

CATALOGADO

371

ESTUDIO DE ALTERNATIVAS
DE ABASTECIMIENTO
ELECTRICO
PROVINCIA DE LA RIOJA

El presente estudio fue realizado por la firma consultora Franklin Consult S. C. A., interviniendo en los trabajos un equipo técnico constituido por los siguientes expertos: Ing. Daniel Abuaf, Ing. Arnoldo Fernández Balmaceda, Ing. Rafael A. Hasson, Ing. Domingo Pérez Martín, Ing. Marcos E. Seeber, Ing. Mario R. Teper, Lic. Daniel Vila e Ing. Isaac M. Zyngierman.

Tuvieron a su cargo la supervisión técnica del estudio:

Por el C. F. I. el Lic. Santiago Lebedinsky y el Ing. Héctor M. Palópoli.
Por la Provincia de La Rioja: el Ing. Luis Vázquez.

Jefe del Area de Proyectos de Infraestructura: Ing. Antonio T. Fernández.

Autoridades de la Provincia de La Rioja

Gobernador: Com. (R. E.) Julio Raúl Luchessi
Ministro de Economía: Dr. Anibal A. Lesner

Este estudio se realizó durante el año 1970. El mismo reúne aspectos de particular interés, por tratarse del primer estudio que se realiza en el país abarcando todo el territorio de una provincia, definiéndose los sistemas eléctricos locales y la conveniencia de su interconexión, hasta llegar a definir el sistema eléctrico provincial. Se contempla además la posibilidad de interconectar la provincia de La Rioja con el Sistema Interconectado del Noroeste de Agua y Energía Eléctrica y con el sistema interconectado de Córdoba.

Por otra parte resulta el primer instrumento de programación integral de las inversiones en el sector eléctrico de una provincia, dado que son contemplados los dos Entes que prestan el servicio en su territorio (Dirección Provincial de la Energía y Agua y Energía Eléctrica de la Nación).

El Consejo Federal de Inversiones es el único organismo creado mediante un tratado interprovincial suscripto por todos los estados argentinos y al que adhirieron también la Municipalidad de la ciudad de Buenos Aires y el Territorio Nacional de Tierra del Fuego e Islas del Atlántico Sur. Creado para prestar asistencia técnica a las provincias, es uno de los primeros organismos de planeamiento del sector público y actualmente integra el Sistema Nacional de Planeamiento y Acción para el Desarrollo.

La labor del Consejo Federal de Inversiones se desenvuelve en varios planes referidos a la promoción del desarrollo de las provincias y regiones, a través de líneas de estudio y acción operativa que son paralelas a los servicios que presta el Estado a la comunidad. Más de diez años de experiencia en estas tareas quedan evidenciadas, entre otras realizaciones, en una nutrida serie de publicaciones en torno a problemas concretos regionales, que han servido de elementos indispensables de decisión a las soluciones que posteriormente implementaron los poderes correspondientes.

AUTORIDADES DEL CONSEJO FEDERAL DE INVERSIONES

Secretario General
Lic. SANTIAGO E. J. GILOTAUX

Director de Asistencia Técnica
Ing. ESTEBAN STARNFELD

Director de Proyectos
Ing. JUAN ANTONIO VALEIRAS

La posición oficial del C. F. I. en las materias de su competencia se expresa a través de resoluciones o declaraciones de sus autoridades. En consecuencia, no debe atribuirse carácter de posición oficial del C. F. I. a opiniones expuestas en trabajos firmados.

Impreso en Argentina

Hecho el depósito que marca la ley 11.723

© 1972 CONSEJO FEDERAL DE INVERSIONES

Alsina 1401 Buenos Aires República Argentina

Se permite la reproducción parcial o total siempre que se mencione la fuente

COMI² EIO FEDERAL DE INVERSIONES

11964



ESTUDIO DE ALTERNATIVAS DE ABASTECIMIENTO ELECTRICO PROVINCIA DE LA RIOJA

RESUMEN GENERAL

SERIE TECNICA N° 14 ~ EDICION DEL C.F.I.

Buenos Aires

1972

I N D I C E

Capítulo I - INTRODUCCION

1.1. Objeto y Alcances del Estudio	3
1.2. Desarrollo del Estudio.....	4

Capítulo II - DESCRIPCION SUMARIA Y CARACTERISTICAS DE LA PROVINCIA

2.1. Características Geográficas.....	9
2.1.1. Aspectos políticos	9
2.1.2. Aspectos físicos.....	9
2.1.2.1. Características del clima	9
2.1.2.2. Características del relieve.....	9
2.2. Recursos energéticos.....	14
2.2.1. Recursos hidroenergéticos	14
2.2.2. Recursos y disponibilidad de combustibles fósiles.....	14
2.2.3. Abastecimiento de combustibles.....	14
2.3. Población	17
2.3.1. Evolución histórica de la población	17
2.3.2. Desagregación espacial de la población	17
2.3.3. Proyección de la población.....	25
2.4. Indicadores macroeconómicos	32
2.4.1. Producto bruto provincial.....	32
2.5. Programas previstos de desarrollo provincial.....	36
2.5.1. Plan de acción inmediata	36

Capítulo III - ESTUDIO DEL MERCADO ELECTRICO

3.1. Configuración del servicio eléctrico	41
3.1.1. Panorama actual.....	41
3.1.2. Entes prestatarios del servicio público.....	42
3.1.3. Delimitación zonal del servicio eléctrico	42
3.2. Descripción de las instalaciones del servicio público ...	50
3.2.1. Instalaciones de generación.....	50
3.2.2. Instalaciones de distribución	56
3.3. Características operativas del servicio público	79
3.3.1. Datos operativos de centrales	79
3.3.2. Datos operativos de líneas y estaciones trans- formadoras	85
3.3.3. Personal afectado al servicio	89
3.4. Evolución histórica de la demanda del servicio públi- co	92
3.4.1. Introducción	92
3.4.2. El abastecimiento eléctrico.....	92
3.4.3. El consumo de energía eléctrica	92
3.5. Proyección de la demanda eléctrica	117
3.5.1. Metodología	117
3.5.2. Proyección vegetativa del consumo de ener- gía eléctrica	119
3.5.3. Proyección vegetativa del abastecimiento e- léctrico.....	119
3.5.4. Proyección de demandas especiales	119
3.5.4.1. Riego de bombeo en colonias agrí- colas	119
3.5.4.2. Radicación industrial	145
3.5.5. Proyección de la demanda total.....	146
3.5.6. Integración de la demanda para alternativas interconectadas de equipamiento	152

Capítulo IV - ESTUDIO DEL EQUIPAMIENTO Y EVALUACION

4.1. Introducción	159
4.1.1. Metodología y criterios de equipamiento	159
4.1.2. Evaluación, metodología, criterios y supues- tos básicos	160
4.1.2.1. Análisis de la información econó- mica básica	162
4.1.2.1.1. Inversiones	162
4.1.2.1.2. Gastos de explotación	165
4.1.2.1.3. Tarifas de intercambio	172
4.2. Modelo de evaluación para alternativas de intercone- xión	174
4.2.1. Descripción	174
4.2.2. Cálculo del modelo y valores resultantes	180
4.3. Alternativas de equipamiento	192
4.3.1. Alternativas de equipamiento a nivel zonal	193
4.3.1.1. Zona Oeste	193
4.3.1.2. Zona de los Llanos	197
4.3.1.3. Zona Norte	217
4.3.1.4. Zona Chilecito	223
4.3.1.5. Zona Capital	231
4.3.2. Alternativas de equipamiento a nivel interzo- nal	232
4.3.2.1. Sistema de La Rioja - Chilecito. Variante diesel	236
4.3.2.2. Sistema La Rioja - Chilecito. Va- riante vapor	238
4.3.2.3. Sistema interconectado La Rioja- Chilecito. Sistema norte	247
4.3.2.4. Sistema interconectado La Rioja- Chilecito. Sistema Norte - Siste- ma Chamical	253

4.3.3.	Alternativas de equipamiento a nivel interprovincial.....	259
4.3.3.1.	Sistema Interprovincial La Rioja - Noroeste Argentino (Sistema Interconectado La Rioja-Chilecito - Sistema Norte con Sistema Interconectado Noroeste	260
4.3.3.2.	Sistema Interprovincial Chamental-Cruz del Eje.....	279
4.4.	Evaluación de Alternativas por Método del Valor Presente, flujo de inversiones y gastos. Cálculo de costos actualizados	300
4.4.1.	Descripción del método.....	300
4.4.2.	Secuencia de cálculo y resultados	301
4.5.	Análisis del abastecimiento de gas para la ciudad de La Rioja	337
4.5.1.	Introducción	337
4.5.2.	Consideraciones generales	337
4.5.3.	Disponibilidades de gas natural.....	340
4.5.4.	Demanda de gas	341
4.5.5.	Demanda regional	342
4.5.5.1.	Demanda doméstica	342
4.5.5.2.	Demanda del sector industrial	343
4.5.5.3.	Demanda de usinas	343
4.5.5.4.	Demanda total	343
4.5.6.	Posibilidad de atender el consumo de la ciudad de La Rioja	344
4.5.6.1.	Estimación de inversiones	344
4.5.6.2.	Estimación de los gastos de operación y mantenimiento	345
4.5.6.3.	Tarifas	345
4.5.6.4.	Estimación de los ingresos	346
4.5.6.5.	Cálculo de la relación Beneficio-Costo para el ramal	346

4.6. Plan de equipamiento propuesto. Resumen de presupuesto y programa de inversiones desagregados por entes prestatarios del servicio eléctrico	354
--	-----

Capítulo V - ESTUDIO ECONOMICO

5.1. Consideraciones generales	371
5.2. Resultados de explotación del año base	373
5.3. Análisis de los resultados de explotación	378
5.3.1. Estructura de los gastos de explotación	378
5.3.2. Ingresos de explotación. Precio medio del KWh	384
5.3.3. Diagramas de equilibrio.....	385
5.4. Activo fijo asignable al año base	390
5.5. Proyección de los resultados de explotación.....	396
5.5.1. Proyección de los ingresos de explotación.....	396
5.5.1.1. Proyección de los ingresos de explotación de la empresa Agua y Energía Eléctrica	396
5.5.1.2. Proyección de los ingresos de explotación de la Dirección Provincial de Energía	400
5.5.1.3. Ingresos totales del servicio eléctrico.....	401
5.5.2. Proyección de los gastos de explotación.....	401
5.5.2.1. Proyección de los gastos de explotación de la Empresa Agua y Energía Eléctrica	401
5.5.2.2. Proyección de los gastos de explotación de la Dirección Provincial de Energía	416
5.5.3. Flujo de ingresos netos	433
5.6. Proyección de la inversión inmovilizada	438

5.6.1. Proyección de la inversión inmovilizada de la Empresa Agua y Energía Eléctrica	438
5.6.2. Proyección de la inversión inmovilizada de la Dirección Provincial de Energía.....	438
5.7. Rentabilidad - Conclusiones	442

Capítulo VI - ESTUDIO FINANCIERO

6.1. Introducción	451
6.2. Análisis de las fuentes de financiamiento para obras eléctricas en la Provincia.....	455
6.3. Programa de inversiones a financiar	455
6.4. Determinación del financiamiento de las obras propuestas	455
6.4.1. Recursos propios	455
6.4.2. Recursos del F. E. D. E. I.	455
6.4.3. Recursos del F. I. T.	462
6.5. Cuadro de fuentes y usos de fondos.....	462
Indice de Cuadros	465
Indice de Planos	477

CAPITULO 1

INTRODUCCION

1.1.

OBJETO Y ALCANCES DEL ESTUDIO.

El estudio tiene como objetivo primordial seleccionar el abastecimiento eléctrico más conveniente para satisfacer la futura demanda de energía del conjunto del servicio público de la provincia de La Rioja.

Para ello se ha realizado el estudio del mercado eléctrico riojano, la evaluación técnico-económica de todas las posibilidades de equipamiento y finalmente la factibilidad económica y financiera de la alternativa seleccionada.

El equipamiento estudiado comprende las obras de generación y transmisión y la definición técnica de sus características principales.

Para variantes de equipamientos de La Rioja que incluyen la interconexión con otros sistemas, ha sido necesario analizar los sistemas interconectados Córdoba y Noroeste a fin de determinar sus disponibilidades existentes de potencia y energía y el costo de la misma.

El período abarcado por el estudio se extiende hasta el año 1980.

1.2. DESARROLLO DEL ESTUDIO.

El CAPITULO 2 "Descripción Sumaria y Características de la Provincia" incluye la descripción y análisis de los aspectos geográficos, económicos y demográficos de la Provincia vinculados al estudio eléctrico, y que constituyen el marco condicional para el desarrollo de ciertos aspectos específicos del mismo (demanda, recursos).

El "Estudio del Mercado Eléctrico" que constituye el CAPITULO 3 puede subdividirse en tres partes:

- Configuración, descripción y características operativas de las instalaciones del servicio eléctrico.
- Evolución histórica de la demanda eléctrica.
- Proyección de la demanda eléctrica.

La primera parte determina la capacidad, estado actual y características operativas de las diversas instalaciones y servicios eléctricos existentes en la provincia, a nivel de generación, transmisión y subtransmisión, fijando las condiciones de partida para la elaboración de los programas de equipamiento, incluyendo las obras en construcción y de ejecución decidida.

En la segunda parte se efectúa el análisis histórico de la demanda del servicio público y comprende todos los aspectos relativos al consumo, producción de energía eléctrica, determinación de las tendencias de crecimiento y obtención de todos los indicadores característicos del mercado.

La proyección de la demanda eléctrica, principal finalidad del capítulo consiste en determinar la evolución previsible de la demanda eléctrica hasta el año 1980.

Se elaboraron así las proyecciones de consumo, generación y carga máxima de cada una de las centrales y sistemas eléctricos definidos.

En el CAPITULO 4 "Programas alternativos de equipamiento y evaluación" se definen todas las alternativas posibles de equipamiento para el abastecimiento de la futura demanda y se seleccionan las más convenientes teniendo en cuenta criterios de evaluación técnico-económicos y de otra índole.

Los programas de equipamiento comprenden los requerimientos de equipos e instalaciones a nivel de generación, transmisión, transformación y subtransmisión de las distintas alternativas analizadas, fijando todos los datos necesarios y suficientes para la evaluación económica. Seleccionada la alternativa más conveniente y establecido el plan de equipamiento definitivo, se pasa al CAPITULO 5 "Estudio Económico". Consiste en la proyección de los resultados de explotación, los que incluyen la estimación de las cuentas de ingresos y gastos e ingresos netos resultantes, los que en relación a la inversión inmovilizada permiten obtener la rentabilidad anual del servicio eléctrico.

En el caso de La Rioja por tratarse de servicios deficitarios se obtiene la relación déficit/inversión inmovilizada.

El Estudio Económico se ha efectuado por separado para cada uno de los entes prestatarios: Agua y Energía Eléctrica y la Dirección Provincial de Energía y luego para el conjunto del servicio eléctrico.

Finalmente en el CAPITULO 6 se efectua el análisis del financiamiento de las obras correspondientes a la Dirección Provincial de Energía.

CAPITULO 2

DESCRIPCION SUMARIA
Y CARACTERISTICAS
DE LA PROVINCIA

2.1. CARACTERISTICAS GEOGRAFICAS.

2.1.1. Aspectos políticos.

El territorio de la provincia de La Rioja se encuentra dividido en 18 departamentos. Sin embargo, desde el punto de vista de la prestación de los servicios eléctricos la Provincia debe ser considerada como una unidad. En efecto, tanto la Dirección Provincial de Energía como el Distrito La Rioja de Agua y Energía Eléctrica, que son las dos empresas que proveen este servicio, actúan en forma centralizada.

2.1.2. Aspectos físicos.

2.1.2.1. Características del clima.

La provincia de La Rioja se encuentra ubicada dentro de la zona árida cordillerana.

Los principales datos desde el punto de vista de los proyectos eléctricos, para las cuatro estaciones meteorológicas de la Provincia, se resumen en el CUADRO 2.1.1. Puede verse allí que en Chilecito, en razón de su mayor elevación (1.170 m.), la presión atmosférica se reduce a 884,8 mb.

La temperatura media, alrededor de los 18°C, es muy uniforme en todo el territorio provincial y no presenta fuertes oscilaciones durante el año. Con excepción de la estación de Punta del Agua, situada a 2.600 m. de altura, donde existen marcadas temperaturas mínimas, con valores bajo cero durante casi todo el año, en las demás estaciones los valores de máxima y mínima y las oscilaciones a lo largo del año son muy similares. En éstas, las temperaturas máximas (entre 42° y 46°C) se mantienen con elevadas marcas, en ningún caso por debajo de los 25°C, en todo el año, en tanto que las temperaturas mínimas se presentan con mayor rigor entre Mayo y Agosto.

Los vientos son suaves a moderados. Salvo en Punta del Agua, la frecuencia media de días con heladas es reducida y está concentrada en los meses de Junio y Agosto. También son reducidos los días con tormentas eléctricas, más frecuentes durante la temporada estival.

2.1.2.2. Características del relieve.

a) Cordillera.

La Cordillera Occidental comienza en el cerro Gallina Muerta, situado en la intersección de la frontera internacional con

Estadísticas climatológicas.

Estación	La Rioja	Chilecito	Chepes	Punta del Agua
Presión atmosférica media al nivel de la estación.	961,4 mb	884,8	937,3	
Temperatura media	18,3 °C	17,0	18,3	10,8
Temperatura máxima absoluta.	45,8 °C	42,0	43,2	31,3
Temperatura mínima absoluta.	- 9,5 °C	- 9,0	- 7,1	- 17,1
Velocidad media del viento.	6 km/h	6	17	11
Frecuencia media de días con helada.	16,0	25,5	10,0	78,9
Frecuencia media de días con tormentas eléctricas.	14,8	17,2	19,7	1,6

FUENTE: SERVICIO METEOROLOGICO NACIONAL.

el límite entre La Rioja y Catamarca. Allí la orografía adquiere una topografía más definida y continua. El primer tramo llega hasta el cerro el Potro y tiene rumbo nor noreste - sud sudoeste con una elevación éste último de 5.830 m.

Los pasos se elevan sobre los 4.000 m. (Comecaballos 4.400 m; Pircas Negras 4.110 m.) Un camino que sale de Pucha Pucha en la confluencia de los ríos Salado y Blanco cruza por el paso de Comecaballos y desciende al lado chileno.

Como continuación de la Cordillera Occidental, la Cordillera Principal es una sucesión de cerros volcánicos generalmente inactivos que alcanzan alturas considerables mucha de las cuales pasan los 6.000 metros. El cerro Bonete es el mayor, con 6.872m. lo que representaría la mayor elevación en América después del Aconcagua. Esta cadena de volcanes forma primero la frontera internacional y luego el límite riojano - catamarqueño. En el punto de coincidencia de ambas fronteras, en el cerro Gallina Muerta, la cordillera se continúa directamente al sudoeste.

Al sur de la cadena de los cerros Bonete, Bolsón, Azufre etc. o sea en la parte más occidental de La Rioja hay una región de cuencas sin desagüe, relativamente elevadas. Esta área, en cuya parte central se encuentra la laguna La Brava, forma un relieve similar al de la Puna. Esta región desciende hacia las sierras de Jagüé y Umango por extensos niveles de pie - de-monte recortados por los ríos de la cuenca del Vinchina, al oeste de la quebrada de la Troya

b) Precordillera.

La precordillera comienza al norte a la altura de la pampa del Leoncito en las nacientes del río Troya, donde las fajas de rocas paleozoicas empiezan a insinuarse orográficamente al desaparecer el relleno volcánico que cubre la región de la laguna La Brava.

El primer elemento importante es la sierra de la Puni - lla. Este cordón tiene una línea de cumbres pareja, con alturas de unos 4.200 m. en la parte media y culminando en el cerro Bolsa (4.670 m.). Hacia el este se desprenden filos que mueren en el valle de Guandacol.

c) Sierras pampeanas.

La sierra de Velasco es una de las más importantes de las sierras pampeanas, tanto por su altura como por su extensión.

Teniendo como eje al meridiano 67°10' se extiende desde pocos kilómetros al norte del paralelo 30° hasta el río Colorado. El cuerpo principal tiene una longitud de 175 km. Desde el sur, la sierra se levanta gradualmente y al llegar a la latitud 29°30' se desprende una rama algo divergente con respecto al cuerpo principal que

se continua al norte. Poco al sur del paralelo 29° este último emite una derivación, esta vez del lado occidental, que corre casi paralela a la sierra principal. La primera derivación pasa a unos 10 km. al oeste de la ciudad de La Rioja. La segunda rama termina a unos 20 km. directamente al sur del cerro Negro.

El cuerpo principal de la sierra de Velasco describe un leve arco cóncavo hacia el este. Su línea de cumbres es regular, roma y sin abras que rompan su continuidad. La mayor altura es alcanzada en la parte media, con 4.000 m. descendiendo hacia el norte y sur. En la depresión que separa el cuerpo principal de la rama oriental están ubicados los pueblos de Aminga y Sañogasta.

El sistema de Famatina comprende de norte a sur la sierra de Narvárez (en Catamarca), el cerro Negro, la sierra de Famatina el Nevado de Famatina y las sierras de Sañogasta y Aicuña.

La sierra de Famatina comienza en el cerro Negro. El eje de esta sierra corre paralelo al meridiano 68° hasta la cumbre del Tocino, donde la línea de cumbres se desplaza hacia el este. Al sur se extienden las cumbres de los nevados y las alturas crecen rápidamente; el cerro Tocino 4.700 m; el Negro Occidental 6.100 m. y La Mejicana 6.250 m. lo que representa la mayor altura entre las sierras pampeanas.

En esta parte central la pendiente occidental es más empinada que la oriental y profundas quebradas surcan ambas laderas. El cordón de Nevados termina en la Quebrada de Cosme, donde comienza la sierra de Sañogasta. La altura de esta sierra disminuye hacia el sur.

A pocos kilómetros de su extremo norte está atravesada por una hendidura oblicua que es aprovechada por el camino carretero Chilecito - Villa Unión.

La sierra de Sañogasta de rumbo norte - sur, termina en serranías bajas.

La sierra de Umango, la más occidental de las sierras pampeanas, está situada al oeste del Nevado de Famatina, en la depresión de Villa Castelli y la Precordillera. Se extiende con rumbo norte entre la sierra de Jagüel y el valle del río de la Troya. Su ancho máximo es poco más que 20 km. Su altura máxima es de 4.300 m. pero en la parte sur alcanza 4.275 m.

La sierra de Maz (cerros de Villa Unión) está ubicada al sudeste del extremo austral de la de Umango. Su forma es la de un triángulo isósceles con el vértice al sur, su longitud es de 35 km. y el ancho (en la base del triángulo) de 21 km.

En el espacio encerrado entre los meridianos 66° y 67° y los paralelos 30° y 32° existe un grupo de sierras de altura moderada.

rada que se llaman sierras de los Llanos; Malanzán y Chepes al oeste.

La sierra de los Llanos comienza al norte en Punta de los Llanos y de allí se extiende ensanchándose, al sud sudeste.

La sierra de Malanzán se separa de la anterior, por la parte superior del río Anzulón. Al sur de este cordón continúa la sierra con el nombre de Chepes. Entre la sierra de Chepes y las serranías al oeste de Patquía se extiende una cadena de cerrillos.

La sierra de Ulapes es un cordón delgado que se extiende de norte a sur entre la línea férrea de Serrezuela a San Juan y el límite La Rioja - San Luis.

En las proximidades del límite entre La Rioja y San Juan comienza el sistema Valle Fértil-La Huerta que se extiende con rumbo sudeste y sud-sudeste cobrando altura y anchura hasta cerca del paralelo 31°.

2.2. RECURSOS ENERGETICOS.

2.2.1. Recursos Hidroenergéticos.

La Rioja es una provincia pobre en recursos hidroenergéticos. El CUADRO 2.2.I. resume esa situación. Los aprovechamientos posibles sólo alcanzan a 10.000 KW; de los cuales se aprovechan en la actualidad 1.088 KW.

2.2.2. Recursos y disponibilidad de combustibles fósiles.

Petróleo y gas natural: La provincia se encuentra fuera de las cuencas sedimentarias con probables existencias de hidrocarburos. Hasta el presente no se han verificado reservas petrolíferas ni gasíferas.

Combustibles sólidos minerales: Se ha verificado la existencia de carbón en la zona de los Tambillos. Según datos de Yacimientos Carboníferos Fiscales esas reservas son muy reducidas: 430 millones de toneladas (el 1 por mil de las reservas cubiertas de Río Turbio). Este yacimiento no se encuentra en explotación. No existen otros combustibles sólidos.

Uranio mineral: La Provincia posee el yacimiento de uranio mineral más importante de la zona oeste y el tercero del país, de los "razonablemente asegurados" a menor costo de elaboración (5-10 US\$ 1b U₃ O₈). Las reservas de este yacimiento, ubicado en Guadacol, son según las estimaciones de la Comisión Nacional de Energía Atómica realizadas en 1965, las siguientes:

1.000 ton. de U ₃ O ₈	"razonablemente aseguradas"
1.000 " "	"posible desarrollo inmediato"
4.500 " "	"potencialmente adicionales"
6.500 " "	en total.

2.2.3. Abastecimiento de combustibles.

La falta de fuentes propias de energía para generación de energía obliga a la Provincia a abastecerse del resto del país. Los valores de ese abastecimiento, por tipo de combustible, y su importancia relativa se consignan en el CUADRO 2.2.II.

Los combustibles intermedios y pesados proceden en general de la Destilería de Luján de Cuyo, en tanto que los livianos se obtienen del poliducto de Norte, a través de Catamarca o Tucumán.

CUADRO 2.2.1.

Recursos hidroeléctricos de La Rioja

Area o Sistema	Ríos principales	Caudal medio (m ³ /seg)	Aprovechamientos hidroeléctricos
Falda Sud-Oriental del Velazco	Grande o La Rioja	0,31	344 kW - Instalados
Tributarios del Valle de Chilecito	Famatina	0,80	200 kW - Instalados
	Sarmiento o Durazno (formado por el Arroyo y el Agua Negra)	1,22	544 kW - Instalados en Chilecito. 7.200 kW en río Amarillo previstos por Fitz-Simon
	Nonogasta Miranda	0,20 0,24	700 kW - Previstos por Fitz-Simon 700 kW - En Sañogasta. Previstos por Fitz-Simon.
Nor-Oeste	Vinchina	0,80	176 kW - Instalados

FUENTES: Recursos Hidráulicos Superficiales (C.F.I.) e Inventario de los Recursos Hidroeléctricos de la República Argentina (A y E).

CUADRO 2.2.II.

Ventas de combustibles a La Rioja (año 1968)

Combustibles	m ³	% con respecto al total del país
Aeronaftas	84	1
Motonafta común	11.308	0,4
Motonafta especial	4.837	0,3
Kerosene	1.920	0,2
Combustible p/retropropulsión	409	0,2
Agrícola	-	-
Gas oil	9.828	0,3
Diesel oil	5.494	0,4
Fuel oil	103	0
Aceites lubricantes	582	0,3

FUENTE: Secretaría de Estado de Energía.

2.3.

POBLACION

2.3.1.

Evolución Histórica de la Población.

De acuerdo a la información estadística de los censos nacionales de 1947 y 1960 y las estimaciones practicadas para el año 1968 por la Dirección General de Estadística y Censos, la población total de la provincia alcanza en dichos años los siguientes valores:

	<u>Habitantes.</u>
Año 1947	110.746
Año 1960	128.220
Año 1968	138.970

La tasa de crecimiento entre los años 1947 y 1960 fué del 1,2 % anual acumulativa y para los años 1961 a 1968 del 1% de promedio anual, valores inferiores al promedio nacional.

2.3.2.

Desagregación Espacial de la Población.

El estudio demográfico se orienta a servir de apoyo al estudio del mercado eléctrico, mediante la obtención de ciertos indicadores específicos que permitirán efectuar las previsiones del consumo eléctrico inducidos por los cambios en el número de habitantes.

A estos fines resulta de poco valor el análisis de la población a nivel global o departamental y en cambio interesa efectuarlo por localidades o grupo de localidades.

A su vez estos últimos se agrupan por zonas eléctricas, de acuerdo a la delimitación zonal del servicio eléctrico que se define en el capítulo 3 punto 3.1.3. y que son: zona Capital, Zona de Famatina y Chilecito, Zona de Los Llanos, Zona Norte y Zona Oeste.

En el CUADRO 2.3.I se consignan para cada zona las localidades que comprenden y sus poblaciones respectivas para los años 1947, 1960, y 1968. Se indican además las tasas anuales acumulativas intercensales y del período 1960 - 1968.

Las zonas eléctricas comprenden localidades que pertenecen a distintas jurisdicciones departamentales. Los datos desagregados a nivel departamental suministrados por la provincia, tienen estimaciones de población para 1968 basadas en la aplicación dentro de cada departamento, de la misma tasa de crecimiento para cada lo-

CUADRO 2.3.I.

Población Zonas Eléctricas.

Zonas y Localidades	Población			Tasa anual acumulativa intercensal (en %)	Tasa anual acumulativa 1968/60 (en %)
	1947	1960	1968		
<u>Zona Capital:</u>					
La Rioja	23.809	35.431	45.256	3,1	3,1
Villa Bustos	1.302	1.314	1.317	0,07	0,03
Total	25.111	36.745	46.573	2,9	3,0
<u>Zona Chilcecito-Famatinina:</u>					
Anguinan	398	1.017	1.182	7,4	1,9
Angulos	121	200	192	3,9	- 0,5
Antinaco	s/d	132	127	-	- 0,5
Barrio Galli	s/d	335	323	-	- 0,5
Campanas	s/d	704	672	-	- 0,6
Carrizal	101	600	576	14,7	- 0,5
Chañarmuyo	s/d	184	178	-	- 0,4
Chilcecito	6.121	9.809	13.133	3,7	3,7
El Portrerillo	s/d	130	126	-	- 0,4
Famatinina	1.125	1.330	1.466	1,3	1,2
Guanchin	s/d	265	306	-	1,8
La Cuadra	s/d	225	216	-	- 0,5
Los Sarmientos	s/d	373	431	-	1,3

CUADRO 2.3.I. (continuación)

Población Zonas Eléctricas.

Zonas y Localidades	Población			Tasa anual acumulativa intercensal (en %)	Tasa anual acumulativa 1968/60 (en %)
	1947	1960	1968		
Malligasta	240	847	983	10,2	1,9
Miranda	s/d	280	323	-	1,8
Nonogasta	210	1.671	1.939	17,3	1,9
Plaza Vieja	s/d	360	342	-	- 0,6
Pituil	s/d	896	859	-	- 0,5
San Miguel	s/d	450	520	-	1,8
Santa Cruz	s/d	346	332	-	- 0,5
Santa Florentina	s/d	360	417	-	1,9
Santo Domingo	s/d	175	169	-	- 0,4
Sañogasta	490	1.508	1.747	9,0	1,9
Tilimuqui	s/d	197	223	-	1,5
Vichigasta	s/d	1.104	1.280	-	1,9
Total	8.806	23.498	28.062	7,8	2,2
<u>Zona Los Llanos:</u>					
Alcazar	s/d	212	213	-	0,06
Ambil	s/d	203	201	-	- 0,1
Anzulón	s/d	81	80	-	- 0,2

CUADRO 2.3.I. (continuación)

Población Zonas Eléctricas.

Zonas y Localidades	Población			Tasa anual acumulativa Intercensal (en %)	Tasa anual acumulativa 1968/60 (en %)
	1947	1960	1968		
Bella Vista	142	147	152	0,26	0,4
Baldes de Pacheco	s/d	173	158	-	- 1,1
Carrizal	s/d	86	86	-	0,0
Catuna	406	641	648	3,57	0,1
Cortaderas	s/d	185	171	-	- 1,0
Colonia Ortiz de Ocampo	s/d	242	238	-	- 0,2
Chamical	2.702	3.756	4.592	2,57	2,5
Chañar	953	802	746	- 1,33	- 0,9
Chelcos	s/d	155	157	-	0,2
Chepes	2.131	2.941	3.584	2,51	2,5
Chila	s/d	136	137	-	0,1
El Cadillo	s/d	201	224	-	1,4
El Fraile	s/d	175	172	-	0,2
El Milagro	1.807	1.967	2.041	0,66	0,5
El Portezuelo	157	231	224	3,02	- 0,4
El Potrero	s/d	101	98	-	- 0,4
El Quebrachal	s/d	134	138	-	0,4
El Quemado	s/d	159	154	-	- 0,4
Esquina del Norte	s/d	140	145	-	0,4
Esquina del Sur	143	177	162	2,65	- 1,1
Estancia Castro Barros	s/d	233	217	-	- 0,9
Ihar	133	91	85	- 2,96	- 0,9
La Chimenea	s/d	112	109	-	- 0,3

////

CUADRO 2.3.I. (continuación)

Población zonas Eléctricas.

Zonas y Localidades	Población			Tasa anual acumulativa Intercensal (en %)	Tasa anual acumulativa 1968/60 (en %)
	1947	1960	1968		
La Jarilla	s/d	249	152	-	0,2
La Isla	s/d	179	177	-	0,1
La Maruja	s/d	88	87	-	- 0,1
Loma Blanca	129	361	335	8,25	0,9
Los Aguirres	s/d	240	236	-	- 0,2
El Alamico	s/d	140	138	-	- 0,2
Malanzán	129	253	267	5,31	0,7
Mollaco	s/d	135	131	-	- 0,4
Nacate	112	116	113	0,27	- 0,3
Ñoqueves	s/d	192	194	-	0,1
Olpas	s/d	106	105	-	- 0,1
Olta	656	1.226	1.790	4,94	4,8
Patquía	620	839	978	2,35	1,9
Polco	s/d	239	247	-	0,4
P. de Los Llanos	534	518	520	- 0,23	0,1
San Antonio	s/d	139	135	-	- 0,4
Santa Lucía	s/d	78	81	-	0,5
Solca	s/d	309	300	-	0,4
Tama	196	411	420	5,86	0,3
Tello	348	556	562	3,67	0,1
Tuizón	s/d	148	149	-	0,1
Ulapes	285	438	565	3,36	3,2
Villa Casana	s/d	174	176	-	0,1
Villa Chepes	s/d	162	164	-	0,2
Total	11.583	20.544	23.054	4,51	1,5

CUADRO 2.3.I. (continuación)

Población Zonas Eléctricas.

Zonas y Localidades	Poblacion			Tasa anual acumulativa Intercensal (en %)	Tasa anual acumulativa 1968/60 (en %)
	1947	1960	1968		
<u>Zona Norte</u>					
Agua Blanca	s/d	135	126	-	- 0,9
Aimogasta	330	2.721	3.474	17,6	3,1
Alpasinche	164	346	320	5,91	- 1,0
Aminga	516	480	493	- 0,55	0,3
Andolucas	s/d	176	163	-	- 1,0
Anillaco	s/d	565	525	-	- 0,9
Anjullón	464	465	428	0,01	- 1,0
Arauco	s/d	302	355	-	2,0
Cuipau	s/d	502	466	-	- 0,9
Chaupihuasi	s/d	332	308	-	- 0,9
Chuquis	341	280	259	- 1,53	- 1,0
Estación Mazan	s/d	724	871	-	2,3
Lorohuasi	s/d	71	66	-	- 0,9
Los Molinos	s/d	290	269	-	,9
Los Robles	s/d	322	300	-	- 0,9
Los Talas	s/d	104	96	-	- 1,0
Machigasta	s/d	609	718	-	2,1
Pinchas	s/d	431	398	-	- 1,0
Salicas	408	602	550	3,04	- 1,1

//////

CUADRO 2.3.I. (continuación)

Población Zonas Eléctricas.

Zonas y Localidades	Población			Tasa anual acumulativa Intercensal (en %)	Tasa anual acumulativa 1968/60 (en %)
	1947	1960	1968		
San Antonio	s/d	276	322	-	- 1,9
San Blas	s/d	259	263	-	0,2
San Pedro	s/d	225	208	-	- 1,0
Schaqui	239	335	312	2,63	- 0,9
Suriyaco	s/d	135	124	-	- 1,1
Termas Santa Te- resita.	s/d	373	433	-	1,9
Tuyubil	s/d	71	66	-	0,9
Udpinango	s/d	119	136	-	1,7
Villa Mazan	165	951	1.124	14,4	2,1
Total	2.627	12.201	13.173	12,5	1,0
<u>Zona Oeste.</u>					
Banda Florida	s/d	599	639	-	0,8
Distrito Pueblo	s/d	692	632	-	- 1,1
El Condado	s/d	68	72	-	0,7
Guandacol	594	1.255	1.306	5,92	0,5
Jagué	380	594	543	3,50	- 1,1
La Banda	s/d	145	133	-	- 1,1
Los Palacios	271	712	756	7,71	0,8
Pagancillo	s/d	688	733	-	0,9

///////

CUADRO 2.3.I. (continuación)

Población Zonas Eléctricas.

Zonas y Localidades	Población			Tasa anual acumulativa Intercensal (en %)	Tasa anual acumulativa 1968/60 (en %)
	1947	1960	1968		
Paso San Isidro	s/d	89	95	-	0,8
Rivadavia	s/d	103	109	-	0,7
San José	s/d	162	173	-	0,8
Santa Clara	s/d	684	729	-	0,8
Villa Castelli	330	597	603	4,6	0,1
Villa Unión	713	1.499	2.353	5,9	5,8
Vinchina	138	395	406	8,4	0,3
Total	2.426	8.282	9.282	5,9	1,4

FUENTE: FRANKLIN CONSULT.

calidad. Como las tasas de cada departamento difieren, la tasa de crecimiento zonal resulta así, el promedio ponderado de las tasas departamentales. La ponderación está influenciada, exclusivamente, por las localidades que componen las zonas eléctricas.

En realidad, la estimación adolece de deficiencias, si se tiene en cuenta lo indicado respecto de la composición de la tasa zonal. Correspondería ajustar las cifras en oportunidad de conocerse las surgidas del Censo Nacional de Población que se practicará en 1970.

En el período 1947 - 1968, la tasa de incremento poblacional de cada zona, en base a las estimaciones realizadas, fué de 85 % para la zona Capital, de 219 % para la zona Chilecito-Famatina, de 401 % para la zona Norte, de 283 % para la zona Oeste y 93 % para la zona de los Llanos.

En el CUADRO 2.3.II se indican, para cada zona eléctrica, y para el total provincial, la proporción entre la población servida por las centrales eléctricas y la población comprendida en cada zona.

El 89% de la población comprendida dentro de los límites de las zonas eléctricas de la provincia goza de servicios eléctricos. Esta proporción alcanza al 100% para la zona Capital, al 95% para la zona Norte, el 84% para la zona Chilecito-Famatina y al 75% en los casos de las zonas Oeste y de Los Llanos. Si se relaciona la población total servida con la población de toda la provincia para 1968 (138.970), la proporción alcanza al 77%.

2.3.3.

Proyección de la Población.

La proyección de la población se efectuó agrupando dentro de cada zona eléctrica las localidades abastecidas actualmente ó a abastecer en un futuro inmediato por una misma central eléctrica. Esto permite conocer cual es la variación estimada de la población efectivamente servida.

Para la estimación de las tasas de crecimiento se tuvo en cuenta la siguiente información:

a) La estimación de la población realizada por la provincia de La Rioja para 1968, que se utilizó como dato base de partida de las proyecciones.

b) Las tasas anuales acumulativas de crecimiento en el período intercensal 1947 - 1960; en aquellos casos en que no hay datos para 1947 se considera la tasa de crecimiento en período 1960-1968.

c) La caracterización actual productiva de las localidades y su probable evolución futura, sobre la base de información relativa a proyectos de colonización agrícola, obras de regadío, radicación o ampliación de industrias, abastecimientos de aguas para uso potable, construcción de viviendas, caminos etc.

CUADRO 2 3. II.

Población Total y Servida en 1968

Zonas	Total	Servidas	%
Capital	46.573	46.573	100
Chilecito Famatina	28.062	23.621	84
Norte	13.173	12.492	95
Oeste	9.282	6.998	75
Los Llanos	23.054	17.286	75
Totales	120.144	106.984	89

FUENTE: FRANKLIN CONSULT.

Sobre esta base se procedió a estimar la influencia que los diversos proyectos pudieran tener sobre el desarrollo demográfico de cada localidad, cuantificando los probables cambios resultantes en las tasas de crecimiento históricas.

En el CUADRO 2.3.III. se sintetizan los valores de población en los años 1970, 1975 y 1980, indicándose en cada caso las tasas de proyección elegidas.

CUADRO 2.3.III.

Proyecciones de Población.

Totales por central y zona eléctrica.

Zonas Centrales y Localidades	Población				Tasa anual acumulativa en %
	1968	1970	1975	1980	
<u>Zona Capital</u>					
Central La Rioja: localidades de La Rioja y V. Bustos	46.573	48.969	55.487	62.908	2,54
<u>Zona Chilecito y Famatina</u>					
Central Chilecito: localidades de Chilecito, Malligasta, Anguinán, Los Sarmientos, Sta. Florentina, Tili muqui, Nonogasta, Sañogasta, Vichigasta.	20.055	22.106	28.106	35.978	4,99
Central Famatina: localidades Famatina, Plaza Vieja, Carrizal, Barrio Galli.	2.707	2.798	2.939	3.299	1,66
Central Pituil: localidades Pituil, Chañarmuyo.	859	910	1.101	1.215	2,93

//

CUADRO 2.3.III. (continuación)

Proyecciones de Población.

Totales por central y Zona Eléctrica.

Zonas Centrales y Localidades	Población				Tasa anual acumulativa en %
	1968	1970	1975	1980	
<u>Zona Los Llanos.</u>					
Central Tama: localidad Tama	420	424	435	446	0,50
Central P. de Los Llanos: local- alidad Punta de Los Llanos.	520	525	538	552	0,5
Central Patquía: localidad Patquía.	978	1.024	1.151	1.292	2,35
Central Gdor. Gordillo: loca- alidad Chamical.	4.592	4.872	5.647	6.547	3,0
Central Malanzan: localidad Malanzan	267	278	307	338	1,98
Central Olta: localidad de Olta, Loma Blanca.	2.125	2.298	2.796	3.402	4,0
Central Chañar: localidad Chañar.	746	746	746	746	0,0
Central Milagro: localidades de Milagro, Catuna, Ortiz de Ocampo	2.927	3.021	3.127	3.362	1,16
Central Chepes: localidad de Chepes.	3.584	3.765	4.260	4.820	2,5

///

CUADRO 2.3.III. (continuación).

Proyecciones de Población

Totales por central y Zona Eléctrica.

Zonas, Centrales y Localidades	Población				tasa anual acumulativa en %
	1968	1970	1975	1980	
Central Tello: Localidad Tello	562	564	568	572	0,15
Central Ulapes: localidad Uia pes.	565	599	695	805	3,0
<u>Zona Norte.</u>					
Central Aimogasta: localidades de Aimogasta, Machigasta, Arau co, San Antonio, Aníngá, Anilla co, Anjullón, Chuquis, Los Moli nos, Pinchás, San Pedro.	7.449	7.751	8.553	9.455	2,01
Central Mazán: localidades de Estación Mazán, Villa Mazán, Termas de Santa Teresita.	2.428	2.576	2.986	3.462	3,0
Central Alpasinche: localidades de Alpasinche, San Blas, Salicas Cuipan, Chaupihuasi, Chaqui, Los Robles, Los Talas.	2.615	2.615	2.615	2.615	0,0
<u>Zona Oeste.</u>					
Central Villa Castelli: Locali dades de Villa Castelli y Riva davia.	712	734	790	851	1,5

////

CUADRO 2.3.III. (continuación)

Proyecciones de Localidades.

Totales por Central y Zona Eléctrica.

Zonas, Centrales y Localidades	Población.				Tasa anual acumulativa en %.
	1968	1970	1975	1980	
Central Villa Unión: Localidades de Villa Unión, San José, Los Palacios, Pagancillo, Banda Florida.	4.654	4.890	5.532	6.259	2,5
Central Guandacol: localidades de Guandacol y Santa Clara.	1.306	1.359	2.337	2.581	2,0
Central Vinchina: localidades de Vinchina y Distrito Pueblo.	1.038	1.069	1.069	1.240	1,49
TOTAL PROVINCIA.	107.682	114.224	132.689	152.745	2,95

FUENTE: FRANKLIN CONSULT.

2.4. INDICADORES MACROECONOMICOS.

2.4.1. Producto Bruto Provincial.

En el CUADRO 2.4.I. se indican los valores del producto bruto interno para el período 1953 - 1966, a precios constantes de 1960, mientras que en el CUADRO 2.4.II. se han obtenido los porcentajes de participación sectorial para ese mismo período.

Los valores consignados permiten afirmar que el crecimiento del producto y los cambios en su estructura a lo largo de todo ese período han sido muy poco significativos.

En efecto, de acuerdo al CUADRO 2.4.III., el porcentaje de crecimiento anual promedio para los años que se tiene información es de 0,1 %, en tanto que la población creció entre 1944 y 1960 a una tasa acumulativa anual de 1,1 % que según las estimaciones realizadas por la Provincia sigue siendo válida hasta 1969. Esta situación de estancamiento de la economía provincial está determinada por las oscilaciones con tendencia decreciente, acentuadas entre 1965 y 1966, en el sector agropecuario y la falta de dinamismo en los otros sectores productores de bienes. Sin embargo, los resultados ya obtenidos como consecuencia de la puesta en ejecución del Plan de Acción Inmediata, particularmente en lo que se refiere a los proyectos de colonización, permiten prever cambios muy significativos en la evolución futura del Producto Bruto Interno Provincial.

CUADRO 2.A.I.

Provincia de La Rioja.-

Producto Bruto Interno (a precios constantes 1960 - 100).-

Sector	Año					
	1.953	1.958	1.959	1.964	1.965	1.966
Agropecuaria Silvicultura Caza y Pesca	583,4	932,1	622,1	358,8	522,8	473,9
Minas y Canteras	16,4	22,3	9,7	17,6	18,3	1,3
Industria Manufacturera	192,8	167,5	164,6	173,3	156,5	206,9
Construcciones	210,7	202,8	115,9	80,3	67,8	69,4
Electricidad, Gas agua y S.Sanitarios	25,8	57,6	43,6	59,1	56,3	62,9
Transporte	178,7	159,2	159,3	50,4	49,4	40,6
Comunicaciones	140,0	62,7	47,5	35,5	34,3	42,2
Comercio	196,3	189,1	170,4	192,1	209,3	233,3
Bancos, Seguros Propiedad de Vivienda	70,9	78,7	81,5	115,4	110,7	213,1
Servicios	526,5	600,8	744,3	706,3	696,3	670,2

CUADRO 2.4. II.

Porcentajes de participación sectorial del Producto Bruto Interno

Sector	Año	1953	1958	1959	1964	1965	1966
Agropecuario, Silvicultura, caza y pesca		24,0	33,8	21,0	20,4	23,9	19,4
Minas y canteras		0,8	1,0	0,5	0,1	0,8	1,1
Industria manufacturera		8,4	6,5	7,3	8,2	7,1	8,5
Construcciones		10,3	8,9	5,6	4,2	3,8	3,8
Electricidad, gas, agua y servicios sanitarios		1,0	2,0	1,6	2,9	2,8	3,3
Transporte		8,3	6,3	7,0	2,7	2,4	2,1
Comunicaciones		6,2	2,2	2,2	2,2	2,3	3,0
Comercio		8,3	6,9	8,4	8,2	7,8	7,9
Bancos, seguros y propiedad de vivienda		4,5	4,1	3,3	5,9	5,0	8,6
Servicios		27,9	28,3	33,0	44,6	44,1	42,3
Total		100	100	100	100	100	100

FUENTE: FRANKLIN CONSULT.

CUADRO 2.4.III.

Crecimientos Sectoriales y Total del Producto Bruto Interno.

Sector	1958/1953 %	1959/1958 %	1964/1959 %	1965/1964 %	1966/1965 %	Tasa de crecimiento anual promedio 1953/1966
Agropecuaria, silvicultura, caza y pesca	12,0	- 33,3	- 8,5	45,7	- 9,4	4,1
Minas y canteras	7,2	- 56,5	16,3	3,9	16,4	16,2
Industria manufacturera	- 4,6	- 1,7	1,1	- 9,7	32,2	0,6
Construcciones	- 0,8	- 42,9	- 6,1	- 15,6	2,4	- 18,1
Electricidad, gas y servicios sanitarios	24,7	- 24,3	7,1	- 4,7	11,7	28,3
Transporte	- 2,2	0,1	- 13,6	- 2,0	- 17,8	- 19,8
Comunicaciones	- 11,0	- 24,2	- 5,1	- 3,4	23,0	- 17,0
Comercio	- 0,7	- 9,9	2,5	9,0	11,5	3,9
Bancos, seguros y propiedad de vivienda	2,2	3,6	8,3	- 4,1	92,5	23,9
Servicios	3,2	22,1	1,0	- 1,4	- 3,7	5,5
Total	3,2	- 13,0	4,4	13,8	5,8	0,1

2.5. PROGRAMAS PREVISTOS DE DESARROLLO PROVINCIAL.

2.5.1. Plan de Acción Inmediata.

Con el propósito de reactivar la economía provincial en el año 1967 se puso en marcha el Plan de Acción Inmediata. Dentro de este Plan se destacan las obras de infraestructura económica, con fuertes incrementos en las inversiones en obras viales, hidráulica y de electrificación rural; cambios en el estado de tenencia de tierras indivisas y la presencia de una extensa zona agrícola con minifundios; importantes inversiones de tipo social, entre las cuales se destacan el plan de abastecimiento de agua potable; aumento y reorientación del crédito del Banco de la Provincia de La Rioja en función de las necesidades de las actividades productivas y las facilidades de tipo fiscal para la radicación de actividades agrícolas e industriales:

El estado de ejecución de los principales proyectos incluidos en ese plan es el que se indica seguidamente:

Proyectos Viales:

- Ruta Nacional N°40, tramos Nonogasta-Chilecito: en trabajos de gabinete.
- Ruta Provincial N°32, tramos Ruta Nacional N°38 -Chacho, Chacho-Milagro, Milagro-Tello: en trabajos de gabinete.
- Ruta Provincial N°21, tramos Vinchina-Casa Pintada en licitación.
- Ruta Nacional N°79, tramo Olta - Gdor, Gordillo: en licitación.
- Ruta Provincial N°21, tramo Los Palacios- Villa Castelli: trabajos de gabinete.
- Ruta Nacional N°79, tramo Olta-Ruta Nacional N°20: trabajos de gabinete.
- Ruta Provincial N°10 tramo Carrizal - Termas de Santa Teresita (Mazán): en licitación.
- Ruta Provincial N°7, tramo La Puerta - Anillaco: licitada.

Proyectos de Obras Hidráulicas:

- Aprovechamiento del Río Bonete, localidad de Jagüe: en ejecución.
- Captación y derivación del Río Bermejo en Villa Castelli: de ejecución decidida.
- Embalse lateral en la localidad de Villa Unión: de ejecución decidida.
- Presa de Embalse de Chañarmuyo: de ejecución decidida.
- Embalse de Olta: en ejecución decidida.

- Dique de Embalse en El Portezuelo: de ejecución decidida.
- Parcelamiento del Bonete: futuros proyectos.
- Presa de Embalse Los Avestruces y parcelamiento de tierras en Vinchina: futuros proyectos.
- Obra de captación en el Infiernillo y Red Distribuidora en Villa Castelli: futuros proyectos.
- Presa de Embalse Frontal en Villa Unión: futuros proyectos.
- Represas reguladoras del caudal de estiaje en la zona de Chilecito: futuros proyectos.
- Aprovechamiento del Agua de Aschavil y Represa reguladora de caudal de estiaje de Aschavil: futuros proyectos.
- Presa de Embalse en el Retiro, sobre el Río Salado: futuros proyectos.
- Prefactibilidad y proyecto de la Presa de Embalse El Saladillo: futuros proyectos.

Colonias Agrícolas (Parcelas a habilitar hasta 1971):

- Colonia Anguinan 1000 hectáreas.
- Colonia Malligasta 2100 hectáreas.
- Colonia Vichigasta 2500 hectáreas.
- Colonia Catinzaco 1350 hectáreas.
- Colonia Loma Blanca 800 hectáreas.
- Colonia Jagué 1200 hectáreas.
- Colonia Nonogasta 600 hectáreas.
- Colonia Mazan 600 hectáreas.

Planes de vivienda:

- Capital: 300 viviendas (en construcción)
- Chamental: 5 viviendas (en construcción)
- Viviendas rurales en Chamental, Chepes, Chilecito, Villa Unión, Anguinán- Malligasta, Nonogasta y Anillaco 75 viviendas (en construcción)
- Erradicación de ranchos en Capital, Aimogasta, Villa Unión, Famatina, Chilecito, Chepes, Chamental y Olta: 230 viviendas (a construirse en 1970).
- Capital: 124 viviendas (a construirse en 1970)
- Chilecito y La Rioja: 71 viviendas (a construirse en 1970)
- Catuna: 20 viviendas (a construirse en 1970).
- Aminga, Anillaco y Chilecito: 20 viviendas (a construirse en 1970).

CAPITULO 3

ESTUDIO DEL MERCADO

ELECTRICO

CAPITULO 3: ESTUDIO DEL MERCADO ELECTRICO.

3.1. CONFIGURACION DEL SERVICIO ELECTRICO.

3.1.1. Panorama Actual.

El sistema eléctrico de la Provincia de La Rioja se encuentra formado por 23 centrales de servicio Público, aisladas eléctricamente entre sí, que sumaban a fines de 1969 una potencia instalada de 16.138 kW.

La producción total de energía en 1969 alcanzó la cifra de 24.230 MWh.

El total de localidades servidas ascendía a 67 lo que representa una población servida de 106.964 habitantes sobre un total de 138.970 habitantes de la Provincia. El número total de usuario, a igual fecha, alcanzaba a 14.420.

De las 23 centrales existentes, dos son hidráulicas, dos hidrotérmicas y el resto térmicas de tipo diesel.

La potencia instalada en turbinas hidráulicas es de poca significación, alcanzando solamente el 7,8 % de la potencia instalada total.

Atendiendo al tamaño de las centrales, solamente una - La Rioja - supera los 5.000 kW instalados. Las restantes tienen potencias comprendidas en los siguientes intervalos:

<u>Intervalos de potencia(kW)</u>	<u>Nº de centrales.</u>
de 3.000 a 4.000	1
de 1.000 a 2.000	4
de 100 a 500	7
menos de 100	10

Todas las centrales generan en corriente alternada, funcionando la gran mayoría con horario discontinuo, a excepción de las centrales de La Rioja, Chilecito, G. Gordillo y Famatina.

En el PLANO 3.1.1. Sistema Eléctrico La Rioja, se presenta la ubicación geográfica de cada una de las centrales así como el recorrido de las líneas eléctricas de alimentación a las localidades conectadas a las mismas.

