	2.049.326	489.379	1.568.049	5.580.288
1980	1.658.417	2.235.240	530.939	1.720.733	6.145.329
1981	1.824.367	2.442.487	575.238	1.888.726	6.730.818
1982	2.027.538	2.668.177	620.135	2.073.485	7.389.335
1983	2.253.076	2.916.336	672.375	2.277.280	8.119.067
1984	2.507.684	3.195.695	730.993	2.505.779	8.940.151
1985	2.785.472	3.498.582	794.165	2.755.258	9.833.477
Total	18.809.794	25.384.932	5.983.934	19.577.843	69.756.503

Elaboración propia sobre datos de los Cuadros 7.2 N° 3 y 4 del presente capítulo.

ORIGEN Y APLICACION DE FONDOS DE LA ALTERNATIVA SELECCIONADA

(Cifras en pesos a precios de diciembre de 1974)

	1975	1976	1977	1978	1979	1980
I.						
Aplicación de fondos						
I.1.	30.883.650	4.049.917	12.348.067	30.115.953	-20.350	503.100
Costos de inversión						
I.2.	1.813.911	400.754	80.610			
Requisimiento de cap. circulante						
I.3.	3.627.821	4.420.329	4.590.550	3.583.318	3.796.793	4.035.605
Costos de explotación						
I.4.	1.559.369	1.685.138	2.080.942	4.070.046	4.069.368	4.086.138
Amortizaciones (*)						
I.5.	37.884.751	10.565.138	19.100.169	37.769.317	7.845.811	8.624.843
Total de aplicaciones						
II.						
Origen de fondos						
II.1.						
Aportes de capital						
II.1.1.	16.000.000	4.049.917	12.348.067	16.000.000		503.100
F.E.D.E.I.						
II.1.2.						
Recursos provinciales						
II.1.2.1.	14.883.650			4.720.458	-20.350	
Tesoro provincial						
II.1.2.2.				9.395.495		
Amortizaciones acumuladas (*)						
II.1.3.	3.919.119	2.296.366	2.119.233	2.569.032	2.285.873	1.976.414
Agua y Energía Eléctrica						
II.2.	3.081.982	4.218.855	4.532.869	5.084.332	5.580.288	6.145.329
Ingresos de explotación						
II.3.	37.884.751	10.565.138	19.100.169	37.769.317	7.845.811	8.624.843
Total de orígenes						

(*) El importe de las amortizaciones es abonado anualmente por Agua y Energía Eléctrica a la provincia.

1981	1982	1983	1984	1985	Total
3,051,700	13,350,900		5,468,960		100,351,897
					2,295,275
4,298,875	4,584,865	4,899,670	5,255,893	5,643,329	48,746,047
4,096,568	5,023,648	4,363,248	5,207,045	5,146,645	41,988,155
21,447,143	23,559,413	9,862,918	15,931,898	10,789,973	193,381,374
3,051,700	13,350,900		5,468,960		71,372,644
					19,583,758
					9,395,495
1,658,625	2,212,178	1,743,851	1,522,707	956,496	23,272,974
6,730,518	7,399,335	8,119,067	8,940,151	9,833,477	69,756,503
21,447,143	23,559,413	9,862,918	15,931,898	10,789,973	193,381,374

ORIGEN Y APLICACION DE FONDOS DE LA ALTERNATIVA SELECCIONADA

(Cifras en pesos a precios de diciembre de 1974)

	1975	1976	1977	1978	1979	1980
I. Aplicación de fondos						
I.1. Costos de inversión	30.883.650	4.049.917	12.348.067	30.115.953	-20.350	503.100
I.2. Reaquisición de cap. circulante	1.813.911	400.754	80.610			
I.3. Costos de explotación	3.627.821	4.429.329	4.590.550	3.583.318	3.796.793	4.035.605
I.4. Total de aplicaciones	36.325.382	8.880.000	17.019.227	33.699.271	3.776.443	4.538.705
II. Origen de fondos						
II.1. Aportes de capital						
II.1.1. F.P.D.E.I.	16.000.000	4.049.917	12.348.067	16.000.000		503.100
II.1.2. Proveniencia de S. del Externo	14.883.650			14.115.953	-20.350	
II.2. Ingresos de explotación	3.081.982	4.218.855	4.632.869	5.084.332	5.580.288	6.145.329
II.3. Total de orígenes	33.965.632	8.268.772	16.980.936	35.200.285	5.559.938	6.648.429
Superávit de explotación						
- anual	-2.359.750	-611.228	-88.291	1.501.014	1.783.495	2.109.724
- acumulado	-2.359.750	-2.970.978	-3.009.269	-1.508.255	275.240	2.384.964

F.P.D.E.I.: Elaboración propia.