Puede apreciarse la enorme dispersión geográfica de los servicios, circunstancia que sumada a otros factores negativos del mercado como se verá más adelante, incide notablemente en la economía del mismo.

La autoproducción existente es de muy escasa significación, pudiéndose despreciar su influencia en el panorama eléctrico provincial. La potencia instalada en dicho concepto era de 200 kW en 1968, que representa sólo el 1,2 % de la potencia total instalada en centrales del servicio público en ese mismo año.

3.1.2. Entes prestatarios del servicio público.

La prestación del servicio eléctrico se encuentra a cargo de dos entes: Agua y Energía Eléctrica de la Nación y la Dirección Provincial de Energía con la sola excepción de la Municipalidad de Castro Barros que presta el servicio en la localidad del mismo nombre. En el CUADRO 3.1.I., se muestran las localidades servidas por cada organismo clasificadas por central abastecedora.

Agua y Energía es propietaria de las centrales de La Rioja, Chilecito, Gobernador Gordillo y Famatina (1), mientras que la Dirección Provincial de Energía de 19 centrales a saber: Aimogasta, Alpasincho, Chañar, Chepes, Castro Barros, Guadacol, Mazán, Malanzán, Milagro, Olta Patuía, Pituil, Punta de Los Llanos, Tama, Tello, Ulapes, Villa Castellí, Villa Unión y Vinchina.

La potencia instalada por la empresa A y E en sus tres centrales alcanzaba a fines de 1969, la cifra de 9.761 kW, lo que representa el 61 % de la potencia total instalada en la Provincia. La D.P.E. cubre el 39 % restante con sus 19 centrales.

En el CUADRO 3.1.II. se resumen los datos básicos que cuantifican las magnitudes de los servicios por entes prestatarios.

3.1.3. Delimitación zonal del servicio eléctrico.

Atendiendo a las características geoeconómicas zonales de la Provincia y a los efectos de facilitar el estudio de su abastecimiento futuro, se ha subdividido a la misma en cinco zonas claramente delimitadas:

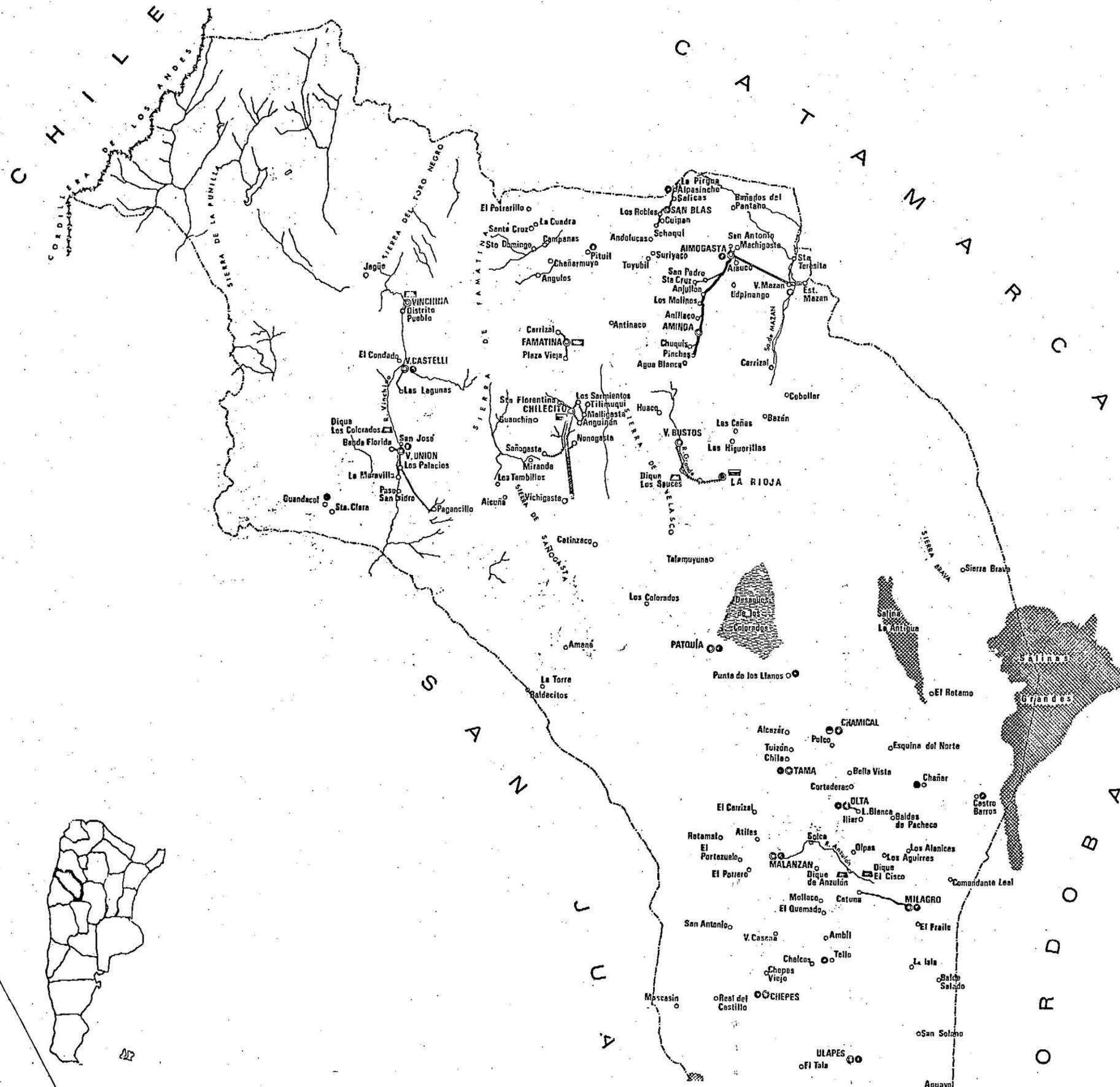
- Zona Capital
- Zona de Famatina y Chilecito.
- Zona de Los Llanos.
- Zona Norte.
- Zona Oeste.

Zona Capital:

Comprende la central de La Rioja y su zona de influencia, es decir la capital de la provincia y las localidades de Las Padercitas, Di que Los Sauces y Villa Bustos sobre la ruta nacional N° 75.

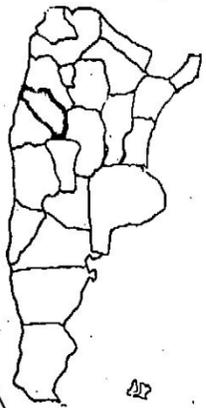
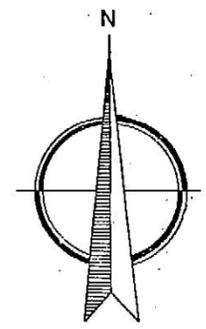
(1) La explotación de la central Famatina la realiza Agua y Energía Eléctrica.

SISTEMA ELECTRICO LA RIOJA
 PLANO 3-1-1



REFERENCIAS

- Capital de provincia
- Cabecera de departamento
- Pueblo o Villa
- ▨ Salinas
- ▨ Desagües
- Límite internacional
- - - Límite provincial
- ▭ Dique
- Central térmica D.P.E.
- ▭ Central hidráulica D.P.E.
- Central térmica A.y E.E.
- ▭ Central hidrotérmica A.y E.E.
- Línea de 66 kv D.P.E. (en construcción)
- Línea de 33 kv D.P.E.
- Línea de 33 kv D.P.E. (en construcción)
- Línea de 13,2 kv D.P.E.
- Línea de 33 kv A.y E.E.
- Línea de 13,2 kv A.y E.E.



CUADRO 31.1.

Localidades servidas al 31-3-1970 - Entes prestatarios del servicio.



Central abastecedora.	Localidades servidas	Departamentos	Ente prestat. del serv.
Aimogasta	Aimogasta-Machigasta-Aminga-Anjullón-Anillaco-Arauco-Chuquis-Los Molinos-Pinchas-San Antonio-San Pedro Santa Cruz.	Arauco y Castro Barros	DPE
Alpasinche	Alpasinche-San Blas-Cuipán-Chaupihuasi-La Plaza-La Pirgua-Las Talas-Los Robles Salicas-Schaqui	San Blas de Los Sauces	DPE
Gobernador Gordillo	Chamical	Gdor. Gordillo	AyE
Chañar	Chañar	Gral. Belgrano	DPE
Chepes	Chepes	R. V. Peñaloza	DPE
Chilecito	Anguinan-Chilecito-Malligasta-Nonogasta-Los Sarmientos-Sta. Florentina-Sañogasta-Tilimuqui	Chilecito	AyE
Famatina	Famatina-Carrizal-Barrio Galli-Las Gredas-Plaza Vieja.	Famatina	DPE
Guandacol	Guandacol	Gral. Lavalle	DPE
La Rioja	La Rioja-Villa Bustos	Capital	AyE

///////

CUADRO 3. 1. I.

(Continuación)

Central abastecedora	Localidades servidas	Departamento	Ente prestat. del serv.
Mazán	V. Mazán-Termas Santa Teresita-Estación Mazán-	Arauco	DPE
Malanzán	Malanzán	Gral. F. Quiroga	DPE
Milagro	Catuna-Colonia O de Ocampo-Milagro	Gral. Ocampo	DPE
Olta	Loma Blanca-Olta	Gral. Belgrano	DPE
Patquía	Patquía	Independencia	DPE
Pituil	Pituil	Famatina	DPE
P.de Los Llanos	Punta de Los Llanos	Gral. A. V. Peña-loza.	DPE
Tama	Tama	Gral. A. V. Peña-loza.	DPE
Tello	Tello	R. V. Peñaloza	DPE
Ulapes	Ulapes	Gral. San Martín	DPE
Villa Castelli	Villa Castelli-Rivadavia-Las Lagunas.	Gral. Lamadrid	DPE
Villa Unión	San José-Los Palacios Banda Florida-Pagan-cillo-Villa Unión.	Gral. Lavalle	DPE
Vinchina	Distrito Pueblo-Vinchi-na.	Gral. Sarmiento	DPE

FUENTE: FRANKLIN CONSULT.

CUADRO 3. 1. II.

Provincia de La Rioja.

Magnitud de los servicios por entes prestatarios - Año 1969.

Ente prestatario	Potencia Instalada. - (1)		Generación		Usuarios.		Centrales (1)	
	kW	%	MWh	%	No	%	No	%
Agua y Energía Eléctrica.	9.761	61	18.911	78	10.988	76	3	14
Dirección Provincial de Energía	6.337	39	5.311	22	3.432	24	19	86
Total	16.098	100	24.230	100	14.420	100	22	100

(1) - A los datos consignados debe adicionarse la central de Castro Barros inaugurada en noviembre de 1969 con una potencia instalada de 40 kW y que explota la municipalidad de dicha localidad.

FUENTE: FRANKLIN CONSULT

Zona de Famatina y Chilecito:

Comprende las centrales de Pituil, Famatina y Chilecito. Se extiende de norte a sur desde la localidad de El Potrerillo hasta Catinzaco y se encuentra limitada al oeste por las sierras de Famatina y Sañogasta y al este por la sierra de Velasco y las localidades de Antinaco y Pituil. Abarca los departamentos de Famatina y Chilecito. Sus principales poblaciones se encuentran vinculadas por las rutas nacionales N°74 y 40 y las provinciales N°11 y 15. El Ferrocarril General M. Belgrano une las localidades de Catinzaco, Vinchina, Nonogasta y Chilecito comunicando las mismas con la localidad de Patquía.

Zona de Los Llanos:

Comprende las centrales de Paquía, Punta de Los Llanos, Gobernador Gordillo, Chañar, Castro Barros, Tama, Olta, Malanzán, Milagro, Desiderio Tello, Chepes y Ulapes.

Se encuentra limitada al norte por la ruta nacional N°38, desde Castro Barros a Patquía, al oeste por las rutas provinciales N°27, 28 y 29, al sur por las localidades de Chepes y Ulapes y al este por una línea imaginaria trazada entre las localidades de Castro Barros, Milagro y Ulapes.

En el CUADRO 3.1.III. se resume la delimitación de zonas y centrales comprendidas.

Zona Norte:

Comprende las centrales de Alpasinche, Aimogasta y Mazán. Se encuentra limitada al norte y este por la frontera con la provincia de Catamarca y las sierras de Ambato y se extiende hacia el sur abarcando los departamentos de San Blas de los Sauces, Arauco y Castro Barros.

Sus localidades se encuentran enlazadas por las rutas nacionales N°75 y 60 y la ruta provincial N°14 y el Ferrocarril General M. Belgrano que vincula la zona con la ciudad de La Rioja.

Zona Oeste:

Comprende las centrales de Vinchina, Villa Castelli, Villa Unión y Guandacol y las poblaciones de su zona de influencia, definidas en el capítulo 2 Punto 2.3.2. y CUADRO N°2.3.I. Se extiende de norte a sur desde la localidad de Jagüe hasta las localidades de Santa Clara y Paganillo y se encuentra limitada al este por la sierra de Famatina y al oeste por la sierra de Maz. Sus principales localidades se hallan vinculadas por las rutas provinciales N°21 y 16 y la ruta nacional N°40.

CUADRO 3.1.III.

Delimitación zonal del servicio eléctrico.

Zona	Centrales	Departamentos comprendidos.
Capital	La Rioja	Capital, Sanagasta.
Famatina y Chilecito	Chilecito, Famatina, Pituil.	Famatina y Chilecito.
Norte	Aimogasta, Alpasinche, Mazán.	Arauco, C. Barros, San Blas de los Sauces.
Oeste	Guandacol, Villa Unión, Vinchina - Villa Castelli.	Gral. Lavalle, Gral. Sarmiento, Gral. Lamadrid.
Los Llanos	Chañar, Chepas, D. Tello, Gob. Gordillo, Malanzán Milagro, Olta, Patquía, P. de Los Llanos, <u>Ta</u> ma, Ulapes.	Gral. Belgrano, R.V. Peñaloza, Gob. Gordillo, Gral. F. Quiroga, Gral. Ocampo, - Independencia, Gral. A. V. Peñaloza, Gral. San Martín.

FUENTE: FRANKLIN CONSULT.

3.2. DESCRIPCION DE LAS INSTALACIONES DEL SERVICIO PUBLICO.

3.2.1. Instalaciones de generación.

En los CUADROS 3.2.I. y 3.2.II. se da un detalle de las características principales de las centrales en explotación pertenecientes a la empresa Agua y Energía Eléctrica y a la Dirección Provincial de Energía respectivamente, que a continuación se describen por orden de importancia.

Central La Rioja:

Esta central hidrotérmica perteneciente a A y E, se encuentra ubicada en la ciudad de La Rioja. Su potencia instalada total es de 5.132 kW y la efectiva totaliza a 4.200 kW.

Consta de 3 grupos diesel de 950 kW efectivos cada uno y tres similares de 400 kW cada uno. Además cuenta con una turbina hidráulica instalada en 1937 de 344 kW nominales - salto bruto 300 m. caudal nominal 0,140 m³/seg.- potencia que por falta de caudal se encuentra limitada a 150 kW efectivos. El estado de esta máquina es regular. El estado de los grupos diesel es bueno necesitando los dos grupos MAN reparaciones generales.

Actualmente se encuentra en etapa de instalación dos unidades diesel de 1.070 kW nominales cada una, previéndose su entrada en servicio a fines de 1970. La potencia total de la central será para ese entonces de 6.100 kW efectivos.

Central El Parque:

Es la segunda central en orden de importancia. Pertenece a A y E y se encuentra ubicada en la ciudad de Chilecito.

Tiene una potencia total instalada de 3.129 kW y una efectiva de 2.550 kW.

Se compone de 3 unidades diesel de 450 kW efectivos cada una, instaladas dos en 1953 y la tercera en 1964 y una unidad diesel de 950 efectivos instalada en 1969.

Existen además 2 turbinas hidráulicas instaladas en 1967 con una potencia nominal total de 544 kW., salto bruto 200 m. - Caudal nominal 0,161/0,177 m³/seg.-, potencia que por falta de caudal se encuentra limitada a 250 kW efectivos. El estado de la turbina hidráulica de 344 kW al igual que los grupos MAN es regular, necesitan reparaciones generales. Los restantes grupos están en buen estado.

La central habrá de ampliarse mediante dos unidades diesel de 1.070 kW cada una, previstas para entrar en servicio a fines de 1970 la primera y la otra en abril de 1971, habiéndose comenzado ya los trabajos de excavación de las fundaciones de los grupos. Con esta ampliación, la potencia total efectiva se elevará a 4.150 kW.

CUADRO 3. 2. I.

Centrales Existentes al 31-3-1970 - Agua y Energía Eléctrica

Central abastecedora.	Tipo	Marca	Potencia Nominal (kW)	Potencia efectiva (kW)	Año de instalac.	Observaciones
Gobernador	D	M.A.N.	100	80	1961	
Gordillo	D	M.A.N.	80	65	1953	
(Chamical)	D	M.A.N.	80	65	1953	
	D	F.Tosi	620	400	1966	
	D	F.Tosi	620	400	1967	
			<u>1.500</u>	<u>1.010</u>		
Chilecito	D	Fiat	1.070	950	1969	Se amplía con 2 x 1.070 kW previstos para entrar en servicio una unidad a fines de 1970 y restante en abril de 1971. (1) Pot. lim. por falta de caudal.
(El Parque)	D	National	554	450	1964	
	D	M.A.N.	512	450	1953	
	D	M.A.N.	512	450	1953	
	H	Voith	344	250(1)	1967	
	H	A.San Giorgio	200		1967	
			<u>3.129</u>	<u>2.550</u>		
La Rioja	D	Fiat	1.070	950	1962	(1) Lim. por falta de caudal. Se ampliará la central con 2 x 1070 kW para entrar en servicio a fines de 1970
	D	Fiat	1.070	950	1965	
	D	Fiat	1.070	950	1967	
	D	National	554	400	1962	
	D	M.A.N.	512	400	1957	
	D	M.A.N.	512	400	1958	
	H	Voith	344	150(1)	1937	
			<u>5.132</u>	<u>4.200</u>		
TOTAL	-	-----	9.761	7.760	----	-----

FUENTE: Agua y Energía Eléctrica - Distrito La Rioja -

CUADRO 3.2.II.

Centrales Existentes al 31-3-1970 - Dirección Provincial de Energía

Central	Tipo	Marca Unidad Motriz	Potencia Nominal (kW)	Potencia efectiva (kW)	Año de Instalac.	Observaciones
Aimogasta	D	Fiat	535	455	1969	Se instalará un tercer grupo de 535 kW en 1970
	D	Fiat	<u>535</u>	<u>455</u>	1969	
			1.070	910		
Alpasinche	D	National	108	92	1963	
	D	National	<u>108</u>	<u>92</u>	1963	
			216	184		
Chepes	D	M. A. N. (1)	80	70	1954	(1) Estado regular
	D	M. A. N.	80	70	1954	
	D	Köerting	<u>235</u>	<u>100</u>	1966	
			395	240		(2) Próx. a entrar en servicio.
	D	Köerting	550 (2)	467	1970	
	D	Köerting	550 (2)	467	1970	
	D	Köerting	<u>232 (2)</u>	<u>186</u>	1970	
			1.332	1.120		
Chañar	D	Fiat	29	25	1968	
	D	Fiat	<u>29</u>	<u>25</u>	1968	
			58	50		
Mazán	D	Mirrlees	209	177	1965	
	D	Mirrlees	<u>209</u>	<u>177</u>	1965	
			418	354		
Guandacol	D	Fiat	26	22	1962	Grupos Transportables
	D	Fiat	<u>26</u>	<u>22</u>	1962	
			52	44		
Milagro	D	National	108	91	1960	
	D	National	<u>108</u>	<u>91</u>	1960	
			216	182		

CUADRO 3.2.II. (continuación).

Centrales Existentes al 31-3-1970 - Dirección Provincial de Energía.

Central	Tipo	Marca	Potencia Nominal (kW)	Potencia efectiva (kW)	Año de Instalac.	Observaciones
Malanzán	D	Fiat	26	22	1967	Grupos transportables.
	D	Fiat	26	22	1967	
			<u>52</u>	<u>44</u>		
Olta	D	Köerting	90	78	1968	
	D	Köerting	90	78	1968	
			<u>180</u>	<u>156</u>		
Patquía	D	Stork-Wersk Poor	44	38	1960	
	D	Stork-Wersk Poor	44	38	1960	
			<u>88</u>	<u>76</u>		
Pituil	D	Fiat	40	38	1960	Grupos transportables.
	D	Fiat	40	38	1964	
			<u>80</u>	<u>76</u>		
Punta de Los Llanos	D	Fiat	26	22	1968	Grupos transportables.
	D	Fiat	26	22	1968	
			<u>52</u>	<u>44</u>		
Tama	D	Fiat	29	24	1966	Grupos transportables.
	D	Fiat	29	24	1966	
			<u>58</u>	<u>48</u>		
Tello	D	Fiat	40	35	1967	Grupos transportables.
	D	Fiat	40	35	1967	
			<u>80</u>	<u>70</u>		

CUADRO 3.2. II. (continuación)

Centrales Existentes al 31-3-1970- Dirección Provincial de Energía.

Central	Tipo	Marca	Potencia Nominal (kW)	Potencia efectiva (kW)	Año de Instalac.	Observaciones
Ulapes	D	Fiat	29	25	1966	Grupos transportables.
	D	Fiat	29	25	1966	
			<u>58</u>	<u>50</u>		
Villa Unión	D	M.A.N.	80	60	1954	Listos para entrar en servicio.
	D	Mirrless	174	130	1959	
			<u>254</u>	<u>190</u>		
	D	Fiat	535	455	1970	
	D	Fiat	535	455	1970	
	D	Fiat	350	297	1970	
		<u>1.410</u>	<u>1.207</u>			
Villa Castelli	D	Meadows	62	58	1969	
	D	Meadows	62	58	1969	
			<u>124</u>	<u>116</u>		
Vinchina	H	Choy	88	{ 60	1966	Potencia limitada por falta de caudal.
	H	Choy	88		1966	
			<u>176</u>	<u>60</u>		
Famatina	H	Choy	100	{ 90(1)	s/d	Turbinas en mal estado. (1)Pot. lim. por imposib. de operar en paralelo.
	H	Choy	100		s/d	
			<u>200</u>	<u>90</u>		
TOTAL	-	----	5.879	4.607	----	-----

FUENTE: Dirección Provincial de Energía.

Central de Villa Unión:

Son en realidad dos centrales separadas unos 100 m. una de la otra y pertenecen ambas a la DPE. La más antigua consta de 2 unidades diesel, una de 60 kW efectivos y otra de 130 kW y fueron instaladas en 1954 y 1959 respectivamente.

Ambos grupos se encuentran en aceptable estado de funcionamiento.

La nueva central está formada por 2 unidades diesel de 455 kW efectivos cada una y otra de 297 kW. Esta central ha sido terminada recientemente y sus grupos se encuentran próximos a entrar en servicio. La central antigua será conservada como reserva.

Central Chepes:

Es de propiedad de la DPE y al igual que la anterior, ha sido ampliada recientemente. La vieja central ubicada en edificio aparte, posee 2 unidades diesel de 70 kW efectivos cada una instaladas en 1954 y una tercera unidad de 100 kW instalada en 1966. Las unidades nuevas, de 550 kW cada una, estarán listas para entrar en servicio en el mes de mayo del corriente año. Se encuentra asimismo en instalación una tercera unidad de 232 kW nominales. Las unidades de 70 kW de la vieja central se encuentran en estado regular, previéndose su retiro al entrar en servicio la nueva central.

Central Gobernador Gordillo:

Pertenece a A y E y se encuentra ubicada en la ciudad de Chamental, a la que abastece.

Su potencia efectiva total es de 1.010 kW repartidos en dos unidades de 400 kW cada una, dos de 65 kW cada una y una cuarta de 80 kW.

El estado de las máquinas de 65 y 80 kW es regular necesitando reparaciones generales. Los tableros de comando y medición de estas unidades se encuentran en mal estado y deben ser reparados o reemplazados.

El estado de las restantes maquinarias es bueno. No se prevén ampliaciones de esta central.

Central de Aimogasta:

Pertenece a DPE, está formada por dos unidades diesel de 535 kW nominales cada una que totalizan 910 kW efectivos. Ambas unidades fueron instaladas a principios de 1969.

Está previsto para el corriente año la instalación de un tercer grupo de 535 kW, que ya ha sido adquirido y se encuentra en la central.

De acuerdo al calendario de ejecución, dicha unidad estará lista para incorporarse al servicio a fines de 1970.

Central de Famatina:

Esta central hidráulica de A y E y explotada por la DPE consta de dos turbinas tipo Francis de eje horizontal que aprovechan un salto bruto de 35 m. y un caudal total de 0,80 m³/seg.

Su potencia instalada es de 200 kW y la máxima efectiva de 90 kW, debido a la imposibilidad de la puesta en paralelo de sus grupos. Esto se debe principalmente a la carencia de reguladores automáticos de tensión y de caudal, y a la imposibilidad de utilizar sus reguladores manuales de caudal, que por otra parte nunca funcionaron.

El estado de las turbinas y tubería forzada es malo, debido a la erosión que ha producido el material sólido que arrastran las aguas. Esta central deberá ser radiada de servicio a corto plazo.

Otras Centrales:

Las características de las restantes centrales en explotación se indican en el CUADRO 3.2.II., antes citado.

Observando sus años de instalación se desprende que seis: Alpasinche, Guandacol, Mazán, Milagro, Pituil, y Patquía, han sido inauguradas entre 1960 y 1965 inclusive.

Las restantes, a saber Chañar, Mlanzán, Olta, Punta de Los Llanos, Tama, Tello, Ulapes, Villa Castelli y Vinchina se han instalado entre 1966 y 1969 inclusive.

Cabe destacar que las instalaciones de estas centrales tanto de las inauguradas en el quinquenio pasado, como de las más recientes, se encuentran en muy buen estado de funcionamiento.

Los grupos correspondientes a las centrales de Guandacol, Malanzán, Pituil, Punta de Los Llanos, Tama, Tello y Ulapes, son de tipo transportables, es decir que están montados únicamente sobre chasis y pueden por lo tanto desmontarse rápidamente y transportarse en camión.

Como dato de interés adicional, debe mencionarse que todas estas centrales presentan disponibilidad de espacio para su ampliación inclusive en la mayoría de los casos, dentro del propio edificio de la central. No se prevén ampliaciones de estas centrales.

3.2.2. Instalaciones de Distribución.

La clasificación de líneas y estaciones transformadoras en instalaciones de transmisión o distribución se efectúa atendiendo a la función que cumplen y no a la tensión de las mismas. De acuerdo a esta definición, no existen a la fecha instalaciones de transmisión en la provincia de La Rioja.

En los CUADROS 3.2.III., 3.2.IV., y 3.2.V, se indican las principales características de las estaciones transformadoras de salida de centrales, líneas de distribución y estaciones transformadoras de rebaje, respectivamente, pertenecientes a la empresa Agua y Energía Eléctrica.

CUADRO 3.2.III.

Estaciones transformadoras de salida de centrales al 31-12-1969.
 Agua y Energía Eléctrica.

Central	Tensión Primaria (kV)	Tensión Secund. (kV)	No de Uni- dades.	Potencia por Unidad (kVA)	Potencia total (kVA)
Gobernador Gordillo	0,4-0,231	13,2	1	750	750
Chilecito	2,2	13,2	1	300	300 (1)
	0,4-0,231	13,2	2	750	1.500 (2)
			<u>3</u>		<u>1.800</u>
La Rioja	2,2	13,2	1	750	750 (3)
	0,4-0,231	13,2	2	1.500	3.000 (4)
			<u>3</u>		<u>3.750</u>
Total	-	-	7	-	6.300

- (1) Turbinas hidráulicas.
- (2) Grupos M.A.N. y National.
- (3) Turbina hidráulica.
- (4) Grupos M.A.N. y National (1 x 1.500 kVA de reserva).

FUENTE: Agua y Energía Eléctrica - Distrito La Rioja.

CUADRO 3.2.IV.

Líneas Existentes al 31-12-1969 - Agua y Energía Eléctrica.

Líneas	Localidades servidas	Tensión (kV)		Long. (km)	
		AT	BT		
La Rioja	La Rioja-Villa Bustos	13,2	0,4-0,231	85	116
Chilecito-Malligasta	Malligasta-Anguinan(1)	33,0	--	10,3	-
Chilecito	Chilecito-Nonogasta-Sañogasta-Santa Florentina-Anguinan-Malligasta-Los Sarmientos	13,2	0,4-0,231	97	60
Chamical	Chamical	13,2	0,4-0,231	4	14
Total Longitud 33 kV:		10,3 km			
Total Longitud 13,2 kV:		186,0 km			
Total Longitud 0,4-0,231 kV:		190,0 km			

FUENTE: Agua y Energía Eléctrica - Distrito La Rioja.

(1) - Opera en 13,2 kV.

CUADRO 3.2. V.

Estaciones Transformadoras de rebaje por centrales al 31-12-1969.
 Agua y Energía Eléctrica.

Central Abastecedora.	Tensión Primaria (kV)	Tensión Secundaria (kV)	Nº de unidades	Potencia total (kVA)
Gobernador Gordillo	13,2	0,4-0,231	2	175
Chilecito	13,2	0,4-0,231	27	2.975
La Rioja	13,2	0,4-0,231	43	5.940
Total	-	-	72	9.090

FUENTE : Agua y Energía Eléctrica - Distrito La Rioja.

La misma información correspondiente a la Dirección Provincial de Energía se indica en los CUADROS 3.2.VI., 3.2.VII. y 3.2.VIII.

A continuación se describen las instalaciones de distribución para cada una de las zonas eléctricas definidas.

ZONA CAPITAL.

Desde las barras de salida de la central de A y E se alimenta la ciudad de La Rioja mediante una red de distribución primaria de 13,2 kV.

Asimismo de dicha central parte una línea de 13,2 kV que siguiendo la ruta nacional N°75 llega hasta la localidad de Villa Bustos alimentando en su trayecto a otras localidades menores (Las Padercitas, Dique Los Sauces y otras.).

La distribución secundaria se efectúa una tensión de 0,4 - 0,231 kV como en todos los demás casos. La longitud total de la red de distribución primaria (incluyendo la Rioja y línea a Villa Bustos) es de 85 km y la de la red secundaria de 116 km.

El número de estaciones transformadoras de rebaje 13,2/0,4- 0,231 kV es de 43, las que totalizan una potencia aparente de 5940 kVA.

El estado de la red primaria y secundaria puede clasificarse de bueno en general.

No se prevén ampliaciones especiales salvo las que surgen de la expansión natural de la red.

ZONA CHILECITO Y FAMATINA.

Central El Parque (Chilecito).

La central de El Parque ubicada en la ciudad de Chilecito alimenta mediante una red de 13,2 kV la propia ciudad y las localidades de Santa Florentina, Los Sarmientos, Malligasta, Tilimuqui, Anguinan, La Puntilla y San Miguel.

Además de las anteriores localidades, se abastece a las localidades de Nonogasta y Sañogasta mediante una línea de 13,2 kV (3x25 mm²) que partiendo de Chilecito se extiende a lo largo de la ruta nacional 74 hasta la altura del cruce con la ruta 40, desde donde se bifurca en dos ramales, uno a Sañogasta y otro a Nonogasta. Se efectúan numerosos rebajes intermedios.

Además de las líneas de alimentación en 13,2 kV, se ha terminado recientemente una línea de 33 kV (opera en 13,2 kV) que partiendo de Chilecito alimenta los parcelamientos rurales de las Colonias de Malligasta y Anguinán. Esta línea tiene una longitud de 10,3 km.

La longitud total de la red de 13,2 kV antes indicada es de 97 km. mientras que la red de distribución secundaria es de 27 km, con un total de 2975 kVA instalados en subestaciones transformadoras. El estado de la red es bueno.

CUADRO 3.2. VI.

Estaciones transformadoras de salida de centrales al 31-12-1969.

Dirección Provincial de Energía.

Central	Tensión Primaria (kV)	Tensión Secundaria (kV)	Número de Unidades	Potencia por unidad (kVA)	Potencia total (kVA)
Aimogasta	0, 4-0, 231	13, 2(1) 33	1 2 <u>3</u>	400 630	400 <u>1.260</u> 1.660
Alpasinche	0, 4-0, 231	13, 2	1	150	150
Chepés	0, 4-0, 231	6, 6	1	150	300
Famatina	0, 4-0, 231	13, 2	2	150	300
Milagro	0, 4-0, 231	13, 2	1	100	100
Mazán	0, 4-0, 231	13, 2	1	400	400
Olta	0, 4-0, 231	13, 2	1	200	200
V.Unión	0, 4-0, 231	13, 2	1	315	315
V.Castelli	0, 4-0, 231	13, 2	1	75	75
Vinchina	0, 4-0, 231	13, 2	1	150	<u>150</u>
Total	-	-	<u>13</u>	-	<u>3.650</u>

(1): Transformador provisorio que será retirado próximamente cuando entre en servicio la línea de 33 Aimogasta-Mazán, operando en esa oportunidad los dos transformadores de 0, 4-0, 231/33 in cados.

FUENTE: Dirección Provincial de Energía.

CUADRO 3. 2. VII.

Líneas existentes al 31-12-1969 - Dirección Provincial de Energía

Línea	Localidades servidas	Tensión (kV)		Long. (km)	
		AT	BT	AT	BT
Aimogasta-San Antonio	Aimogasta-San Antonio	13,2	0,4-0,231	3	4
Aimogasta-Machigasta	Aimogasta-Machigasta	13,2	0,4-0,231	4	5
Aimogasta-Arauco	Aimogasta-Arauco	13,2	0,4-0,231	4	7
Aimogasta-Pinchas	Aimogasta	33(1)	-	45	-
	Pinchas - Chuquis-A	13,2	0,4-0,231	25	28
	minga-Anillaco-Los Molinos-Sta. Cruz-San Pedro-Anjullón.				
Alpasinche-Schaquí	Alpasinche-Chaupihua-	13,2	0,4-0,231	21	16
	si-Salicas-La Plaza-Los Robles-Las Talas Cuipán-Schaquí				
Chepes	Chepes	6,6	0,4-0,231	6	11
Chañar	Chañar	-	0,4-0,231	-	3
Famatina	Famatina-Carrizal-	13,2	0,4-0,231	23	10
	Pza. Vieja-Barrio Galli-Las Gredas				
Guandacol	Guandacol	-	0,4-0,231	-	3
Milagro-Catuna	Milagro-Catuna-Colo	13,2	0,4-0,231	24	17
	nia O. de Ocampo				
Mazán-Termas Sta. Teresita	Mazán-Villa Mazán-	13,2	0,4-0,231	21	11
	Termas Sta. Teresita				
Malanzán	Malanzán	-	0,4-0,231	-	3
Olta-Loma Blanca	Olta-Loma Blanca	13,2	0,4-0,231	4	9
Patqufa	Patqufa	-	0,4-0,231	-	4
Pituil	Pituil	-	0,4-0,231	-	5
Punta de los Llanos	Punta de los Llanos	-	0,4-0,231	-	3
Tama	Tama	-	0,4-0,231	-	3
Tello	Tello	-	0,4-0,231	-	4
Ulapes	Ulapes	-	0,4-0,231	-	3

CUADRO 3.2. VII. (continuación).

Líneas existentes al 31-12-1969 - Dirección Provincial de Energía.

Línea	Localidades servidas	Tensión (kV)		Long.(km)	
		AT	BT	AT	BT
Villa Unión-San José	Villa Unión-San José	13,2	0,4-0,231	2	2
Villa Unión-Los Pala- cios	Villa Unión-Los Pala- cios	13,2	0,4-0,231	7	2
Villa Unión-B. Florida	Villa Unión-B. Florida	13,2	0,4-0,211	3	11
Villa Unión-Pagancillo	Pagancillo	13,2	0,4-0,231	26	4
Vinchina-Distrito Pue- blo	Vinchina-Distrito Pue- blo	13,2	0,4-0,231	7	8
Villa Castellí	Villa Castellí	13,2	0,4-0,231	4	4

Total Longitud 33 kV: 43 Km
 Total Longitud 13,2 kV: 175 Km
 Total Longitud 0,4-0,231 kV: 109 Km

FUENTE: Dirección Provincial de Energía.

CUADRO 3.2. VIII.

Estaciones Transformadoras de rebaje por central al 31-12-1969.
 Dirección Provincial de Energía.

Central Abastecedora.	Tensión primar. (kV)	Tensión secund. (kV)	Número de unidades	Potencia por unid. (kVA)	Pot. total (kVA)
Aimogasta	33	13,2	2	200	400
	33	13,2	1	150	150
	33	13,2	3	100	300
	33	13,2	1	75	75
	13,2	0,4-0,231	4	100	400
	"	" "	4	75	300
	"	" "	6	50	300
	"	" "	1	40	40
	"	" "	2	30	60
	"	" "	1	25	25
			1	15	15
			<u>26</u>		<u>2.065</u>
Alpasinche	13,2	0,4-0,231	4	30	120
	"	" "	3	25	75
			<u>7</u>		<u>295</u>
Chepes (1)	6,6	0,4-0,231	1	150	150
			<u>1</u>		<u>150</u>
Famatina	13,2	0,4-0,231	1	75	75
	"	" "	5	50	250
			<u>6</u>		<u>325</u>
Milagro	13,2	0,4-0,231	1	50	50
	"	" "	2	30	60
	"	" "	3	10	30
			<u>6</u>		<u>140</u>

///////

CUADRO 3. 2. VIII. (continuación)

Estaciones Transformadoras de rebaje por central al 31-12-1969.
Dirección Provincial de Energía.

Central Abastecedora	Tensión primar. (kV)	Tensión secund. (kV)	Número de unidades	Potencia por unid (kVA)	Pot. total (kVA)			
Mazán	13,2	0,4-0,231	1	100	100			
			3	75	225			
			2	50	100			
			4	30	120			
			3	25	75			
			1	10	10			
			<u>14</u>		<u>630</u>			
Olta	13,2	0,4-0,231	2	50	100			
			1	30	30			
			1	5	5			
			<u>4</u>		<u>135</u>			
Villa Unión	13,2	0,4-0,231	2	50	100			
			"	"	"	1	40	40
			"	"	"	3	30	90
			"	"	"	1	25	25
			<u>7</u>		<u>245</u>			
Villa Castelli	13,2	0,4-0,231	2	30	60			
Vinchina	13,2	0,4-0,231	2	60	120			
			"	"	"	1	40	40
			2	30	60			
			1	25	25			
			<u>6</u>		<u>245</u>			
Total			79		4.290			

(1): Se retirará próximamente instalándose 3 subestaciones de rebaje 13,2/04-0,231 kV con las siguientes potencias: 1x100 kVA y 1x150 kVA.

Nota: En las centrales de Chañar, Guandacoi, Malanzán, Patiquía, Píñil, Punta de los Llanos, Tama, Tello, Ujaes y Castro Barros la distribución se realiza íntegramente en baja tensión (0,4-0,231 kV).

FUENTE: Dirección Provincial de Energía

La Dirección Provincial de Energía ha comenzado recientemente la ejecución de línea Chilecito-Nonogasta-Vichigasta, línea que permitirá abastecer de energía a los parcelamientos rurales de las colonias agrícolas de Nonogasta y Vichigasta, así como a la localidad de Vichigasta actualmente sin servicio.

En el PLANO 3.2.III., se muestra el trazado que tendrá dicha línea, cuyas características son las siguientes:

- Tensión: 66kV.
- Longitud: 36,4 km.
- Tipo de conductor: Al/Ac
- Sección de conductor: 3x 90 mm².
- Cable de Guardia: $\Phi = 9$ mm Acero.
- Postes y Crucetas: Ho. Ao.

Esta línea será complementada con las obras que a continuación se detallan:

Estación Transformadora Chilecito.
Estación Transformadora Nonogasta.
Estación Transformadora Vichigasta.

En el PLANO N°3.2.I. se indica el esquema unifilar simplificado de las instalaciones existentes y previstas, hacia mediados de 1971 fecha en que estimamos se podrían finalizar dichas obras.

La estación transformadora elevadora de Chilecito tendría una potencia de 6000 kVA, y relación de Transformación 13,2/33/66 kV.

A las barras de 33 kV se conectará la línea anteriormente mencionada a colonias de Malligasta y Anguinán y que provisoriamente se encuentra conectada a las barras de 13,2 kV.

En las colonias de Anguinán se prevé una estación transformadora tipo interperie de 2.500 kVA y relación de transformación 33/13,2 kV, con salidas en 13,2 kV para alimentar las colonias agrícolas de Anguinán y Malligasta.

La línea que construye la DPE se conectará a las barras de 66 kV en Chilecito.

La estación transformadora de Nonogasta, de tipo interperie, tendrá una capacidad inicial de 1.500 kVA y relación de transformación 66 kV/13,2 kV. Se prevén 3 salidas en 13,2 kV a la ciudad de Nonogasta y colonias agrícolas. Recordamos que Nonogasta es abastecida actualmente por línea de 13,2 kV según se muestra en el citado Plano 3.2.I.

Por último, la estación de Vichigasta tendría una potencia y características similares a la anterior.

Por último cabe señalar que la DPE tiene entre sus planes futuros la construcción de una línea de 66 kV que saliendo de la estación transformadora Vichigasta alimentará las colonias agrícolas de Catinzaco.

Central Famatina:

Desde la central de Famatina ubicada en las Gredas, se alimenta en 13,2 kV a las localidades de Famatina (Plaza Nueva), Carrizal, Plaza Vieja, Barrio Galli y las Gredas.

La longitud de la red de 13,2 kV es de 23 km. La red de baja tensión es de 10 km y la capacidad instalada en transformadores es de 325 kVA. El estado de la red es aceptable.

Central Pituil:

La distribución se efectúa íntegramente en baja tensión 0,4-0,231 kV, con una longitud de línea de 5 km, cuyo estado es bueno.

La DPE ha proyectado una línea de 33 kV que uniría Chilecito a las localidades de Famatina y Pituil. Dicho proyecto no ha sido aún oficialmente aprobado.

ZONA OESTE.

Central Villa Unión:

De las barras de la central de Villa Unión parte una línea de 13,2 kV que después de alimentar la localidad de Villa Unión al llegar a la ruta provincial 21 se bifurca en 2 ramales, uno hacia el norte y otro hacia el sur.

El ramal norte tiene una longitud de 3 km y luego de cruzar el río Bermejo llega a Banda Florida, abasteciendo puntos intermedios.

El ramal sur sigue por la ruta 21 hasta la localidad de Los Palacios con una longitud de 7 km y derivaciones intermedias.

La capacidad instalada total en transformadores de rebaje 13,2 kV 0,4-0,231 kV es de 245 kVA. El estado de la red es bueno.

Recientemente ha sido inaugurada una línea de 13,2 kV a Pagancillo, de 26 km de longitud, que se desarrolla a lo largo de la ruta provincial N°26. En esa localidad sólo se abastece actualmente al alumbrado público.

Centrales de Villa Castelli, Vinchina y Guandacol:

En las dos primeras la distribución primaria se efectúa en 13,2 kV mientras que en Guandacol la distribución se efectúa íntegramente en baja tensión.

Los datos de redes y transformadores se indican en los cuadros antes mencionados.

Cabe consignar el buen estado de las instalaciones en los tres casos.

Por último se indica que la DPE ha proyectado unir las localidades de Guandacol, Villa Unión, Villa Castelli y Vinchina mediante líneas de 33 kV. Dichos proyectos no tienen aún aprobación oficial.

ZONA NORTE

Central Aimogasta:

Desde la central de Aimogasta se alimenta a las localidades de Aimogasta, San Antonio, Machigasta y Arauco mediante una red de 13,2 kV cuyas características se indican en el CUADRO 3.2.VII.

Asimismo desde la central de Aimogasta parte una línea de 33 kV (actualmente opera en 13,2 kV por razones de carga) que se extiende a lo largo de la ruta nacional N°75 hasta la localidad de Pinchas. En su camino alimenta las localidades de San Pedro, Anjullón, Los Molinos, Anillaco, Aminga, Chuquis, Santa Cruz y la anteriormente mencionada Pinchas.

La longitud total de esta línea es de 45 km, conductor de aleación de Al de 3x48 mm² de sección nominal.

El estado de la red de 13,2 kV es bueno y el de la línea de 33 kV es muy bueno (fue inaugurada en 1967).

La potencia total instalada en transformadores reductores abastecidos de la central Aimogasta es de 2.065 kVA y suman en total 26 unidades.

La longitud total de la red de baja tensión es de 44 km.

Central Mazán:

La distribución primaria se efectúa por una línea de 13,2 kV que partiendo de la Central Mazán ubicada en estación Mazán alimenta esta última localidad, siguiendo luego a Villa Mazán y por último a Termas de Santa Teresita. El recorrido total de esta línea es de 21 km y su conductor es de cobre, sección 3x25 mm² en la salida y 3x 16 mm² en la bifurcación. Su estado es bueno.

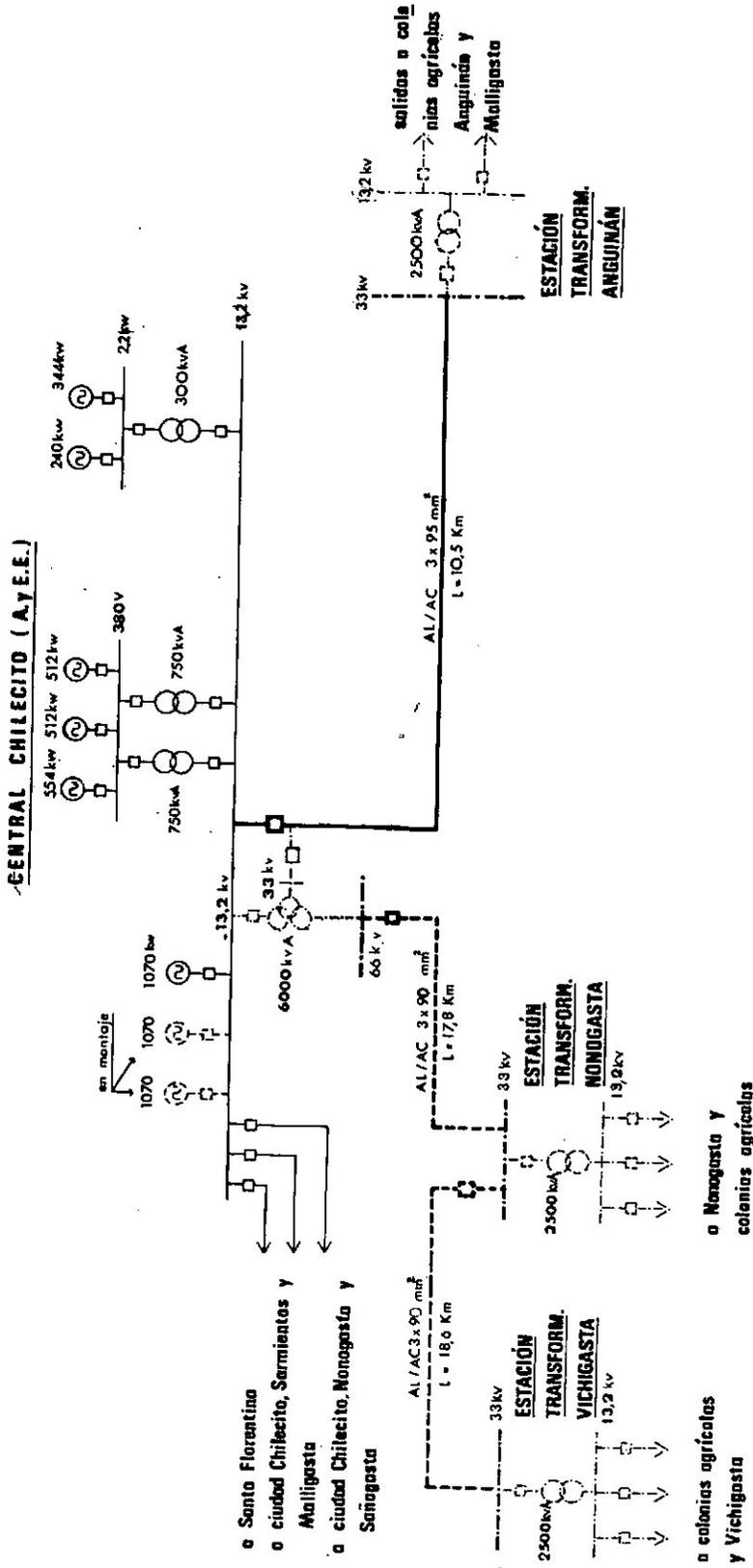
La distribución secundaria tiene una longitud total de 11 km. Se han instalado en transformadores reductores 630 kVA en las tres localidades servidas.

Actualmente se encuentra en etapa de ejecución avanzada la línea de interconexión Aimogasta, Mazán, que realiza la Dirección Provincial de Energía. En el PLANO 3.2.IV . se muestra el trazado de dicha línea cuyas características técnicas son las siguientes:

- Tensión: 33 kV.
- Longitud: 34 kms.
- Conductor: Aleación de Al
- Sección: 3 x 70 mm².
- Cable de Guardia: 6,3 mm² - Acero.
- Postes y Crucetas: H_o A_o

En el PLANO 3.2.II., se muestra el esquema unifilar simplificado de las instalaciones a diciembre de 1970, fecha que se estima serán finalizadas las obras.

CENTRAL CHILECITO-ALIMENTACION ZONAS RURALES
Esquema unifilar simplificado

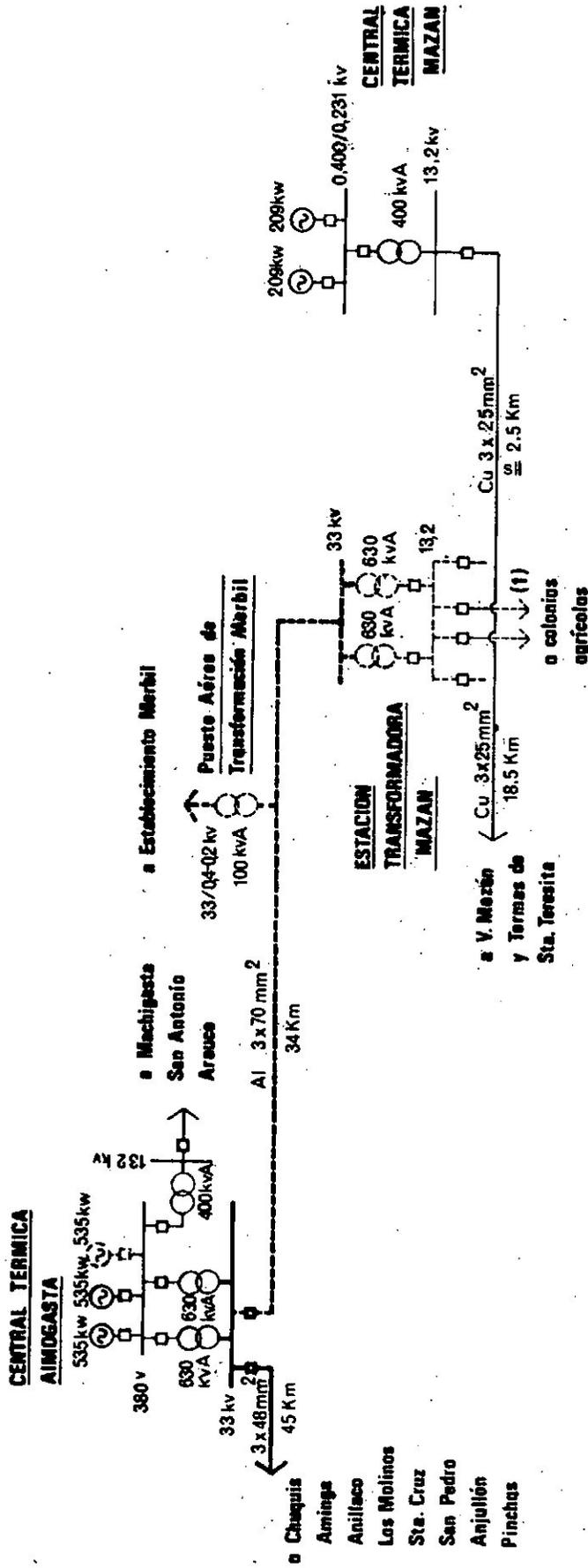


R E F E R E N C I A S

- existente A. y E.E.
- - - en construcción D.P.E.
- en estudio A. y E.E.

NOTA: La línea existente de 33kv Chilceto - E. T. Anguinán opera actualmente en 13.2 kv.

INTERCONEXION AIMOGASTA - MAZAN
Esquema unifilar simplificado



REFERENCIAS

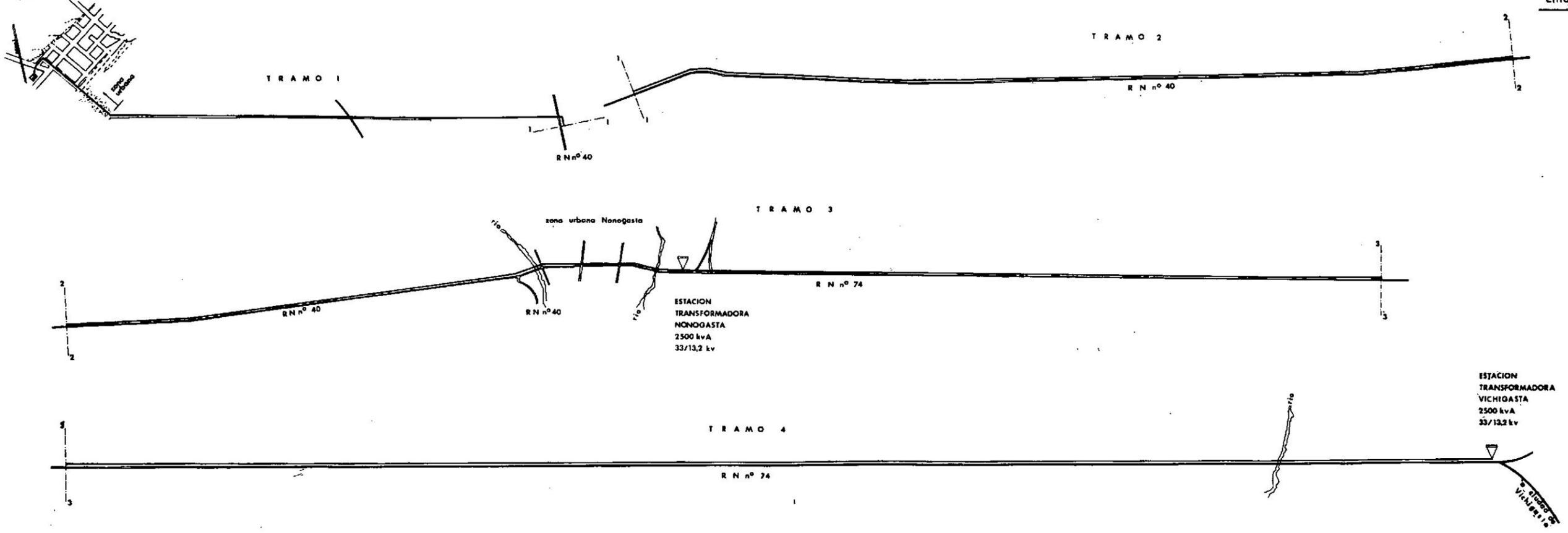
- Existente
- - - - - Proyectada próxima a licitar

(1) Al construirse la Estación Mazan se abrirá to línea con conexiones a las barras de 13,2kv

CENTRAL
CHILECITO
(A y E)

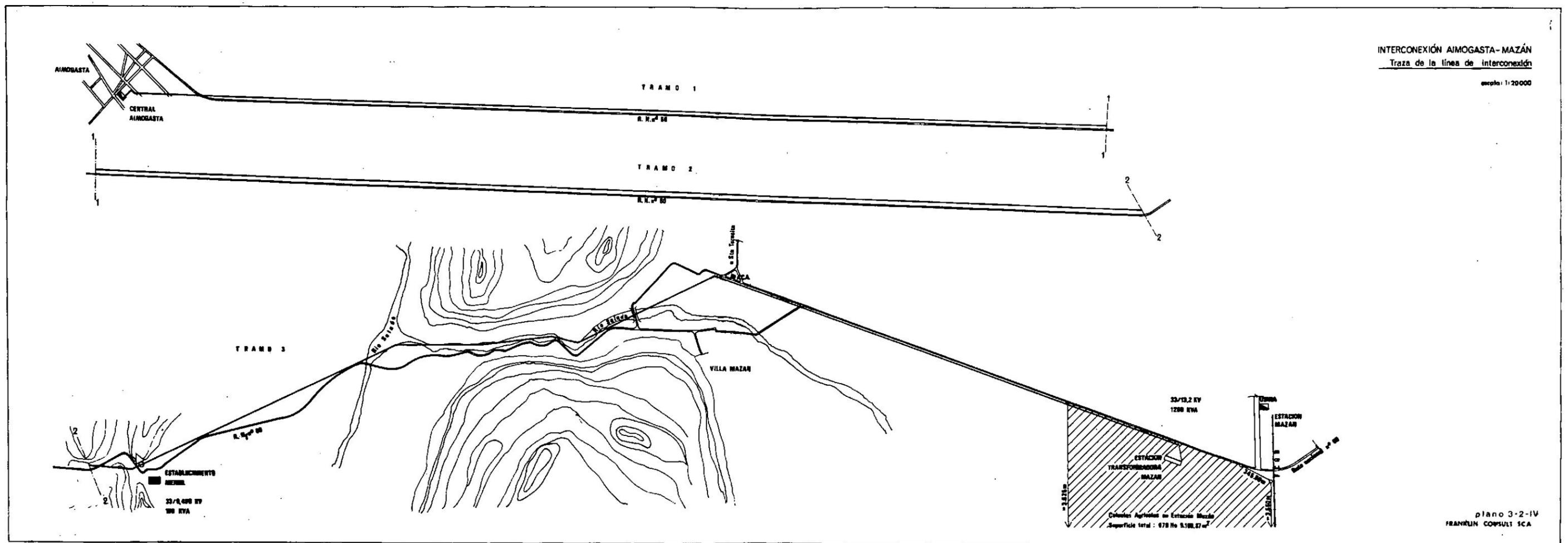
CHILECITO-NONOGASTA-VICHIGASTA
Línea de transmisión

escala: 1:20000



plano 3-2-III
FRANKLIN CONSULT SCA

INTERCONEXIÓN AIMOGASTA-MAZÁN
 Traza de la línea de interconexión
 escala: 1:20000



La línea de 33 kV arranca de las barras de la central de Aimogasta, ya existentes y su trazado se extiende paralelo a la ruta Nacional 60 hasta unos 2,5 kms antes de la localidad de Estación Mazán. En ese punto se realizará la estación transformadora "Mazán" de tipo interperie, de capacidad de transformación 1260 kVA (2 unidades de 630 kVA c/u) tensión primaria 33,0 kV y secundaria 13,2 kV.

Se prevén cuatro salidas, dos de ellas para conectar la actual línea de 13,2 kV central Mazán - Villa Mazán - Santa Teresita y otras dos salidas para alimentar los parcelamientos rurales de las colonias agrícolas de Estación Mazán.

Se prevé un puesto aéreo de transformación de 100 kVA 33/0,400 kV para alimentar al establecimiento minero Merbil.

Se incluye asimismo un sistema de telefonía por onda portadora.

Central Alpasinche:

De la central de Alpasinche parte una línea de 13,2 kV, que se desarrolla siguiendo la ruta provincial 11 y llega hasta la localidad de Schaqui.

En su recorrido alimenta la propia localidad de Alpasinche y los de Salicos, Los Robles, Los Talas, La Plaza, Chaupihuasi, Cuipán y Schaqui.

La longitud de esta línea es de 25 kms, de conductor de cobre de 3 x 16 mm². Su estado es bueno.

Otro ramal de 13,2 kV proyectado abastecerá la localidad de La Pirgua, y su longitud será de 5 km.

La red de baja tensión tiene una longitud de 25 kms. Su estado es bueno. No se prevén obras especiales en estas localidades.

ZONA DE LOS LLANOS.

Central de Gobernador Gordillo.

Esta central ubicada en la localidad de Chamental abastece única - mente a dicha localidad.

La red de 13,2 kV tiene una longitud total de 4 km, mientras que la baja tensión abarca 14 km siendo bueno el estado de ambas redes.

Central Chepes.

La distribución primaria en su mayor parte se efectúa mediante una red subterránea de 6,6 kV de 6 km de longitud cuyo estado es regular. Dicha red será retirada de servicio próximamente, estando en construcción una línea aérea de 13,2 kV.

La red de baja tensión suma una longitud de 11 km.

Central Milagro.

Consta de una red de 13,2 kV que alimenta a la localidad del mismo nombre. Además de Milagro parte una línea en esa misma tensión que recorriendo la ruta provincial 31 llega hasta la localidad de Santa Rita de Villa Catuna, alimentando en su trayecto a la importante colonia de Francisco Ortiz de Ocampo. El estado de la red es bueno y la longitud total es de 24 km. La red de baja alcanza 17 km.

Central Olta:

La red de 13,2 kV alimenta la misma localidad de Olta y hacia el sur a la localidad de Loma Blanca. Su estado es bueno y tiene una longitud de 4 km. La red de baja alcanza los 9 km.

Centrales de Chañar, Malanzán, Patquía, Pituil, Punta de los Llanos, Tama, Tello, Ulapes:

La distribución se efectúa directamente en baja tensión cuyos datos se indican en el mencionado CUADRO 3.2.VII.

3.5. CARACTERISTICAS OPERATIVAS DEL SERVICIO PUBLICO.

3.5.1. Datos operativos de Centrales.

En el CUADRO 3.3.1. se presentan los datos que caracterizan la operación de las centrales de la Provincia en el año 1969.

Para cada central se han determinado los siguientes indicadores:

- Factor de utilización: Medido en horas, es la relación entre la energía anual generada y la potencia instalada. Comparando este valor con las 8.760 horas anuales, es posible apreciar el grado de aprovechamiento de la capacidad instalada de la central.
- Factor de Planta: Relación entre la potencia efectiva de la central y la carga máxima. Mide el nivel de potencia ociosa, o bien el equipamiento incluyendo la reserva.
- Factor de Carga: Medido en horas, es la relación entre la generación anual y la carga máxima registrada. Da una idea de la calidad de la demanda, o bien del tipo de servicio prestado al mercado con sumidor (servicio continuo o discontinuo).

Por otra parte, en el cuadro mencionado se indica el horario de servicio de cada central.

Del análisis de los factores de utilización calculados, se desprende que para las centrales con horario permanente la magnitud de dicho indicador resulta aceptable en el caso de La Rioja y reducido en las demás centrales, especialmente en Gobernador Gordillo y Famatina.

Con respecto a las centrales con servicio discontinuo dicho valor es naturalmente bajo, aunque en algunos casos es excesivamente pequeño debido al sobreequipamiento, por ejemplo en las centrales de Chañar, Malanzán y Punta de Los Llanos, o bien debido a la desproporción entre la potencia instalada y la potencia efectiva, por ejemplo en Vinchina.

En relación al factor de planta, se observa que las centrales pueden agruparse en tres niveles, a saber:

- a) Centrales con factor de planta cercano a la unidad (hasta 1,5). Un factor de esta magnitud es indicativo de una situación crítica en cuanto a disponibilidad de potencia efectiva se refiere, advirtiendo sobre la necesidad de incrementar la capacidad de la central correspondiente. Esto es especialmente válido en aquellos casos en que las centrales constan de dos unidades generadoras, tales como Vinchina, Famatina, Milagro y Olta. La central de La Rioja, con 1,1 de factor de planta, evidencia una gran falta de potencia, la que habrá de superarse con la ampliación anteriormente descripta.

CUADRO 3.3.I.

Datos Operativos de Centrales - Año 1969.

Central	Potencia instalada kW	Potencia efectiva kW	Generacion MWh	Carga Máxima kW	Factor de utilización hs	Factor de Planta	Factor de carga hs	Horario del servicio
<u>Zona Capital</u>								
La Rioja	5.132	4.200	14.145	3.770	2.756	1,1	3.752	Permanente.
<u>Zona Famatina y Chilecito.</u>								
Chilecito	3.129	2.550	3.722	1.020	1.190	2,5	3.649	Permanente.
Famatina	200	90	226	70	1.130	1,3	3.229	Permanente.
Pituiñ	80	76	50	30	625	2,5	1.667	11 a 13-19 a 1
<u>Zona Los Llanos</u>								
Gob. Gordillo	1.500	1.010	1.065	310	710	3,3	3.435	Permanente.
Chañar	58	50	33	18	569	2,8	1.833	11 a 13-19 a 1
Chepes	395	240	510	233	1.291	1,0	2.189	9 a 13-16 a 1
D. Tello	80	70	54	34	675	2,1	1.588	11 a 13-19 a 1
Malanzán	52	44	24	13	462	3,4	1.846	11 a 13-19 a 1
Milagro	216	182	324	140	1.500	1,3	2.314	8 a 1
Olta	180	156	264	120	1.467	1,3	2.200	10 a 14-18 a 3

CUADRO 3.3.I. (continuación)

Datos Operativos de Centrales - Año 1969.

Central	Potencia instalada kW	Potencia efectiva kW	Generación MWh	Carga máxima kW	Factor de utilización hs	Factor de Planta	Factor de carga hs.	Horario del servicio.
Patquía	88	76	78	44	886	1,7	1.773	11 a 13-18 a 3
P. de los Llanos	52	44	17	14	327	3,1	1.214	11 a 13-19 a 1
Ulapes	58	50	55	28	948	1,8	1.964	11 a 13-19 a 1
Tama	58	48	35	18	603	2,7	1.944	11 a 13-19 a 24
<u>Zona Norte</u>								
Aimogasta	1.070	910	1.411	400	1.319	2,3	3.528	7 a 3
Alpasinche	216	184	173	97	801	1,9	1.784	10 a 14-19 a 1
Mazán	418	354	415	125	993	2,8	3.320	7 a 11-15 a 1
<u>Zona Oeste</u>								
Guandacol	52	44	25	25	481	1,8	1.000	11 a 13-19 a 1
V. Castelli (1)	-	-	-	-	-	-	-	11 a 13-19 a 1
V. Unión	254	190	449	190	1.768	1,0	2.363	8 a 12-15 a 1
Vinchina	176	60	103	58	585	1,0	1.776	8 a 1

(1) No generó en 1969.

FUENTE: FRANKLIN CONSULT.

- b) Centrales con factores de planta entre 1,5 y 2,5. Este rango, en general, puede considerarse normal, si se tiene en cuenta por un lado la necesidad de disponer de reserva técnica (hasta un máximo de 50 % para centrales con dos unidades), y por otro lado la conveniencia económica de instalar unidades relativamente mayores que la demanda máxima, en vez de grupos de menor magnitud, cuyos costos son comparables. Dentro de este grupo se encuentran Guandacol, Alpasinche, D. Tello, Patquía, Chepes, (1970), Ulapes, Chilcote, Tituil, y Aimogasta. Con respecto a Chilcote y Aimogasta debe señalarse que si bien sus factores están en el extremo máximo de este rango, las recientes ampliaciones han sido efectuadas con miras al fuerte crecimiento de demanda que se espera en las mismas, debido a la próxima extensión de sus redes en zonas rurales aledañas.
- c) Centrales con factores de planta mayores que 2,6. Las centrales con estos niveles pueden considerarse en estado actual de sobreequipamiento. En este grupo se encuentran Tama, Mazán, Chañar, Punta de los Llanos, Gobernador Gordillo, Malanzán y Villa Unión (1970). En algunos casos, dada la pequeña magnitud de la demanda podría admitirse que la dimensión de la potencia unitaria de los grupos es adecuada, por ejemplo Tama, Chañar, Punta de los Llanos y Malanzán.

Con respecto a los factores de carga se observa una clara distinción entre las localidades con servicio permanente y las de horario discontinuo.

Las primeras superan las 3.000 hs., excepto Famatina y en el segundo grupo este factor disminuye por las restricciones de horario.

Los factores de carga de Mazán, Aimogasta, Chepes, Milagro y Olta se destacan entre sus similares debido a los mayores horarios de servicio o bien por el mayor porcentaje de demanda industrial de la localidad correspondiente.

Dentro de las localidades con servicio continuo se advierten mejores factores de carga en aquellas poblaciones de mayor actividad económica y número de habitantes.

En el CUADRO 3.3.II. se indican los consumos específicos de combustible y tipo de combustible utilizados por cada una de las centrales diesel existentes.

Los valores obtenidos de consumo específico están en general, dentro de lo admisible considerando la potencia unitaria de los grupos en servicio y el grado de utilización de los mismos. Se estima que algunos consumos que aparecen extremadamente altos, obedecen a deficiencias de medición.

CUADRO 3. 3. II.

Centrales Diesel existentes. Consumos específicos de combustible.

Central	Consumo específico gr/kWh				Tipo de Combustible
	1.967	1.968	1969	Prom.	
Aimogasta	325	362	280	322	Diesel-oil
Alpasinche	321	363	322	335	" "
Chepes	291	308	313	304	" "
Chañar	-	-	416	416	Gas-oil
Chilecito	284	283	288	285	Diesel-oil
Gobernador Gordillo	362	350	342	351	" "
Guandacol	403	437	634	491	Gas-oil
La Rioja	271	261	258	263	Diesel-oil
Malanzán	-	-	465	465	Gas-oil
Mazán	323	382	294	333	Diesel-oil
Milagro	320	300	326	315	" "
Olta	346	452	360	387	" "
Patquía	333	327	376	345	" "
Pituii	500	500	282	427	Gas-oil
Punta de Los Llanos	-	-	829	829	" "
Tama	-	565	410	487	" "

CUADRO 3.3.II. (continuación).

Centrales Diesel existentes. Consumos específicos de combustible.

Central	Consumo específico gr/k Wh				Tipo de Combustible.
	1.967	1.968	1.969	Prom.	
Tello	-	470	348	409	Gas-oil
Ulapes	368	372	303	348	" "
Villa Castelli	-	-	-	-	" "
Villa Unión	349	337	325	337	Diesel-oil

FUENTE: Dirección Provincial de Energía.
 Agua y Energía Eléctrica - Departamento Operación Centrales.

El combustible procede principalmente de la planta de almacenamiento de Yacimientos Petrolíferos Fiscales ubicada en Monte cristo, Provincia de Cordoba, o bien directamente de la destilería de San Lorenzo.

En la zona sur de Los Llanos se utiliza combustible procedente de la Destilería Luján de Cuyo (Mendoza) el cual se transporta en camión tanque a través de la ruta nacional N°20.

El abastecimiento a las centrales de A y E, se efectúa mediante vagón-tanque del Ferrocarril Gral. Belgrano., en cambio las centrales de la DPE se abastecen íntegramente mediante camión-tanque.

En el CUADRO 3.3.III., se detalla la capacidad de almacenamiento de combustible de cada central. La dimensión de los tanques permite disponer, en general, de una cómoda reserva de combustible.

En el CUADRO 3.3.IV., se indican los consumos específicos de lubricante de cada central.

3.3.2. Datos operativos de líneas y estaciones transformadores.

En el CUADRO 3.3.V., se indican las pérdidas de uso propio y en la red, para cada una de las centrales provinciales y nacionales.

Las primeras se expresan en por ciento de la energía bruta generada y representan el consumo propio de central y pérdidas de transformación en estaciones transformadoras elevadoras para los casos que corresponde.

Las segundas se expresan en por ciento de la energía enviada a la red y representan las pérdidas totales de la red, es decir que incluye las pérdidas en líneas, subestaciones de rebaje y consumos no declarados.

De los valores obtenidos se desprende que, en general el uso propio está en un orden de magnitud normal para este tipo de centrales, con excepción de las que superan el 10% que resultan llamativamente elevadas.

En relación a las pérdidas en la red, se observan diferencias muy notorias entre los distintos servicios, considerándose que las bajas pérdidas se manifiestan en localidades con instalaciones relativamente recientes o poco extendidas, mientras que los altos porcentajes aparecen en aquellos lugares donde existen redes más antiguas, más extensas y en algunos casos, consumos no declarados. Debe agregarse además la posibilidad de errores de medición originados por bajas demandas lo cual hace inciertos los registros estadísticos.

La calidad del servicio a nivel de distribución puede considerarse muy bueno.

CUADRO 3. 3. III.

Centrales diesel existentes - Capacidad de almacenamiento de combustible

Central	Capacidad de tanques (litros)
Aimogasta	150.000 (1)
Alpasinche	100.000
Chepes	110.000 (1)
Chañar	10.000
Chilecito	300.000
Gobernador Gordillo	120.000
Guandacol	5.000
La Rioja	700.000
Malanzán	10.000
Mazán	100.000
Milagro	100.000
Olta	50.000
Patqufa	10.000
Pituil	5.000
Punta de los Llanos	10.000
Tama	10.000
Tello	10.000
Ulapes	5.000
Villa Castelli	10.000
Villa Unión	135.000 (1)

(1): incluye 100.000 litros para grupos nuevos

FUENTE: Dirección Provincial de Energía - Agua y Energía Eléctrica

CUADRO 3. 3. IV.

Centrales Diesel existentes - Consumos específicos de lubricante

Central	Consumo específico (grs/kWh)			
	1967.	1968	1969	Prom.
Aimogasta	s/d	3,4	5,6	4,5
Alpasinche	s/d	16,3	4,4	10,4
Chepes	s/d	3,2	3,3	3,3
Chañar	-	12,8	7,8	10,3
Chilecito	8,8	9,4	7,0	8,4
Gob. Gordillo	16,2	12,0	9,8	12,6
Guandacol	s/d	7,7	14,7	11,2
La Rioja	5,9	5,2	4,5	5,2
Malanzán	-	18,2	3,4	13,3
Mazán	s/d	2,9	1,3	2,1
Milagro	s/d	3,0	3,3	3,2
Olta	s/d	6,7	1,9	4,3
Patqufa	s/d	3,0	2,2	2,6
Pituil	s/d	9,0	5,4	7,2
P. de los Llanos	-	-	19,4	19,4
Tama	-	13,7	7,4	10,6
Tello	-	11,5	5,1	8,3
Ulapes	s/d	8,7	4,0	6,4
Villa Castelli	-	-	-	-
Villa Unión	s/d	4,7	2,2	3,5

s/d: Sin datos

FUENTE: Dirección Provincial de Energía, Agua y Energía Eléctrica-
Departamento operación centrales.

CUADRO 3.3.V.

Centrales existentes - Pérdidas de Uso Propio y Pérdidas en la Red - Año 1969.

Centrales existentes	Pérdidas de Uso Propio %	Pérdidas en la Red %
<u>Zona Oeste</u>		
Guandacol	4,0	4,2
Villa Castelli	-	-
Villa Unión	4,9	7,5
Vinchina	8,7	10,6
<u>Zona Famatina y Chilecito</u>		
Chilecito	2,0	13,0
Famatina	3,1	30,1
Pituil	6,0	27,7
<u>Zona Capital</u>		
La Rioja	3,2	13,9
<u>Zona Norte</u>		
Aimogasta	12,8	9,0
Alpasinche	8,1	15,1
Mazán	5,3	14,0
<u>Zona de Los Llanos</u>		
Gob. Gordillo	13,1	6,3
Chañar	6,1	22,6
Chepes	3,9	31,6
D. Tello	9,3	12,2
Malanzán	8,3	22,7
Milagro	2,8	10,5
Olta	6,2	24,0
Patquía	5,0	14,9
Punta de Los Llanos	11,8	33,3
Ulapes	12,7	35,0
Tama	8,6	25,0

FUENTE: Secretaría de Estado de Energía-Departamento de Estadística-
Pérdidas de Uso Propio en % de la Energía bruta generada.
Pérdidas en la Red en % de la energía enviada a la Red.

No se han detectado problemas de bajas tensiones y de saturación de redes, aún cuando no existe información estadística del estado de carga de las subestaciones de rebaje.

En el caso particular de algunas líneas que transmiten baja carga a relativamente largas distancias (Alpasinche, Schaqui, Aimogasta, Pinchas, redes en V. Unión) se ha observado dificultades para la regulación de la tensión, superándose este inconveniente mediante compensación adecuada.

No existen en la zona información suficiente que permita investigar la frecuencia de fallas e interrupciones en la red de distribución.

3.3.3. Personal afectado al servicio.

En el CUADRO 3.3.VI., se muestra el personal ocupado durante el año 1969 en las centrales de la empresa A y E, clasificado en personal técnico de operación y de mantenimiento.

En el CUADRO 3.3.VII., se indica el correspondiente a las centrales de la Dirección Provincial de Energía.

Puede advertirse que por lo general, el personal resulta insuficiente en esta última repartición.

El mantenimiento de las centrales de la DPE, lo efectúa el personal concentrado en la ciudad de La Rioja en donde existe un pequeño taller de reparaciones, cuyo plantel básico es el siguiente: 1 jefe de Mantenimiento, 1 encargado de Taller, 1 operario diesel, 2 torneros, 1 operario de Herramientas, 4 mecánicos y 1 auxiliar.

Se comprende que este personal es muy escaso para atender 19 centrales, teniendo en cuenta además las distancias existentes entre ellas.

No existe personal técnico destinado directamente a las centrales, en cuanto a la DPE se refiere.

CUADRO 3.3.VI.

Personal ocupado por centrales al 31-12-1969 - Agua y Energía Eléctrica

Central	Personal Técnico	Personal de Operación	Personal de Mantenimiento	Total
Chilecito	1	6	4	11
Gob. Gordillo	-	6	1	7
La Rioja	4	15	6	25

FUENTE: Agua y Energía Eléctrica - Distrito La Rioja.

CUADRO 3.3.VII.

Dirección Provincial de Energía

Personal ocupado por Centrales - Año 1969

Central	Personal Directivo	Empleados Administrativos	Profesionales y técnicos	Supervisión (Capataces y encargados)	Oficiales y medio oficiales	Ayudantes Peones y Varios	Total
Ajmagasta	-	1	-	1	9	2	13
Alpasinche	-	-	-	1	4	2	7
Chepes	-	1	-	1	4	1	7
Chañar	-	-	-	1	-	-	1
Famatina	-	1	-	1	6	4	12
Guandacol	-	-	-	1	-	-	1
Mazán	-	1	-	1	2	-	4
Malanzán	-	-	-	1	1	-	2
Milagro	-	-	-	1	4	1	6
Olta	-	-	-	1	4	-	5
Patquía	-	-	-	1	-	-	1
Pituil	-	-	-	1	-	-	1
P. de los Llanos	-	-	-	-	-	-	-
Tama	-	-	-	1	1	-	2
Tello	-	-	-	1	1	-	2
Ulapes	-	-	-	1	1	-	2
V. Castelli	-	-	-	1	-	-	1
V. Unión	-	1	-	1	5	1	8
Vinchina	-	-	-	1	1	3	5
Total	-	5	-	19	43	14	81

FUENTE: Dirección Provincial de Energía.

3.4. EVOLUCION HISTORICA DE LA DEMANDA DEL SERVICIO PUBLICO.

3.4.1. Introducción.

El análisis histórico de la demanda del servicio público comprende la determinación de todos los aspectos relativos al consumo y abastecimientos de energía, a efectos de servir de base a las proyecciones de la demanda eléctrica que se efectúan en el apartado 3.5.

Se han recopilado y determinado:

- a) Series históricas de valores del consumo total de energía, número de usuarios y consumo por usuario.
- b) Tasas crecimientos del consumo total, número de usuarios y consumo por usuarios.
- c) Estructura sectorial del consumo de energía.
- d) Datos de población servida, consumo por habitante y relación habitante por usuario.
- e) Generación de energía, energía enviada a la red, pérdidas de uso propio y pérdidas en la red.
- f) Cargas máximas y factores de carga.

La unidad de análisis utilizada ha sido la central. Sin embargo para facilitar el estudio y la comprensión del mercado riojano se han obtenido indicadores a nivel zonal y provincial.

3.4.2. El abastecimiento eléctrico.

En los CUADROS 3.4.I. y 3.4.II., se presentan los datos del abastecimiento eléctrico por central para los años 1969 y 1968 respectivamente.

La "energía bruta generada" se mide a la salida de los grupos de la central; el "uso propio" es el consumo de los servicios auxiliares; por diferencia entre la energía bruta generada y el uso propio se obtiene la "energía enviada a la red", valor que comparado con el consumo total (1) permite obtener los "pérdidas en la red". Este último valor comprende las pérdidas por transmisión, transformación y distribución así como los consumos no declarados.

La "carga máxima" corresponde a la medida en central.

3.4.3. El consumo de energía eléctrica.

En el CUADRO 3.4.III. se indican los valores anuales del consumo total de energía por centrales para los años 1960 a 1969 inclusive, mientras que el CUADRO 3.4.IV. se han determinado las tasas de crecimiento (2) correspondientes para distintos tamaños de la serie histórica, a efectos de detectar cambios de tendencias.

(1) energía facturada.

(2) tasa anual promedio en relación a 1969.

CUADRO 3.4.I.

El abastecimiento eléctrico - Año 1969.

Zonas y Centrales	Energía bruta generada		Uso Propio		Energía enviada a la red		Consumo total		Pérdidas en la red		Carga máxima		Factor de carga	
	MWh	%	MWh	%	MWh	%	MWh	%	MWh	%	KW	Horas	%	%
<u>Zona Capital</u>														
Central La Rioja	14.145		452	3,2	13.693		11.790		1.903	13,9	3.770	3.751	42,8	
<u>Zona Chilicito y Famatina</u>														
Central Chilicito	3.722		73	2,0	3.649		3.175		474	13,0	1.020	3.649	41,7	
Central Famatina	226		7	3,1	219		153		66	30,1	70	3.229	36,9	
Central Pitulí	50		3	6,0	47		34		13	27,7	30	1.667	19,0	
<u>Zona Los Llanos</u>														
Central Gdor. Gordillo	1.065		139	13,1	926		868		58	6,3	310	3.435	39,2	
Central Chepes	510		20	3,9	490		335		155	31,6	233	2.188	25,0	
Central Nilagro	324		9	2,8	314		281		33	10,5	140	2.314	26,4	
Central Olta	264		16	6,2	248		188		60	24,0	120	2.200	25,1	
Central Patquía	78		4	6,0	74		63		11	14,9	44	1.773	20,3	
Central Ulapes	55		7	12,7	48		31		17	35,0	28	1.964	22,4	
Central Chañar	33		2	6,1	31		24		7	22,6	18	1.816	20,7	
Central D. Tello	54		5	9,3	49		43		6	12,2	34	1.588	18,1	

CUADRO 3.4.I. (continuación).
El abastecimiento eléctrico - Año 1969.

Zonas y Centrales	Energía bruta generada		Uso Propio		Energía enviada a la red.		Consumo total		Pérdidas en la red		Carga máxima KW	Factor de carga	
	MWh	%	MWh	%	MWh	%	MWh	%	MWh	%		Horas	%
Central Malanzán	24		2	8,3	22		16		6	27,3	16	1.846	21,1
Central P. de Los Llanos	17		2	11,7	15		10		5	33,3	14	1.221	13,9
Central Tama	35		3	8,6	32		24		8	25,0	18	1.955	22,3
<u>Zona Norte</u>													
Central Almogasta	1.411		181	12,8	1.230		842		388	31,5	400	3.527	40,3
Central Alpasinche	173		14	8,1	159		135		24	15,1	97	1.784	20,4
Central Nazán	415		22	5,3	393		302		91	23,1	125	3.320	37,9
<u>Zona Oeste</u>													
Central Villa Unión	449		22	4,9	427		350		77	18,0	190	2.363	27,0
Central Vinchina	103		9	8,7	94		84		10	10,6	58	1.776	20,0
Central Guandacol	25		1	4,0	24		23		1	4,2	25	1.000	11,4

FUENTE: FRANKLIN CONSULT.

CUADRO 3. 4. II

El abastecimiento eléctrico - Año 1968

Zonas y Centrales	Energía bruta generada		Uso propio		Energía enviada a la red	Consumo total	Pérdidas en la red.		carga máxima	Factor de carga	
	MWh	MWh	MWh	%			MWh	MWh		%	kW
<u>Zona Capital</u>											
Central La Rioja	11.892	490	4,1		11.402	9.926	1.416	12,9	3.540	3.359	38,3
<u>Zona Chilecito y Famatina.</u>											
Central Chilecito	3.101	85	2,7		3.016	2.633	383	12,7	935	3.316	37,0
Central Famatina	190	6	3,1		184	143	41	22,3	70	2.714	31,0
Central Pituil	42	2	4,7		40	36	4	10,0	25	1.826	20,8
<u>Zona de los Llanos</u>											
Central G. Gordillo	905	121	13,4		784	663	121	15,4	320	2.828	32,3
Central Chepes	457	19	4,1		438	317	121	27,6	180	2.539	29,0
Central Milagro	295	9	3,1		286	266	20	7,0	124	2.379	27,1
Central Olta	170	5	3,0		165	156	9	5,4	70	2.428	27,7
Central Patquía	82	2	2,4		80	67	13	16,2	40	2.050	23,4
Central Ulapes	43	5	11,6		38	29	9	23,7	20	2.150	24,5
Central Chañar	16	1	6,2		15	8	7	46,7	18	890	10,2

CUADRO 3. 4. II (Continuación)

El abastecimiento eléctrico - Año 1968

Zonas y Centrales	Energía bruta generada	Uso propio		Energía enviada a la red	Cósumo total	Pérdidas en la red.		Carga kW	Horas	%
	MWh	MWh	%	MWh	MWh	MWh	%			
Central D.Tello	34	1	8,3	11	10	1	9,1	26	1.307	14,9
Central Malanzan	14	1	11,1	8	7	1	12,5	18	777	8,9
Central P.de los Llanos	4	1	25,0	3	1	2	66,6	12	333	3,8
Central Tama	23	1	7,1	13	12	1	7,7	18	1,278	14,6
<u>Zona Norte</u>										
Central Aimogasta	710	33	4,6	677	619	58	8,6	236	3.008	34,3
Central Alpasinche	146	6	4,1	140	128	12	8,6	81	1.802	20,6
Central Mazán	269	12	4,5	257	230	27	10,5	90	2.988	34,1
<u>Zona Oeste</u>										
Central Villa Unión	353	15	4,2	338	313	25	7,4	170	2.076	23,7
Central Vinchina	55	3	5,4	52	37	15	28,8	50	1.100	13,0
Central Guandacol	32	1	3,1	31	30	1	3,2	20	1,600	18,3

FUENTE: SECRETARIA DE ENERGIA

CUADRO 3. 4. II

El abastecimiento eléctrico - Año 1968

Zonas y Centrales	Energía bruta generada	Uso propio		Energía enviada a la red	Consumo total	Pérdidas en la red.		carga máxima	Factor de carga	
	MWh	MWh	%	MWh	MWh	MWh	%	kW.	libras	%
<u>Zona Capital</u>										
Central La Rioja	11.892	490	4,1	11.402	9.926	1.416	12,9	3.540	3.359	38,3
<u>Zona Chilecito y Famatina.</u>										
Central Chilecito	3.101	85	2,7	3.016	2.633	383	12,7	935	3.316	37,0
Central Famatina	190	6	3,1	184	143	41	22,3	70	2.714	31,0
Central Pituil	42	2	4,7	40	36	4	10,0	23	1.826	20,8
<u>Zona de los Llanos</u>										
Central G. Gordillo	905	121	13,4	784	663	121	15,4	320	2.828	32,3
Central Chepes	457	19	4,1	438	317	121	27,6	180	2.539	29,0
Central Milagro	295	9	3,1	286	266	20	7,0	124	2.379	27,1
Central Olta	170	5	3,0	165	156	9	5,4	70	2.428	27,7
Central Patquía	82	2	2,4	80	67	13	16,2	40	2.050	23,4
Central Ulapes	43	5	11,6	38	29	9	23,7	20	2.150	24,5
Central Chañar	16	1	6,2	15	8	7	46,7	18	890	10,2

CUADRO 3. 4. II (Continuación)

El abastecimiento eléctrico - Año 1968

Zonas y Centrales	Energía bruta generada		Uso propio		Energía enviada a la red		Consumo total		Pérdidas en la red		Potencia kW	Horas	%
	MWh		MWh	%	MWh		MWh		MWh	%			
Central D.Tello	34		1	8,3	11		10		1	9,1	26	1.307	14,9
Central Malanzan	14		1	11,1	8		7		1	12,5	18	777	8,9
Central P.de los Llanos	4		1	25,0	3		1		2	66,6	12	333	3,8
Central Tama	23		1	7,1	13		12		1	7,7	18	1,278	14,6
<u>Zona Norte</u>													
Central Aimogasta	710		33	4,6	677		619		58	8,6	236	3.008	34,3
Central Alpasinche	146		6	4,1	140		128		12	8,6	81	1.802	20,6
Central Mazán	269		12	4,5	257		230		27	10,5	90	2.988	34,1
<u>Zona Oeste</u>													
Central Villa Unión	353		15	4,2	338		313		25	7,4	170	2.076	23,7
Central Vinchina	55		3	5,4	52		37		15	28,8	50	1.100	13,0
Central Guandacol	32		1	3,1	31		30		1	3,2	20	1.600	18,3

FUENTE: SECRETARIA DE ENERGIA

CUADRO 3.4.III.

Evolución histórica del consumo total de energía eléctrica

Zonas y Centrales	Consumo Total (MWh)									
	1960	1961	1962	1963	1964	1965	1966	1967	1968	1969
<u>Zona Capital</u>										
Central La Rioja	5.122	5.770	6.465	6.955	7.355	7.666	8.345	9.538	9.926	11.790
<u>Zona Chilcecito y Famatina.</u>										
Central Chilcecito	1.783	1.822	1.828	1.941	1.980	2.120	2.216	2.402	2.634	3.175
Central Famatina		132	136	114	88	125	130	137	143	153
Central Pituil	17	32	32	20	32	38	39	35	36	34
<u>Zona Los Llanos.</u>										
Central G. Gordillo	223	234	276	313	368	452	482	493	663	868
Central Chepes	144	163	177	185	222	244	264	265	317	335
Central Milagro	60	140	144	148	169	214	212	229	266	281
Central Olta	44	68	49	63	69	87	108	125	156	188
Central Patquía	9	34	30	32	34	42	58	56	67	63
Central Ulapes	9	23	30	17	20	31	27	24	29	31
Central Chañar									8	24

Zonas y Centrales	Consumo Total (MWh)									
	1960	1961	1962	1963	1964	1965	1966	1967	1968	1969
Central D. Tello									10	43
Central Malanzan									7	16
Central P. de Los Llanos									1	10
Central Tama									12	24
<u>Zona Norte.</u>										
Central Aimogasta	231	271	325	404	407	529	609	633	619	842
Central Alpasinche				60	78	107	116	116	128	135
Central Mazán						75	108	140	230	302
<u>Zona Oeste.</u>										
Central Villa Unión	108	133	177	216	188	265	326	334	313	350
Central Vinchina									37	84
Central Guandacol				11	14	20	22	26	30	24
Total Provincia	7.750	8.882	9.694	10.488	11.024	12.009	13.062	14.553	15.632	18.297

FUENTE: SECRETARÍA DE ENERGÍA.

Tasas anuales promedio del consumo total

Zonas y Centrales.	Tasa anual promedio en % ; serie:					
	1969/60	1969/61	1969/62	1969/63	1969/64	1969/65
<u>Zona Capital</u>						
Central La Rioja	9,8	9,4	9,1	9,3	10,0	11,5
<u>Zona Chilcecito y Famatina.</u>						
Central Chilcecito	6,8	7,3	8,3	8,7	10,0	10,8
Central Famatina		3,4	3,4	6,7	12,6	5,2
Central Pituil	11,5	1,9	2,2	4,1	2,9	1,1
<u>Zona Los Llanos</u>						
Central G. Gordillo	16,7	18,2	18,3	19,1	19,4	
Central Chepes	10,0	9,6	9,8	10,6	8,8	
Central Milagro	23,2	9,4	10,3	11,6	11,1	
Central Olta	19,5	15,2	21,3	20,1	22,2	
Central Patqufa	39,0	9,1	12,1	13,0	14,4	
Central Ulapes	24,5	8,2	4,4	13,1	11,1	
Central Chañar (1)						



CUADRO 3. 4. IV. (continuación)

Tasas anuales promedio del consumo total

Zonas y Centrales.	Tasa anual promedio en % ; serie:					
	1969/60	1969/61	1969/62	1969/63	1969/64	1969/65
Central D.Tello (1)						
Central Malanzan (4)						
Central P. de los Llanos (1)						
Central Tama (1)						
<u>Zona Norte</u>						
Central Aimogasta	15,8	15,6	15,0	13,9	16,6	13,2
Central Alpasinche				15,2	12,3	6,1
Central Mazán						42,3
<u>Zona Oeste</u>						
Central Villa Unión	15,2	14,3	11,6	9,8	14,4	7,8
Central Vinchina (1)						
Central Guandacol				15,6	13,3	5,9
TOTAL PROVINCIA	10,1	9,6	9,5	9,8	10,7	11,2

(1) De las Centrales Chañar, D. Tello, Malanzan, Punta de Los Llanos y Tama no se incluyen los datos pues comenzaron a generar después de 1965.

En los mismos cuadros se indican los valores correspondientes al total de la provincia.

Los valores de los CUADROS anteriores permiten apreciar a nivel provincial un crecimiento muy uniforme, con una tasa media para las distintas series consideradas, del 10,0% a.ac. Se observa una tendencia a incrementarse al 11% a.ac. en las series más cortas.

Dicho comportamiento viene influido principalmente por los crecimientos de las centrales de La Rioja y Chilecito, con tasas muy similares y cuyos consumos sumados representan aproximadamente el 80% del total de la Provincia en el año 1969.

En lo que respecta a restantes centrales los crecimientos son por lo general bastante menores, y en muchos de los casos los valores de consumo se encuentran distorsionados por cambios en el horario de servicio.

Dentro de la excepción cabe consignar a las centrales de G. Gordillo, Olta, Aimogasta y Mazán.

En los CUADROS 3.4.V. al 3.4.VIII. se indican los valores históricos del número de usuarios, tasa de crecimiento del número de usuarios, consumo por usuario y tasas de crecimiento del consumo por usuario respectivamente.

El crecimiento del número de usuarios es prácticamente uniforme a nivel provincial, con una tasa media 5,0 % a.ac.

A nivel de central se observa en la de La Rioja un progresivo descenso del crecimiento, originado por una saturación de la relación habitante usuario, que alcanzó a 6,2 en 1969.

Las restantes centrales tienen por lo general crecimientos por encima del provincial, encontrándose en una etapa de expansión de sus redes e incorporación de nuevos usuarios al servicio.

El consumo por usuario muestra un crecimiento medio del 5,6 % a.ac. para la provincia, con una tendencia sostenida a incrementarse en los últimos años. Contribuye principalmente a este crecimiento la central de La Rioja y en menor medida la central de Chilecito.

Las tendencias anteriores son debidas a la recuperación del sector Industrial en los años 1968 y 1969, aún cuando su participación es igualmente baja en el total del consumo.

En los CUADROS 3.4.IX. y 3.4.X. se indica la estructura del consumo en los años 1968 y 1960 respectivamente.

Puede observarse la disminución de la participación del sector industrial que de un 22,4 % en 1960 ha pasado a representar sólo el 6,3 % del consumo total de la provincia en el año 1968.

El sector Residencial y Comercial ha mantenido constante su alta participación y el sector Oficial y de Alumbrado Público repuntó considerablemente hacia un porcentaje que nos parece normal.

El decrecimiento relativo del consumo industrial de energía eléctrica se explica por la paralización operada en la actividad económica industrial de la provincia, según se observa en el CUADRO 2.4.I. del CAPITULO 2. El producto bruto Interno industrial ha perma

CUADRO 3.4.V.

Evolución histórica del número de usuarios de energía eléctrica.

Zonas y Centrales	Número de usuarios.									
	1960	1961	1962	1963	1964	1965	1966	1967	1968	1969
<u>Zona Capital</u>										
Central La Rioja	5.408	5.818	5.942	6.253	6.497	6.987	6.989	7.069	7.353	7.708
<u>Zona Chilecito y Famatina.</u>										
Central Chilecito	1.996	2.024	2.106	2.150	2.221	2.145	2.145	2.507	2.529	2.599
Central Famatina		140	159	164	179	197	205	232	235	259
Central Pituil	32	45	54	59	62	67	74	75	74	76
<u>Zona Los Llanos</u>										
Central G. Gordillo	441	466	494	500	510	549	549	611	639	681
Central Chepes	276	281	314	321	360	388	410	434	431	448
Central Milagro	133	231	248	260	276	296	301	317	329	341
Central Olta	101	98	116	123	126	148	154	163	168	182
Central Patquía	41	47	54	56	63	71	77	83	89	104
Central Ulapes	33	32	36	37	43	44	48	48	49	49
Central Chañar										45

CUADRO 3.4.V (continuación)

Evolución histórica del número de usuarios de energía eléctrica,

Zonas y Centrales	Número de Usuarios.									
	1960	1961	1962	1963	1964	1965	1966	1967	1968	1969
Central D. Tello										47
Central Malanzan										39
Central P. de los Llanos										15
Central Tama										65
<u>Zona Norte</u>										
Central Aimogasta	321	335	400	457	507	554	586	622	662	743
Central Alpasinche				106	134	162	176	195	201	220
Central Mazán						112	139	173	193	222
<u>Zona Oeste.</u>										
Central Villa Unión	145	157	201	234	255	305	331	346	371	409
Central Vinchina									91	113
Central Guandacol				21	30	40	51	55	58	60
Total Provincia	8.927	9.674	10.124	10.741	11.263	12.065	12.235	12.930	13.472	14.425

FUENTE: FRANKLIN CONSULT.

CUADRO 3.4.VI.

Tasas anuales promedio del número de usuarios.

Zonas y Centrales.	Tasa anual promedio en % ; serie:				
	1969/60	1969/61	1969/62	1969/63	1969/64 1969/65
<u>Zona Capital</u>					
Central La Rioja	4,0	3,6	3,8	3,6	3,5 2,5
<u>Zona Chilcecito y Famatina.</u>					
Central Chilcecito	3,1	3,3	3,2	3,4	3,4 5,2
Central Famatina		8,1	7,3	8,0	7,8 7,2
Central Pituil	10,7	7,0	5,1	4,4	4,3 3,3
<u>Zona Los Llanos (1)</u>					
Central Gdor. Gordillo	5,0	4,9	4,8	5,4	6,0 5,6
Central Chepes	5,6	6,1	5,3	5,8	4,5 3,7
Central Milagro	12,6	5,0	4,7	4,6	4,3 3,6
Central Olta	6,9	8,2	6,7	6,9	7,8 5,3
Central Patquía	10,4	9,8	9,1	10,0	9,6 8,8
Central Ulapes	4,7	5,6	4,6	5,0	2,7 2,8

CUADRO 3.4.VI. (continuación).

Tasas anuales promedio del número de usuarios.

Zonas y Centrales.	Tasa anual promedio en % : serie:					
	1969/60	1969/61	1969/62	1969/63	1969/64	1969/65
<u>Zona Norte</u>						
Central Aimogasta	9,9	10,6	9,3	8,4	8,0	7,6
Central Alpasinche				13,2	10,6	8,0
Central Mazán						18,8
<u>Zona Oeste.</u>						
Central Villa Unión	12,4	12,9	10,8	9,8	10,0	7,6
Central Vinchina						
Central Guandacol				20,0	15,4	11,0
Total Provincia	5,3	5,1	5,2	5,1	5,1	4,6

(1) Las centrales Chañar, D, Tello, Malanzan, Punta de Los Llanos y Tama comenzaron a generar después de 1965.

FUENTE: FRANKLIN CONSULT.

CUADRO 3.4.VII.

Evolución histórica del consumo de energía eléctrica por usuario.

Zonas y Centrales	Consumo por Usuario (kWh)									
	1960	1961	1962	1963	1964	1965	1966	1967	1968	1969
<u>Zona Capital</u>										
Central La Rioja	947	991	1.088	1.112	1.132	1.097	1.194	1.349	1.350	1.530
<u>Zona Chilecito y Famatina.</u>										
Central Chilecito	893	900	868	903	892	988	1.033	958	1.042	1.222
Central Famatina		943	855	695	492	635	634	591	609	591
Central Pituil	531	711	593	492	516	567	527	467	487	447
<u>Zona Los Llanos</u>										
Central G. Gordillo	505	502	558	626	721	823	877	806	1.037	1.274
Central Chepes	522	580	564	576	617	629	644	611	736	747
Central Milagro	451	606	580	569	612	723	704	722	808	824
Central Olta	436	694	422	512	548	588	701	767	929	1.032
Central Patquía	220	724	556	571	539	591	753	674	752	605
Central Ulapes	273	719	833	460	465	705	563	500	592	632
Central Chañar										533

CUADRO 3.4.VII. (continuación)

Evolución histórica del consumo por usuario de energía eléctrica,

Zonas y Centrales	Consumo por Usuario (kWh)									
	1960	1961	1962	1963	1964	1965	1966	1967	1968	1969
Central D. Tello										915
Central Malanzán										410
Central P.de Los Llanos										667
Central Tama										369
<u>Zona Norte</u>										
Central Aimogasta	719	809	812	884	802	954	1,039	1,017	935	1,137
Central Alpasinche				566	582	660	659	594	636	614
Central Mazán						669	777	809	1,191	1,360
<u>Zona Oeste</u>										
Central Villa Unión	745	847	880	923	737	868	984	965	843	856
Central Vinchina									406	743
Central Guandacol				523	467	500	431	472	517	400
Total Provincia	851	911	957	976	978	995	1,067	1,125	1,146	1,321

FUENTE: FRANKLIN CONSULT.

CUADRO 3.4.VIII.

Tasas anuales promedio del consumo por usuario.

Zonas y Centrales.	Tasa anual promedio en % : serie:					
	1969/60	1969/61	1969/62	1969/63	1969/64	1969/65
<u>Zona Capital</u>						
Central La Rioja	5,6	5,7	5,2	5,7	6,4.	5,8
<u>Zona Chilcecito y Ramatina.</u>						
Central Chilcecito	3,7	4,1	5,2	5,4	6,8	5,8
Central Ramatina		4,4	- 3,7	- 1,2	4,4	- 1,8
Central Pituil	- 1,6	- 6,0	- 4,5	- 2,4	- 3,9	- 5,6
<u>Zona Los Llanos (I)</u>						
Central Gdor. Gordillo	10,1	11,5	11,5	11,4	10,7	
Central Chepes	4,3	3,5	4,3,	4,7	4,2	4,8
Central Milagro	7,5	4,2	5,3	6,6	6,4	3,5
Central Olta	12,9	7,1	13,8	12,5	13,6	15,2
Central Patquifa	24,7	- 0,9	2,3	2,2	3,7	2,2
Central Ulapes	20,1	2,2	0,2	7,8	9,1	- 1,6

CUADRO 3,4, VIII. (continuación)

Tasas anuales promedio del consumo por usuario.

Zonas y Centrales.	Tasa anual promedio en % ; serie:					
	1969/60	1969/61	1969/62	1969/63	1969/64	1969/65
<u>Zona Norte</u>						
Central Ajmogasta	5,7	4,9	5,5	5,0	7,8	5,1
Central Alpasinche				1,7	1,4	- 1,6
Central Mazán						20,4
<u>Zona Oeste</u>						
Central Villa Unión	2,3	0,9	0,4	- 0,3	3,6	0,1
Central Vinchina						
Central Guandacol				- 3,4	- 2,0	- 4,3
Total Provincia	5,1	4,9	4,8	5,3	6,3	7,5

(1) Las Centrales Chañar; D. Tello; Malanzan; Punta de los Llanos y Tama no se incluyen pues comenzaron a generar después de 1965.

FUENTE: FRANKLIN CONSULT.

Estructura del consumo de energía eléctrica - Año 1968.

Zonas y Centrales	Residencial y Comercial (%)	Industrial (%)	Varios (%)	Total (%)
<u>Zona Capital</u>	<u>72,4</u>	<u>3,3</u>	<u>24,3</u>	<u>100</u>
Central La Rioja	72,4	3,3	24,3	100
<u>Zona Chilcecito y Famatina</u>	<u>66,7</u>	<u>13,2</u>	<u>20,1</u>	<u>100</u>
Central Chilcecito	67,0	14,0	19,0	100
Central Famatina	67,2	1,4	36,4	100
Central Pituil	61,1	2,8	36,1	100
<u>Zona de Los Llanos.</u>	<u>68,5</u>	<u>5,1</u>	<u>26,4</u>	<u>100</u>
Central Gdor. Gordillo	59,1	10,7	30,2	100
Central Chepes	88,0	0,9	11,1	100
Central Milagro	63,9	0,8	35,3	100
Central Olta	67,3	0,6	32,1	100
Central Patquía	76,1	3,0	20,9	100
Central Ulapes	69,0	0	31,0	100
Central Chañar	87,5	0	12,5	100

CUADRO 3.4.IX (continuación)

Estructura del consumo de energía eléctrica - Año 1968.

Zonas y Centrales	Residencial y Comercial (%)	Industrial (%)	Varios (%)	Total (%)
Central D. Tello	100	0	0	100
Central Malanzan	85,7	0	14,3	100
Central P. de Los Llanos	100,0	0	0	100
Central Tama	91,7	0	8,3	100
<u>Zona Norte</u>	<u>58,5</u>	<u>18,5</u>	<u>23,0</u>	<u>100</u>
Central Aimogasta	67,5	15,3	17,2	100
Central Alpasinche	49,2	3,1	47,7	100
Central Mazán	39,6	35,7	24,7	100
<u>Zona Oeste</u>	<u>57,6</u>	<u>8,8</u>	<u>33,6</u>	<u>100</u>
Central Villa Unión	54,0	9,9	36,1	100
Central Vinchina	83,8	0	16,2	100
Central Guandacol	63,3	0	36,7	100
Total Provincia	69,8	6,3	23,9	100

FUENTE: FRANKLIN CONSULT.

CUADRO 3.4.X.

Estructura del consumo de energía eléctrica - Año 1960

Zonas y Centrales	Residencial y Comercial (%)	Industrial (%)	Varios (%)	Total (%)
<u>Zona Capital</u>	<u>70,2</u>	<u>6,3</u>	<u>23,5</u>	<u>100</u>
Central La Rioja	70,2	6,3	23,5	100
<u>Zona Chilcecito y Famatina</u>	<u>66,0</u>	<u>15,4</u>	<u>18,6</u>	<u>100</u>
Central Chilcecito	57,9	16,9	25,2	100
Central Famatina				
Central Pitui	29,4	0	70,6	100
<u>Zona de Los Llanos.</u>	<u>75,3</u>	<u>3,1</u>	<u>21,6</u>	<u>100</u>
Central Gdor. Gordillo	79,4	6,7	13,9	100
Central Chepes	79,2	0	20,8	100
Central Milagro	56,7	0	43,3	100
Central Olta	72,7	0	27,3	100
Central Patquifa	55,6	0	44,4	100
Central Ulapes	66,7	3,1	33,3	100

CUADRO 3.4.X (continuación)

Estructura del consumo de Energía eléctrica - Año 1960.

Zonas y Centrales	Residencial y Comercial (%)	Industrial (%)	Varios (%)	Total (%)
<u>Zona Norte</u>	<u>75,8</u>	<u>10,4</u>	<u>13,8</u>	<u>100</u>
Central Aimogasta	75,8	10,4	13,8	100
<u>Zona Oeste</u>	<u>58,3</u>	<u>18,5</u>	<u>23,2</u>	<u>100</u>
Central Villa Unión	58,3	18,5	23,2	100
Total Provincia:	69,5	22,4	8,1	100

FUENTE: FRANKLIN CONSULT.

14

necido practicamente constante desde el año 1953.

En el CUADRO 3.4.XI. se resumen los indicadores del mercado eléctrico para el año 1969 a distintos niveles de agregación.

CUADRO 3.4. XI.

Resumen de Indicadores • Año 1969.

Zonas y Centrales	Consumo Total		Usuarios		Consumo por Usuario kWh	Población servida		Consumo por habitante kWh	Habitante Usuario
	MWh	%	Nº	%		Nº habitantes	%		
Zona Capital.	11.790	61,9	7.708	53,4	1.529	47.750	43,1	247	6,2
Central La Rioja	11.790	61,9	7.708	53,4	1.529	47.750	43,1	247	6,2
Zona Chilcecito y Famatina.	3.362	17,6	2.934	20,3	1.146	24.627	22,3	137	8,4
Central Chilcecito	3.175	-	2.599	-	1.222	20.954	-	151	8,1
Central Famatina	153	-	259	-	591	2.761	-	55	10,7
Central Pituil	34	-	76	-	447	912	-	37	12,0
Zona de Los Llanos.	1.883	9,9	2.016	14,0	934	17.681	16,0	106	8,8
Central G. Gordillo	868	-	681	-	1.275	4.730	-	184	6,9
Central Chepes	335	-	448	-	748	3.674	-	91	8,2
Central Milagro	281	-	341	-	824	2.960	-	95	8,7
Central Oltra.	188	-	182	-	1.033	2.210	-	85	12,1
Central Patqufa	63	-	104	-	606	1.000	-	63	9,6
Central Ulapes	31	-	49	-	633	582	-	53	11,9
Central Chañar	24	-	45	-	533	746	-	32	16,6

CUADRO 3.4.XI (continuación)

Resumen de Indicadores - Año 1969.