1991	1992	1993	1994	1995	Total
3,051,700	13,950,900		5,468,960		100,351,897
					2,295,275
4,298,875	4,584,865	4,899,670	5,255,893	5,643,328	48,746,047
7,350,575	18,535,765	4,899,670	10,724,853	5,643,328	151,393,219
3,051,700	13,950,900		5,468,960		71,372,644
					28,979,253
6,730,818	7,389,335	8,119,067	8,940,151	9,833,477	69,756,503
3,762,518	21,340,235	8,119,067	14,409,111	9,833,477	170,108,400
2,431,943	2,804,470	3,219,397	3,684,258	4,190,149	18,715,181
4,810,907	7,621,377	10,800,774	14,525,032	18,715,181	18,715,181

ANEXO AL CAPITULO 7

CAPITULO 7' : DETERMINACION DE LA TARIFA DE EQUILIBRIO

ANEXO AL CAPITULO 7

7'. DETERMINACION DE LA TARIFA DE EQUILIBRIO

Como surge del análisis del Capítulo "Evaluación económica y programación financiera de la alternativa seleccionada", la ejecución de la misma producirá efectos económicamente favorables sobre la estructura de abastecimiento eléctrico del área en estudio, cuya cuantificación se ha considerado equivalente a la diferencia entre los costos necesarios para mantener la actual situación de generación y transmisión, y los costos necesarios para implementar la alternativa seleccionada.

Sin embargo, desde el punto de vista financiero, el proyecto se prevé como deficitario -al igual que la actual situación-, dado que los ingresos esperados por la venta de energía generada no alcanzarían a cubrir los costos de explotación y de inversión del sistema. Esta situación desfavorable obedece a que en el área en estudio se aplican tarifas eléctricas de fomento, como un medio para estimular su desarrollo económico y en función del bajo nivel general de ingresos de sus pobladores.

En consecuencia, el objetivo de este apéndice es determinar la tarifa cuya aplicación, manteniendo constantes las proyecciones de demanda energética, igualaría los flujos de costos e ingresos del proyecto durante el período analizado. La misma se calculó para los casos de rentabilidad nula, y de tasas de rentabilidad del 4 %, 6 % y 8 % anual.

El período de análisis se extiende entre 1975 y 2005, manteniéndose como constantes a partir de 1985 los volúmenes de generación anual de energía, empleado en el cálculo de los costos de explotación, y de venta anual de energía con el que se calculan los ingresos.

El planteo consiste en igualar los valores actualizados de las series de costos e ingresos, empleando las tasas de recuperación del capital del 0, 4, 6, y 8 % que expresan la rentabilidad sobre los costos totales del proyecto.

El valor de los costos actualizados surge de la siguiente ecuación:

$$CTA = \sum_{t=0}^n Ct \frac{1}{(1+r)^t} \quad (1)$$

donde:

CTA: costos totales actualizados

t : año en consideración = 0, 1,,30

Ct : costos totales del año t

r : tasa de rentabilidad anual

Los ingresos totales actualizados surgen de la siguiente fórmula:

$$ITA = \sum_{t=0}^n It \frac{1}{(1+r)^t} \quad (2)$$

donde:

ITA: ingresos totales actualizados

It : ingresos del año t

Los ingresos del año t son el producto de la energía vendida y de la tarifa aplicada (T):

$$It = Et \times T \quad (3)$$

Reemplazando (3) en (2) :

$$ITA = \sum_{t=0}^n Et \times T \frac{1}{(1+r)^t} \quad (4)$$

La tarifa es un valor constante, por lo tanto:

$$ITA = T \times \sum_{t=0}^n Et \frac{1}{(1+r)^t} \quad (5)$$

Igualando CTA (1) y ITA (5) :

$$\sum_{t=0}^n C_t \frac{1}{(1+r)^t} = T \times \sum_{t=0}^n E_t \frac{1}{(1+r)^t} \quad (6)$$

Despejando T :

$$T = \frac{\sum_{t=0}^n C_t \frac{1}{(1+r)^t}}{\sum_{t=0}^n E_t \frac{1}{(1+r)^t}} \quad (7)$$

Donde T es la tarifa media de equilibrio.

Para el cálculo de T de acuerdo a (7) se empleó la serie de costos totales elaborada en el Capítulo "Selección de alternativas", que se encuentra en el Cuadro 6.1. N° 10 del mismo. En dicha serie no se computan las amortizaciones, por cuanto se incluyen los costos de reposición y los valores residuales cuando corresponden. Tampoco se computan los requerimientos de capital circulante, dado que los mismos se recuperan al finalizar el período de explotación.

Como valores de la energía vendida se empleó la serie total del Cuadro 7.2. N° 3 del presente capítulo, manteniendo constante en el período 1995-2005 el valor de 20.565 MWh.

Actualizando las respectivas series, se lograron los siguientes resultados:

Tasa de actualización %	Costos actualizados (\$ diciembre 1974)	$\sum_{t=0}^n E_t \frac{1}{(1+r)^t}$ (MWh)
0	318.023.062	555.839
4	212.471.192	303.803
6	180.943.909	217.161
8	157.732.003	187.084

Con los valores precedentes se calcularon las tarifas medias de equilibrio, que resultaron 0,5721 \$/Kwh para la rentabilidad nula; 0,6994 \$/Kwh para el 4 %; 0,8332 para el 6 % y 0,8431 \$/Kwh para el 8 % de rentabilidad anual.

Para efectuar la desagregación por categorías, se asignaron a cada sector los costos proporcionales a su participación en la facturación prevista en el período analizado. Para obtener estos coeficientes se recurrió al Cuadro 7.2. N° 5, el que se proyectó hasta 2005 manteniendo los valores de 1985. Se calcularon los porcentajes para la sumatoria 1975-2005. La participación de cada categoría en el consumo es la que surge del Cuadro 7.2. N° 2. Con estos coeficientes se calcularon las tarifas medias de equilibrio desagregadas:

Tarifas de equilibrio por categorías (\$/Kwh)

Tasa de rentab.	Residencial	Comercial	Industrial	Varios	Media
0 %	0,3269	0,9310	0,7447	0,7057	0,5721
4 %	0,3996	1,1381	0,9103	0,8627	0,6994
6 %	0,4761	1,3559	1,0845	1,0278	0,8332
8 %	0,4818	1,3719	1,0974	1,0400	0,8431

Debe aclararse que los valores obtenidos engloban la cuota fija que se aplica por la prestación del servicio y la demanda total, con la estructura proyectada que es la original en el año 1971.

La superioridad de la tarifa industrial sobre la de varios, obedece a la fuerte participación que tiene en la facturación de la primera la cuota fija mensual, lo que hace que el costo final por Kwh sea mayor para ella que para varios, que está compuesta de pocos usuarios con elevados consumos medios.

CAPITULO 8 : CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

8. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Los criterios y la metodología utilizados en el presente estudio llevan a justificar el proyecto que se recomienda como óptimo para satisfacer la demanda de abastecimiento eléctrico de la zona Centro-Este de la provincia, definida como la zona de influencia de las localidades de Añatuya y Bandera.

El proyecto recomendado es el que fue definido como la Alternativa III, consistente en mantener dos centrales de generación, llamadas respectivamente Añatuya I y Bandera II. Ambas funcionarán como cabeceiras de sendos sub-sistemas que abarcan todas las localidades de la zona en estudio. Su visualización se ilustra en el Esquema 5.5. N° 3 y el correspondiente programa de equipamiento de las centrales, líneas de transmisión y estaciones transformadoras se encuentra detallado cronológicamente en el punto 5.6.

La Alternativa III resultó seleccionada de un conjunto de seis alternativas técnicas de abastecimiento susceptibles de brindar servicios equivalentes. El procedimiento utilizado consistió en comparar los costos totales actualizados, de inversión y explotación, de las seis alternativas, pero como queda suficientemente explicado en el punto 6.4., se tuvieron en especial consideración para la selección, elementos de juicio cualitativos y conceptuales que reflejaran lo más ajustadamente posible los beneficios sociales y económicos en la región, producidos por la implementación del proyecto.