Zonas y Centrales	Consumo Total		Usuarios		Consumo por Usuario kWh	Población servida		Consumo por habitante kWh	Habitante Usuario
	MWh	%	Nº	%		Nº habitantes	%		
Central D. Tello	43	%	47	%	915	563	%	76	12,0
Central Malanzan	16	%	39	%	410	272	%	59	7,0
Central P. de Los Llanos	10	%	15	%	666	522	%	19	34,8
Central Tama	24	%	65	%	369	422	%	57	6,5
<u>Zona Norte</u>	<u>1.279</u>	<u>8,2</u>	<u>1.185</u>	<u>8,3</u>	<u>1.324</u>	<u>12.713</u>	<u>11,5</u>	<u>123</u>	<u>10,7</u>
Central Aimogasta	842	%	743	%	1.133	7.597	%	111	10,2
Central Alpasinche	302	%	222	%	1.360	2.501	%	121	11,3
Central Mazán	135	%	220	%	614	2.615	%	52	11,9
<u>Zona Oeste</u>	<u>457</u>	<u>2,4</u>	<u>582</u>	<u>4,0</u>	<u>785</u>	<u>7.894</u>	<u>7,1</u>	<u>58</u>	<u>13,6</u>
Central Villa Unión	350	%	409	%	856	4.770	%	73	11,7
Central Vinchina	84	%	113	%	743	1.069	%	79	9,5
Central Guandacol	23	%	60	%	383	1.332	%	17	22,2
Total Provincia	19.061	100	14.425	100	1.321	110.665	100	172	7,7

FUENTE: FRANKLIN CONSULT.

3.5. PROYECCION DE LA DEMANDA ELECTRICA.

3.5.1. Metodología.

En el presente subcapítulo se proyecta la demanda eléctrica de cada una de las centrales, subsistemas y sistemas en estudio.

El año base o de partida es 1969, y la proyección se extiende hasta el año 1980 inclusive.

La ordenación seguida para obtener la demanda total de cada central es la siguiente:

- Proyección vegetativa del consumo.
- Proyección vegetativa del abastecimiento eléctrico.
- Proyección de demandas especiales.
- Proyección de la demanda total.
- Integración de subsistemas y sistemas.

- Proyección vegetativa del consumo de energía eléctrica:

El consumo (1) vegetativo de energía eléctrica se obtiene por la previsión de la evolución futura de dos indicadores que son: el número de usuarios y el consumo por usuario.

Es decir:

$$\text{Consumo}_{\text{año } i} = \text{usuarios}_{\text{año } i} \times \text{consumo por usuario}_{\text{año } i}$$

La adopción de la tasa de crecimiento del número de usuarios viene determinada por los siguientes factores:

- a) Análisis de la tendencia histórica: tasa anual promedio para distintas series definido en la evolución histórica de la demanda.
- b) Proyección de la población servida por central que se define en el apartado 2.3. del CAPITULO 2. Tiene en cuenta la incorporación al servicio de nuevas localidades que actualmente carecen del mismo.
- c) Análisis y control de la evolución de la relación habitante por usuario.

La tasa adoptada de crecimiento del consumo por usuario, responde a los siguientes factores:

- a) Análisis de la tendencia histórica.
- b) Posibilidades futuras de su crecimiento teniendo en cuenta futuras demandas inducidas en los sectores de servicios y doméstico como consecuencia de proyectos especiales que modificarán las condiciones económicas.

(1) Consumo a nivel de usuario, denominado vegetativo pues aún no tiene en cuenta demandas especiales.

c) Análisis del horario de servicio actual y perspectivas futuras.

Respecto del horario de servicio, se aclara que las proyecciones de consumo y generación vegetativa se realizan suponiendo la continuación del horario actual, salvo en los casos en que existe una decisión de cambio del mismo ó que la concreción de un proyecto especial implique el aumento del horario actual de servicio.

- Proyección vegetativa del abastecimiento eléctrico:

En base a los valores de consumo obtenidos se efectúa la proyección de la energía generada y carga máxima vegetativa en central.

La energía generada se obtiene afectando al consumo del correspondiente factor de pérdidas, factor que tiene en cuenta las pérdidas en la red y de uso propio de la central.

La carga máxima se obtiene aplicando a la energía generada el factor de carga de la central, en base a los valores históricos del mismo.

- Proyección de demandas especiales:

Comprende la proyección de demanda de aquellos proyectos que dada su magnitud relativa a la demanda vegetativa, provocarán cambios sustanciales en la futura demanda total de las distintas unidades eléctricas analizadas, como ser los proyectos decididos de riego con bombeo en colonias agrícolas y de radicación industrial.

- Proyección de la demanda total.

Por integración de la demanda vegetativa y especial se obtuvo la demanda total de las distintas unidades eléctricas.

Resultan así el consumo, generación y carga máxima total, teniéndose en cuenta para esta última la simultaneidad de la carga especial con la vegetativa.

- Integración de la demanda de subsistemas y sistemas:

A los fines de la posterior evaluación de las alternativas de equipamiento que será objeto de la tercera etapa del estudio, se integra la demanda de los distintos sistemas y subsistemas que se definen en el CAPITULO 4.

Previa a esta integración es necesario convertir la proyección del consumo y generación a horario continuo, ya que se postula posteriormente que la utilización del equipo en alternativas aisladas o interconectadas debe ser la misma.

La anterior conversión de la energía no modifica la carga máxima de la central, sino únicamente se manifiesta en la modificación del factor de carga de la misma como consecuencia de la extensión del horario.

Conocido el factor de carga a horario parcial, se estimó por conocimiento de las curvas típicas de carga el factor de carga a horario continuo, obteniéndose luego el consumo y generación en estas condiciones.

Se obtuvo luego la carga máxima simultánea afectado la suma de cargas máximas de las centrales por un factor de simultaneidad adecuado.

3.5.2. Proyección vegetativa del consumo de energía eléctrica.

En el CUADRO 3.5.I. se indican las tasas adoptadas para la proyección del número de usuarios y del consumo por usuario y la resultante para el consumo de energía. Los CUADROS 3.5.II, 3.5.III. y 3.5.IV. muestran las proyecciones obtenidas.

3.5.3. Proyección vegetativa del abastecimiento eléctrico.

El CUADRO 3.5.V. indica los factores de pérdida y de carga adoptados para determinar la generación y carga máxima vegetativa en central.

Los CUADROS 3.5.VI. y 3.5.VII. muestran las correspondientes proyecciones para cada una de las centrales en estudio.

3.5.4. Proyección de demandas especiales.

Dos son los tipos de proyectos que merecen una consideración aparte dentro de las posibilidades futuras de la demanda eléctrica en la provincia de La Rioja, a saber:

- Electrificación del riego con bombeo en colonias agrícolas.
- Radicación industrial.

3.5.4.1. Riego con bombeo en colonias agrícolas.

En el CUADRO 3.5.VIII. se indica la información básica de la instalación de motores eléctricos para bombeo en las colonias agrícolas en formación y futuras, información que ha sido suministrada por la provincia de La Rioja.

En los CUADROS 3.5.IX al 3.5.XII. se muestran las proyecciones de demandas especiales correspondientes a las centrales de Chilecito, Aimogasta - Mazán (1), Alpasinche, Ulapes y Tama, respectivamente.

(1) Subsistema en formación ya que dichas centrales quedarán interconectadas a fines de 1970.

CUADRO 3.5.I.

Tasas adaptadas en la proyección vegetativa del consumo eléctrico.

Central	Usuarios tasa a. ac. %	Consumo por usuario tasa a. ac. %	Consumo de Energía tasa a. ac. resultante %
<u>Zona Capital</u>			
La Rioja	3,5	6,5	10,0
<u>Zona Chilecito y</u>			
<u>Famatina</u>			
Chilecito	6,0	6,0	12,0
Famatina	4,0	2,0	6,0
Pituil	3,0	2,0	5,0
<u>Zona Norte</u>			
Aimogasta	5,0	5,0	10,0
Mazán	6,0	5,0	11,0
Alpasinche	3,5	1,0	4,5
<u>Zona de Los Llanos</u>			
Gobernador Gordillo	3,5	3,0	6,5
Chepes	4,0	5,0	9,0
Milagro	3,5	4,0	7,5
Olta	6,0	5,0	11,0
Patquía	5,0	2,0	7,0
Ulapés	5,0	3,0	8,0
Tello	3,5	2,0	5,5
Tama	1,5	4,0	5,5
Chañar	3,5	1,5	5,0
Malanzán	3,0	4,0	7,0
Punta de Los Llanos	3,5	1,5	5,0
<u>Zona Oeste</u>			
Villa Unión	4,5	2,5	7,0

CUADRO 3.5.I. (Continuación)

Tasas adaptadas en la proyección vegetativa del consumo eléctrico.

Central	Usuarios tasa a. ac. %	Consumo por usuario tasa a. ac. %	Consumo de Energía tasa a. ac. resultante %
Vinchina	4,0	2,5	6,5
Villa Castelli	3,5	2,0	5,5
Guandacol	4,0	2,0	6,0

FUENTE: FRANKLIN CONSULT.

CUADRO 3.5.II.

Proyección del número de usuarios.

Zonas y Centrales	Número de Usuarios										
	1970	1971	1972	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980
<u>Zona Capital</u>											
Central La Rioja	7.978	8.257	8.546	8.845	9.155	9.475	9.807	10.150	10.505	10.873	11.254
<u>Zona Chilecito y Famatina</u>											
Central Chilecito	2.755	2.920	3.095	3.280	3.477	3.686	3.907	4.141	4.389	4.652	4.931
Central Famatina	269	280	291	302	314	326	339	353	367	381	396
Central Pituil	78	80	82	252	260	268	276	284	293	302	311
<u>Zona de Los Llanos</u>											
Cen l Gdor. Gordillo	705	730	755	781	809	837	866	897	928	961	994
Cen l Chepes	466	485	504	524	545	567	590	613	637	662	688
Cent l Milagro	353	365	378	391	405	419	434	449	465	481	498
Cent l Olta	193	205	217	230	244	258	274	290	308	326	346
Cen l Patquía	109	115	120	126	133	139	146	154	161	169	178
Central Ulapes	51	54	57	60	63	66	69	72	76	80	84
Central Chañar	53	62	64	66	69	71	74	76	79	82	84
Central D. Tello	49	51	52	54	56	58	60	62	65	67	69
Central Malanzan	40	41	43	44	83	85	88	90	93	96	99

CUADRO 3.5.II.

Proyección del número de usuarios.

Zonas y Centrales	Número de Usuarios.										
	1970	1971	1972	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980
Central P. de Los Llanos	23	44	46	47	49	50	52	54	56	58	60
Central Tama	66	67	68	69	70	71	72	73	74	75	76
<u>Zona Norte</u>											
Central Aimogasta	780	819	860	905	948	995	1.044	1.096	1.151	1.209	1.269
Central Alpasinche	228	236	244	252	261	270	280	290	300	310	321
Central Mazán	235	249	264	280	297	315	334	354	375	397	421
<u>Zona Oeste</u>											
Central Villa Unión	477	498	521	544	569	594	621	649	678	709	741
Central Vinchina	116	119	123	127	131	206	214	223	231	240	250
Central Guandacol	62	65	106	110	114	119	124	129	134	139	145
Central Villa Castelli	49	59	65	67	70	72	75	77	80	83	86
TOTAL PROVINCIA	15.135	15.801	16.501	17.354	18.122	18.947	19.746	20.576	21.445	22.352	23.301

FUENTE: FRANKLIN CONSULT.

CUADRO 3.5.III.

Proyección del consumo por usuario.

Zonas y Centrales	Consumo por usuario (kWh)										
	1970	1971	1972	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980
<u>Zona Capital</u>											
Central La Rioja	1.629	1.735	1.848	1.968	2.096	2.232	2.377	2.532	2.697	2.872	3.059
<u>Zona Chilecito - Famatina</u>											
Central Chilecito	1.294	1.371	1.453	1.540	1.632	1.730	1.835	1.942	2.058	2.181	2.311
Central Famatina	602	614	626	639	652	665	678	691	705	719	735
Central Pituil	536	547	557	568	579	590	601	613	625	637	650
<u>Zona de Los Llanos</u>											
Central Gdor. Gordillo	1.312	1.351	1.392	1.434	1.477	1.521	1.566	1.613	1.661	1.710	1.762
Central Chepes	1.022	1.073	1.127	1.183	1.242	1.304	1.370	1.438	1.510	1.585	1.665
Central Milagro	857	891	927	964	1.003	1.043	1.084	1.128	1.173	1.220	1.269
Central Oltá	1.342	1.409	1.480	1.553	1.631	1.713	1.798	1.888	1.983	2.082	2.186
Central Patquía	617	629	642	655	668	681	695	708	722	737	752
Central Ulapes	882	908	936	964	993	1.022	1.053	1.085	1.117	1.151	1.185
Central Chañar	631	640	650	659	669	679	690	700	710	721	732
Central D. Tello	932	950	969	988	1.007	1.021	1.041	1.061	1.082	1.103	1.125
Central Malanzán	532	553	575	598	622	647	673	700	728	757	787

Proyección del consumo por usuario.

Zonas y Centrales	Consumo por usuario (kWh)										
	1970	1971	1972	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980
Central P. de Los Llanos	979	993	987	1.001	1.016	1.032	1.047	1.063	1.079	1.095	1.111
Central Tama	463	482	500	521	542	563	586	609	634	658	685
<u>Zona Norte</u>											
Central Amagasta	1.507	1.582	1.661	1.744	1.831	1.923	2.019	2.119	2.224	2.335	2.451
Central Alpasinche	666	672	679	688	693	700	706	714	720	728	736
Central Mazán	1.549	1.787	1.876	1.970	2.068	2.171	2.280	2.394	2.513	2.639	2.771
<u>Zona Oeste</u>											
Central Villa Unión	1.069	1.096	1.123	1.151	1.180	1.209	1.239	1.271	1.302	1.335	1.368
Central Venchina	762	781	801	821	841	862	892	923	955	989	1.023
Central Condacol	640	653	665	679	693	707	721	735	750	764	780
Central Villa Castelli	700	714	728	742	758	772	788	804	820	836	853
TOTAL PROVINCIA	1.409	1.489	1.570	1.649	1.736	1.835	1.938	2.048	2.165	2.288	2.418

Proyección Vegetativa del consumo de energía eléctrica.

Zonas y Centrales	Consumo de Energía Eléctrica (MWh)										
	1970	1971	1972	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980
<u>Zona Capital</u>											
Central La Rioja	12.969	14.266	15.693	17.262	18.988	20.887	22.976	25.274	27.801	30.581	33.639
<u>Zona Chilecito-Famatina</u>											
Central Chilecito	3.564	4.003	4.479	5.051	5.614	6.376	7.161	8.041	9.032	10.146	11.395
Central Famatina	162	172	182	193	205	217	230	243	259	274	290
Central Pituil	42	44	46	143	151	158	166	174	183	192	202
<u>Zona de Los Llanos.</u>											
Central Gdor. Gordillo	924	986	1.051	1.120	1.195	1.273	1.356	1.447	1.541	1.643	1.751
Central Chepes	476	520	568	620	677	739	808	881	961	1.049	1.146
Central Milagro	303	325	350	377	406	437	470	506	545	587	632
Central Olta	259	289	321	357	398	442	493	548	611	679	756
Central Patquía	67	72	77	83	89	95	101	109	116	125	134
Central Ulapes	45	49	53	58	63	67	73	78	85	92	99
Central Chañar	33	40	42	44	46	48	51	53	56	59	61
Central D. Tello	47	49	50	53	56	59	62	66	70	74	78
Central Malanzán	21	23	25	26	52	55	59	63	68	73	77

Proyección Vegetativa del consumo de energía eléctrica.

Zonas y Centrales	Consumo de energía eléctrica (MWh)										
	1970	1971	1972	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980
Central P. de Los Llanos	23	44	45	47	49	52	54	57	60	64	67
Central Tama	31	32	34	36	38	40	42	44	47	49	52
<u>Zona Norte</u>											
Central Aimogasta	1.176	1.295	1.428	1.574	1.736	1.913	2.107	2.322	2.560	2.823	3.110
Central Alpasinche	151	159	165	173	181	189	197	207	216	225	236
Central Mazán	364	445	495	551	614	683	761	847	942	1.047	1.166
<u>Zona Oeste</u>											
Central Villa Unión	510	545	585	626	671	718	769	825	883	947	1.013
Central Virchina	89	93	99	104	110	177	190	204	219	236	254
Central Guadacol	40	42	70	75	79	84	89	95	101	106	113
Central Villa Castelli	34	42	47	50	55	56	59	62	66	69	73
TOTAL PROVINCIA	21.330	23.535	25.905	28.623	31.471	34.765	38.274	42.146	46.422	51.140	56.344

FUENTE: FRANKLIN CONSULT.

CUADRO 3. 5. V.

Factor de pérdidas, factor de carga adoptados en la proyección vegetativa del abastecimiento eléctrico

Central	Factor de Pérdidas	Factor de Carga (Hs.)
<u>Zona Capital</u>		
La Rioja	1,21	3.750
<u>Zona Chilecito y Famatina</u>		
Chilecito	1,18	3.650
Famatina	1,43	3.200
Pituil	1,19	1.650
<u>Zona Norte</u>		
Aimogasta	1,16	3.650
Mazán	1,20	3.650
Alpasinche	1,17	1.800
<u>Zona de Los LLanos</u>		
Gobernador Gordillo	1,23	3.450
Chepes	1,18	2.200
Milagro	1,14	2.300
Alta	1,11	2.200
Patquía	1,23	1.770
Ulapes	1,22	1.950
Tello	1,19	1.600
Tama	1,17	2.000
Chañar	1,17	1.800
Malanzán	1,16	1.850
Punta de Los LLanos	1,16	1.200
<u>Zona Oeste</u>		
Villa Unión	1,15	2.350
Vinchina	1,19	1.800
Villa Castelli	1,15	1.600
Guandacol	1,10	1.600

FUENTE: FRANKLIN CONSULT.

CUADRO 3.5.VI.

Proyección Vegetativa del abastecimiento eléctrico - Generación de energía.

Zonas y Centrales	Generación de energía (MWh)										
	1970	1971	1972	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980
<u>Zona Capital</u>											
Central La Rioja	15.700	17.273	18.998	20.899	22.988	25.287	27.816	30.598	33.657	37.024	40.726
<u>Zona Chilecito y Famatina</u>											
Central Chilecito	4.216	4.736	5.298	6.267	6.641	7.542	8.471	9.512	10.684	12.002	13.480
Central Famatina	231	245	260	275	293	310	329	347	370	391	415
Central Pituil	51	52	55	170	180	188	197	207	217	228	240
<u>Zona de los Llanos</u>											
Central Gdor. Gordillo	1.140	1.217	1.297	1.382	1.474	1.571	1.673	1.785	1.902	2.027	2.161
Central Chepes	560	612	668	729	796	869	951	1.051	1.131	1.234	1.348
Central Milagro	344	369	398	428	461	496	534	574	619	667	718
Central Olta	288	321	357	397	442	491	548	609	679	754	840
Central Patquía	83	89	95	102	110	117	125	135	143	154	165
Central Ulapes	55	60	65	71	77	82	89	95	104	112	121
Central Chañar	38	46	49	51	53	56	59	62	65	69	71
Central D. Tello	56	58	60	63	67	70	74	79	83	88	93
Central Malvinas	25	27	29	30	60	64	69	73	79	85	90

CUADRO 3.5.VI. (continuación)

Proyección Vegetativa del abastecimiento eléctrico - Generación de energía.

Zonas y Centrales	Generación de Energía (MWh)										
	1970	1971	1972	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980
Central P. de los Llanos	28	51	52	55	57	60	63	66	70	74	78
Central Tama	36	37	40	42	44	47	49	51	55	57	60
<u>Zona Norte</u>											
Central Aimogasta	1.446	1.504	1.659	1.829	2.017	2.222	2.448	2.698	2.974	3.280	3.613
Central Alpasinche	178	187	194	204	213	222	232	243	254	265	278
Central Mazán	438	536	596	664	740	823	917	1.020	1.135	1.261	1.405
<u>Zona Oeste</u>											
Central V. Unión	586	626	673	720	772	826	884	949	1.015	1.089	1.165
Central Vinchina	109	114	121	127	135	217	233	250	268	289	311
Central Guandacol	44	46	77	82	86	92	98	104	111	116	124
Central V. Castelli	39	48	54	58	61	64	68	71	76	79	84
TOTAL PROVINCIA	25.691	28.254	31.095	34.645	37.767	41.716	45.927	50.564	55.691	61.345	67.586

FUENTE: FRANKLIN CONSULT.

CUADRO 3.5.VII.

Proyección Vegetativa del abastecimiento eléctrico - Carga Máxima.

Zonas y Centrales	Carga Máxima (KW).											
	1970	1971	1972	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	
<u>Zona Capital</u>												
Central La Rioja	4.186	4.605	5.062	5.572	6.129	6.742	7.416	8.157	8.973	9.871	10.857	
<u>Zona Chilcecito y Famatina</u>												
Central Chilcecito	1.154	1.297	1.451	1.716	1.818	2.066	2.320	2.605	2.916	3.287	3.692	
Central Famatina	72	77	81	86	92	97	103	108	115	122	130	
Central Pitui	31	32	33	103	109	114	119	125	132	138	145	
<u>Zona de Los Llanos.</u>												
Central Cdr. Gordillo	330	353	376	401	427	455	485	517	551	587	626	
Central Chepes	254	278	304	331	362	395	432	471	514	561	613	
Central Milagro	150	160	173	186	200	216	232	250	269	290	312	
Central Olta	131	146	162	180	201	223	249	257	309	343	382	
Central Patquia	47	50	54	58	62	66	71	76	81	87	93	
Central Ulapes	28	31	33	36	39	42	46	49	53	57	62	
Central Chañar	21	26	27	28	29	31	33	34	36	38	40	
Central D. Tello	35	36	38	39	42	44	46	49	52	55	58	
Central Malanzán	14	15	16	16	32	35	37	39	43	46	49	
Central P. de Los Llanos	23	42	43	46	47	50	52	55	58	61	65	

CUADRO 3.5.VII. (continuación)

Proyección Vegetativa del abastecimiento eléctrico - Carga máxima

Zonas y Centrales	Carga Máxima (kW)										
	1970	1971	1972	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980
Central Tama	18	19	20	21	22	24	25	26	28	29	30
<u>Zona Norte</u>											
Central Aimogasta	410	412	454	501	552	608	670	739	814	898	990
Central Alpasinche	99	104	108	113	118	123	129	135	141	147	154
Central Mazán	132	147	163	182	203	225	251	279	310	345	384
<u>Zona Oeste</u>											
Central V. Unión	250	266	286	306	328	351	376	403	432	463	496
Central Vinchina	60	63	67	71	75	120	129	138	149	161	172
Central Guandacol	28	29	48	51	54	58	61	65	69	73	78
Central V. Castelli	24	30	34	36	38	40	43	44	48	49	52

FUENTE: FRANKLIN CONSULT

CUADRO 3.5. VIII.

Motores eléctricos a instalar en colonias agrícolas.

Colonia	Nº de parcelas	Superficie de la parcela (Ha.)	Superficie total (Ha.)	Año		Futuro (1)
				1970	1971	
Anguinán	14	50	700	14 de 100 HP	-	el doble
Anguinán	6	50	300	6 de 80 HP	-	el doble
Malligasta	42	50	2100	10 de 100 HP	32 de 100 HP	el doble
Vichigasta	13	50	650	-	13 de 80 HP	el doble
"	9	50	450	-	9 de 80 HP	el doble
"	30	25	750	30 de 80 HP	-	-
Catinzaco	27	50	1350	-	27 de 80 HP	el doble
Nonogasta	12	50	600	-	12 de 100 HP	el doble
Sañogasta	-	-	-	-	12 de 60 HP	-
Mazán	12	50	600	12 de 50 HP	-	el doble
Ba ería Sta. Teresita	-	-	-	10 de 40 HP	-	-
San Blas de Los Sauces	-	-	-	10 de 50 HP	-	-
Aimogasta	-	-	-	7 de 50 HP	10 de 50 HP	-
Alpasinche	-	-	-	10 de 50 HP	-	-
Ulapes	-	-	-	5 de 30 HP	-	-
Tama	-	-	-	-	10 de 50 HP	-

(1)- Se considera que en un plazo de 3 años las parcelas de 50 Ha. tendrán 2 pozos.

FUENTE: PROVINCIA DE LA RIOJA.

CUADRO 3.5. IX.

Proyección de demandas especiales por riego con bombeo.

Central: Chilecito

Proyecto	Unidad	Año					
		1970	1971	1972	1973	1974	1975
<u>Planta frutihortícola</u>							
<u>Cofilar</u>							
Potencia Instalada	kW	256	350	350	350	350	350
Potencia media	kW	179	245	245	245	245	245
Carga máxima	kW	179	245	245	245	245	245
Consumo	MWh	447	612	612	612	612	612
Carga máxima en central	MWh	197	270	270	270	270	270
Consumo en central	MWh	491	673	673	673	673	673
<u>Riego con bombeo en</u>							
<u>Anguinán</u>							
Potencia Instalada	kW	1410	1410	1763	2115	2453	2820
Potencia media	kW	1128	1128	1410	1692	1962	2256
Carga máxima	kW	564	564	705	846	981	1128
Consumo	MWh	2594	2594	3243	3891	4512	5188
Carga máxima en central	kW	620	620	775	930	1079	1240
Consumo en central	MWh	2853	2853	3567	4228	4963	5706

Proyección de demandas por riego con bombeo.

Central: Chilcico

Proyecto	Unidad	A ñ o					
		1970	1971	1972	1973	1974	1975
<u>Riego con bombeo en</u>							
<u>Malligasta</u>							
Potencia instalada	kW	750	3150	3938	4725	6351	7300
Potencia media	kW	600	2520	3150	3780	5080	5840
Carga máxima	kW	300	1260	1575	1890	2540	2920
Consumo	MWh	1380	5796	7245	8694	11684	13432
Carga máx. en central	kW	330	1386	1732	2079	2794	3212
Consumo en central	MWh	1518	6375	7970	9563	12852	14775
<u>Riego en Catinzaco</u>							
Potencia instalada	kW	-	2160	2700	3240	3758	4320
Potencia media	kW	-	1728	2160	2592	3064	3456
Carga máxima	kW	-	864	1080	1296	1532	1728
Consumo	MWh	-	3974	4968	5962	7047	7948
Carga máx. en central	kW	-	950	1188	1425	1685	1900
Consumo en central	MWh	-	4371	5464	6558	7751	8742
<u>Riego en Vichigasta</u>							
Potencia instalada	kW	-	3100	3425	3750	4097	4400
Potencia media	kW	-	2480	2740	3000	3277	3520
Carga máxima	kW	-	1240	1370	1500	1638	1760
Consumo	MWh	-	5704	6302	6900	7537	8096
Carga máx. central	kW	-	1364	1507	1650	1801	1936
Consumo en central	MWh	-	6274	6932	7590	8290	8905

CUADRO 3.5. IX. (Continuación)

Proyección de demandas especiales por riego con bombeo.

Central: Chilcico

Proyecto	Unidad	Año						
		1970	1971	1972	1973	1974	1975	
<u>Total</u>								
Potencia instalada	kW	2416	11610	13832	16070	19115	21530	
Potencia media	kW	1907	9253	11030	12821	15313	17189	
Carga máxima	kW	1043	4749	5637	6533	7778	8717	
Consumo	MWh	4421	21329	25416	29536	35267	39581	
Carga máx. en central	kW	1147	5225	6200	7186	8555	9588	
Consumo en central	MWh	4863	23461	27957	32489	38793	43539	

NOTA: Potencia media = 0,8 Pot. Instalada.
Carga máxima = 0,5 Pot. media (carga máxima simultánea).

Consumo = 2.300 hs. x Pot. media.

Carga máxima en central = 1,1 x Carga máxima.

Consumo en central = 1,1 x Consumo.

CUADRO 3.5. IX (Continuación)

Proyección de demandas especiales por riego con bombeo.

Central: Chilecito

Proyecto	Unidad	A ñ o					
		1970	1971	1972	1973	1974	1975
<u>Riego en Nonogasta</u>							
Potencia instalada	kW	-	900	1116	1350	1566	1800
Potencia media	kW	-	720	893	1080	1253	1440
Carga máxima	kW	-	360	446	540	626	720
Consumo	MWh	-	1656	2053	2484	2882	3312
Carga máxima central	kW	-	396	490	594	688	792
Consumo en central	MWh	-	1821	2258	2732	3170	3643
<u>Riego con bombeo en Sañogasta</u>							
Potencia instalada	kW	-	540	540	540	540	540
Potencia media	kW	-	432	432	432	432	432
Carga máxima	kW	-	216	216	216	216	216
Consumo	MWh	-	993	993	993	993	993
Carga máxima en central	kW	-	237	237	237	237	237
Consumo en central	MWh	-	1092	1092	1092	1092	1092

CUADRO 3.5.X.

Proyección de demandas especiales por riego con bombeo.
Subsistema Aimagasta - Mazán

Proyecto	Unidad	Año					
		1970	1971	1972	1973	1974	1975
<u>Riego en colonia agrfco-</u>							
<u>la Estación Mazán</u>							
Potencia instalada	kW	450	450	563	675	788	900
Potencia media	kW	360	360	450	540	630	720
Carga máxima	kW	180	180	225	270	315	360
Consumo	MWh	828	828	1035	1242	1450	1656
Carga máxima en central	kW	198	198	247	297	346	396
Consumo en central	MWh	910	910	1139	1366	1595	1822
<u>Baterfa de Santa</u>							
<u>Teresita</u>							
Potencia instalada	kW	300	300	300	300	300	300
Potencia media	kW	240	240	240	240	240	240
Carga máxima	kW	120	120	120	120	120	120
Consumo	MWh	552	552	552	552	552	552
Carga máxima en central	kW	132	132	132	132	132	132
Consumo en central	MWh	607	607	607	607	607	607

Proyección de demandas especiales por riego con bombeo

Subsistema Aimogasta-Mazán.

Proyecto	Unidad	Año					
		1970	1971	1972	1973	1974	1975.
<u>Fábrica de Filtros</u>							
<u>Merbil</u>							
Potencia instalada	kW	75	75	75	75	75	75
Potencia media	kW	53	53	53	53	53	53
Carga máxima	kW	53	53	53	53	53	53
Consumo	MWh	212	212	212	212	212	212
Carga máxima central	kW	58	58	58	58	58	58
Consumo en central	MWh	233	233	233	233	233	233
<u>Riego con bombeo</u>							
<u>Aimogasta</u>							
Potencia instalada	kW	-	-	375	375	375	375
Potencia media	kW	-	-	300	300	300	300
Carga máxima	kW	-	-	150	150	150	150
Consumo	MWh	-	-	690	690	690	690
Carga máxima central	kW	-	-	165	165	165	165
Consumo en central	MWh	-	-	759	759	759	759

Proyección de demandas especiales por riego con bombeo.

Subsistema Aimogasta - Mazán.

Proyecto	Unidad	Año					
		1970	1971	1972	1973	1974	1975
TOTAL							
Potencia instalada	kW	825	825	1313	1425	1538	1650
Potencia media	kW	653	653	1043	1133	1223	1313
Carga máxima	kW	352	353	548	593	638	683
Consumo	MWh	1592	1592	2489	2696	2904	3110
Carga máxima en central	kW	388	388	603	652	701	751
Consumo en central	MWh	1751	1751	2738	2966	3194	3421

FUENTE: FRANKLIN CONSULT.

CUADRO 3.5. XI.

Proyección de la demanda especial

Central Alpasinche

Proyecto	Unidad	Año					
		1970	1971	1972	1973	1974	1975
<u>Batería de Pozos en La Pirgua</u>							
Potencia instalada	kW	-	260	260	260	260	260
Potencia media	kW	-	208	208	208	208	208
Carga máxima	kW	-	104	104	104	104	104
Consumo	MWh	-	478	478	478	478	478
Carga máx. en central	kW	-	114	114	114	114	114
Consumo en central	MWh	-	526	526	526	526	526
<u>Batería de Pozos en San Blas de Los Sauces</u>							
Potencia instalada	kW	-	375	375	375	375	375
Potencia media	kW	-	300	300	300	300	300
Carga máxima	kW	-	150	150	150	150	150
Consumo	MWh	-	690	690	690	690	690
Carga máx. en central	kW	-	165	165	165	165	165
Consumo en Central	MWh	-	785	785	785	785	785

CUADRO 3. (Continuación)

Hoja 2

Proyección de demandas especiales por riego con bombeo.

Central: Alpasimbe (Continuación)

Proyecto	Unidad	Año					
		1970	1971	1972	1973	1974	1975
Total	kw						
Potencia instalada	kw	-	635	635	635	635	635
Potencia media	kw	-	508	508	508	508	508
Carga máxima	kw	-	254	254	254	254	254
Consumo	MWh	-	1168	1168	1168	1168	1168
Carga máxima	kw	-	279	279	279	279	279
Consumo en central	MWh	-	1311	1311	1311	1311	1311

FUENTE: FRANKLIN CONSULT.

Proyección de demandas especiales por riego con bombeo.

Centrales Ulapes y Tama.

Proyecto	Unidad	Año					
		1970	1971	1972	1973	1974	1975
<u>Central Ulapes.</u>							
<u>Riego por bombeo</u>							
Potencia instalada	kW	-	375	375	375	375	375
Potencia media	kW	-	300	300	300	300	300
Carga máxima	kW	-	150	150	150	150	150
Consumo	MWh	-	690	690	690	690	690
Carga máxima central	kW	-	165	165	165	165	165
Consumo en central	MWh	-	759	759	759	759	759
<u>Central Tama</u>							
<u>Riego por bombeo</u>							
Potencia instalada	kW	-	112	112	112	112	112
Potencia media	kW	-	90	90	90	90	90
Carga máxima	kW	-	45	45	45	45	45
Consumo	MWh	-	207	207	207	207	207
Carga máxima central	kW	-	50	50	50	50	50
Consumo central	MWh	-	228	228	228	228	228

FUENTE: FRANKLIN CONSULT.

Las hipótesis adoptadas para su elaboración son las siguientes:

a) Potencia instalada.

Se obtiene en valores acumulados de los datos básicos del CUADRO 3.5.VIII. antes mencionado. En el caso particular de los pozos a instalar en 1970 en los proyectos de Vichigasta, Tama Ulapes y Alpasinche, se ha diferido en un año la demanda, por considerar que la habilitación de las obras de alimentación y distribución eléctrica es poco probable que ocurra en el presente año y muy seguramente será en 1971.

Con respecto a la duplicación del número de pozos en las parcelas de 50 Hectáreas, se hipotetiza que la misma se llevará a cabo en forma gradual, comenzando en 1972 y terminando en 1975 de acuerdo a los siguientes porcentajes (1) :

<u>Año</u>	<u>%</u>
1972	25
1973	50
1974	75
1975	100

No se prevén nuevas instalaciones de pozos con posterioridad a 1975.

b) Potencia media.

Se considera que por razones de nivel piezométrico y posible sobredimensionamiento de los motores eléctricos, la potencia efectiva o media requerida por el motor, será en promedio un 80 % de la potencia nominal o instalada.

c) Carga máxima y consumo.

Para el cálculo del consumo anual de energía se ha considerado que el volumen de agua de riego necesaria a pie de pozo para una parcela de 25 hectáreas, es de aproximadamente 350.000 m³. por año.

Para una caudal de bomba de 150.000 lts/h resulta una utilización anual de 2300 hs/año, lo que representa un promedio de 6,38 horas de riego por día.

Teniendo en cuenta que el horario disponible más probable de riego en verano será de mañana de 6 a 13 horas, y de tarde de 15 a 20 horas, en total 12 horas día, resulta un factor de simultaneidad entre pozos de 0,53 habiéndose adoptado el valor de 0,5.

(1) En porcentajes acumulados en relación a la potencia a duplicar.

Para obtener la carga máxima y consumo en central, se afectan los valores a nivel de usuario con un factor de pérdidas totales de 1,1.

En el CUADRO 3.5.IX, correspondiente a la proyección de la demanda especial de la central de Chilecito, se incluye la demanda de la planta fructihortícola de Cofilar, de reciente instalación. De acuerdo a los antecedentes recogidos "in situ", se contempla la ampliación de dicha planta a una potencia total instalada de 350 kW en 1971.

En el CUADRO 3.5.X. del subsistema Aimogasta-Mazán, ha sido incluida la demanda de la fábrica de Filtros Merbil de próxima conexión al servicio público.

3.5.4.2. Radicación industrial.

El gobierno de la provincia ha encarado una política de promoción industrial tendiente, mediante la exención impositiva, a atraer la radicación de industrias en la provincia.

Al respecto existe ya una cierta cantidad de firmas que tienen trámites para radicación en la denominada zona industrial de la ciudad de La Rioja.

A la fecha del presente estudio no es posible aún individualizar las industrias que definitivamente se radicarán en La Rioja, ya que las mismas se encuentran sujetas a una serie de factores y decisiones que escapan al alcance del presente estudio; por ejemplo la concreción de préstamos del Banco Industrial; exención del impuesto a las ventas.

Por lo anterior el tratamiento que se da a la futura demanda por radicación industrial es de tipo global, habiéndose establecido dos hipótesis de proyección que son:

Hipótesis I.

Supone un parque industrial de 3500 kW de demanda en 1973, que se desarrolla a partir de 1971 en los siguientes porcentajes y valores.

1971	-	30 %	-	1050 kW
1972	-	70 %	-	2450 kW
1973	-	100 %	-	3500 kW

Hipótesis II.

Supone un parque industrial con una demanda de potencia de 7000 kW (1) en 1973, que se desarrolla a partir de 1971 de

(1) En base a una lista de industrias que tienen trámites de radicación en la zona industrial y que fuera proporcionada por la provincia de La Rioja.

acuerdo a los mismos porcentajes establecidos para la Hipótesis I.

En ambas hipótesis se adopta un crecimiento del 7% a.a. a partir de 1973.

La demanda establecida se encuentra repartida en industrias de diversos tamaños y horarios de trabajo.

Las más pequeñas, del orden de los 70 a 150 kW de demanda, son las más numerosas y su horario de trabajo será de un turno completo.

Las de mayor tamaño, del orden de los 500 - 1000 kW son escasas y su horario se extiende a dos ó tres turnos.

Se estima que la mitad de la carga total estará comprometida en esta última categoría, habiéndose adoptado factor de simultaneidad de 0,5 en correspondencia con el pico de La Rioja.

La utilización de la potencia se establece en 3.700 horas.

Por las razones que a continuación se exponen, consideramos razonable adoptar la hipótesis I de crecimiento:

- No ha sido acordada a la fecha actual la exención del impuesto a las ventas, exención que es de carácter decisivo a la radicación industrial.

- Siempre existe tiempo a medida que evolucionan los hechos de reprogramar el equipamiento, adaptándolo a las condiciones cambiantes del mercado.

- La diferencia en carga entre ambas proyecciones es de 2204 kW en 1975 y 3.091 kW en 1980, valores que se encuentran comprendidos con holgura en la reserva que se establece posteriormente para el equipo de generación.

Con relación a futuras demandas especiales de tipo minero en la zona eléctrica Oeste (tratamiento de plomo y zinc en Guandacol, concentración de wolframio en Vichigasta, tratamiento de fluorita en Jaglé y otros), no existe en el momento actual una decisión de ejecución de dichos proyectos, dependiendo su concreción del desarrollo futuro que alcance dicha actividad extractiva. No se consideran por lo tanto demandas de este tipo en el presente estudio.

3.5.5. Proyección de la demanda total.

En los CUADROS 3.5.XIV y 3.5. XV. se indican los valores de la generación y carga máxima total respectivamente, obtenidos por integración de las demandas vegetativas y especiales.

Los resultados para las centrales más importantes son las siguientes:

CUADRO 3.5.XIII.

Proyección de demandas especiales por radicación industrial.

Central: La Rioja - Hipótesis I é Hipótesis II.

P r o y e c t o	Unidad	A ñ o s										
		1970	1971	1972	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980
<u>Hipótesis I (1)</u>												
Demanda de Potencia	kW	-	1050	2450	3500	3745	4007	4287	4587	4908	5251	5619
Carga máxima en el pico.	kW	-	525	1225	1750	1873	2004	2144	2294	2454	2626	2810
Consumo	MWh	-	3885	9065	12950	13857	14826	15862	16723	18160	19429	20790
Carga máxima central.	kW	-	578	1348	1925	2060	2204	2358	2523	2699	2889	3091
Consumo en central	MWh	-	4274	9972	14245	15243	16309	17448	18669	19976	21372	22869
<u>Hipótesis II (2)</u>												
Demanda de Potencia	kW	-	2100	4900	7000	7490	8014	8575	9175	9817	10504	11239
Capacidad máxima en el pico.	kW	-	2050	2450	3500	3745	4007	4288	4588	4909	5252	5620
Consumo	MWh	-	7770	18130	25900	27713	29652	31728	33948	36320	38865	41584
Carga máxima en central	kW	-	1155	2695	3850	4120	4408	4717	5047	5400	5777	6182
Consumo en central	MWh	-	8547	19943	28490	30484	32617	34901	37343	39955	42752	45742

(1) Demanda de potencia: 3.500 kW en 1973

(2) Demanda de potencia: 7.000 kW en 1973

FUENTE: FRANKLIN CONSULT.

CUADRO 3.5.XIV.

Proyección de la demanda total - Generación.

Zonas y Centrales	Generación (MWh)										
	1970	1971	1972	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980
<u>Zona Capital</u>											
Central La Rioja	15.700	21.547	28.970	35.144	38.231	41.596	45.264	49.267	53.633	58.396	63.595
<u>Zona Chilecito y Famatina</u>											
Central Chilecito	9.079	28.197	33.255	38.756	50.180	51.081	52.010	53.051	54.223	55.541	57.010
Central Famatina	231	245	260	275	293	310	329	347	370	391	415
Central Pituil	51	52	55	170	180	188	197	207	217	228	240
<u>Zona Los Llanos.</u>											
Central Gdor. Gordillo	1.140	1.217	1.297	1.382	1.474	1.571	1.673	1.785	1.902	2.027	2.161
Central Chepes	560	612	668	729	796	869	951	1.036	1.131	1.234	1.348
Central Milagro	344	369	398	428	461	496	534	574	619	667	718
Central Olta	288	321	357	397	442	491	548	609	679	754	840
Central Patquía	83	89	95	102	110	117	125	135	143	154	165
Central Ulapes	57	836	842	850	858	864	873	881	892	903	914
Central D. Tello	56	58	60	63	67	70	74	79	83	88	93
Central Tama	36	274	278	281	283	287	289	292	297	299	303
Central Chañar	38	46	49	51	53	56	59	62	65	69	71

CUADRO 3.5.XIV. (continuación)

Proyección de la demanda total

Zonas y Centrales	Generación (MWh)										
	1970	1971	1972	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980
Central Mallanfan	25	27	29	30	60	64	69	73	79	85	90
Central P. de los Llanos	28	51	52	55	57	60	63	66	70	74	78
<u>Zona Norte</u>											
Central Aimogasta y Mazán	3.635	3.791	4.963	5.459	5.951	6.466	6.786	7.139	7.530	7.962	8.439
Central Alpasinche	178	1.623	1.634	1.651	1.666	1.681	1.698	1.716	1.734	1.753	1.774
<u>Zona Oeste</u>											
Central Guandacol	44	46	77	82	86	92	98	104	111	116	124
Central Villa Castelli	39	48	54	58	61	64	68	71	76	79	84
Central Villa Unión	586	626	673	720	772	826	884	949	1.015	1.089	1.165
Central Vinchina	109	114	121	127	135	153	233	250	268	289	311
TOTAL PROVINCIA	31.305	60.189	14.187	86.810	102.216	107.402	112.825	118.693	125.137	132.198	139.866

FUENTE: FRANKLIN CONSULT.

CUADRO 3.5.XV.

Proyección de la demanda total - Carga Máxima.

Zonas y Centrales	Carga Máxima (kW)										
	1970	1971	1972	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980
<u>Zona Capital</u>											
Central La Rioja	4.186	5.183	6.410	7.497	8.189	8.946	9.774	10.680	11.672	12.760	13.948
<u>Zona Chilecito y Famatina</u>											
Central Chilecito	1.931	6.106	7.186	8.352	9.791	10.992	11.165	11.359	11.570	11.823	12.098
Central Famatina	72	77	81	86	92	97	103	108	115	122	130
Central Pituil	31	32	33	103	109	114	119	125	132	138	145
<u>Zona Los Llanos</u>											
Central Gdor. Gordillo	330	353	376	401	427	455	485	517	551	587	626
Central Chepes	254	278	304	331	362	395	432	471	474	561	613
Central Milagro	150	160	173	186	200	216	232	250	269	290	312
Central Olta	131	146	162	180	201	223	249	257	309	343	382
Central Patquía	47	50	54	58	62	66	71	76	81	87	93
Central Ulapes	29	170	171	173	175	177	180	182	184	187	190
Central D. Tello	35	36	38	39	42	44	46	49	52	55	58
Central Tama	18	62	63	64	64	66	66	67	68	69	70
Central Chañar	21	26	27	28	29	31	33	34	36	38	40

CUADRO 3.5.XV. (continuación)

Proyección de la demanda total - Carga Máxima.

Zonas y Centrales	Carga Máxima (kW).										
	1970	1971	1972	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980
Central Malanzán	14	15	16	16	32	35	37	39	43	46	49
Central P. de los Llanos	23	42	43	46	47	50	52	55	58	61	65
<u>Zona Norte</u>											
Central Aimogasta y Mazán.	794	807	1.065	1.164	1.267	1.375	1.441	1.514	1.594	1.683	1.781
Central Alpasinche	99	346	349	352	355	359	363	367	371	375	380
<u>Zona Oeste</u>											
Central Grandacol	28	29	48	51	54	58	61	65	69	73	78
Central V. Castelli	24	30	34	36	38	40	43	44	48	49	52
Central Villa Unión	250	266	286	306	328	351	376	405	432	463	496
Central Vinchina	60	63	67	71	75	120	129	138	149	161	172

FUENTE: FRANKLIN CONSULT.

Generación MWh.

	<u>1970</u>	<u>1975</u>	<u>1980</u>
La Rioja	15.700	41.596	63.595
Chilecito	9.079	51.081	57.010
Aimogasta-Mazán	3.635	6.466	8.439
G. Gordillo	1.140	1.571	2.161

Carga máxima (kW)

	<u>1970</u>	<u>1975</u>	<u>1980</u>
La Rioja	4.186	8.946	13.948
Chilecito	1.931	10.992	12.098
Aimogasta-Mazán	794	1.375	1.781
G. Gordillo	330	455	626

3.5.6.

Integración de la demanda para alternativas interconectadas de equipamiento.

En los CUADROS 3.5.XVI y 3.5. XVII. se integra la demanda de los siguientes sistemas interconectados que se definen posteriormente en el CAPITULO 4, apartado 4.3.

- La Rioja - Chilecito - Sistema Norte - Sistema Chemical.
- La Rioja - Chilecito - Sistema Norte.
- La Rioja - Chilecito.
- Aimogasta - Mazán - Alpasinche (Sistema Norte).
- Chemical - Olta - Milagro.(Sistema Chemical)
- Chemical - Olta.
- Chepes - Tello - Ulapes.
- Villa Unión - Vinchina - Villa Castelli - Guandacol (Sistema Oeste).

CUADRO 3.5.XVI.

Integración de la demanda total sistemas interconectados - Generación

Sistemas	Generación (MWh)									
	1971	1972	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980
Sistema Norte (Aimogasta-Nazán y Al- pasinche)	5.528	6.711	7.226	7.734	8.265	8.603	8.975	9.385	9.838	10.337
Sistema Chemical -Olta		1.907	2.039	2.181	2.278	2.492	2.666	2.856	3.051	3.263
Chemical-Olta-Milagro		2.480	2.677	2.840	3.120	3.371	3.643	3.942	4.261	4.611
Chepes-Tello-Ulapes				2.247	2.368	2.510	2.655	2.818	2.993	3.186
La Rioja - Chilecito		62.225	73.900	88.411	92.677	97.274	102.318	107.856	113.937	120.614
La Rioja-Chilecito-Sis- tema Norte.		68.936	81.126	96.145	100.942	105.877	111.293	117.241	123.775	130.951
La Rioja-Chilecito-Sis- tema Norte + Chemical				101.575	106.399	111.362	116.807	125.479	132.446	140.136
Oeste (Villa Unión, Vin- china, Villa Castelli, Guandacol).	1.018	1.109	1.194	1.286	1.699	1.830	1.970	2.119	2.275	2.448

NOTA: Los valores de Generación que se consignan son a partir del año de interconexión.

FUENTE: FRANKLIN CONSULT.

CUADRO 3.5. XVII.

Integración de la demanda total sistemas interconectados - Carga máxima.

Sistemas	Carga Máxima (kW)									
	1971	1972	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980
Sistema Norte (Aimogasta-Mazán y Al-pasinche).	1.177	1.443	1.541	1.647	1.759	1.829	1.907	1.991	2.084	2.188
Sistema Chemical-Olta		549	594	642	694	751	792	882	954	1.035
Chemical-Olta-Milagro		734	793	856	925	999	1.059	1.170	1.264	1.369
Chepes-Tello-Ulapes				594	631	674	718	767	820	878
La Rioja-Chilecito		11.557	13.472	15.283	16.947	17.798	18.733	19.756	20.896	22.139
La Rioja-Chilecito-Sis tema Norte.		12.856	14.859	16.765	18.530	19.444	20.449	21.548	22.772	24.108
La Rioja-Chilecito-Sis tema Norte + Chemical				17.841	19.669	20.671	21.751	23.149	24.511	26.027
Oeste (Villa Unión, Vin china, Villa Castelli Guandacol).	361	389	417	445	580	621	663	712	761	815

NOTA: Los valores de carga máxima que se consignan son a partir del año de interconexión.

FUENTE: FRANKLIN CONSULT.

Para las centrales de Alpasinche, Olta, Milagro, Tello, Chepes, Villa Unión, Villa Castelli, Vinchina y Guandacol, ha sido necesario obtener los valores de energía generada con servicio continuo, mediante la estimación de los correspondientes factores de carga, que son:

	<u>Factor de carga a horario actual</u>	<u>Factor de carga a horario continuo</u>	<u>Relación f 2 / f 1</u>
Alpasinche	1.800	3.000 Hs	1,667
Olta	2.200	3.300 Hs.	1,500
Milagro	2.300	3.300 Hs.	1,435
D. Tello	1.600	3.000 Hs.	1,875
Chepes	2.200	3.300 Hs.	1,500
Villa Unión	2.350	3.300 Hs.	1,404
Vinchina	1.800	3.000 Hs.	1,669
Villa Castelli	1.600	3.000 Hs.	1,875
Guandacol	1.600	3.000 Hs.	1,875

En los sistemas de Chamical-Olta, Chamical-Olta-Milagro, Chepes-Tello-Ulapes y Villa Unión-Vinchina-Villa Castelli-Guandacol, no es dable esperar desfases estacionales y horarios de carga, ya que esta última es fundamentalmente de tipo residencial y de servicios. Por lo tanto en estos sistemas se adopta un factor de simultaneidad 1 en la integración de cargas máximas de sus respectivas centrales.

En los sistemas de Chamical-Olta y Chamical-Olta-Milagro, los valores de generación y carga máxima se encuentran referidos a Chamical (central G.Gordillo), en el sistema Chepes-Tello-Ulapes a la central de Chepes y en el sistema Oeste a las centrales de Villa Unión y Vinchina.

Para el sistema Norte, compuesto por el subsistema Aimogasta-Mazán y la central Alpasinche, en que la demanda eléctrica tendrá una composición similar (residencial, servicios y riegos), se adopta un factor de simultaneidad 1. La generación y carga máxima se refieren a la central de Aimogasta.

Para la central de La Rioja, el pico de carga seguirá siendo de tipo predominantemente residencial y ocurrirá hacia las 21/21.30 hs., registrándose la carga máxima anual en los meses de verano.

En la central de Chilecito, la carga máxima anual se registrará también en el verano, teniendo en cuenta la fuerte influencia del riego en dicha época.

Del estudio de los diagramas de carta típicos y de hipótesis del horario más probable de riego, se ha estimado en esta última central que el pico de carga se desplazará hacia las 19/20 hs.

lo que implica un desfásamiento en relación a La Rioja. Se dedujo un factor de simultaneidad de 0,85 en las cargas máximas del sistema La Rioja - Chilecito.

La carga simultánea del sistema La Rioja-Chilecito-Norte se estima sumando la carga simultánea de La Rioja-Chilecito a la del sistema norte afectada por un factor de simultaneidad de 0,9.

CAPITULO 4

ESTUDIO DEL EQUIPAMIENTO
Y EVALUACION.

4.1.

INTRODUCCION

En este capítulo se selecciona el programa de abastecimiento eléctrico que, bajo el punto de vista técnico y económico, resulta mas conveniente para cubrir el crecimiento de demanda previsto de las distintas localidades de la provincia de La Rioja.

A continuación se describirá la metodología, criterios y supuestos adoptados a los efectos de concretar posteriormente alternativas de equipamiento y proceder a su evaluación económica.

4.1.1.

Metodología y Criterios de Equipamiento

En este capítulo se definen los programas alternativos de equipamiento para el abastecimiento de la demanda de las localidades de La Rioja incluídas en este estudio, a los efectos de su evaluación y selección de la alternativa mas conveniente.

Los programas de equipamiento considerados se refieren a los futuros requerimientos de ampliación de centrales y de líneas de transmisión o subtransmisión, estas últimas respondiendo básicamente a las necesidades planteadas por las interconexiones estudiadas.

Siguiendo los lineamientos establecidos en los capítulos precedentes, el estudio ha sido encarado subdividiendo la provincia en las zonas eléctricas ya caracterizadas, pero teniendo en cuenta todas las posibles vinculaciones interzonales y aún interprovinciales.

Para lograr los objetivos enunciados, se han estudiado en primer lugar los programas de equipamiento a nivel local, luego las posibles interconexiones dentro de cada zona, "a posteriori" las interconexiones interzonales y finalmente la eventualidad del abastecimiento extraprovincial.

Planteado así el esquema de estudio en forma general podría llegarse a transformarlo en un ejercicio académico de infinitas soluciones, pues la cantidad de alternativas de equipamiento crece con las múltiples posibilidades de interconexiones.

Para evitarlo se ha optado por eliminar aquellas alternativas de interconexiones zonales que fueran desechadas por el modelo de evaluación descrito en el punto 4.2.. De esta forma se ha logrado reducir razonablemente el número de programas alternativos de abastecimiento.

Con respecto a las interconexiones interzonales e interprovinciales han sido planteadas todas aquellas alternativas razonablemente aceptables para ser evaluadas por el método del valor presente.