La evaluación económica de la alternativa seleccionada ofrece, asimismo, relaciones Beneficio-Costo superiores a la unidad, como queda demostrado en el punto 7.1.3., y una tasa interna de retorno igual a 8,7 % anual, lo que refleja una rentabilidad económica altamente favorable.

La factibilidad económica de la interconexión entre Bandera y Los Juríes, mediante la construcción del tramo Bandera-Tomás Young, que a

plenamente justificada en el Anexo al Capítulo 6, con idéntica metodología.

El estudio se completó con un análisis de erogaciones e ingresos generados por el proyecto, la probable estructura de su financiamiento y la elaboración de un cuadro de origen y aplicación de fondos. De este análisis surgen los aportes que el Tesoro de la Provincia deberá efectuar oportunamente como complemento de los del F.E.D.E.I.

La ejecución del proyecto aconsejado en el presente estudio producirá efectos económicamente favorables sobre la estructura del abastecimiento eléctrico de la zona estudiada, pese a que desde el punto de vista financiero resulte deficitario como consecuencia de los bajos ingresos que reportaría la venta de energía a las tarifas de fomento vigentes al momento del estudio en la zona.

El cálculo de la tarifa de equilibrio, definida como la que igualaría los flujos de costos e ingresos del proyecto durante el período analizado (ver el Anexo al Capítulo 7) permite apreciar que sus valores medios y desagregados por categorías de usuarios resultan comparativamente razonables.-

Resulta interesante destacar que la alternativa de interconexión total con generación en Añatuya (Alternativa VI) no resulta factible dentro del período del análisis, pero en la hipótesis de alimentación de esa localidad desde una fuente externa, como podría ser el sistema NOA, la interconexión eléctrica entre Añatuya y Bandera resulta factible en grado creciente desde antes del año 1980.-

A N E X O

ANÁLISIS DE LA FACTIBILIDAD DE LA INTERCONEXIÓN ACTIVA - BANDERA EN LA CONFIGURACIÓN DE LA ALTERNATIVA VI DENTRO DEL PERÍODO DE EXPANSIÓN

En el parágrafo 5.5, se desarrollaron los programas de equipamiento en centrales, líneas de alta tensión y estaciones transformadoras de las seis alternativas de configuración del servicio en la zona, (Ver Esquemas 5.5, N° 1 al N° 6) eléctricamente homogéneas.

De las seis alternativas definidas, sólo tres plantean la posibilidad de interconectar las localidades de Añatuya y Bandera, aunque su factibilidad quedó descartada con las evaluaciones del Capítulo 6. (Alternativas IV, V y VI).

Sin embargo, quedó por analizar la influencia que podría tener en aquellas alternativas la postergación del año de la interconexión, considerando que ésta se formuló en los programas de equipamiento para el año 1955, cuando la demanda de energía no había alcanzado aún todo el crecimiento proyectado para el período de expansión (hasta 1975).

Podría ocurrir que, en función de los rendimientos crecientes a escala en la generación con cabecera en Añatuya, algún nivel de demanda igualara los costos totales de las alternativas de generación local en Bandera II con los interconectados (cabecera en Añatuya IV).

Dado que el máximo nivel de demanda para la alternativa de interconexión se produciría con la configuración de la Alternativa VI - la que también quedó planteada como cabecera de todas las localidades que pertenecen al subsistema definido como Añatuya I - se eligió ésta para el análisis.

La metodología a seguirse en este estudio se explica en

el curso de su aplicación concreta:

Se comienza por establecer la comparación de los "costos anuales" de las alternativas de ampliación de la generación en el subsistema Bandera II o de alimentación por interconexión con Añatuya en tensiones que, como ya se vió, serían de 56 KV.

Esta comparación se efectuará para dos cortes: 1980 y 1985.

Para que la interconexión resulte conveniente, los costos anuales totales de la alternativa de generación local deben ser mayores que los de la alternativa de abastecimiento por medio de la interconexión.

Para una formalización de los costos anuales totales de ambas alternativas llamaremos I a los de la alternativa de generación local y II a los de la interconectada, de donde si $I > II$ resultará conveniente la interconexión.

A continuación pasamos a detallar los conceptos que integran ambos costos al mismo tiempo que se ejecuta su cálculo numérico.

Corte año 1980

I) Costos anuales totales de generación local en localidad receptora (L^R)

- (1) Costo de capital de la potencia instalada en los años de corte 1980 (Pi 80) ó 1985 (Pi 85) menos la potencia instalada en 1975 y 1980 respectivamente.

Dicha potencia se calculó en los cuadros de la tabla 1.1.1. La potencia correspondientes a las respectivas centrales.

A la inversión proveniente de la información económica básica del parágrafo 6.2.1. se le debe aplicar el factor de recuperación del capital (FRC) para un período de 15 años y una tasa de descuento del 10%.

Para el caso de Bandera II sería:

$$P_i 80 = (1.520 - 300) \text{ KM} = 1.220 \text{ KM}$$

$$1220 \text{ KM} \times 7.196 \text{ \$/KM}^* \times 0.102963 = \$ 903.925$$

* Rango II

(2) Costos fijos anuales de generación en LR

$$\text{Personal: 3 agentes } 56.000 \text{ \$/ag.} = \text{ \$ } 448.000$$

$$\text{Materiales y varios } 0.030 \text{ \$/KWh} \times 2.931.000 \text{ KWh} = \text{ \$ } 87.930$$

(3) Costos variables anuales de generación en LR

$$0.165 \text{ \$/KWh} \times 2.931.000 \text{ KWh} = \text{ \$ } 483.615$$

$$I = (1) + (2) + (3) = \boxed{\text{ \$ } 1.923.470}$$

II) Costos anuales totales mediante interconexión

(4) Costos de capital de la potencia incremental en la localidad proveedora (LP) para atender la demanda de la LR.

Esta potencia es igual a la calculada en (1) pero su costo unitario corresponderá al rango a instalarse en la LP

$$P \text{ incremental LP} = 1.220 \text{ KM}$$

$$1220 \text{ KM} \times 9.241 \text{ \$/KM}^* \times 0.102963 = \$ 1.150.936$$

* Rango III

(5) Costos anuales de capital de la línea de interconexión cuyos parámetros son: 66 KV; 74 Km; 70 mm²

La inversión emergente se anualiza con el FPC para 20 años y una tasa de descuento del 6%

$$74 \text{ Km} \times 220.000 \text{ \$/Km} \times 0.072349 = \$ 1.179.820$$

(6) Costos anuales de capital de las estaciones transformadoras de el voltaje y rebaje

La potencia de los transformadores resultará de aplicar el

cos φ 0.8 y de considerar su utilización al 90%. Como en todos los casos la potencia firme se dimensionó en exceso sobre la carga máxima, se calculará sólo con el primer factor.

Los costos de los transformadores y de los otros elementos de las ET surgen de 6.2.1.3. El FRC será igual que en (5)

$$\text{Pot. est. transf. LR y LP} = \frac{1220 \text{ KW}}{0.8} = 1500 \text{ KVA (aprox.)}$$

$$2 (250.000 + 49.400) \$ \times 0.072649 = \$ 44.955$$

(7) Costos anuales fijos de operación y mantenimiento del sistema de transmisión

Se estiman en el 1% de la inversión original

$$0.01 (23.680.000 + 616.800) \$ = \$ 242.988$$

(8) Costos fijos anuales incrementales en LP

No existen

(9) Costos variables anuales de generación en LP

Incluyen los gastos de combustibles y lubricantes incurridos en la central proveedora (LP) para el abastecimiento de la LP.

Serán iguales al costo unitario de generación en el grupo correspondiente por la energía demandada en LP más un 5% por pérdidas de transmisión.

$$0.166 \$/\text{KWh} \times 2.931.000 \text{ KWh} \times 1.05 = \$ 455.477$$

(10) Valor residual de la potencia instalada en LR

Se tomará la potencia total en cada año de corte y sus valores se disminuirán deduciendo la depreciación de cada grupo.

El valor residual deberá analizarse con el FRC que se tomará igual que en (1) en base a la hipótesis de que los grupos generados se trasladarán a otras centrales donde resulten necesarios.

El coeficiente que calcula el valor residual total es el

culó mediante ponderación de la depreciación lineal aplicada a cada máquina según su año de origen.

$$0.68 \times 1.520 \text{ KW} \times 7.196 \text{ \$/KW} \times 0.102063 = \$ 765.017$$

$$\text{II} = (4) + (5) + (6) + (7) + (8) + (9) - (10) = \boxed{\$ 2.097.737}$$

$$\therefore \text{I} < \text{II}$$

y la interconexión Añatuya-Bandera, con la configuración de la alternativa VI, no resulta económicamente factible.