El método utilizado para definir los programas de equipamiento de centrales consiste básicamente en desarrollar, en cada caso, un balance de potencia para el período estudiado (1969-1980), por el cual se van proponiendo las sucesivas incorporaciones de unidades que fuesen necesarias para ir cubriendo la creciente demanda anual de los mercados; todo ello bajo ciertas condiciones y supuestos básicos que se establecen en el parágrafo 4.3.

Este método se ha aplicado tanto para equipamientos locales como interconectados, agregando en estos últimos un análisis particular de las líneas de transmisión correspondientes.

Para aquellos sistemas donde ha sido necesario examinar el tipo de unidad a incorporar (Diésel, turbogas o turbovapor) se ha elaborado la respectiva hipótesis de operación. Esta ha sido realizada con el grado de desagregación impuesto por la necesidad de selección a efectuar.

4.1.2. Evaluación, metodología, criterios y supuestos básicos.

En el punto anterior se ha descrito la forma en que se planteará el equipamiento destinado a abastecer las demandas de potencia y energía eléctrica proyectada para los distintos sistemas de la provincia de La Rioja.

El área eléctrica provincial fue subdividida en 5 zonas, cada una de las cuales incluye a su vez centros de producción y consumo.

La posibilidad de combinaciones de equipamiento entre localidades correspondientes a una misma zona, o entre dos o más zonas, o aún el suministro desde un centro externo a la provincia (Catamarca-Córdoba), planteó la realización de evaluaciones en tres niveles:

- zonal o intrazonal
- interzonal
- interprovincial

Las evaluaciones a nivel zonal implican en todos los casos una disyuntiva entre interconexión (en dos variantes de tensión 33 kV ó 13,2 kV) o generación diésel local.

Las evaluaciones a nivel interzonal o interprovincial incluyen no solo una gama de equipamiento más variada -tensiones hasta 132 kV; generación diésel, vapor y turbogás de tamaños mayores a los definidos al nivel anterior; variantes en combustible diésel, fuel y gas- sino que, en general, su realización requiere inversiones sustancialmente mayores.

Las características más homogéneas de las evaluaciones zonales indicaron la conveniencia de elaborar un modelo de tipo generalizado apto para la consideración de un número relativamente elevado de alternativas.

A dicho efecto se realizaron sucesivos intentos y posteriores refinamientos de formalización obteniéndose finalmente una ex-

problema satisfactoria. La misma concentra la información en cuatro constantes, las que fueron tabuladas de acuerdo a sus datos de entrada respectivos, y en cuatro variables. (Mas dos datos variables de costos de combustible).

El modelo establece la comparación de costos anuales alternativos para dos cortes en el tiempo: 1975 y 1980.

Aunque en modelos de planificación es habitual el corte por quinquenios, en el utilizado en este trabajo se realizó una variante original, explicitando como variable dependiente el valor mínimo de demanda que factibiliza económicamente la interconexión.

Dado que la información que alimenta el modelo permanece constante (longitud de línea) o relativamente constante (factor de carga-costos de inversión) en el entorno del corte considerado, es válido definir exactamente el año de habilitación de una interconexión determinando en la proyección de demanda, el año cuya demanda se iguale con el nivel mínimo exigido por el modelo.

Para la definición en el tiempo del equipamiento se han tenido, además, muy en cuenta, las necesidades de ampliación del parque generador en la localidad receptora y la concentración de los requerimientos de financiamiento.

El modelo de evaluación fue preparado específicamente para el presente estudio, lo que demandó un esfuerzo adicional para su elaboración y prueba.

Ya realizado ese esfuerzo inicial, el mismo provee un instrumento idóneo y rápido para evaluaciones futuras a nivel zonal, siendo al mismo tiempo útil para desechar alternativas y posibilitar una convergencia mas rápida cuando la cantidad y combinación posible de alternativas es alta.

En lo referente a las evaluaciones interzonales o interprovinciales -que como ya se mencionara tiene características menos homogéneas e inversiones mas altas- se utilizó el método de valor presente, es decir, la comparación de inversiones y costos actualizados, seleccionándose aquellas soluciones que implican la prestación del servicio a menor costo actualizado total.

Se definió como "año horizonte" a 1980, tomándose treinta años como período de descuentos. Considerando que se dedujeron los valores no amortizados de los equipos cuya vida útil sobrepasaba el límite de análisis, se estima que los períodos adoptados son correctos.

La tasa considerada fue del 8%, haciéndose además un análisis de sensibilidad para tasas del 6 y 10%.

Otro problema metodológico planteado fue la secuencia a seguir en la consideración de alternativas de equipamiento.

En este sentido se comenzó definiendo los niveles de integración zonales por medio del modelo, estableciendo las áreas de mercado interconectadas intrazonales.

Posteriormente se abarcaron las conexiones entre zonas (ya establecido el mercado interconectado para cada una), comenzando por las mas importantes a fin de determinar si los volúmenes mas altos requeridos de oferta, modificaban el tipo tecnológico de generación y por ende el nivel de costo.

Finalmente, definidas las interconexiones en la provincia, se evaluaron las interconexiones interprovinciales Catamarca-LaRioja y Cruz del Eje-Chamical.

Para todo ello fue necesario sistematizar la información económica básica cuyas características esenciales se detallan a continuación:

4.1.2.1. Análisis de la información económica básica

En este punto se analiza la información de inversiones y gastos de explotación que se utilizarán en el modelo de evaluación de interconexiones, continuaciones por el método del valor presente y posteriormente en el "Estudio Económico".

Los datos obtenidos se expresan en pesos (Ley 18.188).

La información expresada en dólares americanos fue reducida a \$ mediante la paridad 1 U\$S = 3,5 \$

4.1.2.1.1. Inversiones

1.- Generación Diésel

En el CUADRO 4.1.1. se indican los costos unitarios adoptados en grupos diésel.

Los mismos incluyen la totalidad de los costos necesarios para la puesta en servicio de la central, además de una dotación adecuada de repuestos.

Esta información ha sido obtenida en base a un cuidadoso estudio de los precios actualmente vigentes en el mercado.

Con referencia al cuadro citado, cabe aclarar que las unidades de 30 y 60 kW, corresponden a grupos rápidos que utilizan normalmente combustible tipo gas-oil.

2.- Generación Vapor

Para las unidades de 10 MW utilizados en el equipamiento de la central La Rioja, se adoptó una inversión unitaria equivalente a 250 U\$S por kW. instalado.

Este valor se estableció luego de un análisis comparativo de precios suministrados por varias firmas proveedoras de este tipo de equipos.

3.- Generación Turbo-gas

Para las turbinas a gas, que alternativamente se consideran en el presente trabajo de una potencia de 5 MW, se consideró una inversión unitaria de 105 U\$S/kW para instalaciones en condiciones de funcionamiento con adecuada dotación de repuestos e instrucción del personal.

4.- Transmisión

En el CUADRO 4.1.II. se indican los costos unitarios de inver-

Información económica básica.

Centrales Diesel

Costos unitarios de inversión, operación y mantenimiento y consumos específicos.

Potencia (kW)	r p m	Costo unitario de inversión (\$/kW)	Operación y mantenimiento			Consumo Específico	
			Sueldos \$/kW/año	Mat y Varios \$/kW/año	Total \$/kW/año	Tipo de combustible	Consumo Específico (grs/kWh)
30	1.500	1.225	432	35	467	Gas Oil	410
60	1.500	980				Gas Oil	410
100/150	500/600	1.330	144	20	164	Diesel Oil	310
300	500/600	1.225				Diesel Oil	280
400/500	500/600	1.138				Diesel Oil	280
950/1000	500/600	980				Diesel Oil	270
1500	500/600	893	40	11	51	Diesel Oil	260
3000	375	840				Diesel Oil	250

FUENTE: FRANKLIN CONSULT.

CUADRO 4.1.II.

Información económica básica.

Transmisión.

Costos unitarios de inversión.

a) Líneas de Transmisión.

Tensión (kV)	Costo (\$ /km)
13,2	12.000
33,0	17.000
66,0	27.000
132,0	45.000

b) Estaciones Transformadoras.

Relación de tensiones	Costo \$ / k V A
33/13,2 kV	49,0
13,2/0,4-0,231 kV	35,0
33/0,4-231 kV	73,5

FUENTE: FRANKLIN CONSULT.

sión (\$/km) en función de la tensión nominal de las líneas de interconexión evaluadas, ya sea mediante el modelo de evaluación de interconexiones o mediante el método del valor presente. En dicho cuadro se indican además los costos unitarios de inversión (\$/kVA) correspondientes a estaciones transformadoras en función de la relación de tensión. Estos valores fueron utilizados fundamentalmente en el procesamiento del modelo de interconexiones, ya que en las evaluaciones por el método del valor presente, se utilizaron las inversiones necesarias, según presupuestos establecidos para cada caso particular.

4.1.2.1.2. Gastos de explotación

1.- Generación

Se detallan a continuación los gastos de explotación en el rubro generación tanto de centrales existentes como de las centrales nuevas propuestas en los diferentes equipamientos.

2.- Centrales existentes

Gastos fijos-Operación y Mantenimiento

Los denominados gastos fijos de operación y mantenimiento, se subdividen en dos grandes rubros a saber: sueldos y cargas sociales y materiales y varios.

En el CUADRO 4.1. IV. se indican sueldos y cargas sociales, (año 1969) y unitarios (\$/kW) para cada una de las centrales diésel existentes.

La misma información pero para las centrales hidráulicas existentes, se muestra en el CUADRO 4.1. III.

Al procederse a la evaluación de alternativas y considerando que a los efectos de realizar una comparación homogénea se hace necesario establecer para las centrales actualmente a cargo de la Dirección Provincial de la Energía, sueldos de operación y mantenimiento suponiendo un servicio continuo, fueron obtenidos en el CUADRO 4.1.V. indicadores de dotación que permiten establecer para distintas centrales, según su rango de potencia, valores de sueldos y materiales y varios acordes con esta circunstancia.

Para ello se determinaron unitarios de gastos por kW/turno que, llevados a una dotación mínima de 4 turnos por central, permitieron determinar los siguientes valores para centrales existentes.

Primer agrupamiento de centrales,
(hasta 100 kW):

Operario turno kW :	0,03
Cantidad de turnos:	4
Costo operario/año:	\$ 3.600
Unitario resultante:	\$ 432/kW-año

Para centrales del segundo agrupamiento,
(hasta 500 kW)

CUADRO 4.1.III.

Información económica básica.

Centrales hidráulicas existentes.

Gastos de operación y mantenimiento (año 1969).

Central	Potencia instalada. (kW)	Operación y Mantenimiento	
		Sueldos \$ x 10 ³	Materiales y Varios \$ x 10 ³
La Rioja	344	92,90	1,18
Chilecito	544	21,84	2,10
Famatina	200	23,88	7,77
Vinchina	176	15,17	2,27

FUENTE: DPE, A y EE y FRANKLIN CONSULT.

ADRO 4.1.IV.

Información económica básica.

Centrales diesel existentes (año 1969).

Gastos de operación y mantenimiento.

Central	Potencia instalada kW	Operación y Mantenimiento			
		Sueldos		Materiales y Varios.	
		Gastos anuales \$ x 10 ³	Gastos por kW instalado \$/kW	Gastos anuales \$ x 10 ³	Gastos por kW instalado \$/kW
La Rioja	4.788	265,73	55,50	55,82	11,66
Chilecito	2.648	97,29	36,74	34,12	12,89
San Gordillo	1.500	52,18	34,79	6,92	4,61
Limogasta	1.070	42,37	39,60	64,00 (2)	59,81
Alazán	418	13,37	31,99	6,31	15,09
Chepes	395	22,23	56,28	2,33	5,89
Villa Unión	254	27,59	108,62	5,00	19,75
Alpasinche	216	19,99	92,55	4,49	20,78
Alilagro	216	28,23	130,69	5,19	24,02
Alta	180	19,72	109,56	1,31	7,27
Matquía	88	5,14	58,41	2,50 (1)	28,40
Alituil	80	2,88	36,0	2,19	27,37
San Tello	80	5,78	72,25	3,10	38,75
Alama	58	8,01	138,10	1,80	31,03
Alapes	58	8,97	154,65	1,59	27,41
Alañar	58	3,19	55,0	1,87	32,24
Comunidades de los Llanos	52	1,93	37,12	2,67 (1)	41,73
Alalanzán	52	8,69	167,12	2,00	38,46
Aluandacol	52	1,09	20,96	1,63 (1)	31,34

) Deducidos gastos movilidad y viáticos.

) Primer año de funcionamiento.

FUENTE: D.P.E., A y E.E. y FRANKLIN CONSULT.

CUADRO 4.1.V.

Información económica básica.

Centrales diesel existentes.

Indicadores de dotación y de gastos de materiales y varios por rango de potencia.

Central	Potencia instalada kW	Operario Turno x kW	Operario Turnos x kW (por rango de potencia).	Valores medios adoptados.
Guandacol	52	0,019		
Malanzan	52	0,019		
P. de los Llanos	52	0,019		
Chañar	58	0,017		
Ulapes	58	0,034		
Tama	58	0,034	0,030	35,00 \$/kW
Tello	80	0,025		
Pituil	80	0,013		
Patquía	88	0,008		
Villa Castelli	124	0,008		
Olta	180	0,018		
Milagro	216	0,012		
Alpasinche	216	0,025	0,010	20,00 \$/kW
Villa Unión	254	0,015		
Chepes	395	0,015		
Mazán	418	0,004		
Aimogasta	1070	0,005		
Gordillo	1500	0,001	0,001	11,00 \$/kW
Chilecito	3129	0,001		
La Rioja	5132	0,001		

FUENTE: A.y E.E., D.P. DE ENERGIA, FRANKLIN CONSULT.

Operario turno kW: 0,01
 Cantidad de turnos: 4
 Costo operario/año: \$ 3.600
 Unitario resultantes: \$ 144/kW-año.
 Para centrales del tercer agrupamiento,
 (hasta 5000 kW)

Operario turno kW: 0,01
 Cantidad de turnos: 4
 Costo operario-año: \$ 10.000
 Unitario resultante: \$ 40/kW-año.

Correspondiendo a este agrupamiento se fijaron en el mismo CUADRO, gastos de materiales y varios por kW, que unidos a los de sueldos de operación y mantenimiento arrojan los siguientes valores unitarios, promedio finalmente adoptados:

Central	Sueldos \$/kW	Mat. y Var. \$/kW	Total \$/kW
Guandacol			
Malanzán			
P. de Los Llanos			
Chañas			
Ulapes	432	35	467
Tama			
Tello			
Pituil-Patquia-			
V. Castelli			
Olta			
Milagro			
Alpasinche	144	20	164
V. Unión			
Chepes			
Mazán			
Aimogasta			
Gordillo			
Chilecito	40	11	51
La Rioja			

Gastos variables-Combustibles y lubricantes

Relacionando los consumos específicos determinados oportunamente, al realizarse el relevamiento de las instalaciones existentes con los precios de combustibles y lubricantes, puestos en central generadora, se obtuvieron valores unitarios indicados en m\$N por kWh correspondiente a estos insumos, los que se detallan en CUADRO Nro. 4.1.VI

CUADRO 4.1.VI.

Información económica básica.
Centrales diesel existentes.

Costo unitario de combustibles y lubricantes. (\$/kW)

Central	Combustibles		Lubricantes.			Costo unitario (m\$/n/kWh)
	(1) Consumo específico grs / kWh	Precio combustible (m\$/Tm)	Costo unitario. (m\$/n/kWh)	(1) Consumo específico medio (grs/kWh)	Precio medio de lubricante (m\$/n/kWh)	
Aimogasta	280	13352	3,74	4,0	222200	0,89
Alpasinche	335	13352	4,47	4,5	222200	1,00
Chafar	416	18800	7,82	7,8	222200	1,73
Chepes	280	11511	3,22	3,5	222200	0,77
Chilecito	285	13830	3,94	7,8	100859	0,79
G. Gordillo	342	13300	4,55	9,8	110000	1,08
Guandacol	491	18800	9,23	11,2	222200	2,49
La Rioja	263	13500	3,55	4,5	111618	0,50
Malanzán	465	18800	8,74	8,4	222200	1,87
Mazán	333	13352	4,45	3,0	222200	0,67
Milagro	315	13500	4,25	3,3	222200	0,73
Olta	360	13705	4,93	4,3	222200	0,96
Patquía	345	13216	4,56	3,0	222200	0,67
Pitui	427	18800	8,03	5,4	222200	1,20
P. de Los Llanos	465	18800	8,74	8,5	222200	1,89
Tama	410	18800	7,71	7,4	222200	1,64
Tello	409	18800	7,69	5,1	222200	1,13
Ulapes	348	18800	6,54	4,0	222200	0,89
V. Unión	280	15329	4,29	4,3	222200	0,96
V. Castelli	360	18900	5,52	3,5	222200	0,78

FUENTE: D.P.E., A. Y E.E. Y FRANKLIN CONSULT.

3.- Centrales nuevas Diésel - Gastos fijos

Los gastos de operación y mantenimiento, correspondientes a incorporaciones de este tipo, fueron establecidos astendiendo a potencia y central en que se opera, aprovechando el procesamiento de información, realizado para establecer estas mismas erogaciones en el punto anterior.

Los valores adoptados se indican en CUADRO 4.1.I.

Gastos variables

En base a información obtenida de fabricantes, se indican en el CUADRO 4.1.I. para distintos rangos de potencia de grupos diésel, el tipo de combustible considerado y el consumo específico que se adoptó para el análisis de las variantes de equipamiento planteados.

En algunos casos el valor unitario adoptado para grupos nuevos coincidió con el histórico (Alpasinche), en razón de que los grupos existentes eran de reciente instalación.

En otros casos se recalcularon costos unitarios con consideración de los precios de los insumos en cada centro de generación.

4.- Centrales Vapor - Gastos Fijos

Para la eventual incorporación de unidades vapor en La Rioja, se ha establecido que en oportunidad de la instalación del primer grupo estando previsto el segundo, los gastos de operación y mantenimiento serían del orden de 10 U\$S/kW. Al incorporarse el segundo grupo y para una potencia de 20 MW se estimó conveniente reducir el unitario adoptado a 8 U\$S/kW.

Gastos Variables

Los gastos variables se estimaron para dos hipótesis; una de ellas supone la posibilidad de abastecimiento de gas natural y la segunda que la operación de generación será realizada consumiendo fuel-oil.

El consumo calórico por kWh. adoptado, fue de 3.200 Kcal/kWh.

Los precios de combustibles se detallan a continuación:

Fuel-oil parafínico (10.000kcal/kg.)

Costo en refinería	46,00 \$/Tn
Flete (*)	30,90 \$/Tn
Total	76,90 \$/Tn
Gas natural 9.300 kcal/m ³	0,0425 \$/m ³

(*) Este valor resultó aproximadamente el mismo ya sea que la procedencia fuese San Lorenzo por ferrocarril o Luján de Cuyo (camión).

Para la hipótesis de funcionamiento de las instalaciones con consumo de gas y en razón de que el suministro a la demanda residencial se atiende con prioridad, se consideró que durante la época invernal se utilizaría alternativamente fuel-oil. Consecuentemente el costo variable se fijó con un componente del 66% de gas y un 34% de fuel-oil.

De esta forma se establecieron costos unitarios de \$ 0,0246/kWh. con fuel oil y \$ 0,0181/kWh. con gas 66% y fuel 34%.

Turbogas Gastos Fijos

Para grupos turbogas de 5 MW de potencia se ha considerado que será necesario prever un gasto en concepto de sueldos y materiales y varios equivalente a 10 U\$S/kW. Este valor fue adoptado luego de cotejar información sobre equipos del orden de la potencia prevista actualmente en funcionamiento en distintas empresas como así también datos de proveedores.

Gastos Variables

En la estimación de los gastos variables se supuso la utilización de diesel-oil cuyo precio se estableció en CUADRO 4.1.VI.

El consumo específico de este tipo de instalaciones se fijó en 417 grs/kWh.

4.- Transmisión

Los gastos de operación y mantenimiento correspondientes a este proceso, fueron determinados suponiendo que los mismos alcanzan al 1% anual, del monto total de inversión correspondiente a las líneas y estaciones transformadoras.

4.1.2.1.3. Tarifas de intercambio.

Las tarifas de intercambio se han utilizado en las evaluaciones interprovinciales, en las alternativas de interconexión con Cruz del Eje y Catamarca.

En la primera de ellas, se realizó la consulta a la Empresa Provincial de Energía de Córdoba (EPEC), la que gentilmente nos proporcionó la tarifa posible para la zona de Chamental y área vinculada, y que es la siguiente:

Costo fijo: \$ 10/kW-mes
Costo variable: \$ 0,0485 por kWh consumido
de 6 a 22 hs.
\$ 0,0243 por kWh consumido
de 22 a 6 hs.

En el caso de interconexión con Catamarca, se establece la premisa de que el sistema interconectado La Rioja puede autoabastecerse en punta y que por consiguiente la tarifa a aplicar será la que se determine para Catamarca en su componente variable, ya que se la utilizará fuera de pico y en forma marginal aprovechando excedentes del Sistema Interconectado NOA de Agua y Energía Eléctrica.

A tal fin se ha aplicado la tarifa 7 del sistema Santiago del Estero (se considera que a Catamarca corresponderá igual tarifa) que es de \$ 0,0243/kWh.

4.2. MODELO DE EVALUACION PARA ALTERNATIVAS DE INTERCONEXION

4.2.1. Descripción

Como ya se mencionara, las evaluaciones a nivel zonal implican una disyuntiva entre la posibilidad de continuar las ampliaciones en generación diésel para la localidad aislada cuyo cubrimiento de demanda se considera o, como alternativas interconectarla con otro centro de generación (central proveedora) en tensiones de 33 kV ó 13,2 kV.

A los efectos de formalizar el modelo se ha comenzado por establecer la comparación de costos anuales de ambas alternativas para dos cortes: 1975 y 1980.

En principio para que la interconexión resulte conveniente debe verificarse que los costos anuales totales de la alternativa de generación local sean mayores que los de la alternativa de abastecimiento por medio de la interconexión.

En la expresión que sigue se detallan los principales conceptos de costos intervinientes en I: Alternativa generación local y II :Alternativa interconexión.

De acuerdo a lo ya expresado, para que la interconexión resulte conveniente debe verificarse en esta expresión que $I > II$, o sea que:

- I : (1) el costo anual de instalaciones adicionales para generación local en localidad receptora
- + más
- (2) sus gastos anuales totales fijos de operación y mantenimiento
- + más
- (3) sus costos variables anuales (combustibles y lubricantes)
- deben ser superiores a
- II : (4) El costo variable de la energía necesaria para el suministro de localidad receptora medido en central proveedora
- + más
- (5) + (6) el costo de capital y de operación y mantenimiento de instalaciones en transmisión y transformación
- menos
- (7) El valor recuperable de la potencia instalada en central receptora.

La elaboración posterior de la expresión precedente ha dado lugar a una inequación en la cual se establece como variable dependiente el valor mínimo requerido de la carga máxima que hace factible la interconexión.

Como variables independientes intervienen: h_s , de utilización, longitud de línea necesaria en km., potencia instalada en central y dos valores adicionales de costo de combustible por kWh. en centrales proveedora y receptora. La expresión se completa con cuatro constantes.

A continuación se da una explicación mas detallada de los términos de la expresión antes consignada. (Cabe aclarar que la numeración entre paréntesis que precede cada concepto incluido en la expresión anterior, se corresponde con su respectiva formalización algebraica detallada en los puntos siguientes).

I.- Costos de generación local en localidad receptora

El costo anual resultante de generación en localidad receptora en años 1975 y 1980, incluye costos de capital, costos fijos de operación y mantenimiento y costos variables (combustibles y lubricantes).

- (1) - Costo de Capital correspondiente a instalaciones a incorporar de no efectivizarse la interconexión. Este valor se expresa como sigue:
Potencia instalada años 1975 ó 1980 ($P_{i75 \text{ ó } 80}$) menos potencia instalada años 1969 ó 1975 respectivamente. Se define potencia instalada en años 1975 ó 1980 en función de la respectiva carga máxima prevista con la inclusión de una reserva equivalente al 50% de ésta.

$$P_{i75 \text{ ó } 80} = 1,5 C_{\text{Máx. } 75 \text{ ó } 80} - P_{i69 \text{ ó } 75}$$

A la potencia resultante se le aplica la inversión unitaria por kW Instalado (I_{kW}) correspondiente al rango de potencia a incorporar, y se aplica el factor de recuperación de capital (FRC) establecido para un período de 15 años y una tasa del 8% anual.

Se simboliza así el costo de capital a considerar, de la siguiente forma:

$$(1,5 C_{\text{Máx. } 75 \text{ ó } 80} - P_{i69 \text{ ó } 75}) \cdot I_{kW} \cdot \frac{\text{FRC}}{i} = 0,08 \quad (1)$$

- (2) - Costos directos fijos anuales de generación en localidad receptora.

Se establecen en función de la potencia instalada en los años 1975 ó 1980 mediante la asignación de un costo fijo por kW (CF_{kW}).

La expresión será entonces:

$$1,5 C_{\text{Máx. } 75 \text{ ó } 80} \times CF_{kW} \quad (2)$$

Estos costos incluyen los rubros materiales y varios de operación y mantenimiento y los gastos de personal. Los valores básicos utilizados se detallan en los puntos 4.2.2. y 4.2.3.

Cabe aclarar que los gastos de personal se han considerado en las evaluaciones -a los efectos de una comparación con beneficios equivalentes para ambas alternativas - calculados para horario continuo y con el número de turnos mínimo razonable (4 turnos).

(3) - Costos variables de generación en localidad receptora

Incluyen los gastos anuales en combustibles y lubricantes requeridos para generación en la alternativa local. A los efectos de simplificar la expresión, en adelante se menciona solo el costo de combustible, el que ya incluye el gasto correspondiente de lubricante.

Dichos gastos se calculan de la siguiente forma:
Energía demandada (generación) x costo de combustible por kWh en central receptora (C.C. kWhR)

Una expresión similar a esta en función de la carga máxima sería:

$$C.Máx_{75 \text{ ó } 80} \times H.U. \times C.C. \text{ kWhR} \quad (3)$$

donde H.U. indica horas de utilización que resulta del cociente $\frac{\text{energía}}{\text{carga máxima}}$

Este valor se establece en base a las cifras resultantes de proyección de la demanda.

La información de combustibles y lubricantes para cada central se consigna en los puntos 4.2.2. y 4.2.3.

II.- Costo del suministro mediante interconexión

El costo del suministro mediante interconexión se establece en el supuesto de la existencia de capacidad disponible en central abastecedora, por lo que en principio no se consideran costos de capital ni directos fijos de la misma.

Este supuesto se cumple en todos los casos en que la central abastecedora está a cargo de la DPE, considerando los desplazamientos de grupos previstos.

El mantenimiento de este supuesto, que de no cumplirse tiende a favorecer la interconexión, fue apoyado por las autoridades energéticas provinciales dada la gran dificultad que presenta la operación y el mantenimien-

to de grupos aislados con carencia de personal especializado, talleres y herramientas adecuadas en cada lugar.

(4) - Costos variables de central proveedora

Este costo incluye los gastos de combustibles y lubricantes realizados en central proveedora para el abastecimiento de la localidad receptora y se expresa de la siguiente forma:

$$\frac{C.Máx. 75 \text{ ó } 80 \times H.U.}{0,92} \times C.C. kWhP \quad (4)$$

El producto indicado en el numerador corresponde a la energía requerida en localidad receptora, incrementada en un 8% por pérdidas en transmisión (divisor 0,92). Luego se le aplica el unitario en concepto de costo de combustible y lubricante por kWh resultante en esta central (C.C. kWhP).

(5)+ (6) - Costos fijos de transmisión

Estos costos se calculan mediante la estimación de la inversión en transmisión, sus respectivos costos de capital y de operación y mantenimiento.

La inversión se estima en base a un costo unitario por km de línea (I LAT/km) un costo unitario por kVA en transformación (IkVA) vinculado a la demanda en central receptora, de la siguiente forma:

$$\text{Inversión línea} = \text{km recorrido} \times I \text{ LAT/km}$$

$$\text{Inversión transformación} = 1,2 C_{máx} 75 \text{ ó } 80 \times \frac{IkVA}{0,8} \quad (*)$$

Los correspondientes costos anuales se calculan para una tasa del 8% y una vida útil de 30 años.

Luego el costo total por las instalaciones en transmisión calculando como costo anual de operación y mantenimiento el 1% de la inversión inicial será:

$$\text{km recorrido} \times I \text{ LAT/km} \times \left(\frac{FRC}{30/i} + 0,01 \right) \quad (5)$$

$$\text{para línea y,} \\ 1,2 \frac{C.Máx. 75 \text{ ó } 80}{0,8} \times I \text{ kVA} \times \left(\frac{FRC}{30/i} + 0,01 \right) \quad (6)$$

para instalaciones en transformación.

(*) $\cos. \epsilon = 0,8$

(7) Valor recuperable de la potencia instalada en central receptora.

Aún cuando la comparación del modelo se establece en base a los costos operativos totales anuales de ambas alternativas es evidente que, de realizarse la interconexión, la potencia instalada en receptora podría originar, al procesarse a su radiación de servicio, una fuente de fondos adicionales (en el caso de venta, o un ahorro de inversión equivalente en el caso de desplazamiento de grupos a centrales de la DPE que requiriesen nuevo equipamiento). Esta mayor economía de la alternativa interconectada se ha cuantificado como costo anual para homogeneizarla con los valores utilizados en el modelo, suponiendo el ingreso resultante aplicado a solventar nuevas obras de transmisión (mínima cuota anual ya que se considera para transmisión una vida útil de 30 años y para generación diesel 15 años). Para la determinación del valor recuperable a los dos costos considerados, se han tenido en cuenta los parques generadores en 1969 y 1975 respectivamente, cuyos valores se han afectado de un coeficiente dependiente de la depreciación operada entre el año de instalación promedio del parque y los baricentros de los períodos que finalizan en ambos cortes.

En definitiva se llegó para este concepto, a la expresión que se detalla a continuación y cuyo valor deberá restarse de los costos calculados para la alternativa interconectada.

Para 1975:

$$I_{kW} \times 0,6 P_{i69} \times FRC_{30/i} = 0,08 \quad (7)$$

4.- Formalización de la expresión utilizada en el modelo.

En los puntos precedentes se han analizado los conceptos intervinientes en una inecuación que compara los costos de la alternativa de generación local con la alternativa de interconexión. Posteriormente cada uno de esos conceptos fué formalizado en términos algebraicos.

Reemplazando en la inecuación los conceptos de costos por sus correspondientes términos algebraicos, se establece la siguiente expresión.

$$\begin{aligned} & (1,5 C.Máx. - P_i) I_{kW} \times FRC_{15/i} = 0,08 + 1,5 C.Máx \times CF_{kW} \\ & + (C.Máx. \times H.U. \times CC_{kWhR}) \left(\frac{C.Máx}{0,92} \times H.U. \times CC_{kWhP} \right) + \\ & + (\text{km. recor.} \times I_{LAT/km} + \frac{1,2 C.Máx}{0,8} \times I_{kVA}) \times (FRC_{30/i} = 0,08 \\ & + 0,01) - (0,6 P_i \times FRC_{30/i} = 0,08 \times I_{kW}) \end{aligned}$$

Explicitando la $C_{m\acute{a}x}$ y realizando algunas transformaciones algebraicas en la inecuaci3n anterior se llega finalmente a la expresi3n utilizada en el modelo

$$C_{m\acute{a}x} = \frac{\text{km. recorrido} \times C_1 - P_i C_2}{C_3 - C_4 + HU \left(CC_{kWhR} - \frac{CC_{kWhP}}{0,92} \right)}$$

Donde:

$$C_1 = I_{LAT} / \text{km} \cdot (\text{FRC}_{30 \text{ a\~{n}os}; 8\%} + 0,01)$$

$$C_2 = I_{kW} (0,6 \text{ FRC}_{30 \text{ a\~{n}os}; 8\%} - \text{FRC}_{8\%, 15 \text{ a\~{n}os}})$$

$$C_3 = 1,5 (I_{kW} \text{ FRC}_{15 \text{ a\~{n}os}; 8\%} + CF/kW)$$

$$C_4 = \frac{1,2 \cdot I_{kVA}}{0,8} (\text{FRC}_{30 \text{ a\~{n}os}; 8\%} + 0,01)$$

El segundo t3rmino de la inecuaci3n define el valor m3nimo de la carga m3xima que factibiliza la interconexi3n para los a\~{n}os 1975 3 1980.

Se compara pues con el primer t3rmino que corresponde a las cargas m3ximas previstas para esos mismos a\~{n}os en la proyecci3n de demanda. Si el valor proyectado de demanda supera el valor resultante del segundo t3rmino, la interconexi3n es factible. Como la informaci3n b3sica considerada var3a poco en el entorno de los cortes considerados (1975 3 1980), es v3lido comparar el valor resultante del segundo t3rmino con los otros a\~{n}os de la serie de proyecci3n de demanda. (No solamente 1975 o 1980)

El a\~{n}o de igualaci3n se\~{n}ala un punto de indiferencia a partir del cual la interconexi3n comienza a ser conveniente.

El significado de las variables de la inecuaci3n es el siguiente:

$C_{M\acute{a}x}$:	Carga m3xima proyectada para los a\~{n}os 1975 3 1980 (eventualmente otros a\~{n}os de la serie en el entorno de los cortes considerados).
km. recorrido:	longitud de la l3nea de transmisi3n en km.
P_i :	Potencia instalada en 1969 3 en 1975 para los cortes a 1975 3 1980 respectivamente.
HU:	Horas de utilizaci3n $\frac{\text{Energ3a (proyectada)}}{C. M\acute{a}x. (proyectada)}$
CC_{kWhP} :	Costo combustibles y lubricantes por kWh en central proveedora
CC_{kWhR} :	Costo combustibles y lubricantes por kWh en central receptora.

4.2.2. Cálculo del modelo y valores resultantes

En el punto 4.2.1. se ha descrito el modelo utilizado en las evaluaciones zonales, así como sus supuestos básicos.

Para el procesado posterior, fue necesario definir los datos técnicos de entrada correspondientes a las distintas alternativas planteadas, tales como tensión y longitud de línea y número de transformadores que posibilitan el suministro mediante línea. Los valores considerados se indican en el CUADRO 4.2.I.

Asimismo se hizo necesario establecer los valores correspondientes a las constantes, los que se indican en CUADROS 4.2.II. a 4.2.VI. Para ello se utilizó la información económica básica detallada en el punto 4.1.2.

Se establecieron las constantes en base a los siguientes indicadores:

- C_1 : tensión de conducción
- C_2 y C_3 : 0,5 de carga máxima años 1975 ó 1980
- C_4 : relación de transformación y número de estaciones transformadoras.

Cabe destacar que para esta última, se han tomado, en razón de su vinculación a potencia demandada y en forma hipotética, una estación receptora donde en realidad pueden ser necesarias dos o más.

Ello no obstante, como ya se expresara, la potencia considerada equivale a la necesaria en los dos o más centros receptores y se corresponde con la necesaria en estación transformadora elevadora de central proveedora.

En cuanto a las constantes 2 y 3, se estima que el nivel de potencia de grupos existentes o a incorporar eventualmente de no resultar conveniente la interconexión estaría en el entorno de la mitad de la carga máxima local.

Los valores tomados para el cálculo, así como los resultados finales, se indican en CUADROS 4.2.VII. y 4.2.VIII en los cortes al año 1975 y 1980 respectivamente.

De ellas resulta la conveniencia de las siguientes interconexiones:

Corte año 1975

- Villa Unión-Guandacol	13,2 kV
- Aimogasta-Alpasinche	13,2 kV
- Chepes-Cruce Km 14	33 kV
Cruce Km 14-Ulapes	13,2 kV
Cruce Km 14-Tello	13,2 kV
- Chepes-Ulapes	33 kV
- Km 14-Tello	33 kV
- Chamical-Olta	13,2 kV
- Chamical-Olta-Catuna	33 kV
- Olta-Catuna	33 kV

CUADRO 4.2. I.

Modelo de evaluación Interconexiones.

Datos básicos del procesado.

Tramo	Tensión KV	Longitud Línea KV	Central Abastecedora		Central Receptora						Transformación		
			Nombre	Costo variable (Comb. y Lubric.) m\$ n	Nombre	Potencia Instalada KW			Factor de Carga H.V.	Costo variable (Comb. y Lubric.) m\$ n		Relación KV	Nº de trans- forma- dores
Villa Unión-Guandacol	13,2	48	V. Unión	5,07	Guandacol	52	87	2500	2500	2500	11,72	13,2/0,4-0,2	1
	33	48	Idem	5,07	Guandacol	52	87	2500	2500	2500	11,72	33/13,2	2
Zona Norte													
Almogasta-Alpashinche	13,2	37	Almogasta- Mazán.	4,63	Alpashinche	184	538	4682	4668	4668	5,47	33/13,2	1
Zona de Los Llanos													
Chepes-Ulapes	33	33	Chepes	3,99	Ulapes	58	265	4881	4810	4810	7,43	33/13,2	2
	13,2	29	Idem	3,99	Idem	58	265	4881	4810	4810	7,43	13,2/0,4-0,2	1
km 14-D, Tello	13,2	14	Idem	3,99	Tello	80	80	3000	3000	3000	8,82	13,2/0,4-0,2	1
	33	62	Chepes	3,99	Ulapes	58	265	4881	4810	4810	7,43	33/0,4-0,2	1
Km 14-D, Tello	33	14	Idem	3,99	Tello	80	80	3000	3000	3000	8,82	33/0,4-0,2	1
	13,2	38	Chemical	5,67	Ota	180	335	3300	3300	3300	5,89	-	-
Chemical-Ota-Catuna	33	78	Chemical	5,67	Ota-Catuna	396	659	3300	3300	3300	5,39	33/13,2	2
Ota-Catuna-Milagro	33	40	Chemical	5,67	Catuna-Mil.	216	324	3300	3300	3300	4,98	33/13,2	1
	13,2	40	Chemical	5,67	Catuna-Mil.	216	324	3300	3300	3300	4,98	-	-

CUADRO 4.2.1. (Continuación)

Modelo de evaluación interconexiones.

Datos Básicos del procesado.

Tramo	Tensión kV	Longitud Línea kV	Central Abastecedora		Central Receptora				Transformación			
			Nombre	Costo variable (Comb. y Lubric.) m\$.n	Nombre	Potencia Instalada kW	Factor de carga H. V.		Relación kV	No de transforma- dores		
							1975	1980			Costo variable (Comb. y Lubric.) m\$.n	
Chemical-P. de los Llanos	33	33	Chemical	5,67	P. de los Llanos	52	75	2800	2800	10,63	33/13,2	2
	13,2	33	Chemical	5,67	P. de los Llanos	52	75	2800	2800	10,63	13,2/0,4-0,2	1
Chemical-P. de los Llanos-Patquía.	33	68	Chemical	5,67	P. de los Llanos	88	174	3000	3000	7,06	33/13,2	2
P. de los Llanos-Patquía	33	35	Chemical	5,67	Patquía	88	90	3000	3000	5,23	33/13,2	1
	13,2	35	Chemical	5,67	Patquía	88	99	3000	3000	5,23	-	-
Olta-Chañar	13,2	36	Chemical	5,67	Chañar	58	58	3000	3000	9,55	13,2/0,4-0,2	1
<u>Zona Chillicito</u>												
Chillicito-Famatina	13,2	32	Chillicito	4,75	Famatina	-	145	3200	3200	9,23(1)	-	-
	33	32	Chillicito	4,75	Famatina	-	145	3200	3200	9,23(1)	33/13,2	1
Chillicito-Famatina-Pitull	33	78	Chillicito	4,75	Famatina	-	80	3100	3100	9,23	33/13,2	1

CUADRO 4.2. I. (Continuación)

Modelo de Evaluación Interconexiones.

Datos Básicos del procesado.

Tramo	Tensión 1 kV	Longitud Línea kV	Central Abastecedora		Central Receptora				Transformación			
			Nombre	Costo variable (Comb. y Lubric.) m\$.n	Nombre	Potencia instalada kW	Factor de Carga H.V.	Costo variable (Comb. y Lubric.) m\$.n	Relación kV	Nº de trans- forma- dores		
Famatina - Pituil	33	46	Chilecito	4,75		80	171	3000	3000	9,23	33/13,2	1
	13,2	46	Chilecito	4,75		80	171	3000	3000	9,23	-	-

(1) - Se ha considerado el mismo valor que en Pituil.

FUENTE: FRANZ LER CONSULTA.

CUADRO 4.2.II.

Modelo de evaluación de interconexiones.

Cálculo de constantes - C_1

$$C_1 = I \text{ LAT/km (FRC } 8\%, 30 \text{ años } + 0,01)$$

Tensión Línea kV	Inversión \$ / km.	FRC + 0,01	Constante 1
13,2	12.000	0,09883	1185,96
33,0	17.000	0,09883	1680,11
66,0	27.000	0,09883	2668,41
132,0	45.000	0,09883	4447,35

CUADRO 4.2.III.

Modelo de evaluación de interconexiones

Cálculo de Constantes - C₂ - Corte Año 1975

$$C_2 = I_{kW} (0,6 \text{ FRC } 8\%, 30 \text{ años} - \text{FRC } 8\%, 15 \text{ años})$$

Potencia Grupos kW	Inversión \$/kW	Factores recuperación capital			Constante 2
		0,6 (8% 30. años)	(8 % 15 años	Dife- rencia	
30	1225	0,05329	0,11683	-0,06354	- 77,84
60	980	"	"	"	- 62,27
100/150	1330	"	"	"	- 84,51
300	1225	"	"	"	- 77,84
400/500	1138	"	"	"	- 72,31
950/1000	980	"	"	"	- 62,27
1500	893	"	"	"	- 56,74
3000	840	"	"	"	- 53,37

CUADRO 4.2.IV.

Modelo de evaluación de interconexiones

Cálculo de Constantes - C₂ - Corte Año 1980

$$C_2 = I_{kW} (0,3 FRC_{8\%, 30 \text{ años}} - FRC_{8\%, 15 \text{ años}})$$

Potencia Grupo kW	Inversión \$/ kW	Factores recuperación capital			Constante 2
		0,3 (8% 30 años)	(8%, 15 años)	Diferencia	
30	1225	0,02664	0,11683	-0,09019	- 110,48
60	980	"	"	"	- 88,39
100/150	1330	"	"	"	- 119,95
300	1225	"	"	"	- 110,48
400/500	1138	"	"	"	- 102,64
950/1000	980	"	"	"	- 88,39
1500	893	"	"	"	- 80,54
3000	840	"	"	"	- 75,76

FUENTE: FRANKLIN CONSULT

CUADRO 4.2.V.

Modelo de evaluación de interconexiones.

Cálculo de Constantes - C_3

$$C_3 = 1,5(I \text{ kW FRC } 15 \text{ años, } 8\% + CF/\text{kW})$$

Potencia kW 1	I/kW \$ 2	FRC 15 años 8% 3	Anualidad (kW)			Constan te 3 6x1,5=7
			Inversión \$ 2x3 = 4	Costo fijo 5 \$	Total \$ 4+5 = 6	
30	1225	0,11683	143	467	610	915
60	980	"	114	467	581	872
100/150	1330	"	155	164	319	479
300	1225	"	143	164	307	461
400/500	1138	"	133	164	297	446
950/1000	980	"	114	51	165	248
1500	893	"	104	51	155	233
3000	840	"	98	51	149	224

CUADRO 4.2.VI.

Modelo de evaluación para interconexiones.

Cálculo de Constantes - C_4

$$C_4 = \frac{1,2 \text{ IkVA}}{0,8} \quad (\text{FRC } 30 \text{ años, } 8\% + 0,01)$$

Relación de Transformación	$\frac{1,2}{0,8} \times \frac{\text{Inversión}}{\$/\text{kVA}}$	Nº Estaciones	FRC 30 años 8% + 0,01	Constante 4
33/13,2 kV	1,5 x 49 = 74	2	0,09883	14,63
33/13,2 kV	1,5 x 49 = 74	1	0,09883	7,31
13,2/0,4 - 0,231	1,5 x 35 = 53	1	0,09883	5,24
33/0,4 - 0,231	1,5 x 73,5 = 110,3	1	0,09883	10,90

CUADRO 4.2.VII.
 Modelo de Evaluación de Intercambios.
 Datos de Entrada al procesado y valores resultantes de las evaluaciones - Corte año 1975.

Alternativa	Cargas máximas previstas 1975 Centros receptores.		Variables.			Constantes.					Costo combustible y lubricante (\$/100 Proveedora	Receptor	Demanda mínima 1975 para inter-comexión	Conveniencia mínima hasta 1975
	Longitud línea Km	PI 69 Kw	Factor de carga HS-1975	C ₁		U _{SC} N°5	C ₂	F _q Cte.	Relación Transformación	C ₃ Valor Cte.				
				Tensión línea KV	Valor Cte.									
Villa Unión-Quandacol	58	52	2500	13,2	1185,96	29	-77,84	915	13,2/0,4-0,231 (1)	5,24	5,07	11,72	57,25	si
	58	52	2500	33,0	1680,11	29	-77,84	915	33/13,2 (2)	14,63	5,07	11,72	80,23	no
Zona Norte	359	184	4682	13,2	1185,96	179	-84,51	479	33/13,2 (1)	7,31	4,63	5,47	120,72	si
Ainogasta-Alpasinche.														
Zona de Los Llanos														
Chupes-Urupes	177	33	4881	33,0	1680,11	88	-84,51	479	33/13,2 (2) y	19,87	3,99	7,45	155,19	si
	177	29	4881	13,2	1185,96	88	-84,51	479	13,2/0,4-0,231 (1)	19,87	3,99	7,45	21,86	si
km 14-D. Tello	14	80	3000	13,2	1185,96	22	-77,84	915	13,2/0,4-0,231 (1)	5,24	3,99	7,45	176,08	si
Chupes-Urupes	14	80	3000	33,0	1680,11	22	-77,84	915	33/0,4-0,231 (1)	10,90	3,99	8,32	28,64	si
Ch. Llanos - Olla	44	14	3000	13,2	1185,96	111	-84,51	479	33/0,4-0,231 (1)	10,90	5,67	5,80	128,23	si
Chemical - Olla	233	58	3000	33,0	1680,11	219	-84,51	479	33/13,2 (2)	14,63	5,67	5,39	374,78	si
Chemical-Olla-Catuna	439	78	3000	33,0	1680,11	108	-84,51	479	33/13,2 (1)	7,31	5,67	4,98	197,48	si
Olla-Catuna (Milagro)	216	40	216	13,2	1185,96	108	-84,51	479	33/13,2 (2)	14,63	5,67	10,63	149,28	si
Chemical-P. de los Llanos	50	33	2800	13,2	1185,96	25	-77,84	915	13,2/0,4-0,231	5,24	5,67	10,63	27,39	si
Chemical-P. de los Llanos	50	33	2800	33,0	1680,11	25	-77,84	915	33/13,2 (2)	14,63	5,67	10,63	139,04	no
Chemical-P. de los Llanos-Patopfia	116	68	3000	33,0	1680,11	33	-62,27	872	33/13,2 (1)	7,31	5,67	5,33	74,62	no
Chemical-P. de los Llanos - Patopfia	66	35	3000	13,2	1185,96	33	-77,84	915	33/13,2 (1)	7,31	5,67	5,33	54,51	si
Olla - Chinar	31	58	3000	13,2	1185,96	13	-77,84	915	13,2/0,4-0,231 (1)	5,24	5,67	9,15	46,67	no
Zona Chillico														
Chillico-Famatina	97	32	3200	13,2	1185,96	48	-62,27	872	33/13,2 (1)	7,31	0	0	37,87	si
Chillico-Famatina-Pitull	211	78	3100	33,0	1680,11	105	-62,27	872	33/13,2 (1)	7,31	0	0	54,04	si
													137,28	si
Famatina-Pitull	114	46	3000	33,0	1680,11	57	-62,27	872	33/13,2 (1)	7,31	0	0	83,37	si
	114	46	5000	13,2	1185,96	57	-62,27	872	33/13,2 (1)	7,31	0	0	59,89	si

CUADRO 4.2.VIII:

Modelo de evaluación de interconexiones

Datos de entrada al procesado y valores resultantes de las evaluaciones - Corte año 1980

Alternativas	Cargas máximas previstas 1980		Variables		Constantes				Costo combustible lubricante 100 l/h. Proveedores para la operación	Demanda máxima 1980 para la interconexión	Conve. interconexión hasta 1980
	Centros receptores	Longitud línea Km	PI 75 kW (1)	Factor de carga Hs.	C1	C2	C3	C4			
					Tensión línea KV	Valor Cte.	Valor Cte.	Retención Tratamiento	Valor Cte.		
Chemical - P. de los Llanos - Patiquía.	167	68	175	3000	33,0	1680,1	80	-88,39	872	33/13,2 (2)	14,63
Olte - Chahar	37	31	47	3000	13,2	1185,9	18	-110,48	815	13,2/0,4-0,23	5,24

(1): 1,5 Carga Máxima

FUENTE: FRANKLIN CONSULT.

- Olta-Catuna	13,2 kV
- Chamical-P. de Los Llanos	13,2 kV
- P. de Los Llanos-Patquia	13,2 kV
- Chilecito-Famatina	33 kV
- Chilecito-Famatina	13,2 kV
- Chilecito-Famatina-Pituil	33 kV
- Famatina-Pituil	33 kV
- Famatina-Pituil	13,2 kV

Corte año 1980

- Chamical-P. de Los Llanos-Patquia	33 kV
-------------------------------------	-------

Es necesario destacar que en todos los casos en que se interconectan mas de una localidad, se realizó la verificación de que cada una de ellas, llenase las condiciones fijadas por el modelo para definir su interconexión, evitando que en la consideración de una alternativa con mas de una localidad a interconectar pudiesen obtenerse resultados favorables definidos por una de ellas.

El programa definitivo que se adopta mas adelante contempla, ya efectuada la determinación de la conveniencia o no de la interconexión, otros aspectos vinculados a oportunidad de la misma en los entornos del año 1975 ó 1980, relacionado con disponibilidad de grupos, necesidad de nuevo equipamiento y financiamiento de las inversiones y oportunidad de los retiros resultantes.

ALTERNATIVAS DE EQUIPAMIENTO

Siguiendo la metodología y criterios de equipamiento descritos en el punto 4.1.1., en esta parte del capítulo, se definen los programas alternativos a nivel zonal, interzonal e interprovincial.

Los programas alternativos propuestos están condicionados por las instalaciones existentes y por las obras en ejecución ya decididas con anterioridad a este estudio, las que ya han sido comentadas en el capítulo 3 y que además se detallan en el programa respectivo.

El método utilizado para realizar el balance de potencia, que es la base para determinar la dimensión y oportunidad de las incorporaciones, ha consistido en comparar la potencia firme con la demanda anual del mercado considerado. Dicha potencia firme es la diferencia entre la potencia efectiva total y la reserva técnica necesaria. En el caso de centrales hidráulicas la potencia firme es coincidente con la efectiva.

A efectos del balance se ha aceptado que la potencia efectiva de las unidades existentes es la consignada en el capítulo 3 y la correspondiente a las unidades a incorporar, es la nominal. Los datos de demanda utilizados corresponden a las proyecciones efectuadas en el capítulo antes mencionado.

En cuanto a la reserva técnica necesaria, se ha adoptado el criterio de considerarla igual a la unidad mayor de la localidad o del sistema.

Para aquellas alternativas que comprendían los mercados principales (La Rioja y Chilecito) se efectuó un examen especial de la reserva teniendo en cuenta la posibilidad de falla en la línea de interconexión.

En algunos casos particulares de equipamientos aislados se ha analizado la reserva necesaria para cubrir la carga mínima, teniendo en cuenta el mínimo operativo de las máquinas instaladas.

En los balances de potencia se han consignado los retiros de unidades, los que han sido previstos en función del grado de deterioro de las mismas o bien para ser reemplazadas por unidades de mayor potencia unitaria. Con respecto a este último tipo de retiros, en ciertos casos, se ha propuesto su posible traslado a otra central.

Para lograr un adecuado programa de equipamiento se ha estudiado el tipo y dimensión de la unidad más conveniente a incorporar en cada caso. Para ello se ha tenido en cuenta la magnitud del mercado y la evolución previsible del mismo, sus instalaciones actuales, su demanda mínima, su consumo de energía y se ha planteado la hipótesis de operación que permite seleccionar el tipo de unidad a incorporar (Diésel, turbogas o turbovapor).

Por otra parte para los centros de generación se han establecido las siguientes hipótesis:

-Centrales Diésel

Potencia unitaria máxima del grupo: 3000 kW

Utilización máxima: 4500 horas
Mínimo técnico económico: 25% de su potencia nominal
Número máximo de grupos de igual dimensión: 5 unidades
Potencias unitarias normalizadas en este estudio:

400 kW
500 kW
950 kW
1500 kW
3000 kW

- Grupos turbogás

Potencia unitaria normalizada en este estudio: 5000 kW.
Utilización máxima: 4000 hs.
Mínimo técnico económico: 30% de su potencia nominal.

- Centrales a vapor

Potencia unitaria normalizada en este estudio: 10000 kW.
Utilización máxima: 7000 hs.
Mínimo técnico económico: 25% de su potencia nominal.

Con respecto a los plazos de ejecución de las obras previstas se ha supuesto que la ampliación de una central existente con unidades diésel demora un año; la instalación de una central vapor, tres años; la instalación de un grupo turbogás, un año y para las líneas de transmisión depende de su longitud siendo en la mayoría de los casos, de un año el plazo de realización.

4.3.1.

Alternativas de equipamiento a nivel zonal

Bajo esta denominación se han agrupado todas aquellas alternativas encerradas geográficamente en una misma zona. Se han analizado en el mismo parágrafo debido a la íntima vinculación que existe entre las alternativas de abastecimiento a nivel local y las interconexiones zonales.

Las zonas consideradas que ya fueran delimitadas en los capítulos precedentes, son las siguientes:

Zona Oeste
Zona de Los Llanos
Zona Norte
Zona Chilecito
Zona Capital

Las alternativas estudiadas se detallan en el análisis de la zona correspondiente.

4.3.1.1.

Zona Oeste

En esta zona se ha elaborado solamente el programa de equipamiento a nivel zonal, pues la D.P.E. tiene previsto habilitar la línea Villa Unión-Villa Castelli-Vinchina en el año 1971

y del modelo de evaluación (*) se deduce que es conveniente la integración de Guandacol al sistema, la que ha sido prevista para fines del año 1974.

En 1975 el Sistema Oeste quedará integrado por las centrales de Villa Unión, Villa Castelli, Vinchina y Guandacol.

a) Sistema Oeste (Villa Unión-Villa Castelli-Vinchina-Guandacol)

- - Equipamiento en generación

Unidades existentes al año base:

Central Villa Unión:	1 x 60 kW-Diésel
	1 x 130 kW-Diésel
Central Villa Castelli:	2 x 58 kW-Diésel
Central Vinchina:	60 kW-Hidro (Potencia firme)
Central Guandacol:	2 x 22 kW-Diésel
Año 1970-Incorporación:	2 x 455 kW-Diésel (V. Unión)
	1 x 297 kW-Diésel (V. Unión)
Año 1971-Retiro:	1 x 60 kW-Diésel (V. Unión)
	1 x 130 kW-Diésel (V. Unión)
	2 x 58 kW-Diésel (V. Castelli)
Año 1975-Retiro:	2 x 22 kW-Diésel (Guandacol)

En el año 1970 se incorporó una nueva central en la Ciudad de Villa Unión y en el año 1971 se interconectarán las localidades de Vinchina y Villa Castelli con Villa Unión.

No se ha considerado conveniente el retiro de la antigua central Villa Unión hasta tanto no sea puesta en servicio la línea, para evitar que los grupos Diésel de la nueva central sean operados a potencias próximas a su mínimo operativo durante las horas de baja carga.

Simultáneamente con la habilitación de la línea mencionada se va a levantar la central de Villa Castelli y sus grupos trasladados a Ulapes.

Hasta fines del año 1974, en que se preve: la interconexión de las localidades de Villa Unión y Guandacol, esta última localidad operará con un déficit de reserva pues no se ha considerado conveniente la ampliación de su central teniendo en cuenta la proximidad de la interconexión.

Posteriormente a la puesta en servicio de la línea Villa Unión-Guandacol, será retirada del servicio la central Diésel que en la actualidad abastece a esta última localidad.

En el CUADRO 4.3.I. se totaliza anualmente el equipamiento y se detalla la forma en que se va integrando el Sistema Oeste. Del análisis del cuadro mencionado se desprende que no se requieren incorporaciones de potencia adicionales a las ya comen-

(*) Ver punto 4.2.

CUADRO 4.3.I.

Programa de Equipamiento y balance de potencia

Sistema Oeste (Villa Unión-Villa Castelli-Vinchina-Guandacol)

(cifras en kW)

C o n c e p t o	A ñ o s											
	1969	1970	1971	1972	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980
<u>Central Vinchina</u>												
Demanda	58	59	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Incorporaciones	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Retiros	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Potencia efectiva total	60	60	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Reserva	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Potencia Firme	60	60	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Saldo de potencia	2	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<u>Central Villa Castelli</u>												
Demanda	-	24	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Incorporaciones	116	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Retiros	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Potencia efectiva total	116	116	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Reserva	58	58	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Potencia firme	58	58	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Saldo de potencia	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

FUENTE: FRANKLIN CONSULT

CUADRO 4. 3.I. (continuación).

Programa de equipamiento y balance de potencia

Sistema Oeste (Villa Unión-Villa Castelli-Vinchina - Guandacol).

Cifras en kW.

Concepto	A ñ o s									
	1971	1972	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980
<u>Sistema Villa Unión</u>										
<u>Villa Castelli-Vinchina</u>										
<u>Guandacol</u>										
Demanda	361	389	417	445	580	621	663	712	761	815
Incorporaciones										
Retiros	306				44					
Potencia efectiva total	1267	1267	1267	1267	1267	1267	1267	1267	1267	1267
Reserva	455	455	455	455	455	455	455	455	455	455
Potencia firme	812	812	812	812	812	812	812	812	812	812
Saldo de Potencia	451	423	395	367	232	191	149	100	51	(3)

FUENTE: FRANKLIN CONSULT

tadas:

En el CUADRO 4.3.11. se describe la hipótesis de operación de este sistema hidrotérmico y se cuantifica, además de la energía que será generada por cada central, los flujos que se producirán en las líneas de interconexión.

- Equipamiento en transmisión

El sistema de transmisión de esta zona estará compuesto por la línea de 33 kV Villa Unión-Villa Castelli-Vinchina y las respectivas subestaciones transformadoras que la D.P.E. habilitará en 1971, y la línea Villa Unión-Guandacol que se incorporará a fines de 1974.

La línea a Vinchina tendrá una longitud total de aproximadamente 66 km., siguiendo en su recorrido la Ruta Provincial 21. Su conductor será de Al-Al de 50 mm².

La línea a Guandacol, que si bien se construirá para 33 kV, podría operar en principio en 13,2 kV. Tendrá una extensión de 48 km. y su traza acompañará a la Ruta Nacional 40 entre ambas localidades. El conductor de esta línea podría ser de Al-Al con una sección de 35 mm².

Adicionalmente a las líneas de transmisión indicadas se preve una línea de 13,2 kV de Guandacol a Santa Clara y otra de igual tensión de Vinchina a Jague para extender el servicio a estos puntos.

La traza de este sistema se indica esquemáticamente en el plano 4.3.1..

4.3.1.2. Zona de Los Llanos

Para esta zona también se analizan las distintas variantes de equipamiento de centrales aisladas o interconectadas que permitan cubrir las demandas previstas en cada una de las localidades pero, dada la gran cantidad de centrales existentes y la ubicación geográfica de las mismas a fin de evitar la innecesaria comparación detallada de todos los equipamientos posibles, se realizó una evaluación preliminar mediante el modelo descrito en el Punto 4.2. por el cual se pudieron definir aquellas interconexiones zonales que resultan económicamente convenientes.

En estos programas de equipamientos propuestos, se ha tratado que las ampliaciones de las centrales puedan ser efectuadas con grupos generadores existentes, de otras centrales de la D.P.E. y que podrán ser retirados al concretarse las interconexiones previstas. Este criterio adoptado minimizará las inversiones al evitar la adquisición de nuevos grupos generadores, aunque en algunos casos será necesario postergar parcialmente la absorción de demandas especiales.

El programa de equipamiento a nivel zonal fue realizado para todas las unidades eléctricas que se nominan a continuación. Cabe destacar que algunos de estos programas son alternativos de interconexiones interzonales e interprovinciales.

CUADRO 4.3.II.

Hipótesis de Operación

Sistema Oeste (Villa Unión - Villa Castelli - Vinchina - Guandacol)

Central Vinchina

Concepto	Unidad	1971	1972	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980
Demanda propia	MWh	190	202	212	225	362	388	417	447	482	518
Generación											
Hidro	MWh	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150
Total generación local	MWh	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150
Recibidos de Villa Unión	MWh	40	52	62	75	212	238	267	297	332	368
Total	MWh	190	202	212	225	362	388	417	447	482	518

FUENTE: FRANKLIN CONSULT.

CUADRO 4.3.II. (continuación).

Programa de equipamiento y balance de potencia

Sistema Oeste (Villa Unión-Villa Castelli-Vinchina-Guandacol).

(Cifras en kW)

C o n c e p t o	A ñ o s											
	1970	1970	1971	1972	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980
<u>Central Guandacol</u>												
Demanda	25	28	29	31	32	35						
Incorporaciones	-	-	-	-	-	-						
Retiros	-	-	-	-	-	-						
Potencia efectiva total	44	44	44	44	44	44						
Reserva	22	22	22	22	22	22						
Potencia firme	22	22	22	22	22	22						
Saldo de potencia	(3)	(6)	(7)	(9)	(11)	(13)						
<u>Central Villa Unión</u>												
Demanda	190	250										
Incorporaciones	-	1 207										
Retiros	-	-										
Potencia efectiva total	190	1397										
Reserva	130	455										
Potencia firme	60	942										
Saldo de potencia	(130)	692										

Se integra al sistema Oeste

Se integra al sistema oeste



FUENTE: FRANKLIN CONSULT

CUADRO 4. 3. II. (continuación).

Hipótesis de operación

Sistema Oeste (Villa Unión-Villa Castelli-Vinchina-Guandacol)

Central Villa Unión

Concepto	Unidad	A ñ o s									
		1971	1972	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980
Demanda propia	MWh	879	945	1011	1084	1160	1241	1333	1425	1529	1636
Enviado a Villa Castelli	MWh	96	108	117	122	128	137	142	153	158	169
Enviado a Vinchina	MWh	43	56	66	80	227	255	286	318	355	394
Enviado a Guandacol	MWh					184	197	209	223	233	249
Total	MWh	1018	1109	1194	1286	1699	1830	1970	2119	2275	2448
Generación											
Grupos diesel											
Potencia efectiva	kW	1207	1207	1207	1207	1207	1207	1207	1207	1207	1207
Utilización	Hs.	843	919	989	1065	1408	1516	1632	1756	1885	2028
Energía Generada	MWh	1018	1109	1194	1286	1699	1830	1970	2119	2275	2448
Total Energía Generada	mWh	1018	1109	1194	1286	1699	1830	1970	2119	2275	2448

FUENTE: FRANKLIN CONSULT

Central Chañar
Central Patquía
Central Punta de Los Llanos
Central Malanzán
Central Tama
Sistema Chemical-Olta-Milagro
Sistema Chopes-Tello-Ulapes

La integración del Sistema Chemical-Punta de Los Llanos-Patquía, que resulta conveniente según el modelo de evaluación en el corte al año 1980, ha sido planteada con posterioridad al "año horizonte" ya que no es necesario ampliar estas centrales luego del año 1974 y teniendo en cuenta que sus grupos están en las postrimerías de su vida útil, se consideró conveniente fijar la interconexión en oportunidad del término de la misma.

a) Central Chañar

Equipamiento al año base: 2 x 25 kW-Diésel
Año 1975: incorporación 1 x 22 kW-Diésel

El grupo a incorporarse en el año 1975 será trasladado desde la central Guandacol y se consideró conveniente destinarlo a esta central dado que su potencia unitaria es similar a la de los grupos existentes.

En el CUADRO 4.3.III., donde se detalla el balance de potencia de esta central, se evidencia en los años 1973 y 1974 un déficit de reserva de escasa significación. (3 kW en 1974).

b) Central Patquía

Equipamiento al año base: 2 x 38 kW-Diésel
Año 1972: incorporación 2 x 78 kW-Diésel

En el CUADRO 4.3.IV. se observa que en la actualidad esta central opera con una potencia firme inferior a la demanda (déficit de reserva). Esta anomalía será superada en el año 1972 con la incorporación de dos grupos de 78 kW. Estos grupos, que serán trasladados desde Olta, podrán ser retirados de dicha central al entrar en servicio la interconexión Chemical-Olta.

c) Central Punta de Los Llanos

Equipamiento al año base: 2 x 22 kW-Diésel
Año 1974: Incorporación 2 x 25 kW-Diésel

En esta localidad no se prevén fuertes crecimientos de la demanda. A efectos de evitar la adquisición de nuevos grupos y ante la posibilidad de poder disponer en el año 1974 de los grupos que se retirarán de Ulapes, se consideró conveniente postergar parcialmente la absorción de la demanda. Cabe destacar que los grupos de 25 kW se retirarán de la Central Ulapes.

CUADRO 4.3.III.

Programa de equipamiento y balance de potencia.

Central: Chañar.

(cifras en kW).

Concepto	1969	1970	1971	1972	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980
Demanda	18	21	25	25	27	28	29	30	33	34	36	37
Incorporaciones	-	-	-	-	-	-	22	-	-	-	-	-
Retiros	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Potencia efectiva total	50	50	50	50	50	50	72	72	72	72	72	72
Reserva	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25
Potencia firme	25	25	25	25	25	25	47	47	47	47	47	47
Saldo de potencia	7	4	-	-	(2)	(3)	18	17	14	13	11	10

FUENTE: FRANKLIN CONSULT.

Programa de equipamiento y balance de potencia.

Central: Patqufa.

(cifras en kW).

Concepto.	1969	1970	1971	1972	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980
Demanda	44	47	51	55	59	64	69	75	81	87	95	102
Incorporaciones	-	-	-	156	-	-	-	-	-	-	-	-
Retiros	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Potencia efectiva total	76	76	76	232	232	232	232	232	232	232	232	232
Reserva	38	38	38	78	78	78	78	78	78	78	78	78
Potencia firme	38	38	38	154	154	154	154	154	154	154	154	154
Saldo de potencia	(6)	(9)	(13)	99	95	90	85	79	73	67	59	52

FUENTE: FRANKLIN CONSULT.

al habilitarse su interconexión con Chepes.

En el CUADRO 4.3.V. se detalla el balance de potencia para esta central.

d) Central Malanzán

Equipamiento al año base: 2 x 22 kW-Diésel

Año 1974: incorporación 2 x 35 kW-Diésel

En el CUADRO 4.3.VI se observa que el crecimiento de demanda de esta localidad puede ser ampliamente cubierto con la incorporación de los dos grupos trasladados desde la Central D. Tello. Cabe destacar que estos grupos quedarán ociosos en dicha central al integrarse el Sistema Chepes-D. Tello-Ulapes, cuya conveniencia fue demostrada en el punto 4.2.

e) Central Tama

Equipamiento al año base: 2 x 24 kW-Diésel

Año 1973: Incorporación 2 x 38 kW-Diésel

En esta localidad se prevé un relativamente fuerte incremento de demanda que será cubierto en el año 1973 con la incorporación de los grupos trasladados desde la Central Pituil. Estos grupos estarán disponibles al habilitarse la interconexión Fama-tina-Pituil.

Se consideró conveniente postergar momentáneamente la absorción de las demandas especiales y evitar la adquisición de nuevos grupos. En el CUADRO 4.3.VII. se indica el balance de potencia correspondiente a esta central.

f) Sistema Chemical (Gobernador Gordillo-Olta-Milagro)

- Equipamiento en generación

Unidades existentes al año base:

Central Olta: 2 x 78 kW-Diésel

Central Milagro: 2 x 91 kW-Diésel

Central Gdor. Gordillo: 2 x 400 kW-Diésel

1 x 80 kW-Diésel

2 x 65 kW-Diésel

Año 1972: Incorporación 1 x 400 kW-Diésel (Central Gdor. Gordillo)

Retiro 2 x 65 kW-Diésel (Central G. Gordillo)

Retiro 2 x 78 kW-Diésel (Central Olta)

Retiro 2 x 91 kW-Diésel (Central Milagro)

Año 1974: Incorporación 1 x 400 kW-Diésel (Central Gdor. Gordillo).

Año 1979: Incorporación 1 x 400 kW-Diésel (Central Gdor. Gordillo).

CUADRO 4.3.V.

Programa de equipamiento y balance de potencia.

Central: Punta de Los Llanos.

(cifras en kW).

Concepto	1969	1970	1971	1972	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980
Demanda	14	23	42	43	46	47	50	52	55	58	61	65
Incorporaciones	-	-	-	-	-	50	-	-	-	-	-	-
Retiros	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Potencia efectiva total	44	44	44	44	44	94	94	94	94	94	94	94
Reserva	22	22	22	22	22	25	25	25	25	25	25	25
Potencia firme	22	22	22	22	22	69	69	69	69	69	69	69
Saldo de potencia	8	(1)	(20)	(21)	(24)	22	19	7	14	11	8	4

FUENTE: FRANKLIN CONSULT.

CUADRO 4.3.VI.

Programa de equipamiento y balance de potencia.

Central: Malanzán.

(cifras en kW).

Concepto	1969	1970	1971	1972	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980
Demanda	13	14	15	16	16	32	35	37	39	43	46	49
Incorporaciones	-	-	-	-	-	70	-	-	-	-	-	-
Retiros	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Potencia efectiva total	44	44	44	44	44	114	114	114	114	114	114	114
Reserva	22	22	22	22	22	35	35	35	35	35	35	35
Potencia firme	22	22	22	22	22	79	79	79	79	79	79	79
Saldo de potencia	9	8	7	6	6	47	44	42	40	36	33	30

FUENTE: FRANKLIN CONSULT.

CUADRO 4.3.VII.

Programa de equipamiento y balance de potencia.

Central: Tama.

(cifras en kW).

Concepto	1969	1970	1971	1972	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980
Demanda	18	18	62	63	64	64	66	66	67	68	69	70
Incorporaciones	-	-	-	-	76	-	-	-	-	-	-	-
Retiros	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Potencia efectiva total	48	48	48	48	124	124	124	124	124	124	124	124
Reserva	24	24	24	24	38	38	38	38	38	38	38	38
Potencia firme	24	24	24	24	86	86	86	86	86	86	86	86
Saldo de potencia	6	6	(38)	(39)	22	22	20	20	19	18	17	16

FUENTE: FRANKLIN CONSULT.

En esta alternativa se prevé interconectar las localidades Chamical, Olta y Milagro y abastecer el sistema desde la Central Gdor. Gordillo (Chamical). Los grupos generadores existentes en las centrales de Olta y Milagro serán retirados simultáneamente con la habilitación de la interconexión mencionada.

Se consideró conveniente también concretar el retiro de los grupos MAN de 65 kW de la Central Gdor. Gordillo, ya que están al término de su vida útil y su estado de conservación es relativamente malo. La potencia unitaria de los grupos a incorporar (400 kW) es la más conveniente puesto que, debido al equipamiento actual, la reserva necesaria es de igual magnitud y con la incorporación de las demandas de Olta y Milagro, los grupos de 400 kW podrán operar sin inconvenientes en las horas de carga mínima.

En el CUADRO 4.3.VIII. se observa que en la actualidad las centrales de Olta y Milagro operan con déficit de reserva, esta situación será superada al integrarse al sistema y aprovechar la capacidad ociosa actualmente existente en Gdor. Gordillo.

En el CUADRO 4.3.IX., donde se ha efectuado la hipótesis de operación de este sistema a partir del año en que se prevé su interconexión. Se evidencia que la utilización de los grupos a incorporar resulta razonable.

- Equipamiento en transmisión

Del análisis de las cargas que deberán ser transportadas por la línea de transmisión surge que la tensión más conveniente es 33 kV y sus conductores deberán ser de Al-Al de 70 mm² de sección. Su recorrido regirá aproximadamente la Ruta 79 desde Chamical hasta Catuna donde empalmará con la línea existente Catuna-Milagro de 13,2 kV para alimentar a esta localidad. El tramo de Gobernador Gordillo-Olta tendrá una longitud de alrededor de 38 km. y el tramo Olta-Catuna, 40 km. aproximadamente. Ver plano 4.3.II.

Además será necesario construir dos estaciones reductoras de 33/13,2 kV para enlace con las actuales redes primarias de Olta y Catuna, instalando un transformador de 1000 kVA en cada una y una estación elevadora en Gdor. Gordillo de 13,2/33 kV de 2500 kVA.

Estas obras deberán habilitarse en 1972.

g) Sistema Chepes- D. Tello- Ulapes

- Equipamiento en generación.

Unidades existentes al año base:

Central D. Tello: 2 x 35 kW-Diésel

Central Ulapes: 2 x 25 kW-Diésel

Central Chepes: 1 x 100 kW-Diésel

2 x 70 kW-Diésel

Año 1970: Incorporación 2 x 467 kW-Diésel (Central Chepes) Retiro 2 x 70 kW-Diésel (Central Chepes).

Año 1971: Incorporación 1 x 186 kW-Diésel (Central

CUADRO 4.3.VIII. (Continuación)

Programa de equipamiento y balance de potencia

Sistema Chamical - Olta - Milagro (Continuación).

(Cifras en kW).

Concepto	Años											
	1969	1970	1971	1972	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980
Central Chamical												
Demanda	310	351	376									
Incorporaciones	-	-	-									
Retiros	-	-	-									
Potencia efectiva total	1010	1010	1010									
Reserva	400	400	400									
Potencia firme	610	610	610									
Saldo de potencia	300	259	234									
Sistema Chamical-Olta-Milagro.												
Demanda	-	-	-	760	824	891	965	1044	1110	1227	1328	1440
Incorporaciones	-	-	-	400	-	300	-	-	-	-	400	-
Retiros	-	-	-	468	-	-	-	-	-	-	80	-
Potencia efectiva total	-	-	-	1280	1280	1680	1680	1680	1680	1680	2000	2000
Reserva	-	-	-	400	400	400	400	400	400	400	400	400
Potencia firme	-	-	-	880	880	1280	1280	1280	1280	1280	1600	1600
Saldo de potencia	-	-	-	120	56	389	315	236	170	53	272	160

Se integra al sistema.

CUADRO 4.3. IX.

Hipótesis de Operación.

Sistema Chemical-Olta-Milagro.

Concepto	Unidad	1972	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980
Demanda propia	MWh	1297	1382	1474	1571	1673	1785	1902	2027	2161
Enviado a Olta-Milagro (1)	MWh	1183	1295	1416	1549	1698	1858	2040	2234	2450
Total	MWh	2480	2677	2890	3120	3371	3643	3942	4261	4611
Generación										
Grupos Diesel Existentes										
Potencia efectiva	kW	880	880	880	880	880	880	880	880	880
Hs. de utilización	Hs	772	997	500	500	500	500	500	500	500
Generación	MWh	680	877	440	440	440	440	440	400	400
Grupos Diesel nuevos.										
Potencia efectiva	kW	400	400	800	800	800	800	800	1200	1200
Hs. de utilización	Hs	4500	4500	3063	3350	3664	4004	4378	3218	3509
Generación	MWh	1800	1800	2450	2680	2951	3203	3502	3861	4211
Total Energía Generada	MWh	2480	2677	2890	3120	3371	3643	3942	4261	4611

Incluye 7% pérdidas por transmisión.

FUENTE: FRANKLIN CONSULT.

Chepes).

Incorporación 2 x 58 kW-Diésel (Central Ulapes):

Año 1973: Incorporación 1 x 177 kW-Diésel (Central Chepes).

Año 1974: Retiro 2 x 35 kW-Diésel (Central D. Tello)
Retiro 2 x 35 kW-Diésel (Central Ulapes)
2 x 58 kW-Diésel (Central Ulapes)

Esta alternativa plantea aprovechar la capacidad ociosa que existirá en la Central Chepes, luego de las ampliaciones en ejecución, para abastecer la demanda de Ulapes y D. Tello. Simultáneamente con la habilitación de la línea se levantarán las centrales existentes en estas localidades.

Las incorporaciones y retiros previstos en la Central Chepes para el año 1970 se encuentran actualmente en ejecución y el grupo que se prevé habilitar en esta central en el año 1971 fue trasladado desde Aimosgata y se encuentra en montaje. En el año 1971 se ha previsto también la ampliación de la Central de Ulapes aprovechando los grupos que serán desmontados de Villa Castelli y de esta manera no se demorará el plan de riego previsto en esta localidad.

De acuerdo al programa previsto para el Sistema Norte y a lo que posteriormente se ratifica en la evaluación económica, en el año 1973 será levantada la Central Mazán y teniendo en cuenta que la potencia unitaria de los grupos de dicha central es acorde con la magnitud de la demanda de este sistema y que dentro del período de análisis la Central Chepes necesitará ampliarse, se ha previsto el traslado a esta Central de uno de los grupos de Mazán.

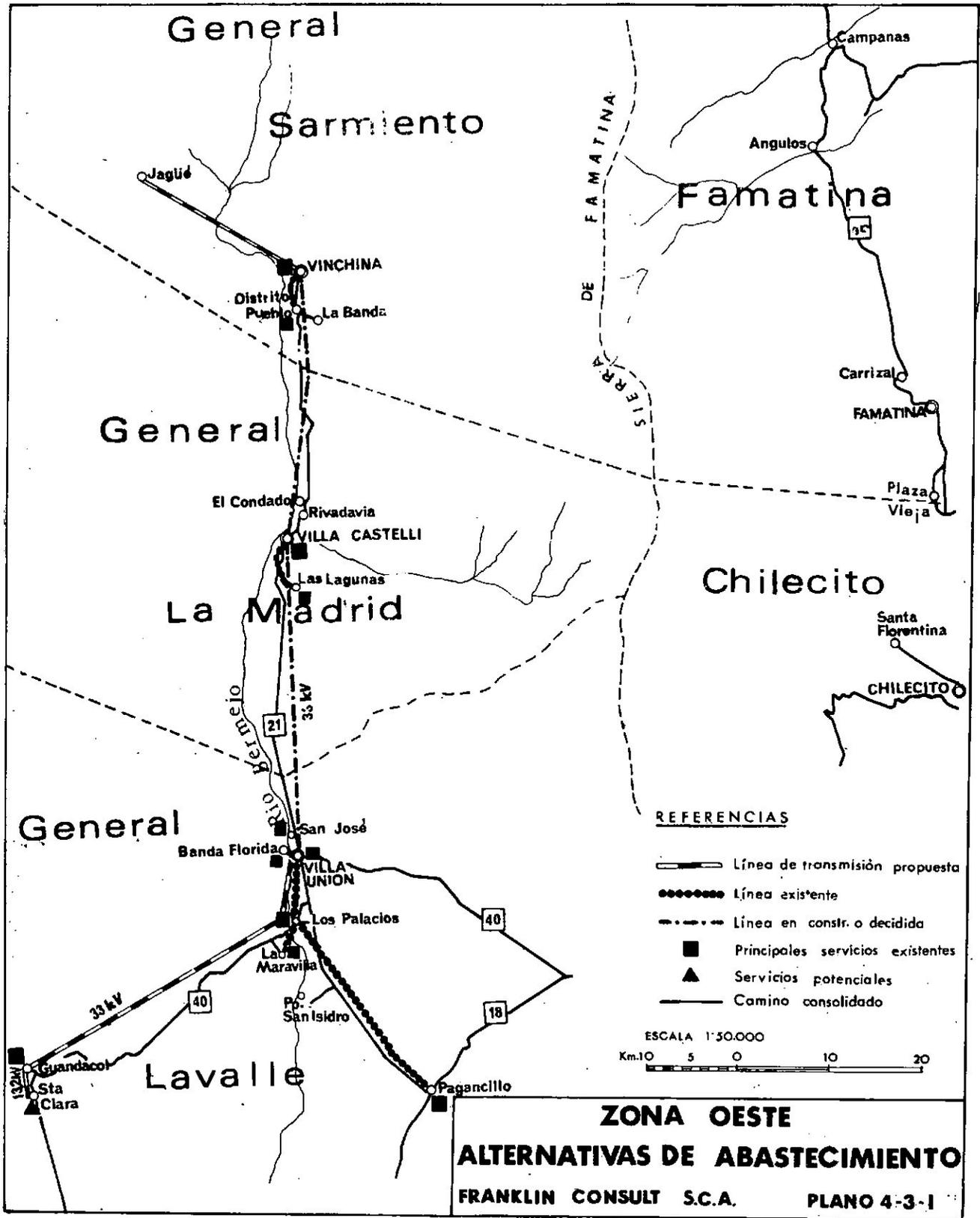
El balance de potencia e hipótesis de operación de este sistema esta detallado en los CUADROS 4.3.X. y 4.3.XI., respectivamente. El análisis de dichos cuadros evidencia que no se requieren ampliaciones, adicionales a las ya comentadas.

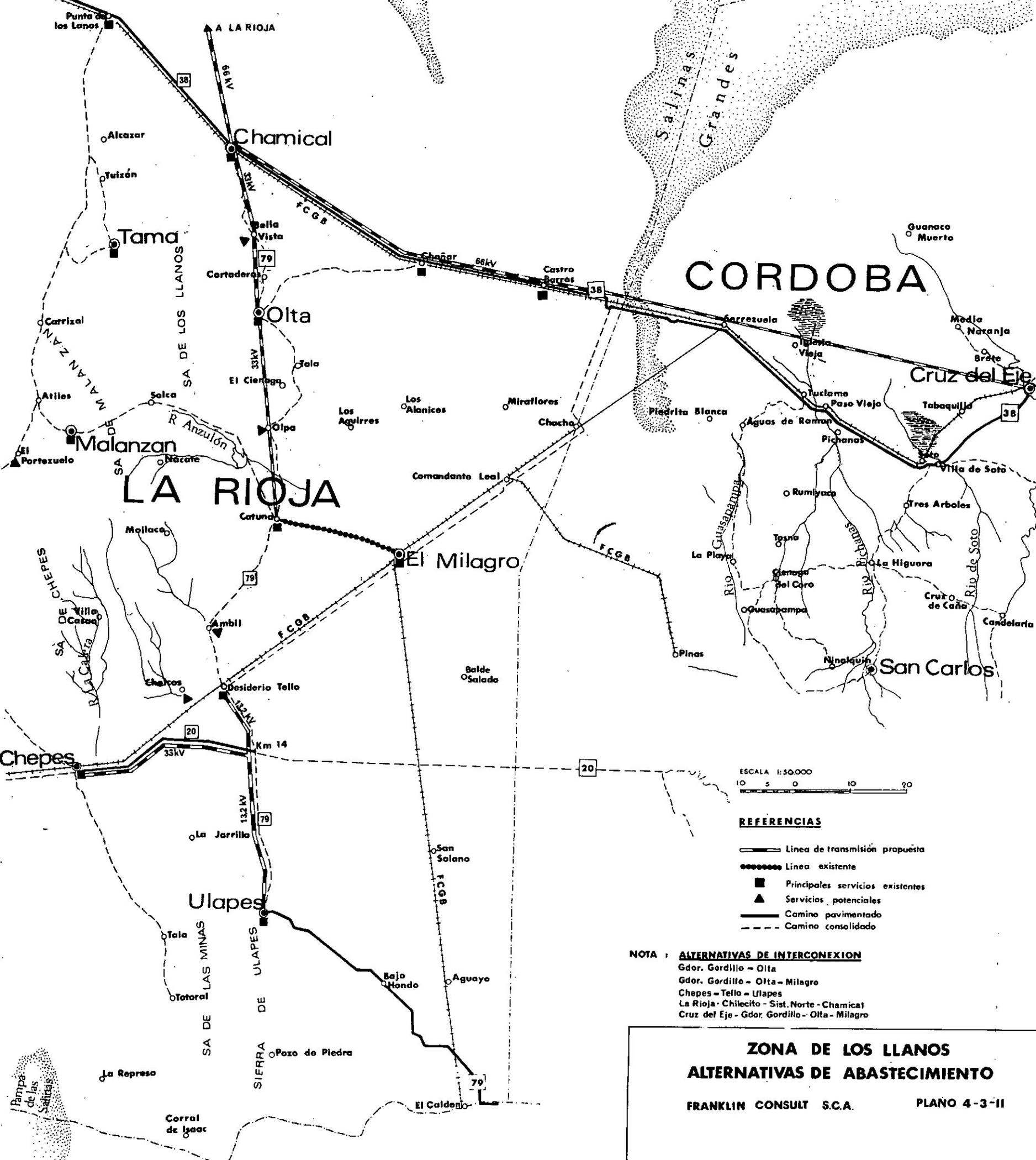
- Equipamiento en transmisión

La red de transmisión para vincular Chepes con D. Tello y Ulapes consistirá en una línea de 33 kV que partiendo de Chepes y siguiendo la Ruta 20 llegará hasta el cruce con la Ruta 79 (km 14) en donde se bifurcará en dos líneas de 13,2 kV que continuando por la ruta 79 un ramal llegará a D. Tello y el otro se extenderá hasta Ulapes.

Esta solución es la más conveniente a largo plazo pero debido a las relativamente pequeñas cargas que transportará este sistema se recomienda que el mismo opere, durante el período de estudio, totalmente en 13,2 kV a efectos de postergar la inversión adicional correspondiente a la subestación de rebaje en la bifurcación.

El tramo Chepes-Km. 14 tendrá una longitud de 33 km., con conductores de Al-Al de 35 mm² de sección. El ramal Km. 14-D. Tello será de una longitud de 14 km. y el ramal a Ulapes 29 km., contando ambos con conductores Al-Al de 35 mm² de sección.





CORDOBA

LA RIOJA

ESCALA 1:50.000
 10 5 0 10 20

- REFERENCIAS**
- Linea de transmisión propuesta
 - Linea existente
 - Principales servicios existentes
 - ▲ Servicios potenciales
 - Camino pavimentado
 - - - Camino consolidado

NOTA : ALTERNATIVAS DE INTERCONEXION
 Gdor. Gordillo - Olta
 Gdor. Gordillo - Olta - Milagro
 Chepes - Tello - Ulapes
 La Rioja - Chilecito - Sist. Norte - Chical
 Cruz del Eje - Gdor. Gordillo - Olta - Milagro

ZONA DE LOS LLANOS ALTERNATIVAS DE ABASTECIMIENTO

FRANKLIN CONSULT S.C.A. PLANO 4-3-II

Operando todo el sistema en 13,2 kV no se requieren estaciones transformadoras de transmisión en las localidades interconectadas.

Las obras programadas deberían ser habilitadas a fines del año 1973 y su traza se esquematiza en el plano 4.3.II.

4.3.1.3. Zona Norte

En esta zona se encuentra la Central Alpasinche, que en la actualidad está aislada, y el subsistema Aimogasta-Mazán cuya integración se piensa formalizar mediante una línea de 33 kV que se encuentra en ejecución y se prevé habilitar en el transcurso del año 1970.;

Las distintas alternativas de abastecimiento eléctrico a nivel zonal están limitadas a la interconexión o no de la Central Alpasinche con el subsistema Aimogasta-Mazán cuya conveniencia ya fue demostrada mediante el modelo de evaluación descrito en el punto 4.2. Por ello el único programa de equipamiento descrito en este parágrafo es el correspondiente al Sistema Norte que estará integrado por las centrales de Aimogasta, Mazán y Alpasinche. Este programa es alternativo de interconexiones interzonales e interprovinciales planteadas en este mismo capítulo.

a) Sistema Norte (Aimogasta-Mazán-Alpasinche)

- Equipamiento en generación.

Unidades existentes al año base:

Central Aimogasta 2 x 455 kW-Diésel

Central Mazán 2 x 177 kW-Diésel

Central Alpasinche 2 x 92 kW-Diésel

Año 1970 Incorporación 1 x 455 kW-Diésel (Central Aimogasta).

Año 1971 Retiro 2 x 92 kW-Diésel (Central Alpasinche)

Año 1972 Incorporación 1 x 500 kW-Diesel (C. Aimogasta).

Año 1975 Incorporación 1 x 500 kW-Diesel (C. Aimogasta)

En la central Aimogasta se está montando un tercer grupo de 455 kW cuya habilitación se prevé para el año 1970 y durante el transcurso de este año se habilitará también la línea que une las centrales de Aimogasta y Mazán. Ese es el motivo por el cual en el CUADRO Nro. 4.3.XII. se ha comparado la carga conjunta de las dos centrales, con el equipamiento total del subsistema.

En el año 1971, simultáneamente con la habilitación de la línea que permitirá abastecer a la localidad de Alpasinche desde la Central de Aimogasta, se ha planteado el retiro los grupos de Alpasinche, los que podrán ser destinados a otros servicios de la provincia.

CUADRO 4.3.X.

Programa de equipamiento y balance de potencia.

Sistema Chepes - D. Tello - Ulapes.

Cifras en kW.

Concepto	Años											
	1969	1970	1971	1972	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980
<u>Central D. Tello</u>												
Demanda	34	35	36	38	39							
Incorporaciones	-	-	-	-	-							
Retiros	-	-	-	-	-							
Potencia efectiva total	70	70	70	70	70							
Reserva	35	35	35	35	35							
Potencia firme	35	35	35	35	35							
Saldo de potencia	1	-	(1)	(3)	(4)							
Se integra al sistema Chepes - D. Tello - Ulapes												
<u>Central Ulapes</u>												
Demanda	28	29	170	171	173							
Incorporaciones	-	-	116	-	-							
Retiros	-	-	-	-	-							
Potencia efectiva total	50	50	166	166	166							
Reserva	25	25	58	58	58							
Potencia firme	25	25	108	108	108							
Saldo de potencia	(3)	(4)	(62)	(63)	(65)							
Se integra al sistema Chepes - D. Tello - Ulapes												

CUADRO 4.3.X: (Continuación)

Programa de equipamiento y balance de potencia.

Sistema Chepes - D. Tello - Ulapes.

Cifras en kW.

Concepto	Años											
	1969	1970	1971	1972	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980
<u>Central Chepes</u>												
Demanda	233	254	278	304	331							
Incorporaciones	-	934	186	-	177							
Retiros	-	140	-	-	-							
Potencia efectiva total	240	1034	1220	1220	1397							
Reserva	100	467	467	467	467							
Potencia firme	140	567	753	753	930							
Saldo de potencia	(93)	313	475	449	599							
Se integra al sistema Chepes - D. Tello - Ulapes												
<u>Sistema Chepes-D.Tello-Ulapes.</u>												
Demanda						594	631	674	718	767	820	878
Incorporaciones						-	-	-	-	-	-	-
Retiros						236	-	-	-	-	-	-
Potencia efectiva total						1397	1397	1397	1397	1397	1397	1397
Reserva						467	467	467	467	467	467	467
Potencia firme						930	930	930	930	930	930	930
Saldo de potencia						336	299	256	212	163	110	52

FUENTE: FRANKLIN CONSULT

CUADRO 4.3.XI.

Hipótesis de operación.

Sistema Chepes - D. Tello - Ulapes.

Central Chepes

Concepto	Unidad	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980
Demanda propia	MWh	1194	1304	1427	1554	1697	1851	2022
Enviado a Ulapes (1)	MWh	918	924	934	943	954	966	978
Enviado a D. Tello (1)	MWh	135	140	149	158	167	176	186
Total	MWh	2247	2368	2510	2655	2818	2993	3186
Generación								
<u>Grupos Diesel</u>								
Potencia efectiva	kW	1397	1397	1397	1397	1397	1397	1397
Utilización	Hs	1608	1695	1797	1901	2017	2142	2281
Energía generada	MWh	2247	2368	2510	2655	2818	2993	3186
Total energía generada	MWh	2247	2368	2510	2655	2818	2993	3186

(1) - Incluye 7% Pérdidas.

FUENTE: FRANKLIN CONSULT.

CUADRO 4.3.XII. (Continuación)

Programa de equipamiento y balance de potencia

Sistema Norte (Almogasta - Mazán - Alpasinche). (Continuación)

Concepto	A ñ o s											
	1969	1970	1971	1972	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980
<u>Central Alpasinche</u>												
Demanda	97	99										
Incorporaciones	-	-										
Retiros	-	-										
Potencia efectiva total	184	184										
Reserva	92	92										
Potencia firme	92	92										
Saldo de potencia	(5)	(7)										
<u>Sistema Norte</u>												
Demanda	-	794	1177	1443	1541	1647	1759	1829	1907	1991	-2084	2188
Incorporaciones	-	455	-	500	-	-	500	-	-	-	-	-
Retiros	-	184	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Potencia efectiva total	-	1719	1719	2219	2219	2219	2719	2719	2719	2719	2719	2719
Reserva	-	455	455	500	500	500	500	500	500	500	500	500
Potencia firme	-	1264	1264	1719	1719	1719	2219	2219	2219	2219	2219	2219
Saldo de potencia	-	470	87	276	178	72	460	390	312	228	135	31

FUENTE: FRANKLIN CONSULT.

Si bien la potencia unitaria del grupo a incorporar en 1972 podría parecer excesiva, comparandola con la demanda debe tenerse en cuenta que ya en la actualidad existen grupos de similar magnitud y por lo tanto, la reserva necesaria no se altera sustancialmente con la incorporación de dicha unidad.

Además se prevé para este sistema un rápido crecimiento de demanda y prueba de ello es que en el año 1975 debe ser ampliada nuevamente la central.

En el CUADRO 4.3.XII. se totaliza anualmente el equipamiento y se detalla la oportunidad en que se va integrando el Sistema Norte. En el año 1970 este sistema estará formado unicamente por las centrales Aimogasta y Mazán, lograndose la integración total recién al año siguiente, con la habilitación de la línea Aimogasta-Alpasinche.

La hipótesis de operación para este sistema se describe en el CUADRO 4.3.XIII y en él se observa que la Central Mazán podrá ser conservada como reserva fría ya que, en condiciones normales, no será necesaria su operación durante el período de análisis.

- Equipamiento en transmisión.

Del análisis de los parámetros que definen la línea Aimogasta-Alpasinche surge que será suficiente contar con una línea de 13,2 kV de conductores de Al-Al de 95 mm² de sección.

La traza de esta línea, esquematizada en el Plano 4.3.III., seguirá el recorrido de la Ruta 60 y su longitud será de 37 km.

En esta alternativa se ha planteado la incorporación de esta línea en el año 1971 a efectos de superar, en el menor plazo posible, el actual déficit de reserva con que opera la Central Alpasinche.

4.3.1.4. Zona Chilecito

Las unidades eléctricas comprendidas en esta zona son: Chilecito, Famatina y Pituil.

El modelo de evaluación desarrollado en el punto 4.2. se ha demostrado la conveniencia económica de interconectar estas localidades limitando, por lo tanto, las posibles variantes de equipamiento a nivel local o zonal a una sola alternativa: Chilecito-Famatina-Pituil-interconectados.

a) Sistema Chilecito-Famatina-Pituil

- Equipamiento en generación.

Unidades existentes al año base:

Central Chilecito: 1 x 950 kW-Diésel
3 x 450 kW-Diésel
250 kW-Hidro

CUADRO 4.3.XIII.

Hipótesis de operación

Sistema Norte (Alpasinche-Aimogasta-Mazán)

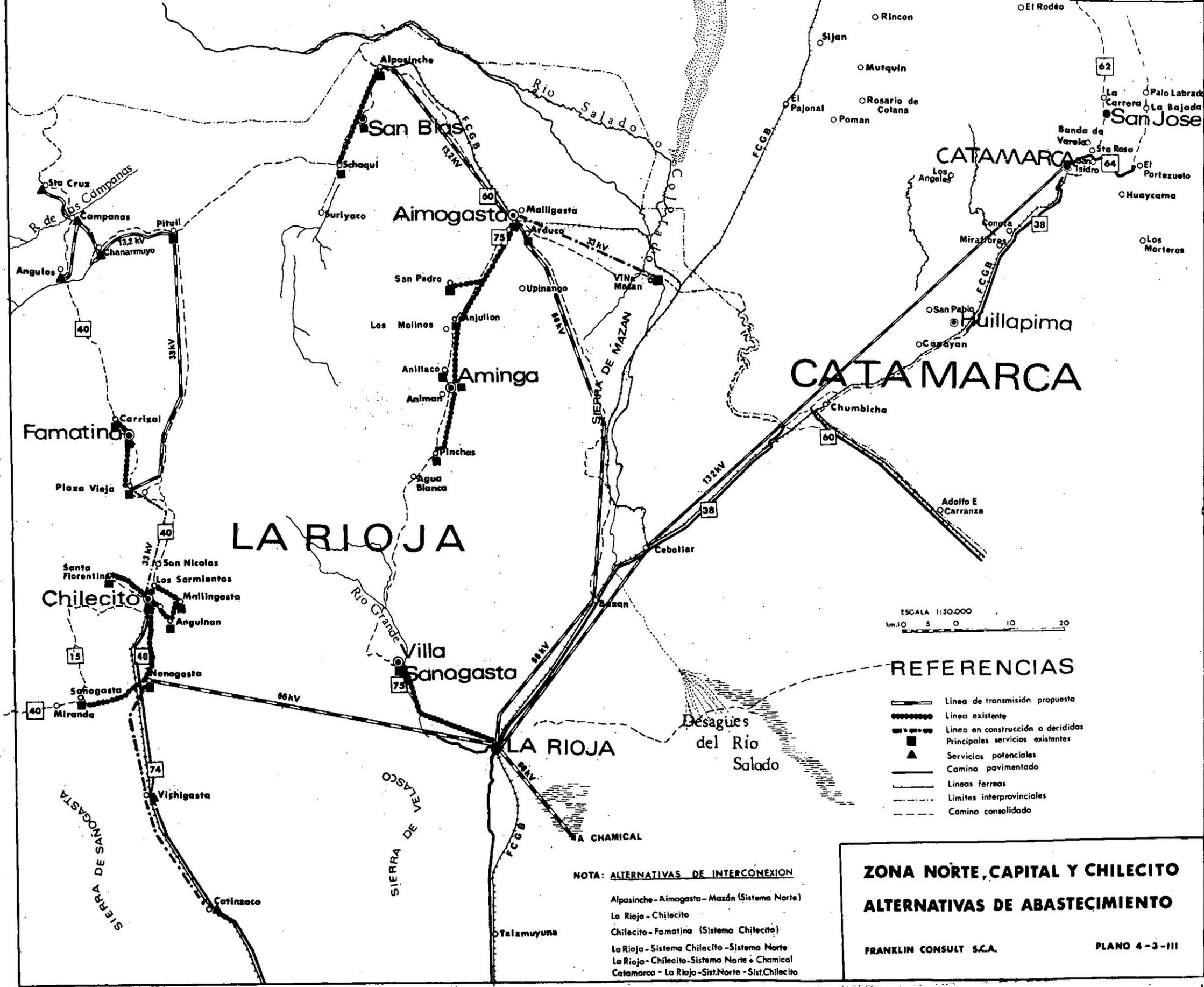
Alternativa aislada.

Concepto	Unidad	1971	1972	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980
Demanda propia (1)	MWh	3.791	4.963	5.459	5.951	6.466	6.786	7.139	7.530	7.962	8.439
Enviado a Alpasinche (2)	MWh	1.737	1.748	1.767	1.783	1.799	1.817	1.836	1.855	1.876	1.896
Total	MWh	5.528	6.711	7.226	7.734	8.265	8.603	8.975	9.385	9.838	10.337
Generación											
Grupos diesel Central Aimogasta											
Potencia efectiva	kW	1.365	1.865	1.865	1.865	2.365	2.365	2.365	2.365	2.365	2.365
Utilización	Hs.	4.050	3.598	3.874	4.147	3.495	3.638	3.795	3.968	4.160	4.371
Energía generada	MWh	5.528	6.711	7.226	7.734	8.265	8.603	8.975	9.385	9.838	10.337
Grupos diesel Central Mazán											
Potencia efectiva	kW	354	354	354	354	354	354	354	354	354	354
Utilización	Hs.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Energía generada	MWh	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total energía generada	MWh	5.528	6.711	7.226	7.734	8.265	8.603	8.975	9.385	9.838	10.337

(1) Subsistema Aimogasta-Mazán

(2) Incluye 7% por pérdidas de transmisión

FUENTE: FRANKLIN CONSULT



ESCALA 1:50.000
 0 5 10 20
 Km.

REFERENCIAS

- Linea de transmisión propuesta
- - - - - Linea existente
- · · · · Linea en construcción o decidida
- Principales servicios existentes
- ▲ Servicios potenciales
- Camina pavimentado
- Lineas ferreas
- - - - - Limites interprovinciales
- - - - - Camino consolidado

NOTA: ALTERNATIVAS DE INTERCONEXION

- Alpasinche - Aimogasta - Mazán (Sistema Norte)
- La Rioja - Chilecito
- Chilecito - Famatina (Sistema Chilecito)
- La Rioja - Sistema Chilecito - Sistema Norte
- La Rioja - Chilecito - Sistema Norte - Chemical
- Catamarca - La Rioja - Sist. Norte - Sist. Chilecito

**ZONA NORTE, CAPITAL Y CHILECITO
 ALTERNATIVAS DE ABASTECIMIENTO**

FRANKLIN CONSULT S.C.A.

PLANO 4-3-111

Central Famatina: 90 kW-Hidro
Central Pituil: 2 x 38 kW-Diésel

- Año 1970 Incorporación 1 x 950 kW-Diésel (Central Chilecito)
Año 1971 Incorporación 1 x 950 kW-Diésel (Central Chilecito)
2 x 1500 kW-Diesel transportables. (Central Chilecito)
Retiro 90 kW-Hidro (Central Famatina)
Año 1972 Incorporación 2 x 3000 kW-Diesel (Chilecito)
Retiro 2 x 1500 kW-Diésel transportables (Central Chilecito)
Año 1973 Incorporación 1 x 3000 kW-Diésel (Chilecito)
Retiro 2 x 38 kW-Diésel (Central Pituil)
Año 1975 Incorporación 1 x 5000 kW-Turbogas (Chilecito)
Retiro 2 x 450 kW-Diésel + (Central Chilecito)

En la Central Chilecito ha sido puesto en servicio un grupo de 950 kW en el año 1969 y se encuentran en montaje dos grupos de igual magnitud, uno de los cuales será habilitado a fines de 1970.

Para el año 1971, en Chilecito, se producirá un fuerte incremento de demanda debido a la extensión del servicio eléctrico a nuevas colonias agrícolas. Teniendo en cuenta que la proximidad de este acontecimiento impide tomar las medidas más adecuadas, con el agravante de no existir lugar disponible en el central para otras ampliaciones, se consideró que la solución más conveniente será la incorporación de dos grupos móviles de 1500 kW cada uno hasta tanto se pueda poner en servicios industrial la nueva central programada para 1972.

Esta nueva central estará equipada con tres grupos diésel de 3000 kW, dos de los cuales deben entrar en servicio en 1972 y el tercero recién al año siguiente.

Se prevé que en 1971 podrá estar en servicio una línea de transmisión que permita abastecer la localidad de Famatina desde Chilecito. Simultáneamente con la habilitación de esta línea se retirará del servicio a la central hidráulica existente en Famatina que se encuentra en muy mal estado y su reparación no se considera conveniente. En 1973 se prolongará la línea hasta Pituil y se levantará su central.

En el año 1975, en Chilecito, será necesario incorporar una turbina de gas de 5000 kW-que operará en las horas de pico y simultáneamente con esta incorporación se prevé el retiro de los dos grupos MAN de 450 kW incorporados en 1953 cuyo estado es regular.

En el CUADRO 4.3.XIV. se ha efectuado el balance de potencia del sistema y a los efectos de verificar el buen grado de funcionamiento de los grupos elegidos para cubrir esta variante de equipamiento, en CUADRO 4.3.XV. se ha elaborado la hipótesis de operación correspondiente.

CUADRO 4.3. XIV.

Programa de Equipamiento y balance de potencia.

Sistema Chilcico-Famatina-Pituiil

(Cifras en kW).

C o n c e p t o	1969	1970	1971	1972	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980
<u>Central Famatina</u>												
Demanda	70	72										
Incorporaciones	-	-										
Retiros	-	-	90									
Potencia efectiva total	90	90										
Reserva	-	-										
Potencia firme	90	90										
Saldo de potencia	20	18										
<u>Central Pituiil</u>												
Demanda	30	31	32	33			76					
Incorporaciones	-	-										
Retiros	-	-										
Potencia efectiva total	76	76	76	76								
Reserva	38	38	38	38								
Potencia firme	38	38	38	38								
Saldo de potencia	8	7	6	5								

FUENTE: FRANKLIN CONSULT.

CUADRO 4.3.XIV. (continuación)

Programa de equipamiento y balance de potencia

Sistema Chilcecito-Famatina-Pitcul

(cifras en kW).

Concepto	1969	1970	1971	1972	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980
<u>Central Chilcecito</u>												
Demanda	1.020	1.931	6.106	7.186	8.352	9.791	10.992	11.165	11.359	11.570	11.823	12.098
Incorporaciones	950	950	3.950	6.000	3.000	-	5.000	-	-	-	-	-
Retiros	-	-	-	3.000	-	-	900	-	-	-	-	-
Potencia efectiva total	2.550	3.500	7.450	10.450	13.450	17.550	17.550	17.550	17.550	17.550	17.550	17.550
Reserva	950	950	1.500	3.000	3.000	3.000	5.000	5.000	5.000	5.000	5.000	5.000
Potencia firme	1.600	2.550	5.950	7.450	10.450	10.450	12.550	12.550	12.550	12.550	12.550	12.550
Saldo de potencia	580	619	(156)	264	2.098	659	1.558	1.385	1.191	980	727	452

FUENTE: FRANKLIN CONSULT.

CUADRO 4.3.IV.
Hipótesis de operación
Sistema Chilcote-Famatina-Pitui.

Concepto	Unidad	1970	1971	1972	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980
Demanda	MWh	9.079	28.197	33.255	38.756	50.180	51.081	52.010	53.051	54.223	55.541	57.019
Generación												
Hidro	MWh	1.800	1.800	1.800	1.800	1.800	1.800	1.800	1.800	1.800	1.800	1.800
Grupos diesel existentes(1)												
Potencia efectiva	KW	3.250	7.200	4.200	4.200	4.200	3.300	3.300	3.300	3.300	3.300	3.300
Utilización	Hs.	2.240	3.666	4.275	1.000	1.876	1.903	2.185	2.500	2.855	3.255	3.703
Energía generada	MWh	7.279	26.397	17.955	4.200	7.880	6.281	7.210	8.251	9.423	10.741	12.219
Grupos diesel de 3000 kW												
Potencia efectiva	KW	-	-	6.000	9.000	9.000	9.000	9.000	9.000	9.000	9.000	9.000
Utilización	Hs.	-	-	2.250	3.640	4.500	4.500	4.500	4.500	4.500	4.500	4.500
Energía generada	MWh	-	-	13.500	32.756	40.500	40.500	40.500	40.500	40.500	40.500	40.500
Turbina a gas												
Potencia efectiva	KW	-	-	-	-	-	5.000	5.000	5.000	5.000	5.000	5.000
Utilización	Hs.	-	-	-	-	-	500	500	500	500	500	500
Energía generada	MWh	-	-	-	-	-	2.500	2.500	2.500	2.500	2.500	2.500
Total energía generada	MWh	9.079	28.197	33.255	38.756	50.180	51.081	52.010	53.051	54.223	55.541	57.019

(1) Incluye los grupos de 950 kW en montaje y las de 1500 kW transportables.

FUENTE: FRANKLIN CONSULT.

Teniendo en cuenta la escasa significación de las demandas de Famatina y Pituil frente a la de Chilecito (en 1980 aproximadamente el 2%) y que resultan inferior al rango de error previsible en la proyección de demanda de Chilecito, su abastecimiento no ha sido incorporado en los cuadros mencionados a los efectos de facilitar su comprensión.

- Equipamiento en transmisión

El sistema de transmisión previsto para la interconexión de estas localidades estará compuesto por una línea de 33 kV que partiendo de las barras de igual tensión de la Central de Chilecito seguirá en su recorrido la Ruta Nacional 40 llegando hasta la zona de Famatina (aproximadamente 30 km), continuando desde allí por la Ruta Provincial hasta Pituil, con un recorrido adicional de 46 km.

Esta línea, cuya traza puede verse en el Plano 4.3.III contará con conductores de Al-Al de 35 mm² de sección.

En las localidades de Famatina y Pituil se instalarán sendas subestaciones con transformadores de 33/13,2 kV-de 250 KVA cada uno.

El tramo hasta Famatina se deberá habilitar en 1971 y la extensión a Pituil recién en 1973.

Adicionalmente se prevé extender desde Pituil el servicio a las localidades de Chañarmuyo, Santo Domingo y Santa Cruz en el año 1975, mediante líneas de 13,2 kV.

Por otra parte, cabe señalar que dentro del equipamiento global previsto para la zona de abastecimiento de Chilecito, se ha considerado la incorporación de la línea -Vichigasta-Catanzaco en 1971, que la DPE tiene prevista en una tensión de 66kV. Esta línea es una prolongación de la línea de 66 kV Chilecito - Nonogasta - Vichigasta que se halla actualmente en construcción.