La relación $\frac{\text{I}}{\text{II}} = 0.673$ resulta francamente inferior a la unidad, valor que representa para esta relación el punto de indiferencia o de igualación de los costos anuales de las alternativas de generación local o de interconexión.

Corte año 1965

I)

(1) $(2.200 - 1.520) \text{ KW} \times 7.196 \text{ \$/KW} \times 0.102063 =$	\$ 485.021
(2) $(3 \text{ op.} \times 56.000 \text{ \$/op.}) + (0.030 \text{ \$/KWh} \times 1.607.000 \text{ KWh}) =$	\$ 1.017.000
(3) $0.105 \text{ \$/KWh} \times 1.607.000 \text{ KWh} =$	<u>170.735</u>
I =	\$ 1.072.756

II)

(4) $(2.200 - 1.600) \text{ KW} \times 8.201 \text{ \$/KW} \times 0.102063 =$	\$ 147.000
(5) Id. corte 1960 =	\$ 1.730.000
(6) $(100 \text{ KW}); 2(110.000 + 10.000)^2 \times 0.072010 =$	\$ 137.000
(7) $0.01 (23.000.000 + 123.000)^2 =$	\$ 23.000
(8) $(2 \text{ op.} \times 50.000 \text{ \$/op.}) + (0.025 \text{ \$/KWh} \times 1.607.000 \text{ KWh} \times 1.05) =$	\$ 807.000
(9) $0.100 \text{ \$/KWh} \times 1.607.000 \times 1.05 =$	\$ 1.717.000
(10) $0.70 \times 2.200 \text{ KW} \times 7.196 \text{ \$/KW} \times 0.102063 =$	<u>\$-1.010.000</u>
II =	\$ 2.070.000

$$\therefore \text{I} < \text{II}$$

y la interconexión Añatuya-Bandera, con la configuración de la Alternativa VI, no resulta económicamente factible.

La relación $\frac{I}{II} = 0.780$ mejora respecto de la anterior pero aún dista mucho de la unidad.

De esta manera queda descartada la factibilidad económica de la interconexión Añatuya-Bandera dentro del período de nuestro análisis.

ANALISIS DE LA FACTIBILIDAD DE LA INTERCONEXION AÑATUYA-BANDERA
EN EL SUPUESTO DE QUE AÑATUYA SEA ABASTECIDA MEDIANTE
ALIMENTACION DESDE EL SISTEMA NACIONAL N.O.A.

En el análisis anterior, al formalizarse los costos anuales totales de la alternativa de abastecimiento al subsistema Bandera II mediante transmisión desde Añatuya, se incluyeron las inversiones en ampliación de potencia en ésta, necesarias para cubrir la demanda del subsistema receptor de energía.

En este capítulo se analiza la factibilidad de la interconexión en la hipótesis de que Añatuya, a su vez, estuviere alimentada desde el sistema NOA. La oferta de potencia de este sistema es de tal magnitud, frente a la demanda de Bandera, que no requeriría ningún equipamiento incremental para satisfacerla.

Con lo expuesto, se eliminan los términos (4) y (8) del cálculo anterior, quedando formulada la expresión como sigue:

Corte año 1980

I)

(1) 1.220 KW x 7.196 \$/KW x 0.102963 =	\$ 903.925
(2) (8 ag. x 56.000 \$/ag.) + (0.030 \$/KWh x 2.931.000 KWh) =	\$ 535.930
(3) 0.165 \$/KWh x 2.931.000 KWh =	\$ <u>483.615</u>
Total I	\$ 1.923.470

II)

(4) No es necesario	- - -
(5) $74 \text{ Km} \times 320.000 \text{ \$/Km} \times 0.072649 =$	\$ 1.720.328
(6) $2 (260.000 + 49.400)\$ \times 0.072649 =$	\$ 44.955
(7) $0.01 (23.680.000 + 618.800)\$ +$	\$ 242.938
(8) No existen	- - -
(9) $0.148 \text{ \$/KWh} \times 2.931.000 \text{ KWh} \times 1.05 =$	\$ 455.477
Subtotal	\$ 2.463.748.
(10) $0.60 \times 1.520 \text{ KW} \times 7.196 \text{ \$/KW} \times 0.102953$	\$ - 765.817
Total II	\$ 1.697.931

y I > II

con lo que la interconexión resulta factible antes del año 1990