4.3.1.5. Zona Capital

Dado que esta zona encierra solamente a la Central La Rioja, la única alternativa posible de plantear a nivel local o zonal, es el equipamiento aislado de la Central ya mencionada

a) Central La Rioja

- Equipamiento al año base: 3 x 950 kW-Diésel.
3 x 400 kW-Diésel.
150 kW-Didro.
- Año 1970 Incorporación 2 x 950 kW-Diésel.
- Año 1972 Incorporación 2 x 3000 kW-Diésel.
- Año 1976 Incorporación 1 x 3000 kW-Diésel.
- Año 1979 Incorporación 1 x 5000 kW-Turbogás.

Esta central en la actualidad esta operando con un importante déficit de potencia firme, pero este déficit será superado con la habilitación de dos grupos de 950 kW, cuyo montaje se esta efectuando. A pesar de esta incorporación de potencia, del CUADRO 4.3.XVI., se desprende que al año siguiente volverá a presentarse nuevamente un déficit de reserva que se mantendrá hasta tanto se incorporen los grupos de 3000 kW previstos para el año 1972.

En el año 1976 será necesario incrementar nuevamente la potencia instalada y se pensó que, dado el rápido crecimiento de la demanda, lo mas conveniente podría ser incorporar allí una turbina de gas de 5000 kW, pero al plantearse la correspondiente hipótesis de operación, se observó que esta máquina se vería sometida a una intensa utilización por lo cual se decidió incorporar un tercer grupo Diésel que al igual que los dos anteriores deberá estar preparado para trabajar en base.

La incorporación de la turbina de gas se postergó hasta el año 1979, en que la configuración de la demanda permite adicionar una máquina de estas características.

En el CUADRO 4.1.XVII. se verifica que la operación del equipamiento propuesto en esta alternativa, se adecúa al tipo de unidades incorporadas.

4.3.2.

Alternativas de Equipamiento a Nivel Interzonal

Bajo esta denominación se han agrupado todas aquellas alternativas de abastecimiento que interconecten centrales o sistemas ubicados geográficamente en distintas zonas eléctricas de la provincia de la Rioja.

Para evitar la inútil multiplicación de alternativas de equipamiento se ha tratado de desechar mediante juicios definitivos de preselección, aquellas interconexiones notoriamente inadmisibles.

En esta situación se encuentra únicamente el enlace de la zona oeste con Chilecito. Para esta zona, ya se ha comentado que la Central Villa Unión está sobreequipada en tal medida que no requiriría aporte adicional de potencia durante el período 1970/80.. Esta circunstancia, unida al hecho de que su demanda total al año 1980 sería de 815 kW y que se halla a mas de 75 km. de Nonogasta (eventual punto de interconexión), demuestran obviamente que se puede descartar su interconexión con Chilecito.

Para las zonas restantes (Chilecito-Capital, Norte y P. de Los Llanos) se han planteado las siguientes alternativas de equipamiento de integración parcial o total .

- Sistema La Rioja-Chilecito
- Sistema interconectado La Rioja-Chilecito + Sistema Norte.
- Sistema interconectado La Rioja-Chilecito-Sistema Norte + Sistema Chamental. (*)

(*) El denominado Sistema Chamental está integrado por Gdor. Gordillo-Olta-Milagro.

CUADRO 4.3. XVI

Programa de equipamiento y balance de potencia.

Central: La Rioja

Alternativa Aislada - (cifras en kW).

Concepto	1969	1970	1971	1972	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980
Demanda	3770	4186	5183	6410	7497	8189	8946	9774	10680	11672	12760	13948
Incorporaciones	-	1900	-	6000	-	-	-	3000	-	-	5000	-
Retiros	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Potencia efectiva total	4200	6100	6100	12100	12100	12100	12100	15100	15100	15100	20100	20100
Reserva	950	950	950	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	5000	5000
Potencia firme	3250	5150	5150	9100	9100	9100	9100	12100	12100	12100	15100	15100
Saldo de potencia	(520)	964	(33)	2690	1603	911	154	2326	1420	428	2340	1152

CUADRO 4.3.VIII.
Hipótesis de operación
Central La Rioja
Alternativa aislada

Concepto	Unidad	1970	1971	1972	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980
<u>Demanda</u>	MWh	15.700	21.547	28.970	35.144	38.231	41.596	45.264	49.267	53.633	58.396	63.595
<u>Generación</u>												
Hidro	MWh	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
Grupos diesel existentes(1)												
Potencia efectiva	kW	5.950	5.950	5.950	5.950	5.950	5.950	5.950	5.950	5.950	5.950	5.950
Utilización	Hs.	2.470	3.453	2.432	1.201	1.719	2.285	633	1.305	2.039	2.419	3.293
Energía generada	MWh	14.700	20.547	14.470	7.144	10.231	13.596	3.764	7.767	12.133	14.396	19.595
Grupos de 3000 kW												
Potencia efectiva	kW	-	-	6.000	6.000	6.000	6.000	9.000	9.000	9.000	9.000	9.000
Utilización	Hs.	-	-	2.250	4.500	4.500	4.500	4.500	4.500	4.500	4.500	4.500
Energía generada	MWh	-	-	13.500	27.000	27.000	27.000	40.500	40.500	40.500	40.500	40.500
Turbina a gas												
Potencia efectiva (1)	kW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	5.000	5.000
Utilización	Hs.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	500	500
Energía generada	MWh	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2.500	2.500
Total energía generada	MWh	15.700	21.547	28.970	35.144	38.231	41.596	45.264	49.267	53.633	58.396	63.595

En principio, para el sistema La Rioja-Chilecito se efectuaron dos variantes de equipamiento, una de ellas tiene como objetivo minimizar las inversiones y esto se logra incorporando unidades Diésel y Turbogás. En la obra variante se trata de minimizar los costos de operación y para ello se programa al incorporación de grupos de vapor en La Rioja.

Es difícil decidir "a priori" cual de estas variantes es mas ventajosa, pues si bien con él equipamiento vapor la potencia total instalada será mayor (se duplica la reserva necesaria), la cantidad de energía demandada por el sistema permitirá una buena utilización de la central vapor y por lo tanto esta variante tendrá costos variables sensiblemente inferiores.

Ante estas dificultades, a efectos de evitar la innecesaria duplicación de alternativas a plantear, se efectuó la evaluación previa de estas variantes. Esta evaluación ha permitido desechar la variante Diésel en el planteo de las restantes alternativas de equipamiento interzonal.

Dada la escasa importancia relativa de la demanda de Famatina y Pituil frente a la del Sistema La Rioja-Chilecito, se ha considerado que el abastecimiento a estas localidades no alterará los programas de equipamiento de las centrales La Rioja y Chilecito en las alternativas comentadas y por ello no se las ha incluido en los balances de potencia.

Para determinar la demanda máxima de potencia de los sistemas se tomó la carga máxima simultánea determinada en el Capítulo 3 y se le adicionó la incidencia de las pérdidas de transmisión en la hora de pico local que si bien no será coincidente con el pico del sistema, resulta ser el caso más desfavorable.

Para este fin se realizaron los balances de potencia a nivel local, donde se cuantificó, para cada una de las alternativas, la carga a transmitir en la hora del pico local.

Esta potencia fue afectada del porcentaje de pérdidas correspondientes (7%).

A los efectos de seleccionar debidamente el tipo de equipamiento (turbovapor, turbogás o Diésel) se realiza las respectivas hipótesis de operación. La utilización de las máquinas fue determinada fijando como límite máximo el establecido en el párrafo 4.3., pero además, se ha considerado conveniente fijar también a todas las unidades turbogás y Diésel una utilización mínima de 500 horas para que colaboren en el cubrimiento del pico local de demanda.

A los grupos Diésel de 3000 kW y a las unidades vapor se les ha dado la máxima utilización compatible con la demanda optimizando de esta manera la operación de estas máquinas.

El balance total de potencia ha sido efectuado de manera similar a los correspondientes a las alternativas de interconexión zonal.

- Equipamiento en generación:

Unidades existentes al año base:

Central La Rioja: 3 x 950 kW-Diésel.
3 x 400 kW-Diésel.
150 kW-Hidro.

Central Chilecito 1 x 950 kW-Diésel.
3 x 450 kW-Diésel.
250 kW-Hidro.

Año 1970 Incorporaciones: 2 x 950 kW-Diésel (Central La Rioja)

1 x 950 kW-Diésel (Central Chilecito).

Año 1971 Incorporaciones: 2 x 1500 kW-Diésel transportable (Chilecito).

1 x 950 kW-Diésel (C. Chilecito)

Año 1972 Incorporación: 2 x 3000 kW-Diésel (La Rioja)

Año 1973 Incorporación: 1 x 5000 kW-Turbogás (Chilecito).

Retiro: 2 x 1500 kW-Diésel (Chilecito)

Año 1975 Incorporación: 1 x 3000 kW-Diésel (Chilecito)

Retiro 2 x 450 kW-Diésel (Chilecito)

Año 1977 Incorporación 1 x 3000 kW-Diésel (La Rioja)

Año 1980 Incorporación 1 x 3000 kW-Diésel (La Rioja)

El equipamiento de esta alternativa se ha programado incorporando unidades Diésel o turbogás según los requerimientos del sistema en cuanto a generación de base o punta, respectivamente.

Las incorporaciones previstas para el año 1970 y 1971 son las mismas que en las alternativas locales de La Rioja y Chilecito.

En el año 1973 se prevé la incorporación de una turbina de gas de 5000 kW en Chilecito y en esta oportunidad se podrá efectuar el retiro de los grupos Diésel transportables incorporados en el año 1971.

El retiro de los grupos Diésel efectuado en Chilecito en 1975 obedece a las causas ya comentadas en la alternativa aislada de esta central. En este año se prevé también la incorporación de un grupo Diésel de 3000 kW en esta localidad.

Las posteriores incorporaciones se han previsto en la Rioja pues es allí donde se demandará en el futuro la mayor cantidad de energía.

Como se puede observar en el CUADRO 4.3.XVIII. el equipamiento se ha programado de tal forma que las centrales La Rioja y Chilecito puedan cubrir, aisladamente, la casi totalidad de su pico de carga.

Las pérdidas de transmisión en el momento del pico de carga del sistema, insiden únicamente en aquellos años en que las centrales no pueden cubrir su propia demanda. A pesar de su escasa significación, estas pérdidas han sido adicionadas a la carga máxima simultánea del sistema.

CUADRO 4.3.XVIII.

Balance de Potencia a Nivel Local

Sistema: La Rioja - Chilecito

Variante Diesel - cifras en kW.

Concepto	Años									
	1972	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	
<u>Central La Rioja</u>										
Demanda Local	6410	7497	8189	8946	9774	10680	11672	12760	13948	
Incorporaciones	6000	-	-	-	-	3000	-	-	3000	
Retiros	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Potencia efectiva total	12100	12100	12100	12100	12100	15100	15100	15100	18100	
Saldo de potencia	5690	4603	3911	3154	2326	4420	3428	2340	4152	
<u>Central Chilecito</u>										
Demanda Local	7186	8352	9791	10992	11165	11359	11570	11823	12098	
Incorporaciones	-	5000	-	3000	-	-	-	-	-	
Retiros	-	3000	-	900	-	-	-	-	-	
Potencia efectiva total	7450	9450	9450	11550	11550	11550	11550	11550	11550	
Saldo de Potencia	264	1089	(341)	558	385	141	(20)	(273)	(548)	

FUENTE: FRANKLIN CONSULTA.

El balance de potencia y la hipótesis de operación, detallados en los CUADROS 4.3.XIX. y 4.3.XX., respectivamente, ha sido efectuada únicamente para el Sistema interconectado ya que hasta 1972 coincide con el descrito en sendas alternativas aisladas.

A las unidades a incorporarse en el año 1972 se les ha fijado una utilización máxima de 2250 horas considerando que difícilmente puedan estar en servicio antes de mediados de este año. Cabe destacar que el elevado factor de carga del sistema, permite obtener una gran utilización de las máquinas existentes y programadas.

-Equipamientos en transmisión

Para seleccionar la solución económica más conveniente de esta interconexión se examinaron varias alternativas para distintos parámetros (cargas máximas, horas de utilización, etc.) a los efectos de determinar sus características básicas, sus condiciones operativas y efectuar una selección contemplando los aspectos económicos involucrados.

Por la forma en que fue realizado el equipamiento de centrales precedente, ha resultado que la potencia a transmitir por la línea difícilmente llegue a superar eventualmente los 7 MW, con lo que se favorece la solución de 66 kV.

En definitiva, se propone que la interconexión consista en una línea de 66 kV que enlace La Rioja con Nonogasta desde donde estará vinculada a la Central Chilecito por intermedio de la línea Nonogasta-Chilecito, de igual tensión. Esta última se halla actualmente en construcción.

Su recorrido seguirá la senda que atraviesa la Sierra de Velazco, con una longitud estimada en 72 km. Los conductores serán de Al-Ac de 150 mm² de sección. Deberá estar en funcionamiento en 1972.

Adicionalmente, se conectará un transformador de 15 MVA, 13,2/66 kV en La Rioja para conectarla a esa Central. Para empalmar la línea La Rioja-Nonogasta con el Sistema Chilecito-Nonogasta-Vichigasta será necesario operar este último en 66 kV y para ello deberán incorporarse los siguientes transformadores: en Chilecito uno de 15/10/15MVA, 66/33/13,2 kV (33 kV para conectarse a la eventual línea a Famatina y Pituil); en Nonogasta uno de 1,5MVA 66/13,2 kV y en Vichigasta 1 de 2,5 MVA 66/13,2 kV

En el Plano 4.3.III. se indica esquemáticamente la traza de este sistema.

4.3.2.2. Sistema La Rioja-Chilecito - Variante Vapor

-Equipamiento en generación:

Unidades existentes al año base:

CUADRO 4.3.XIX.

Programa de equipamiento y balance de potencia.

Sistema La Rioja - Chilecito.

Variente Diesel (cifras en kW)

Concepto	A ñ o s								
	1972	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980
Permanencia	11557	13472	15307	16947	17798	18733	19757	20915	22177
Incorporaciones	6000	5000	-	3000	-	3000	-	-	3000
Retiros	-	3000	-	900	-	-	-	-	-
Potencia efectiva total	19550	21550	21550	23650	23650	26650	26650	26650	29650
Reserva	3000	5000	5000	5000	5000	5000	5000	5000	5000
Potencia fija	16550	16550	16550	18650	18650	21650	21650	21650	24650
Saldo de potencia	4993	3078	1243	1703	852	2917	1893	735	2473

Nota: El año 1972 es idéntico al efectuado en los CUADROS 4.3.XIV y 4.3.XVI, respectivamente.

CUADRO 4.3.XX.
 Hipótesis de operación
 Sistema I.a Rfoja Chillecito
 Variante Diesel - Central La Rioja.

Concepto	Unidad	1972	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980
Demanda propia	MWh	28.970	35.144	38.231	41.596	45.264	49.267	53.633	58.396	63.595
Enviado a Chillecito (1)	MWh	-	16.644	16.544	13.179	9.511	19.008	14.642	9.879	18.180
Total	MWh	28.970	51.788	54.775	54.775	54.775	68.275	68.275	68.275	81.775
Generación										
Hidro	MWh	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
Diesel existentes										
Potencia efectiva	kW	5.950	5.950	5.950	5.950	5.950	5.950	5.950	5.950	5.950
Utilización	Hs.	2.431	3.998	4.500	4.500	4.500	4.500	4.500	4.500	4.500
Energía generada	MWh	14.470	23.788	26.775	26.775	26.775	26.775	26.775	26.775	26.775
Grupos de 3000 kW										
Potencia efectiva	kW	6.000	6.000	6.000	6.000	6.000	9.000	9.000	9.000	12.000
Utilización	Hs.	2.250	4.500	4.500	4.500	4.500	4.500	4.500	4.500	4.500
Energía generada	MWh	13.500	27.000	27.000	27.000	27.000	40.500	40.500	40.500	54.000
Total energía generada	MWh	28.970	51.788	54.775	54.775	54.775	68.275	68.275	68.275	81.775

NOTA: La hipótesis de operación de esta central hasta el año 1972 es idéntica a la efectuada en el CUADRO 4.3.XVII.

(1) Incluye 7 % de pérdidas de transmisión.

FUENTE: FRANKLIN CONSULT.

CUADRO 4. 3. XX (continuación)
 Hipótesis de operación
 Sistema La Rioja - Chilecito
 Variante Diesel - Central Chillecito

Concepto	Unidad	1972	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980
Demanda propia	MWh	33255	38756	50180	51081	52010	53051	54223	55541	57019
Generación										
Hidro	MWh	1800	1800	1800	1800	1800	1800	1800	1800	1800
Diesel existentes (1)										
Potencia efectiva	kW	7200	4200	4200	3300	3300	3300	3300	3300	3300
Utilización	Hs	4369	4500	4500	4500	4500	4500	4500	4500	4500
Energía generada	MWh	31455	18900	18900	14850	14850	14850	14850	14850	14850
Turbogas										
Potencia efectiva	kW	-	5000	5000	5000	5000	5000	5000	5000	5000
Utilización	Hs	-	500	2804	1723	2688	1027	2078	3232	1976
Energía Generada	MWh	-	2500	14018	8614	13439	5137	10389	16158	9878
Diesel de 3000 kW										
Potencia efectiva	kW	-	-	-	3000	3000	3000	3000	3000	3000
Utilización	Hs	-	-	-	4500	4500	4500	4500	4500	4500
Energía Generada	MWh	-	-	-	13500	13500	13500	13500	13500	13500
Total generación local	MWh	33255	23200	34718	38764	43589	35287	40539	46308	40028
Recibido por transmisión	MWh	-	15556	19462	12317	8421	17764	13684	9233	16991
Total	MWh	33255	38756	50180	51081	52010	53051	54223	55541	57019

NOTA: La hipótesis de operación de esta central hasta el año 1972 es idéntica a la planteada en el cuadro 4. 3. XV.

(1) - Incluye los grupos de 950 kW an montaje y los de 1500 kW transportables.

FUENTE: FRANKLIN CONSULT.

Idem variante Diésel (Punto 4.3.2.1):

Año 1970	Incorporaciones	2 x 950 kW-Diésel (La Rioja)
		1 x 950 kW-Diésel (Chilecito)
Año 1971	Incorporaciones	2 x 1500 kW-Diésel transportables (Chilecito).
		1 x 950 kW-Diésel (Chilecito)
Año 1972	Incorporaciones	1 x 5000 kW-Turbogás (Chilecito)
Año 1973	Incorporaciones	1x10000 kW-Turbovapor (Chilecito)
	Retiro	2 x 1500 kW-Diésel transportable).
Año 1975	Incorporaciones	1 x 5000 kW-Turbogás transportable (Chilecito).
	Retiro	2 x 450 kW-Diésel (Chilecito)
Año 1978	Incorporaciones	1x10000 kW-Turbovapor (La Rioja)
	Retiro	1 x 5000 kW-Turbogas transportable (Chilecito).

Las condiciones de partida, así como las incorporaciones inmediatas, son idénticas a las detalladas en la variante Diésel, salvo en 1972 en que se propone un turbogas de 5 MW en previsión de la incorporación posterior.

En el año 1973 se prevé la habilitación de una nueva central que inicialmente estará equipada con un grupo turbovapor de 10 MW. Recién cuando esta central entre en servicio industrial podrán retirarse los grupos Diésel transportables ubicados en Chilecito.

Simultáneamente con el retiro de los grupos Diesel de 450 kW de la Central Chilecito (año 1975) se prevé la incorporación de un nuevo grupo turbogas 5 MW. que estará en servicio en este sistema hasta tanto sea ampliada la central vapor de La Rioja (Año 1978).

De manera similar que para la variante anterior, en el CUADRO 4.3.XXI., se ha efectuado el balance de potencia a nivel local para cada una de las unidades eléctricas integrantes del sistema, y en base a él se ha cuantificado la incidencia de las pérdidas de transmisión en la carga máxima del sistema, que resulta mayor que en la variante Diésel.

El programa de equipamiento y balance de potencia, detallado en el CUADRO 4.3.XXII., ha sido efectuado a partir del año 1972 por los mismos motivos que ya fueron expuestos en el párrafo anterior.

La hipótesis de operación que fue realizada únicamente para el sistema interconectado, esta detallada en el CUADRO 4.3.XXIII., A la unidad vapor en el año 1973, se le ha fijado como máximo una utilización de 3500 horas considerando que podrá entrar en servicio a principios de ese año, efectuandose poste-

CUADRO 4.3.XXI.

Balance de Potencia a Nivel Local

Sistema: La Rioja- Chillico

Variante Vapor - cifras en kW

Concepto	1972	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980
<u>Central La Rioja</u>									
Demanda Local	6410	7497	8189	8946	9774	10680	11672	12760	13948
Incorporaciones	-	10000	-	-	-	-	10000	-	-
Retiros	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Potencia efectiva total	6100	16100	16100	16100	16100	16100	26100	26100	26100
Saldo de potencia	(310)	8913	7911	7154	6326	5420	14428	13340	12152
<u>Central Chillico</u>									
Demanda local	7186	8352	9791	10992	11165	11359	11570	11823	12098
Incorporaciones	5000	-	-	5000	-	-	-	-	-
Retiros	-	3000	-	900	-	-	5000	-	-
Potencia efectiva total	12450	9450	9450	13550	13550	13550	8550	8550	8550
Saldo de potencia	5264	1098	(341)	2558	2385	2191	(3020)	(3273)	(3548)

FUENTE: FRANKLIN CONSULT.

CUADRO 4. 3. XXII
 Programa de equipamiento y balance de potencia
 Sistema La Rioja - Chilcicito
 Variante vapor (cifras en kW).

Concepto	A ñ o s									
	1972	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	
Demanda	11579	13472	15307	16947	17798	18733	19967	21125	22387	
Incorporaciones	5000	10000	-	5000	-	-	10000	-	-	
Retiros	-	3000	-	900	-	-	5000	-	-	
Potencia efectiva total	18550	25550	25550	29650	29650	20650	34650	34650	34650	
Reserva	5000	10000	10000	10000	10000	10000	10000	10000	10000	
Potencia firme	13550	15550	15550	19650	19650	19650	24650	24650	24650	
Saldo de potencia	1971	2078	243	2703	1852	917	4683	3525	2263	

NOTA: El balance de potencia de Chilcicito y La Rioja hasta el año 1972 es idéntico al efectuado en los CUADROS 4.3.XVI respectivamente.

FUENTE: FRANKLIN CONSULT.

CUADRO 4. 3. XXIII
 Hipótesis de operación
 Sistema La Rioja - Chilecito
 Variante Vapor
 Central: La Rioja

Concepto	Unidad	1972	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980
Demanda propia	MWh	28970	35144	38231	41596	45264	49267	53633	58396	63595
Enviado a Chilecito (1)	MWh	-	3831	35744	32379	28711	24708	51684	53062	54644
Total	MWh	28970	38975	73975	73975	73975	73975	105317	111458	118239
Generación										
Hidro	MWh	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000
Diesel										
Potencia efectiva	kW	5950	5950	5950	5950	5950	5950	5950	5950	5950
Utilización	Hs	4500	500	500	500	500	500	500	500	500
Energía generada	MWh	26775	2975	2975	2975	2975	2975	2975	2975	2975
Turbovapor										
Potencia efectiva	kW	-	10000	10000	10000	10000	10000	20000	20000	20000
Utilización	Hs	-	3500	7000	7000	7000	7000	5067	5374	5713
Energía generada	MWh	-	35000	70000	70000	70000	70000	101342	107483	114264
Total generación local	MWh	27775	38975	73975	73975	73975	73975	105317	111458	118239
Recibido por transmisión	MWh	1195	-	-	-	-	-	-	-	-
Total	MWh	28970	38975	73975	73975	73975	73975	105317	111458	118239

NOTA: La hipótesis de operación de esta central hasta el año 1972 es idéntica a la efectuada en el CUADRO 4. 3. XVII

(1) - Incluye 7% por pérdidas de transmisión.

FUENTE: FRANKLIN CONSULT.

CUADRO 4. 3. XXIII (continuación)
 Hipótesis de operación
 Sistema La Rioja - Chilcico
 Variante Vapor
 Central Chilcico

Concepto	Unidad	1972	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980
Demanda propia	MWh	33255	38756	50180	51081	52010	53051	54223	55541	57019
Enviado a La Rioja (1)	MWh	1279	-	-	-	-	-	-	-	-
Total	MWh	34534	38756	50180	51081	52010	53051	54223	55541	57019
Generación Hidro	MWh	1800	1800	1800	1800	1800	1800	1800	1800	1800
Diesel										
Potencia efectiva	kW	7200	4200	4200	3300	3300	3300	3300	3300	3300
Utilización	hs.	4199	4500	2970	4248	4500	4500	500	500	500
Energía generada	MWh	30234	18900	12474	14020	14850	14850	1650	1650	1650
Turbogas										
Potencia efectiva	kW	5000	5000	5000	10000	10000	10000	5000	5000	5000
Utilización	hs.	500	2895	500	500	853	1331	500	500	500
Energía generada	MWh	2500	14476	2500	5000	8527	13309	2500	2500	2500
Total generación local	MWh	34534	35176	16774	20820	25777	29959	5950	5950	5950
Recibido por transmisión	MWh	-	3580	33406	30261	26833	23092	48303	49591	51068
Total	MWh	34534	38756	50180	51081	52010	53051	54223	55541	57019

Nota : La hipótesis de operación de esta central hasta el año 1972 es idéntica a la planteada en el CUADRO 4. 3. XV

(1) - Incluye 7% por pérdidas de transmisión.

FUENTE: FRANKLIN CONSULT

firmemente el período de prueba. Desde 1974 en adelante este turbogruppo opera al máximo de sus posibilidades de utilización, generando energía de base para abastecer tanto a La Rioja como a Chilecito a través de la interconexión.

Al ingresar la segunda unidad de 10 MW, la utilización de la central de vapor habría de ser menos intensa debido a que el mercado no requiere toda su energía potencial. Pero como de todos modos su instalación en La Rioja implica un mayor uso de la línea en cuanto a transporte de potencia, se ha pensado en la variante de instalarla en Chilecito para evitarlo y permitir que en esta forma Chilecito pueda autoabastecerse totalmente para cubrir su propia demanda independientemente de la interconexión.

Sin embargo, esta solución fue desechada, en mérito a los mayores costos de inversión y de operación que la misma involucraría y además, porque los problemas que provocaría un corte de la línea en la variante adoptada (cierto déficit de potencia en Chilecito) son de relativamente escasa significación y de mínimas consecuencias.

- Equipamiento en transmisión

Pese a que en este caso la transmisión se ve mas exigida que en la variante Diésel en cuanto a transporte de potencia y fundamentalmente de energía, de cualquier forma la carga máxima a transmitir difícilmente supere, dentro del período analizado los 10MW y por lo tanto siguen siendo válidas las consideraciones en que aquella variante fundamentaron la elección de una línea de 66 kV para La Rioja-Nonogasta.

En consecuencia, el equipamiento para esta variante será similar al propuesto para la variante Diésel.

4.3.2.3. Sistema Interconectado La Rioja-Chilecito + Sistema Norte

-Equipamiento en generación.

Unidades existentes al año base:

Central Aimogasta:	2 x 455 kW - Diésel
Central Mazán:	2 x 177 kW - Diésel
Central Alpasinche:	2 x 92 kW - Diésel
Central La Rioja:	3 x 950 kW - Diésel
	3 x 400 kW - Diésel
	150 kW - Hidro
Central Chilecito:	1 x 950 kW - Diésel
	3 x 450 kW - Diésel
	250 kW - Hidro

Año 1970 - Incorporaciones:	1 x 455 kW-Diésel (Central Aimogasta)
	2 x 950 kW-Diésel (Central La Rioja)
	1 x 950 kW-Diésel (Central Chilecito)

Año 1971 - Incorporaciones:	2 x 1500 kW-Diésel Trans-
	portables (Central Chilecito)
	1 x 950 kW-Diésel (Central Chilecito)
Año 1972 - Incorporación:	1 x 5000 kW-Turbogas (Chilecito)
Año 1973 - Incorporación (La Rioja)	1 x 10000 kW Turbovapor
Retiros	2 x 1500 kW-Diésel (Chilecito)
	2 x 177 kW-Diésel (Central Mazán)
	2 x 92 kW-Diésel (Central Alpasinche)
Año 1975 - Incorporación	1 x 5000 kW-Turbogas (Chilecito)
Retiro	2 x 450 kW-Diésel (Chilecito)
Año 1978 - Incorporación (La Rioja)	1 x 10000 kW-Turbovapor
Retiro	1 x 5000 kW-Turbogas (Chilecito).

Comparando este programa de equipamiento con el propuesto para el Sistema Norte en el Punto 4.3.1.3.a, se puede observar que se ha postergado el retiro de la Central de Alpasinche para asegurar el cubrimiento de la carga máxima del sistema hasta la habilitación de la línea La Rioja-Aimogasta. En el año 1973 se prevé también el retiro de la Central Mazán debido a que no es necesaria su operación en el período de análisis y además debetenerse en cuenta que la reserva del sistema será cubierta por el equipamiento turbogas de Chilecito.

El programa de equipamiento propuesto para el sistema La Rioja-Chilecito es totalmente coincidente, tanto la potencia de los grupos a incorporar como la oportunidad en que estas se efectúan, con la variante vapor del mismo sistema (Punto 4.3.2.2.) La carga máxima simultánea ha sido calculada considerando un 7% de pérdidas de transmisión sobre la potencia a transmitir en la hora de pico. El balance de potencia (CUADRO 4.3.XXIV.) al igual que en las alternativas ya descritas ha sido efectuado a partir del año de integración del sistema.

En el CUADRO 4.3.XXV. se ha elaborado la hipótesis de operación para este caso. Se observa que la incorporación del Sistema Norte al Sistema La Rioja-Chilecito provoca, hasta 1978, sólo un incremento de utilización de las unidades Diésel, y recién posteriormente a este año se produce el efecto de aumentar la generación de la central de vapor en relación a la alternativa La Rioja-Chilecito aisladamente tomada.

- Equipamiento en transmisión

Dejando de lado la interconexión La Rioja-Chilecito que ya fuera descripta anteriormente, para interconectar La Rio-

CUADRO 4.3.XXIV.

Programa de equipamiento y balance de potencia.

Sistema Interconectado La Rioja - Chilecito + Sistema Norte.
cifras en kW.

C o n c e p t o	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980
Demanda	14.951	16.888	18.636	19.554	20.564	21.837	23.091	24.487
Incorporaciones	10.000	-	5.000	-	-	10.000	-	-
Retiros	3.538	-	900	-	-	5.000	-	-
Potencia efectiva total	26.915	26.915	31.015	31.015	31.015	36.015	36.015	36.015
Reserva	10.000	10.000	10.000	10.000	10.000	10.000	10.000	10.000
Potencia firme	16.915	16.915	21.015	21.015	21.015	26.015	26.015	26.015
Saldo de potencia	1.964	27	2.379	1.461	451	4.148	2.924	1.528

NOTA: El balance de potencia del Sistema Norte, hasta el año 1973, es idéntico al del CUADRO 4.3.XXII. y el del Sistema de La Rioja - Chilecito al detallado en el CUADRO 4.3.XXII.

FUENTE: FRANKLIN CONSULT.

CUADRO 4. 3. XXV
 Hipótesis de operación.
 Sistema Interconectado La Rioja - Chilecito + Sistema Norte
 Central La Rioja

Concepto	Unidad	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980
Demanda propia	MWh	36.144	38.231	41.596	45.264	49.267	53.633	52.396	63.595
Enviado a Chilecito (1)	MWh	2.672	34.042	30.108	26.079	21.678	51.684	53.062	54.644
Enviado a Sistema Norte (1)	MWh	1.159	1.702	2.271	2.632	3.030	9.311	9.796	10.330
Total	MWh	38.975	73.975	73.975	73.975	73.975	114.628	121.254	128.569
Generación									
Hidro	MWh	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
Diesel									
Potencia efectiva	kW	5.950	5.950	5.950	5.950	5.950	5.950	5.950	5.950
Utilización	Hs	500	500	500	500	500	500	500	500
Energía generada	MWh	2.975	2.975	2.975	2.975	2.975	2.975	2.975	2.975
Turbovapor									
Potencia efectiva	kW	10.000	10.000	10.000	10.000	10.000	20.000	20.000	20.000
Utilización	Hs	3.500	7.000	7.000	7.000	7.000	5.533	5.864	6.213
Energía generada	MWh	35.000	70.000	70.000	70.000	70.000	110.653	117.279	124.564
Total generación local	MWh	38.975	73.975	73.975	73.975	73.975	114.628	121.254	128.569
Recibido por transmisión	MWh								
Total	MWh	38.975	73.975	73.975	73.975	73.975	114.628	121.254	128.569

NOTA: La Hipótesis de operación de esta central hasta el año 1973 es idéntica a la planteada en el CUADRO 4. 3. XXIII
 (1) - Incluye 7% de pérdidas de transmisión.

FUENTE: FRANKLIN CONSULT

CUADRO 4.3.XV (continuación)

Hipótesis de Operación.

Sistema Interconectado La Rioja - Chilecito + Sistema Norte.

Central Chilecito.

Concepto	Unidad	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980
Demanda propia	MWh	38.756	50.180	51.081	52.010	53.051	54.223	55.541	57.019
Enviado a La Rioja (1)	MWh	-	-	-	-	-	-	-	-
Total	MWh	38.756	50.180	51.081	52.010	53.051	54.223	55.541	57.019
Generación									
Hidro	MWh	1.800	1.800	1.800	1.800	1.800	1.800	1.800	1.800
Diesel									
Potencia efectiva	kW	4.200	4.200	3.300	3.300	3.300	3.300	3.300	3.300
Utilización	Hs.	4.500	3.349	4.500	4.500	4.500	500	500	500
Energía generada	MWh	18.900	14.065	14.850	14.850	14.850	1.650	1.650	1.650
Turbogas									
Potencia efectiva	kW	5.000	5.000	10.000	10.000	10.000	5.000	5.000	5.000
Utilización	Hs.	3.111	500	629	1.099	1.614	500	500	500
Energía generada	MWh	15.559	2.500	6.293	10.987	16.141	2.500	2.500	2.500
Total generación local	MWh	36.259	18.365	22.943	27.637	32.791	5.950	5.950	5.950
Recibido por transmisión	MWh	2.497	31.815	28.138	24.373	20.260	48.303	49.591	51.069
Total	MWh	38.756	50.180	51.081	52.010	53.051	54.223	55.541	57.019

NOTA: La Hipótesis de operación de esta central hasta el año 1973 es idéntica a la planteada en el CUADRO 4.3.XXIII.

(1)- Incluye 7% por pérdidas de transmisión.

FUENTE: FRANKLIN CONSULT.

CUADRO 4.3.XXV

Hipótesis de Operación.

Sistema Interconectado La Rioja - Chilecito + Sistema Norte.

Central Aimogasta.

Concepto	Unidad	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980
Demanda propia (1)	MWh	5.459	5.951	6.466	6.786	7.139	7.530	7.962	8.439
Enviado a Alpasinche (2)	MWh	1.767	1.783	1.799	1.817	1.836	1.855	1.875	1.898
Total	MWh	7.226	7.734	8.265	8.603	8.975	9.385	9.838	10.337
Diesel									
Potencia efectiva	kW	1.365	1.365	1.365	1.365	1.365	1.365	1.365	1.365
Utilización	Hs.	4.500	4.500	4.500	4.500	4.500	500	500	500
Energía generada	MWh	6.143	6.143	6.143	6.143	6.143	683	683	683
Total generación local	MWh	6.143	6.143	6.143	6.143	6.143	683	683	683
Recibido por transmisión	MWh	1.083	1.591	2.122	2.460	2.832	3.202	3.155	3.654
Total	MWh	7.226	7.734	8.265	8.603	8.975	9.385	9.838	10.337

NOTA: La hipótesis de operación de esta central hasta el año 1973 es idéntica a la descrita en el CUADRO 4.3.XIII.

(1)- Subsistema Aimogasta-Mazán.

(2)- Incluye 7% por pérdidas de transmisión.

FUENTE: FRANKLIN CONSULT.

ja con el Sistema Norte, se compararon distintas variantes llegando a la conclusión de que la solución más conveniente es mediante una línea de 66 kV de 106 km. de longitud, con conductores de Al-Ac de 95 mm² de sección.

En su recorrido seguiría la Ruta 38 desde La Rioja hasta Bazán y desde allí seguiría la Ruta 9 hasta llegar a Aimogasta, donde se conectará a las barras de 33 kV de la estación transformadora de esa localidad mediante un transformador de 2500 kVA.

Se ha desechado la variante de interconectar el sistema Norte mediante una línea a Mazán pues, pese a que ésta resultaba más corta, el enlace propuesto ofrece mayor seguridad de servicio a las localidades del Sistema Norte, dado que desde Aimogasta parten los dos ramales constitutivos de este sistema.

En La Rioja, la línea estaría conectada a las mismas barras de 66 kV de donde partiría la otra línea a Nonogasta.

De acuerdo al programa de equipamiento propuesto las obras deberían estar concluidas en 1973. En el Plano 4.3.III. se aprecia su ubicación geográfica.

4.3.2.4. Sistema Interconectado La Rioja-Chilecito-Sistema Norte + Sistema Chemical

- Equipamiento en generación:

Unidades existentes al año 1972

Central Aimogasta: 3 x 455 kW - Diésel
Central Mazán: 2 x 177 kW - Diésel
Central Alpasinche 2 x 92 kW - Diésel

Central: 3 x 950 kW - Diésel
3 x 450 kW - Diésel
2 x 1500 kW - Diésel
250 kW - Hidro

Central La Rioja: 5 x 950 kW - Diésel
3 x 400 kW - Diésel
150 kW - Hidro

Central Chemical (Gdor. Gordillo)
2 x 400 kW - Diésel
1 x 80 kW - Diésel
2 x 65 kW - Diésel

Año 1972 - Incorporaciones

1 x 5000 kW - Turbogas (Chilecito)
1 x 400 kW - Diésel (Gdor. Gordillo)
Retiro: 2 x 65 kW - Diésel (Gdor. Gordillo)

• Año 1973 - Incorporación:

1 x 10000 kW - Turbovapor (La Rioja)

Retiros: 2 x 1500 kW Diésel (Chilecito)
2 x 177 kW Diésel (Mazán)
2 x 92 kW Diésel (Alpasinche)

Año 1974 - Retiro 1 x 80 kW - Diésel (Gdor. Gordillo)

Año 1975 - Incorporación

1 x 5000 kW - Turbogas (Chilecito)
Retiro 2 x 450 kW - Diésel (Chilecito)

Año 1978 - Incorporación

1 x 10000 kW - Turbovapor (La Rioja)
Retiros: 1 x 5000 kW - Turbogas (Chilecito)

El análisis de este sistema se ha realizado a partir del año 1972 debido a que la evolución del equipamiento hasta ese año, es coincidente con las alternativas planteadas para los subsistemas aislados (Puntos 4.3.1.2.f. y 4.3.2.3.).

Por los motivos ya comentados en aquellas alternativas donde interviene la Central Gdor. Gordillo, en el año 1972 se prevé el retiro de los dos grupos de 65 kW, y simultáneamente la ampliación de dicha central con un grupo de 400 kW.

La habilitación de la interconexión prevista para 1974 permitiría evitar posteriores incorporaciones de potencia en el Sistema Chamical y además adelantar el retiro de la unidad de 80 kW. Esta unidad se ha retirado en 1975, pues no es necesario mantener en servicio unidades tan pequeñas..

La oportunidad en que se efectúan las incorporaciones, así como la magnitud de las mismas tanto en el sistema La Rioja-Chilecito como en el Sistema Norte, es totalmente coincidente con las planteadas en la alternativa La Rioja-Chilecito+Sistema Norte en su variante Vapor (Punto 4.3.2.3.)

En el CUADRO 4.3.XXVI esta detallado el balance de potencia del sistema a partir de su año de integración.

La comparación de la hipótesis de operación de este sistema, que se describe en el CUADRO 4.3.XXVII, con la plantcada para el sistema La Rioja-Chilecito +Sistema Norte, revela que la energía enviada al Sistema Chamical hasta el año 1978 proviene de generación Diésel.

Recién con la entrada del segundo grupo turbovapor en La Rioja existe generación vapor disponible para alimentar este sistema. Cabe destacar que los grupos de Chamical han sido mantenidos como reserva fría.

- Equipamiento en transmisión

El programa de equipamiento en transmisión para la interconexión de los Sistemas de La Rioja, Chilecito y Norte, es idéntico al descrito en el punto 4.3.2.3. y para el eventual enlace entre La Rioja y Chamical sería necesaria una línea de 66 kV que siguiendo el recorrido de la Ruta 25 alcanzaría una extensión de 121 km., debiendo ser su conductor de Al-Ac de 250 mm². de sección.

Esta línea se conectaría a las barras de 66 kV de la estación transformadora de La Rioja, y en Chamical se deberá insta-

CUADRO 4.3.XXVI.

Programa de equipamiento y balance de potencia.

Sistema interconectado La Rioja - Chilecito - Sistema Norte + Sistema Chamical.

Cifras en kW.

Concepto	Años						
	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980
Demanda	17.841	19.669	20.671	21.752	23.150	24.512	26.028
Incorporaciones	-	5.000	-	-	10.000	-	-
Retiros	80	900	-	-	5.000	-	-
Potencia efectiva total.	28.115	32.215	32.215	32.215	37.215	37.215	37.215
Reserva	10.000	10.000	10.000	10.000	10.000	10.000	10.000
Potencia firme	18.115	22.295	22.295	22.295	27.215	27.215	27.215
Saldo de potencia	194	2.546	1.544	483	3.985	2.703	1.187

NOTA: El balance de potencia de los sistemas Chamical, La Rioja, - Chilecito y Sistema Norte hasta el año 1974 es idéntico al efectuado en los CUADROS 4.3.VIII., 4.3.XXII. y 4.3.XII. respectivamente.

FUENTE: FRANKLIN CONSULT.

CUADRO 4.3.XXVII.

Hipótesis de Operación

Sistema interconectado La Rioja - Chilecito - Sistema Norte + Chamental.

Central La Rioja.

Concepto	Unidad	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980
Demanda propia	MWh	38.231	41.596	45.264	49.267	53.633	58.396	63.595
Enviado a Chilecito (1)	MWh	34.042	30.108	26.079	21.678	51.684	53.062	54.644
Enviado a Sistema Norte (1)	MWh	1.702	2.271	2.632	3.030	9.311	9.796	10.330
Enviado a Chamental (1)	MWh	3.092	3.338	3.607	3.898	4.218	4.559	4.934
TOTAL	MWh	77.067	77.313	77.582	77.873	118.846	125.813	133.503
Generación								
Hidro	MWh	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
Diesel								
Potencia efectiva	MWh	5.950	5.950	5.950	5.950	5.950	5.950	5.950
Utilización	Hs	1.019	1.061	1.106	1.155	500	500	500
Energía generada.	MWh	6.067	6.313	6.582	6.873	2.975	2.975	2.975
Turbovapor								
Potencia efectiva	MW	10.000	10.000	10.000	10.000	20.000	20.000	20.000
Utilización	Hs	7.000	7.000	7.000	7.000	5.744	6.092	6.476
Energía generada	MWh	70.000	70.000	70.000	70.000	114.871	121.838	129.528
TOTAL generación local	MWh	77.067	77.313	77.582	77.873	118.846	125.813	133.503
Recibido por transmisión	MWh	-	-	-	-	-	-	-
TOTAL	MWh	77.067	77.313	77.582	77.873	118.846	125.813	133.503

NOTA: La hipótesis de operación de esta central hasta el año 1974 es idéntica a la descrita en el CUADRO 4.3.XXV. La central Gdor. Gordillo permanece como reserva fría.

(1) Incluye el 7 % de pérdidas de transmisión.

FUENTE: FRANKLIN CONSULT.

Hipótesis de operación.

Sistema Interconectado La Rioja - Chilcito + Sistema Norte + Chamental.

Central Aimogasta.

Concepto	Unidad	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980
Demanda propia (1)	MWh	5.951	6.466	6.786	7.139	7.530	7.962	8.439
Enviado a Alpasinche (2)	MWh	1.783	1.799	1.817	1.836	1.855	1.876	1.898
Total	MWh	7.734	8.265	8.603	8.975	9.385	9.838	10.337
Diesel								
Potencia efectiva	kW	1.365	1.365	1.365	1.365	1.365	1.365	1.365
Utilización	Hs	4.500	4.500	4.500	4.500	500	500	500
Energía generada	MWh	6.143	6.143	6.143	6.143	683	683	683
Total generación local	MWh	6.143	6.143	6.143	6.143	683	683	683
Recibido por transmisión	MWh	1.591	2.122	2.460	2.832	8.702	9.155	9.654
Total	MWh	7.734	8.265	8.603	8.975	9.385	9.838	10.337

NOTA: La hipótesis de operación de esta central hasta el año 1974 es idéntica a la planteada en el CUADRO 4.3.XXV.
La central Gdor. Gordillo permanece como reserva fría.

(1) - Subsistema Aimogasta Mazán.

(2) - Incluye 7 % por pérdida de transmisión.

FUENTE: FRANKLIN CONSULT.

CUADRO 4.3.XXVII (continuación)

Hipótesis de Operación.

Sistema Interconectado La Rioja - Chilecito + Sistema Norte + Sistema Chemical.

Central Chilecito.

Concepto	Unidad	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980
Demanda propia	MWh	50.180	51.081	52.010	53.051	54.223	55.541	57.019
Enviado a La Rioja (1)	MWh	-	-	-	-	-	-	-
Total	MWh	50.180	51.081	52.010	53.051	54.223	55.541	57.019
Generación								
Hidro	MWh	1.800	1.800	1.800	1.800	1.800	1.800	1.800
Diesel								
Potencia efectiva	kW	4.200	3.300	3.300	3.300	3.300	3.300	3.300
Utilización	Hs.	3.349	4.500	4.500	4.500	500	500	500
Energía generada	MWh	14.065	14.850	14.850	14.850	1.650	1.650	1.650
Turbogas								
Potencia efectiva	kW	5.000	10.000	10.000	10.000	5.000	5.000	5.000
Utilización	Hs.	500	629	1.099	1.614	500	500	500
Energía generada	MWh	2.500	6.293	10.987	16.141	2.500	2.500	2.500
Total generación local	MWh	18.365	22.943	27.637	32.791	5.950	5.950	5.950
Recibido por transmisión	MWh	31.815	28.138	24.373	20.260	48.303	49.591	51.069
Total	MWh	50.180	51.081	52.010	53.051	54.223	55.541	57.019

NOTA: La hipótesis de operación de esta central hasta el año 1974 es idéntica a la planteada en el CUADRO 4.3.XXV. La central Gdor. Gordillo permanece como reserva fría.

(1) Incluye 7 % por pérdidas de transmisión.

lar un transformador de 2500 kVA; 66/33 kV. Estas obras deberían habilitarse a principios del año 1974.

La traza de este sistema está esquemáticamente indicada en los planos 4.3.II y 4.3.III.

4.3.3. Alternativas de equipamiento a nivel interprovincial

Previo al planteo de las alternativas de equipamiento interprovincial se consideró conveniente definir cuáles son las interconexiones provinciales seleccionadas en la evaluación económica a fin de no multiplicar innecesariamente el número de alternativas. En este sentido en el subcapítulo 4.4. se demuestra que los únicos sistemas provinciales cuya integración resulta conveniente, dentro del período de análisis, son:

Sistema Chepes
Sistema Oeste
Sistema La Rioja - Chilecito + Sistema Norte
Sistema Chanical

Analizando las posibilidades de un abastecimiento extraprovincial a alguno de estos sistemas de la provincia de La Rioja, se ha determinado que los casos que pueden ser considerados son:

- a. La interconexión de Catamarca (Sistema Interconectado Noroeste), con el Sistema Interconectado que eventualmente habrán de constituir La Rioja-Chilecito+Sistema Norte.
- b. La interconexión de Cruz del Eje (Sistema Oeste de Córdoba con el Sistema que integrarían Gobernador Gordillo-Olta-Milagro.

Estas interconexiones se plantean como alternativas de abastecimiento de los respectivos sistemas zonales o interzonales, a los efectos de su posterior evaluación.

El análisis de equipamiento que se desarrolla, consiste simplemente en determinar cual será el nuevo programa de centrales de cada uno de los sistemas provinciales frente a la eventual interconexión interprovincial. Para ello fue necesario definir previamente las disponibilidades de los respectivos sistemas externos.

A los sistemas internos se ha tratado de equiparlos de modo de evitar nuevas incorporaciones de potencia y efectuar todos los retiros necesarios, pero cuidando de no dejarlos desguarnecidos frente a la posibilidad de falla de la línea de interconexión, especialmente en el caso de La Rioja-Chilecito.

El criterio expuesto implica que las interconexiones jugarán un papel complementario en cuanto a aporte de poten-

cia (salvo razones económicas), siendo en cambio decisivo el abastecimiento de energía a los efectos de justificarla.

En este sentido, se ha expuesto que no existen limitaciones para abastecer la demanda interna de energía por parte de ninguno de los sistemas externos involucrados, lo cual es perfectamente razonable si se tiene presente que los mercados de La Rioja son relativamente reducidos frente a los Sistemas del Noroeste y de Córdoba, y que estos cuentan con equipamientos de generación aptos para entregar energía de base suficiente a dichos fines (centrales a vapor en Tucumán y Centrales hidráulicas de pasada en ambos sistemas).

Teniendo en cuenta la variante de vapor estudiada para la alternativa de equipamiento del Sistema La Rioja-Chilecito+Sistema Norte, resulta de interés analizar el abastecimiento interprovincial que eventualmente la sustituye. En cambio si aplicáramos a la interconexión Cruz del Eje-Chamical los resultados de la evaluación del sistema La Rioja-Gobernador Gordillo (ver subcapítulo 4.4.), en rigor también habría que descartarla. Se la incluye como alternativa de equipamiento para su posterior evaluación en consideración a que podrían existir factores de orden tarifario que la tornen atractiva.

4.3.3.1.

Sistema Interprovincial La Rioja-Noroeste Argentino (Sistema Interconectado La Rioja-Chilecito+Sistema Norte con Sistema Interconectado Noroeste.

Agua y Energía Eléctrica, en estrecha colaboración con las respectivas provincias, ha emprendido un extenso plan de desarrollo eléctrico en la región del Noroeste para abastecer debidamente su creciente demanda. Entre las obras programadas se encuentran sucesivas incorporaciones de centrales de gas, de vapor e hidráulicas, y la ampliación de sus redes de transmisión y de las interconexiones entre las zonas que componen esa región, que abarca las provincias de Jujuy, Salta, Tucumán, Santiago del Estero y Catamarca. Las más destacadas obras de interconexión previstas o en construcción son la línea Salta-Tucumán, la de Santiago del Estero-Villa Quinteros (Tucumán) y la de Escaba (Tucumán)-Catamarca, con las que se integraraa el Sistema Interconectado del Noroeste Argentino.

La perspectiva de poder vincular de alguna manera el futuro abastecimiento eléctrico de la Provincia de La Rioja a la expansión que habrá de operarse en el Noroeste, ha originado la necesidad de examinar con cierto detalle la evolu-

NOTA: Toda la información básica del Sistema Noroeste ha sido tomada del "Estudio de Factibilidad del Sistema Interconectado Noroeste" ejecutado por el Consorcio Baricentro-Montreal Engineering Consulters para la empresa Agua y Energía Eléctrica.

ción del mercado y los programas de equipamiento de esa región, a fin de poder determinar sus disponibilidades en relación a una eventual alimentación a La Rioja.

En el Plano 4.3.IV se aprecia el ámbito geográfico abarcado por toda la región Noroeste y particularmente el área cubierta por el Sistema Interconectado en formación, pudiéndose advertir que éste incluye los departamentos centrales de las provincias de la región y que su proximidad a La Rioja es notoria.

El mercado de la región Noroeste se subdividió en sistemas y subsistemas eléctricos para facilitar y sistematizar su análisis. Los centros de generación y demanda comprendidos en las subdivisiones eléctricas se resumen a continuación:

a) Sistema Interconectado Salta-Jujuy.

- Subsistema Jujuy: Comprende toda la red eléctrica actualmente interconectada a las centrales Jujuy y Río Reyes, y a la Estación Transformadora Palpalá.
- Subsistema Perico: Comprende la red eléctrica de los departamentos El Carmen y San Antonio, actualmente interconectado a la Estación Transformadora San Juancito.
- Subsistema San Pedro: Comprende la red eléctrica actualmente interconectada directamente a la Central y a la Estación Transformadora San Pedro e indirectamente a través de la línea de transmisión respectiva a la Estación Transformadora San Juancito.
- Subsistema Salta: Comprende la red eléctrica actualmente conectada a las centrales de Salta, Campo Quijano, Corralito y Juramento, y a la Estación Transformadora Campo Quijano.

b) Subsistemas no Interconectados de Salta-Jujuy.

- Subsistema Libertador General San Martín: Comprende a la localidad del mismo nombre y a las demás localidades del departamento Ledesma (Jujuy), con servicio a cargo de la provincia y parcialmente interconectados entre sí.
- Subsistema Orán: Comprende las localidades conectadas a la red de Orán y a Pichanal y Embarcación (Salta), actualmente aisladas de la misma.
- Subsistema Tartagal: Comprende a Tartagal, Aguaray, General Mosconi, y Pocitos, próximos a interconectarse entre sí.
- Subsistema Metán: Comprende a Metán y Rosario de la Frontera actualmente interconectados, y a El Galpón y Río Piedras, próximas a interconectarse.
- Subsistema La Viña: Comprende a La Viña, Guachipas y Coronel Moldes, parcialmente interconectadas entre sí.

c) Sistema Tucumán.

Comprende el sistema interconectado de la provincia de Tucumán.

d) Sistema Santiago del Estero.

- Subsistema Santiago del Estero: Comprende la red interconectada a las centrales Los Quiroga y General Roca.
- Subsistema Río Hondo: Comprende la red de Río Hondo.

e) Sistema Catamarca.

- Comprende el servicio de la Ciudad de Catamarca (Provincial) y el de la central La Carrera, interconectadas actualmente entre sí.

f) Sistema Frías (Santiago del Estero).

Corresponde a la localidad del mismo nombre.

En el plano 4.3.V. se ilustra sobre la ubicación geográfica de los sistemas y subsistemas ennumerados, indicándose además las conexiones previstas entre los mismos.

Instalaciones Eléctricas

La gran mayoría de las instalaciones eléctricas del servicio público existentes en la región pertenecen a Agua y Energía Eléctrica de la Nación, contando ciertos entes provinciales con algunas centrales y líneas, lo cual se aclara al efectuarse la respectiva mención.

Por otra parte, existen centrales de autoproducción de significativa magnitud debido al gran desarrollo alcanzado en la región por este tipo de generación privada.

Instalaciones en generación.

El Sistema Tucumán, posee mas de la mitad de toda la potencia efectiva del área, contando con la única central de vapor de servicio público existente y las centrales hidráulicas de mayor capacidad. Entre estas se encuentra la central Escaba, que con 22,5 MW efectivos es la mayor de la región. La potencia diésel corresponde a la central Sarmiento, y la de vapor, a la central Independencia, recientemente inaugurada.

El Sistema Interconectado Salta-Jujuy cuenta con igual proporción de centrales hidráulicas y térmicas (diésel), completando en conjunto algo más de la cuarta parte de la potencia de toda la región. En los subsistemas aislados de Salta-Jujuy sólo se genera con unidades Diésel.

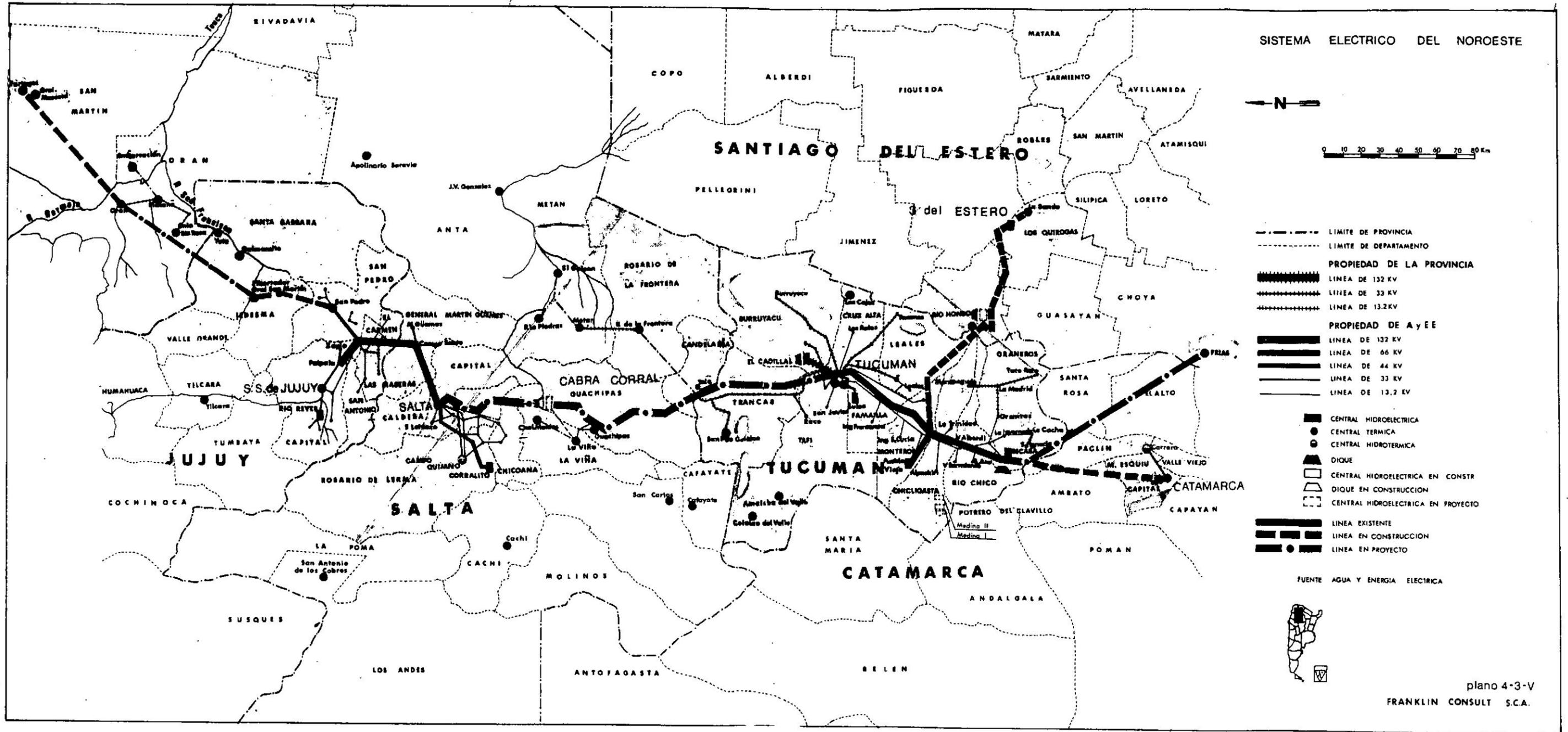
En los demás sistemas predominan también centrales diésel, destacándose el de Santiago del Estero con una potencia efectiva del orden del 10% del total.

REGION NOROESTE
AREA DEL SISTEMA ELECTRICO



plano 4-3-IV

FRANKLIN CONSULT S.C.A.



Un resumen de las instalaciones en generación en los distintos subsistemas se da a continuación.

Sistema o Subsistema	Potencia efectiva de las centrales de Servicio Público (MW)				
	Hidráulic.	Vapor	Diésel	Gas	Total
Salta-Jujuy Interconectado.	19,9	-	16,0	4,4	40,3
Salta-Jujuy Subsistemas Aislados	-	-	12,5	-	12,5
Tucumán	53,8	30,0	8,6	-	92,4
Catamarca	1,0	-	7,3	-	8,3
Santiago del Estero	2,0	-	13,3	4,0	19,3
Frías	-	-	1,5	-	1,5
Total	76,7	30,0	59,2	8,4	174,3

De los datos consignados se puede extraer como conclusión general, que a medida que aumenta la magnitud del sistema mejora la estructura y calidad de la generación y crece la potencia de sus unidades, lo que da la pauta de un desarrollo adecuado de las fuentes de energía.

La potencia efectiva indicada para las centrales térmicas consiste en la potencia operativa máxima que puede proveer cada grupo trabajando en forma continua y como tal puede adoptarse para los programas de equipamiento.

Instalaciones de Transmisión.

En el Plano 4.3.V. se ilustra sobre la ubicación de las redes de los Sistemas Salta-Jujuy y Tucumán, consignándose las instalaciones actuales y los proyectos mas importantes.

Ambos sistemas interconectados son relativamente nuevos y se mantienen en muy buen estado de conservación. Su dimensionamiento y configuración proporciona, en general, un buen enlace entre las fuentes de generación y los centros de carga principales, con rebajes intermedios adecuadamente dispuestos.

CUADRO 4.3.XXIX. (continuación)

Detalle del programa de equipamiento.

Sistema Interconectado Noroeste

RETIRO DE CENTRALES		
AÑO	DETALLE	POTENCIA (MW)
1972	Juramento	1,2
	Campo Quijano	0,5
	Lib. General San Martín y Yuto	1,6
	Salta Gas	3,0
	Río Hondo, Catamarca y La Carrera Diesel	8,8
	Roca Gas	3,0
1973	Salta Gas (5,0 + 4,4)	9,4
	Salta Diesel MAN	1,8
	San Pedro Diesel	1,2
	Jujuy Diesel Tossi	1,4
	Rosario de la Frontera y Metán	3,4
	Gas Roca y Sarmiento (4,0 + 10,0)	14,0
	Frías Diesel	2,5
1974	Sarmiento Diesel	8,6

Nota: La potencia indicada es la efectiva o firme.

FUENTE: "Estudio Factibilidad del Sistema Noroeste" (AyE).

CUADRO 4.3.XXX.

Programa de equipamiento y balance de potencia.

Sistema Interconectado Noroeste.

Concepto	Años												
	1969	1970	1971	1972	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	
Potencia													
Efectiva	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0
Existente	24,6	37,9	49,3	37,2	40,2	31,6	31,6	31,6	31,6	31,6	31,6	31,6	31,6
	4,4	11,4	11,4	8,4	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Hidráulica firme	45,6	47,6	47,9	47,9	47,9	47,9	47,9	47,9	47,9	47,9	47,9	47,9	47,9
Total	104,6	126,9	138,6	123,5	118,1	109,5	109,5	109,5	109,5	109,5	109,5	109,5	109,5
Vapor	-	-	-	25,0	50,0	100,0	150,0	150,0	150,0	150,0	150,0	150,0	150,0
Diesel	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2,0
Gas	-	18,0	48,0	45,0	30,0	30,0	30,0	30,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0
Hidráulica firme	-	-	-	15,4	59,2	59,2	59,2	59,2	67,4	91,3	168,7	168,7	168,7
Total	-	18,0	48,0	85,4	139,2	189,2	239,2	239,2	257,4	281,3	358,7	360,7	360,7
Térmica	59,0	97,3	138,7	145,6	150,2	191,6	241,6	241,6	251,6	251,6	251,6	251,6	253,6
Efectiva	45,6	47,6	47,9	63,3	107,1	107,1	107,1	107,1	115,3	139,2	216,6	216,6	216,6
Total	104,6	144,9	186,6	208,9	257,3	298,7	348,7	348,7	366,9	390,8	468,2	470,2	470,2
Reserva Técnica	14,4	17,1	31,1	26,7	33,4	50,0	50,0	50,0	50,0	50,1	54,0	58,3	58,3
Potencia Firme Total	90,2	127,8	155,5	182,2	223,9	248,7	298,7	298,7	316,9	340,7	414,2	411,9	411,9
Demanda Máxima Total	81,4	114,6	151,2	178,1	223,0	248,7	270,6	290,4	312,8	333,8	359,9	388,9	388,9
Saldo de potencia firme	8,8	13,2	4,3	4,1	0,9	0	28,1	8,3	4,1	6,9	54,3	23,0	23,0

FUENTE: "Estudio de Factibilidad del Sistema Noroeste" (Ayl).

ma de equipamiento previsto para el Sistema Noroeste, a partir de 1975 habría una disponibilidad de potencia aparentemente suficiente como para plantear seriamente su eventual utilización para el futuro abastecimiento del sistema de La Rioja, dejando de lado provisoriamente el estudio de los aspectos económicos, el que deberá ratificar la conveniencia de este planteo que hasta aquí sólo se basa en razones de mercado.

Ahondando en el análisis de la posibilidad sugerida, caben agregar otras consideraciones al respecto.

En primer lugar podría aducirse que la disminución del saldo de potencia firme que aparece en el CUADRO 4.3. XXX en 1977 y 1978 crearía dudas sobre la capacidad de cubrimiento de los requerimientos de La Rioja en esos años. Pero tal objeción es rebatible si se tiene presente que existiría por un lado, la posibilidad de adelantar en un par de años la incorporación de las centrales de Potrero del Clavillo si ello fuera necesario para tal fin, o bien, si tal solución fuese técnica o económicamente no recomendable, instalar una turbina de gas en La Rioja o Chilecito.

Por otra parte, es de interés destacar aquí que los saldos favorables podrían incrementarse a los efectos del abastecimiento de La Rioja haciendo uso de dos recursos disponibles: por un lado evitar el retiro de servicio de la central diésel de Catamarca la que podría operar durante el pico de carga u por el otro lado hacer lo mismo con los diésel existentes en La Rioja en el momento de la interconexión con lo cual se disminuye su demanda efectiva con respecto al Noroeste.

Mediante estos recursos y teniendo en cuenta que de esta forma la reserva técnica determinada para el Sistema Noroeste, podría ser compartida por La Rioja sin necesidad de incrementarla significativamente, se hace mas atractiva la posibilidad de aprovechar las disponibilidades indicadas.

En relación a los aspectos técnico-operativos del abastecimiento, en el análisis que se realice deberá tenerse en cuenta que la línea Escaba-Catamarca transportará la demanda del Sistema Catamarca, mas la del Sistema La Rioja, desde el momento en que esta última conexión se efectivice. Con respecto a la transmisión de la carga propia de Catamarca, la misma acarrea muy pequeñas pérdidas de potencia, llegando como máximo a representar el 2,8% de la demanda de dicho sistema en el año 1980; y en cuanto a la caída de tensión, se ha verificado que para igual fecha, la tensión en barras de Catamarca llegaría a ser de 133 kV, con un $\cos. \varphi$ de 0,90 y con 138 kV en Escaba.

Equipamiento para el Sistema La Rioja-Chilecito+Sistema Norte

A continuación se detalla el equipamiento necesario para el sistema La Rioja-Chilecito + Sistema Norte en caso de interconectarse con Catamarca.

- Equipamiento en generación.

Equipamiento local al año 1975:

La Rioja	2 x 3000 kW-Diésel.
	5 x 950 kW-Diésel.
	3 x 400 kW-Diésel.
	150 kW-Hidro.
Chilecito	1 x 5000 kW-Turbogas
	3 x 950 kW-Diésel.
	3 x 450 kW-Diésel.
	250 kW-Hidro.
Aimogasta	3 x 455 kW-Diésel.

Año 1975 - Incorporación 1 x 5000 kW Turbogas (Chilecito)
Retiro 2 x 450 kW - Diésel (Chilecito)
Retiro 3 x 400 kW - Diésel (La Rioja)

Como la interconexión se prevé para el año 1975, el programa de equipamiento hasta dicho año, es coincidente con el planteado para la variante Diésel del Sistema Interconectado La Rioja-Chilecito y Sistema Norte y todas las incorporaciones y retiros efectuados hasta esa fecha y han sido concretados en el punto 4.3.2.1. y 4.3.1.3.a respectivamente.

En el año 1975 se propone la incorporación de una turbina de gas de 5000 kW en Chilecito, que de esta manera podrá cubrir su carga máxima anual, aun en el caso de interrupción de la línea La Rioja - Chilecito (CUADRO 4.3.XXXI.) Simultáneamente con esta incorporación se prevé el retiro de los dos grupos diésel que ya fuera comentado en todas las alternativas en que participa esta central.

La Ciudad de La Rioja, en esta alternativa, puede ser abastecida desde Catamarca o eventual y parcialmente desde Chilecito. Esta situación favorable ha permitido retirar tres grupos de 400 kW que no serían necesarios en esta central durante los próximos años y por lo tanto podrán ser utilizados para otros servicios.

Se ha verificado que en la ciudad de La Rioja se cubre la carga máxima anual, aún prescindiendo de estos grupos en la eventualidad de la salida de servicio de alguna de las dos líneas La Rioja-Nonogasta, el déficit de potencia indicado en el CUADRO 4.3.XXXI, es cubierto ampliamente por las disponibilidades del Sistema NOA indicadas en el CUADRO 4.3.XXXII. Para comprobar el cubrimiento de la carga máxima en caso de interrupción de la línea La Rioja-Catamarca, se ha efectuado el balance de potencia del sistema La Rioja-Chilecito + Sistema Norte detallado en el CUADRO 4.3.XXXIII. En el se observa que la potencia efectiva total del sistema es superior a su demanda, durante el período de análisis.

CUADRO 4.3.XXXI.

Balance de potencia a nivel local.

Sistema Interprovincial NOA - La Rioja.

Cifras en kW.

Concepto	1975	1976	1977	1978	1979	1980
<u>Central Chilcicito</u>						
Demanda local	10992	11165	11359	11570	11823	12098
Incorporación	5000	-	-	-	-	-
Retiros	900	-	-	-	-	-
Potencia efectiva total	13550	13550	13550	13550	13550	13550
Saldo de potencia	2558	2385	2141	1180	1727	1452
<u>Central La Rioja</u>						
Demanda local	8946	9774	10680	11672	12760	13948
Incorporaciones	-	-	-	-	-	-
Retiros	1200	-	-	-	-	-
Potencia efectiva total	10900	10900	10900	10900	10900	10900
Saldo de potencia	1954	626	220	(772)	(1860)	(3048)

FUENTE: FRANKLIN CONSULT

CUADRO 4.3.XXVII.

Disponibilidad del Sistema NOA.

Concepto	1975	1976	1977	1978	1979	1980
Saldo de potencia firme del Sistema NOA (1)	28100	8300	4100	6900	54300	23000
Catamarca (Diesel).	6412	6412	6412	6412	6412	6412
Total disponible en Sistema NOA.	34512	14712	10512	13312	60712	29412
Total disponible en La Rioja (2).	32096	13682	9776	12380	56462	27353

(1) - Datos tomados del CUADRO 4.3.XXX.

(2) - Pérdidas = 7%.

FUENTE: FRANKLIN CONSULT.

CUADRO 4.3.XXXIII.

Balance de potencia a nivel de sistema.

Sistema La Rioja - Chilecito + Sistema Norte.

Alternativa Interconexión con Catamarca - (cifras en kW).

Concepto	1975	1976	1977	1978	1979	1980
Demanda	18636	19554	20564	21721	22992	24453
Incorporaciones	5000	-	-	-	-	-
Retiros	2100	-	-	-	-	-
Potencia efectiva total	25615	25615	25615	25615	25615	25615
Saldo de potencia	6979	6061	5051	3694	2623	1162

FUENTE: FRANKLIN CONSULT.

Cabe destacar que en cálculo de la potencia disponible del Sistema NOA (CUADRO 4.3.XXXII) se ha supuesto que la Central Diésel Catamarca permanecerá en servicio a los efectos de incrementar en algo el saldo disponible en ese sistema y para mejorar las condiciones de transmisión hacia La Rioja (operaría solo en el pico).

La carga máxima simultánea del sistema ha sido determinada siguiendo la metodología aplicada para los sistemas interzonales.

- Equipamiento de transmisión.

El exámen del funcionamiento de la interconexión Catamarca-La Rioja, determina que, si bien el abastecimiento se realizaría en condiciones extremas, resulta técnicamente factible transmitir toda la carga necesaria tomando ciertos recaudos para compensar el sistema.

La línea propuesta sería de 132 kV con conductores de Al-Ac de 240 mm² de sección. Su longitud total alcanzaría a 158 km., con un recorrido que seguiría la Ruta Nacional 38 (Ver Plano 4.3.III). En Catamarca estaría conectada a las barras de 132 kV de la estación transformadora actualmente en construcción en dicha ciudad y en La Rioja sería necesario construir una nueva estación que poseería dos transformadores de 15/10/15 MVA, 132/33/13,2 kV para conectarla a la central, un autotransformador 132/69 kV de una potencia de 15 MVA para conectarlo al sistema de 66 kV, y una batería de 900 kVAR para compensación.

La alimentación al Sistema Norte, en esta alternativa, es idéntica a la planteada en el punto 4.3.2.3. La posibilidad de alimentar este sistema mediante un rebaje en un punto intermedio de la línea Catamarca-La Rioja ha sido desechada por considerarse que la subestación de rebaje necesaria para ello encarecería esta alternativa en relación a la propuesta.

4.3.3.2.

Sistema Interprovincial Chamental-Cruz del Eje

En este punto se realiza un análisis de la demanda de energía eléctrica y equipamiento previsto en la Zona Noroeste y Sistema Interconectado de la Provincia de Córdoba. Tiene por finalidad, establecer las condiciones en que, eventualmente podría realizarse un abastecimiento a Chamental en la zona de Los Llanos en La Rioja.

La demanda para la que es dimensionada la Central Cruz del Eje, así como los supuestos de incorporación de potencia local definidos por EPEC, hacen que no exista potencia firme disponible en Cruz del Eje para la zona de Los Llanos, durante los años 1974, 1976, 1979 y 1980.

Esta circunstancia podría modificarse de acuerdo a los aportes que pudiera realizar el Sistema Interconectado mediante una línea cuyo completamiento está previsto en 66 kV, de 108 km. (San Roque-Cruz del Eje). La misma podría liberar parte de la energía generada en Cruz del Eje hacia Chamental (La Rioja) mediante una línea de alta tensión de 155 km. de longitud.

En el análisis del sistema interconectado se demuestra que el mismo contaría con amplia disponibilidad para La Rioja pero que su transmisión directa hasta la misma sería inadmisibles desde el punto de vista técnico.

SISTEMA INTERCONECTADO CORDOBA - Características Generales

El servicio eléctrico cordobés está constituido por un sistema de generación hidro-térmico cuya potencia total instalada alcanza a 370.777 kW. De este total 180.013 kW corresponden a centrales hidráulicas y 190.764 a centrales térmicas.

En lo que hace a transmisión, prácticamente el 88% de la potencia instalada en la provincia, se halla vinculado por medio de líneas aéreas de transmisión en tensiones de 132,66 y 33 kV, constituyendo este conjunto el "Sistema Interconectado Córdoba"

La explotación del sistema interconectado está principalmente a cargo de dos empresas, una nacional "Agua y Energía Eléctrica" (A. y E.) y otra provincial "Empresa Provincial de Energía de Córdoba" (EPEC).

A cargo de la primera están los aprovechamientos hidroeléctricos de los ríos Primero, Segundo, Tercero y Los Sauces; a cargo de la segunda están fundamentalmente los centros de producción térmica, figurando entre los más importantes, las centrales de Pilar y Dean Funes, vinculadas a la principal área de consumo de la provincia; la ciudad capital. Existen además otros servicios que están a cargo de cooperativas.

La potencia total instalada en el Sistema Interconectado alcanza a 327.305 kW (308.197 kW efectivos), de los cuales 178.633 kW (55%) son hidráulicos y 148.672 (45%) son térmicos.

Además del ya mencionado de la ciudad capital, otros centros de consumo importantes están ubicados en los núcleos urbanos de Río Cuarto, Río Tercero, Villa María, San Francisco, Bell Ville, etc.

Un resumen de la potencia instalada en el Sistema Interconectado por tipo de generación y por ente, se detalla a continuación:

Potencia Instalada	Nominal	Efectiva
<u>Hidráulica</u>		
AyEE	172,860	168,220
EPEC	<u>5,773</u>	<u>4,640</u>
Sub-total hidráulica	178,633	172,860
<u>Vapor</u>		
EPEC	<u>99,000</u>	<u>90,000</u>
Sub-total vapor	99,000	90,000
<u>Diésel</u>		
EPEC	47,560	43,577
Cooperativas	<u>2,112</u>	<u>1,760</u>
Sub-total Diésel	<u>49,672</u>	<u>45,337</u>
Total Sistema Interconectado	<u>327,305</u>	<u>308,197</u>

FUENTES: Estudios e Información de AyE-EPEC-CNEA y SEE-Transmisión.

En el Plano 4.3.VI se indican las principales líneas de transmisión que conforman el Sistema Interconectado Córdoba.

En primer lugar existe un eje de 132 kV desde Río Cuarto a Córdoba que, además de abastecer importantes centros de consumo, transporta la mayor parte de la generación hidroeléctrica (Sistemas Río Segundo, Tercero y Los Sauces). Esta simple terna se abre en dos líneas independientes y paralelas a partir del tramo Los Molinos-Córdoba.

Otra línea en 66 kV, más antigua, interconecta también el sistema Río Tercero, a partir de la Cascada, con Córdoba. Otras interconexiones en 66 kV vinculadas al sistema son las de La Viña y San Roque.

Por otra parte los dos centros de generación térmica más importantes (Dean Funes y Pilar), están interconectados por dos líneas en 132 kV y 66 kV Córdoba-Pilar que se prolongan hasta Villa María. A partir de esta localidad se abren dos derivaciones en 66 kV; una hacia San Francisco y otra hacia Leones, Marcos Juárez e Isla Verde.

Existe además un tramo que completa un triángulo en 66 kV entre Río Tercero (La Cascada) y Oncativo.

Finalmente cabe enunciar las líneas en 66 kV hacia el norte -Córdoba-Gral. Mitre- y Noroeste Córdoba-Cosquín.

Esta última línea será prolongada hasta la localidad de Cruz del Eje. Esta localidad podría ser el punto de par-

tida para una posible interconexión de Córdoba con el Sistema de Los Llanos en La Rioja (Governador Gordillo).

Proyecciones de Demanda

Energía

La proyección de demanda para el Sistema Interconectado Córdoba que sirvió de base para el estudio y definición del equipamiento futuro del sistema, en reuniones llevadas a cabo en la Secretaría de Energía, con la participación de la Empresa Provincial (EPEC), CNEA; A. y E.E. y CONADE, es la planteada en el "Estudio para una Central Nuclear en la Provincia de Córdoba" de CNEA-EPEC.

En este trabajo, se analiza el problema desde varios enfoques, utilizando tanto indicadores específicos de la explotación eléctrica, como de tipo macro-económico y energéticos en general.

Las proyecciones realizadas -18 en total- dan origen a una proyección final media "pesada" de energía para la provincia, la que incluye autoproducción.

Se establece posteriormente el supuesto de que la demanda correspondiente a autoproducción y zonas no interconectadas, será el 10% del total para el final del período proyección (año, 1980).

Se obtiene de esta forma, la proyección de la demanda anual de energía eléctrica de Servicio Público para el Sistema Interconectado entre 1968 y 1980.

Cargas Máximas

La demanda de potencia máxima anual, se determina en el trabajo antes mencionado, mediante aplicación a la demanda de energía del factor de carga del 58% que se mantiene constante en el período de pronóstico.

Este factor se obtiene a través de un análisis de su evolución en períodos anteriores y de la conformación de la demanda.

Análisis del abastecimiento eléctrico futuro para el Sistema Interconectado.

Programas de equipamientos previsto

El programa de equipamiento del Sistema Interconectado incluye para fines del presente año (1970), la habilitación de 60 MW turbogás.

De este total, dos máquinas de 15 MW cada una se localizarán en la Central Dean Funes (Córdoba Capital) y otras dos de la misma potencia en la Central Las Plazas (Villa María).

SANTIAGO DEL ESTERO

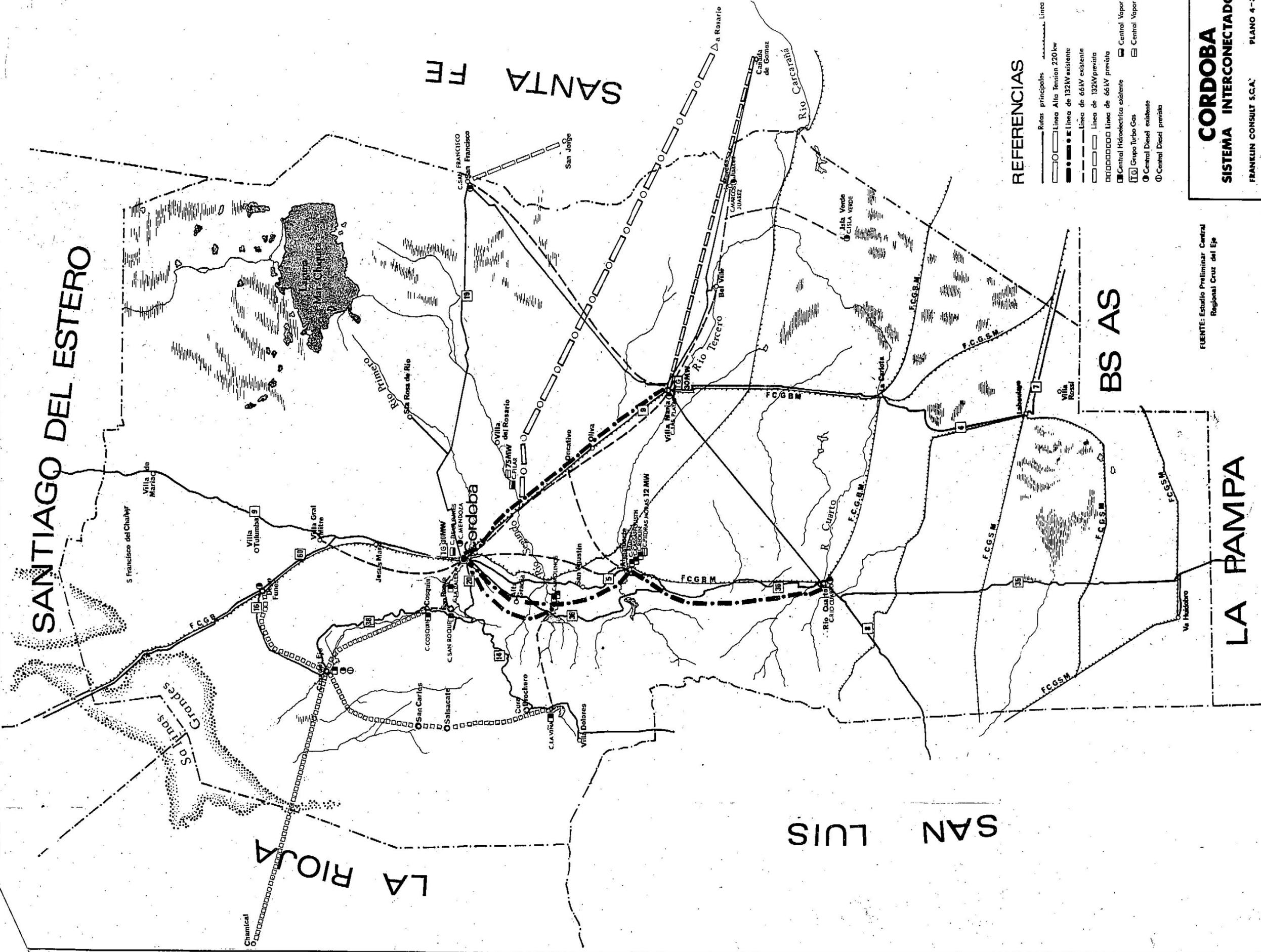
LA RIOJA

SAN LUIS

BS AS

LA PAMPA

SANTA FE



- Rutas principales
- Línea Ferrea
- Línea Alta Tension 220 kw
- Línea de 132kV existente
- Línea de 66kV existente
- Línea de 132kV prevista
- Línea de 66kV prevista
- ▣ Central Hidroeléctrica existente
- ▣ Central Vapor existente
- Grupo Turbo Gas
- Central Diesel existente
- Central Diesel prevista

FUENTE: Estudio Preliminar Central Regional Cruz del Eje

CORDOBA
SISTEMA INTERCONECTADO
 FRANKLIN CONSULT S.C.A. PLANO 4-3-VI

A partir de 1972 se habilitarán las líneas del sistema de interconexión Gran Buenos Aires-Litoral-Córdoba en 220 kV (doble tema Rosario-Pilar) y 132 kV (simples temas: Cañada de Gómez-Villa María y San Jorge-San Francisco.).

Las capacidades de transporte garantidas de este sistema, serán aproximadamente las siguientes: en 1972 alrededor de 90 MW; en 1974, habilitado un compensador sincrónico en E.T. Pilar (70 MVar), alrededor de 140 MW; en 1975, 200 MW (habilitación segundo compensador sincrónico E.T. Pilar), en 1977, 270 MW (habilitación de dos estaciones seccionadoras, 1/3 y 2/3 de la longitud de la línea)

En 1974 se habilitará una unidad de 75 MW vapor en la Central Pilar. En fecha próxima se realizará la apertura de la licitación para esta máquina conjuntamente con otra unidad opcional de igual magnitud.

Considerando que el objeto de este punto es el análisis de las disponibilidades para La Rioja, y teniendo en cuenta que a nivel del sistema interconectado, las mismas están aseguradas con una sola máquina de 75 MW, no se ha incluido la unidad opcional en el programa.

También en 1974 se ha considerado la habilitación del dique compensador y la C.H. Piedras Moras con 12 MW y el aumento de la potencia garantida de la C.H. Benjamín Reolín en 12 MW., por la habilitación del mencionado compensador.

- Abastecimiento futuro y determinación de las actuales disponibilidades para La Rioja.

En el CUADRO 4.3.XXXIV. se detalla el programa de abastecimiento para el Sistema Interconectado. En principio, la potencia garantida en 1969 se ha estimado en 257 MW, integrados por 122 MW hidráulicos, 90 MW vapor y 45 MW diesel,

Las adiciones responden al programa de equipamiento indicado precedentemente.

A partir del año 1972, la reserva se unifica con la del sistema Gran Buenos Aires Litoral mediante las interconexiones en 220 y 132 kV. Los valores de transmisión expresados son garantidos, es decir, ya está deducido de los mismos el valor correspondiente a la falla de una de las líneas (o tramos a partir de 1977) en 220 kV. Como estos valores son superiores a los de la máquina mayor, se han adoptado los mismos para la reserva.

Las disponibilidades expresadas en el CUADRO 4.3.XXXIV superan ampliamente los requerimientos de la interconexión a La Rioja (Sistema Chemical).

CUADRO 4.3.XXXIV.

Sistema Interconectado Córdoba

Análisis Abastecimiento Eléctrico
en MW.

	1969	1970	1971	1972	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980
Potencia instalada	257	257	257	257	257	257	257	257	257	257	257	257
Incorporaciones												
Equipo local	-	60	60	135	135	159	159	159	159	159	159	159
Trasmisión												
global		-	-	90	90	140	200	200	270	270	270	270
Total	257	317	317	482	482	556	616	616	686	686	686	686
Reserva necesaria	30	30	30	Reserva unificada con global (valores de trasm. garantido)								
Potencia Firme	227	287	287	482	482	556	616	616	686	686	686	686
Demanda	210	235	262	293	328	366	409	457	511	571	638	713
Déficit o superávit	+ 17	+52	+25	+189	+154	+190	+207	+159	+175	+115	+48	-27 (1)

(1) A ser cubierto con equipamiento a definir.

FUENTE: Estudios e Información, EPEC-CNTEa- A y E.E. - SEEM.

ZONA NOROESTE DE LA PROVINCIA DE CORDOBA.

Delimitación y descripción de la zona.

A los efectos del presente trabajo, se define como zona noroeste de la Provincia de Córdoba, la superficie de los Departamentos San Javier, San Alberto, Poco, Minas y gran parte de los de Cruz del Eje, Ischilín y Punilla. Su ubicación geográfica se indica en el PLANO 4.3.VII.

Ella es exactamente la considerada por la Unidad Asesora de Planes y Programas de la Empresa Provincial de Energía de Córdoba (E.P.E.C.) en su estudio preliminar "Central Regional Cruz del Eje y Sistema Eléctrico Complementario para la zona Oeste de la Provincia de Córdoba". Este trabajo ha sido la principal fuente de consulta en la elaboración del presente punto habiéndose publicado el mismo en setiembre de 1969.

Se ha recurrido además a otras fuentes de información aunque en caso de divergencia en los datos obtenidos, se ha optado por los del trabajo antes mencionado.

Descripción de las Instalaciones de Servicio Eléctrico.

Generación.

Dentro de la zona en estudio, se encuentran actualmente las centrales que se indican, mencionando sus características principales, en el CUADRO 4.3 .XXXV., habiéndose ubicado geográficamente las mismas en el PLANO 4.3.VII.

Transmisión.

En la zona existe en 66 kV solamente un tramo de 5 km. entre la Central Hidráulica La Viña y Los Pozos. Vinculando el subsistema La Viña, al sistema interconectado, se encuentra también en 66 kV, una línea apta para 132 kV de 60 km. que ha presentado algunos problemas de operación especialmente en la época invernal.

El resto de las líneas existentes operaban en 33 y 13,2 kV totalizando 248 km.

Las características de las instalaciones existentes en transmisión, se detallan en el CUADRO 4.3.XXXVI. en el que se reproduce la información del Estudio Preliminar Central Regional Cruz del Eje y Sistema Eléctrico Complementario de E.P.E.C.

Asimismo las principales instalaciones han sido incorporadas en el PLANO 4.3.VII.

CUADRO 4.3.XXXV.

Zona Noroeste Córdoba

Instalaciones de Servicio Eléctrico

Proceso Generación

Central	Grupo					Prestatario
	No.	Marca	Tipo	Edad Años	Potencia Nominal kW	
Cruz del Eje	1	Choy	H	12	700	Epec.
	2	Choy	H	12	700	
	3	Fiat	D	7	1.250	
	4	Fiat	D	7	1.250	
	5	Fiat	D	1	841	
					<u>4.741</u>	
Serrezuela	1	M.A.N.	D	12	116	Epec.
	2	M.S.W.	D	6	90	
					<u>206</u>	
Valle Hermoso	1	Voith	H	43	208	Epec.
	2	Otto	D	33	405	
	3	Fiat	D	3	409	
	4	Mirrlees	D	20	309	
	5	"	D	20	972	
	6	"	D	18	972	
	7	National	D	3	636	
	8	G.M.	D	16	1.251	
					<u>5.162</u>	
Dean Funes	1	Dolar	D	22	200	Cooperativa
	2	Ruston	D	11	380	
	3	Mirrlees	D	14	254	
	4	Fiat	D	9	380	
					<u>1.214</u>	
Cerro Negro	1	Lendring	D	16	8	Cooperativa
	2	Steyr	D	5	17	
					<u>25</u>	

CUADRO 4.3.XXV. (continuación).
 Zona Noroeste Córdoba
 Instalaciones de Servicio Eléctrico
 Proceso Generación

Central	Grupo					Prestatario
	No.	Marca	Tipo	Edad Años	Potencia Nominal kW	
Salsacate	1	Fiat	D	7	<u>70</u>	Cooperativa
Villa Dolores	1	Mirrlees	D	14	533	Cooperativa
	2	"	D	14	<u>533</u> 1.066	
San Carlos Minas	1	Fiat	D	7	<u>67</u>	Cooperativa
La Viña	1	Schneider	H	12	8.000	Agua y Energía
	2	"	H	12	<u>8.000</u> 16.000	

FUENTE: E.P.E.C. Estudio Preliminar Central Regional Cruz del Eje.

CUADRO 4.5.XXVI.

Zona Noroeste Córdoba

Instalaciones de Servicio Eléctrico

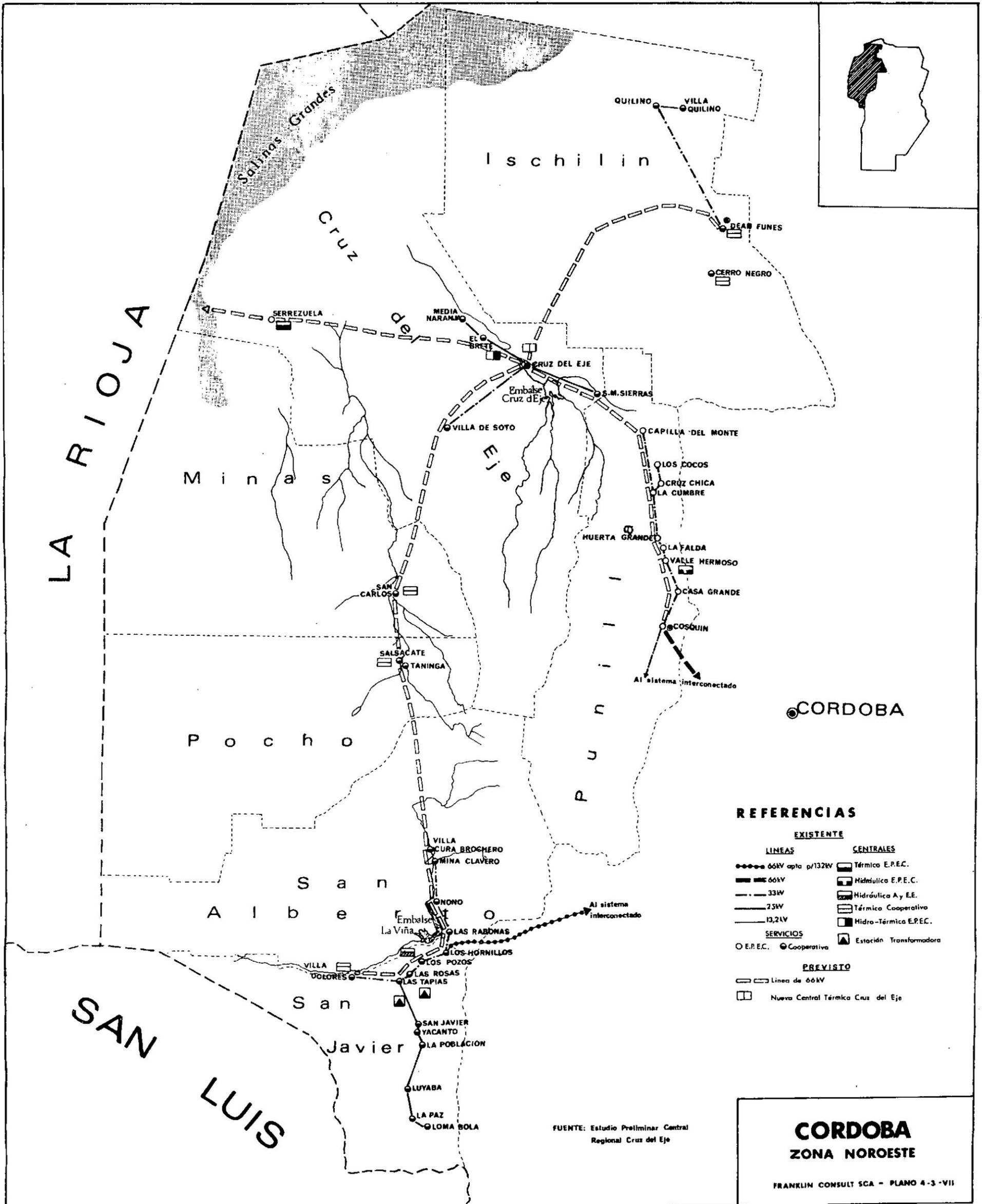
Proceso Transmisión-Subtransmisión

Línea	Longitud Km.	Tensión kV	Conductor	Propietario
La Viña- Los Pozos	5	66	Cu	Epec
Cosquín- C. del Monte	60	33	Cu	Epec
Mina Clavero-Los Pozos -Villa Dolores	58	33	Cu	Epec
Mina Clavero-Cura Bro- chero	2	13,2	Cu	Epec
Las Rosas -Loma Bola	48	13,2	Cu	Epec
La Viña- Los Molinos	60	132 (1)	AL/Ac 150mm ²	A. y E.
C. del Eje - El Brete- Media Naranja	15	13,2	AL (35 y 25)	Cooperativa
Villa del Soto-C. del Eje	25	33 (2)	Cu	Cooperativa
Dean Funes-Quilino	15	13,2	Cu	Cooperativa
Taninga-Salsacate	5	13,2	Cu	Cooperativa
C. del Eje-Sn.M.Sierras	20	13,2	Cu	Cooperativa

(1) Actualmente opera en 66 kV

(2) " " " " 13,2 kV.

FUENTE: E.P.E.C.: Estudio preliminar central Regional Cruz del Eje.



Demanda de Energía Eléctrica.

En el CUADRO 4.3.XXXVII. se indica la proyección de demanda realizada por la Unidad Asesora de Planes y Programas de E.P.E.C. en su "Estudio Preliminar Central Regional Cruz del Eje".

PROGRAMA DE EQUIPAMIENTO PREVISTO.

Se describen a continuación, las principales características del equipamiento previsto, a los efectos de cubrir la demanda establecida por EPEC para la zona noroeste de la provincia de Córdoba.

Conviene aclarar que el equipamiento en generación térmica se dimensiona en base a la demanda que será cubierta por este tipo de equipos, con un incremento del 30 % en concepto de reserva.

Generación.

Central Regional Cruz del Eje.

Se transcribe la descripción efectuada en el estudio de EPEC a que se ha hecho referencia anteriormente.

"La potencia será suministrada por grupos diesel de fabricación nacional, con una capacidad instalada en primera etapa del orden de 13 MW".

"Las obras civiles y equipos auxiliares, prevén un incremento de dos grupos de la misma capacidad y características que los instalados en la primera etapa".

Su habilitación está prevista a principios del año 1972, con la iniciación de las obras en noviembre de 1970.

Transmisión.

En este aspecto se realizan las obras que incorporan al sistema interconectado la zona en estudio.

Ello se logra mediante dos líneas troncales en 66 kV que unen Cruz del Eje con Cosquín (93 km) y con Villa Dolores (189 km).

Además se prevé realizar otra línea en esa misma tensión hasta la localidad de Dean Funes.

Se han previsto además, rebajes en 66/13,2 kV en las localidades precedentemente mencionadas y en las de La Falda, Capilla del Monte, Villa de Soto y Salsacate.

Un detalle de las instalaciones enumeradas con sus principales características puede apreciarse en el CUADRO 4.3.XXXVIII. habiéndoselas ubicado geográficamente en el PLANO 4.3.VII.

CUADRO 4.3.XXXVII.

ZONA NOROESTE CORDOBA

Proyección de la Demanda Máxima y Energía Anual

Año	Energía MWh	Demanda Máxima KW
1969	39.465.-	8.437.-
1970	42.388.-	9.061.-
1971	45.522.-	9.731.-
1972	50.067.-	10.703.-
1973	56.577.-	12.095.-
1974	65.139.-	13.925.-
1975	69.849.-	14.932.-
1976	74.928.-	16.017.-
1977	80.385.-	17.184.-
1978	86.278.-	18.444.-
1979	92.633.-	19.802.-
1980	99.449.-	21.259.-

FUENTE: EPEC.: Estudio Preliminar Central Regional Cruz del Eje.

CUADRO 4.3.XXXVIII.

Zona Noroeste Córdoba

Instalaciones Programadas

Generación

Central Regional Cruz del Eje

Tipo: Diesel Potencia: 4 x 3,2 MW - Total 12,800 kW.

Transmisión 1) Líneas en 66 kV - Sobre estructuras hormigón armado.

Recorrido	Año de Habilitación	Longitud km	Características del Conductor
Cruz del Eje - Dean Funes	1971	68	AL/AC - 120 mm ² .
Cosquín - Cruz del Eje	1971	93	AL/AC - 155 mm ² .
Cruz del Eje - Villa Dolores	1973	189	AL/AC - 185 mm ² -

2) Estaciones de transformación a nivel 66/13,2 kV.

Ubicación	Cantidad	Potencia MVA
Cruz del Eje	1	2 x 6,3
Dean Funes	1	2 x 5
Villa Dolores	1	2 x 6,3
La Falda	1	2 x 6,3
Capilla del Monte	1	2 x 6,3
Villa de Soto	1	1 x 2,5
Salsacate	1	1 x 2,5

FUENTE: EPEC. Estudio Preliminar Central Regional Cruz del Eje.

Análisis del Abastecimiento Eléctrico Futuro - Area Noroeste
Provincia de Córdoba.

Establecida la demanda de potencia y energía para el area se procede en el CUADRO 4.3.XXXIX. a determinar los saldos de potencia que se verifican anualmente, con la consideración de las condiciones establecidas en el Estudio para la Central Regional Cruz del Eje de EPEC, cuyos párrafos pertinentes se transcriben textualmente:

- 1) "... la potencia efectiva disponible actualmente, que asciende a unos 8 MW, la potencia neta disponible al retirar las máquinas que se radiarán del servicio al entrar en funcionamiento la nueva central Cruz del Eje (unos 4 MW)...."(1).
- 2) "Considerando que la potencia hidráulica instalada en la zona es de aproximadamente 17 MW. (La Viña, Cruz del Eje hidráulica) de las cuales, por las razones expuestas en el párrafo III-2-2.; sólo se podrá contar con alrededor de 4 MW para atender las necesidades de la zona, es posible obtener los valores de la demanda máxima que anualmente sería ejercida sobre el parque término en forma exclusiva, es decir, sobre la programada Central Cruz del Eje, ya que tanto la actual Central Diesel de esta Ciudad como el resto del parque térmico existente en la zona, sería prácticamente radiado del servicio activo. (2).
- 3) "A fin de mantener en el Sistema Interconectado, la misma proporción de potencia de reserva, a la demanda térmica de la zona, la tendremos que incrementar en un 30 % ". (3).

En el cuadro que se elabora en base a lo expresado en los párrafos que anteceden se procede a incorporar a la potencia efectiva actual de 8 MW, 12,8 MW correspondiente a la nueva Central Cruz del Eje en el año 1972.

En este mismo año, se retira el resto del parque térmico existente (4 MW).

(1) Pág 93 obra citada.

(2) Pág. 92 obra citada- En el punto III-2-2- se establece que la C.H. La Viña, deberá operar con el 80 % de su potencia en apoyo del Sistema Interconectado a través de la línea que la vinculada a C.H. Los Molinos N°1.

(3) Pág. 93 obra citada.

CUADRO 4.3.XXIX.

Zona Noroeste - Córdoba.

Análisis Abastecimiento Eléctrico

Cifras en MW.

Concepto	1969	1970	1971	1972	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980
Potencia instalada	8,0	8,0	8,0	8,0	16,8	16,8	16,8	16,8	20,0	20,0	23,2	23,2
Incorporaciones	-	-	-	12,8	-	-	-	3,2	-	-	3,2	-
Retiros	-	-	-	4,0	-	-	-	-	-	-	-	3,2
Total	8,0	8,0	8,0	16,8	16,8	16,8	16,8	20,0	20,0	23,2	23,2	26,4
Reserva necesaria	1,3	1,5	1,7	2,0	2,4	3,0	3,2	3,6	4,0	4,3	4,7	5,2
Total potencia firme	6,7	6,5	6,3	14,8	14,4	13,8	16,8	16,4	19,2	18,9	18,5	21,2
Demanda	8,4	9,1	9,7	10,7	12,1	13,9	14,9	16,0	17,2	18,4	19,8	21,3
Déficit ó Superavit	-1,7	-2,6	-3,4	+4,1	+2,3	-0,1	+1,3	+0,4	+1,2	+0,5	-1,3	-0,1

FUENTE: EPEC - Estudio Preliminar Control Regional Cruz del Eje.

Respetando las incorporaciones de potencia programadas por EPEC, en el estudio citado, se considera para los años 1976, 1978 y 1980, potencias adicionales de 3,2 MW. Ella provenirá; según el estudio mencionado, de nuevos grupos a incorporar, ó alternativamente de potencia a recibir del sistema interconectado.

Luego se deduce la reserva necesaria, calculada en un 30 % de la demanda sobre el parque térmico, establecida deduciendo de la demanda total, los 4 MW correspondientes a potencia hidroeléctrica disponible para la zona.

Se obtiene así la potencia efectiva, y por comparación con la demanda total los saldos de potencia.

Los excedentes de potencia firme se indican con signo positivo y se producen en magnitud apreciable solo en los años 1972, 1973, 1975 y 1977.



Equipamiento para el Sistema Chemical (La Rioja)

A continuación se detalla el equipamiento necesario para el sistema Chemical, ante el eventual suministro desde la localidad de Cruz del Eje (Córdoba).

- Equipamiento en generación.
Equipamiento existente al año 1972.

Central Gdor. Gordillo	2 x 400 kW - Diesel
	1 x 80 kW - Diesel
	2 x 65 kW - Diesel
Central Olta	2 x 78 kW - Diesel
Central Milagro	2 x 91 kW - Diesel

Año 1972

Retiro	1 x 80 kW - Diesel (Gdor. Gordillo).
Retiro	2 x 65 kW - Diesel (Gdor. Gordillo).
Retiro	2 x 78 kW - Diesel (Olta.)
Retiro	2 x 91 kW - Diesel (Milagro).

La integración del sistema Gdor. Gordillo-Olta-Milagro se ha previsto simultáneamente, con la habilitación de la línea de interconexión Cruz del Eje-Chamical

El programa detallado precedentemente, prevé, no solo evitar las incorporaciones propuestas en la Hipótesis del sistema aislado, sino además efectivizar los retiros previstos en aquella oportunidad y adelantar el de la unidad de 80 kW. Esta última unidad se ha retirado en el año 1972, pues no es necesario mantener en servicio unidades tan pequeñas.

Del mismo modelo que lo efectuado para la alternativa de equipamiento del Sistema Gdor. Gordillo-Olta-Milagro aislado, aquí también se ha verificado que la potencia instalada en Gdor. Gordillo es suficiente para cubrir la demanda de esta localidad, en caso de falla de la línea que la une a Cruz del Eje.

- Equipamiento en Transmisión.

Para la eventual alimentación a Chemical desde Cruz del Eje es suficiente con una línea de 66 kV de Al de 150 mm²., que tendría una longitud de 155 km siguiendo la Ruta 38. En el PLANO 4.5. II. se indica su probable traza.

Para su conexión en Chemical, se debería instalar un transformador de 2500 kVA en 66/33 kV.

4.4. EVALUACION DE ALTERNATIVAS POR METODO DEL VALOR PRESENTE, FLUJO DE INVERSIONES Y GASTOS. CALCULO DE COSTOS ACTUALIZADOS.

4.4.1. Descripción del método

Este método fue utilizado para la evaluación de equipamientos alternativos a nivel interzonal e interprovincial: interconexiones interzonales o interprovinciales o equipamientos zonales o provinciales aislados, definición de tipos (vapor - diesel - turbogas), tamaños y secuencias de equipamiento y tipos de combustibles.

Para ello se tuvieron en cuenta los programas de equipamiento y las hipótesis de operación planteadas en el punto 4.3.

El método de valor presente consistió en resumen, en lo siguiente:

- a) el establecimiento de un flujo de inversiones y gastos a valores constantes del año base (1970), para un período de treinta años (1970-1999) subdividido en dos etapas; el período de expansión para el cual se definen los programas e hipótesis que satisfacen la demanda prevista y cuyo límite es el "año horizonte" 1980; el período posterior (1980-1999) continuado por razones metodológicas a los efectos de computar la influencia de gastos reemplazados y valores no amortizados ulteriores y para el que no se asumen cambios de equipamiento.
- b) la actualización del flujo de inversiones y gastos anuales al año base, para las distintas alternativas de comparación, y la selección de aquella que implica la prestación del servicio a menor costo actualizado.

Tanto para las inversiones como para los gastos se tuvo en cuenta la información histórica y actual de las empresas eléctricas, proveedores, publicaciones especializadas y los análisis y presupuestos propios de FRANKLIN CONSULT.

El período de descuentos adoptado de treinta años tiene en cuenta la influencia prácticamente nula de la actualización de gastos comunes posteriores a ese límite.

En cuanto a las inversiones, cuyo peso es mayor, se ha tomado la precaución de deducir los valores no amortizados de los equipos cuya vida útil sobrepasa el límite de análisis, además de considerar los reemplazos intermedios.

El límite de treinta años constituye por otra parte el mínimo común múltiplo de las vidas útiles consideradas: grupos diésel y turbogas, 15 años; grupos vapor e instalaciones en transmisión y transformación, 30 años. Este supuesto usual no ha sido considerado, sin embargo, para la adopción del período ya que el mismo es válido para las evaluaciones marginales pero no para programas alternativos donde las oportunidades de habilitación pueden ocurrir en cualquier año del período de expansión.

Aunque el equipo de evaluación inclina sus preferencias por el método de actualización a infinito preconizado por Electricité de Francia, se estimó conveniente la adopción de un método más clásico ya que frecuentemente resulta de más difícil aceptación el concepto de amortización tendiente a cero.

El método adoptado con los recaudos mencionados, asegura de todas maneras, la invariabilidad de los resultados ante una prolongación del período de descuentos.

Para las inversiones se tuvieron en cuenta los requerimientos de los programas de equipamiento planteados.

En cuanto a los gastos de explotación se consideraron con diferente grado de desagregación, los rubros de operación y mantenimiento en personal, materiales y varios, combustibles y lubricantes para los distintos tipos tecnológicos de equipamiento donde ellos pueden intervenir: generación diésel, vapor y turbogas, instalaciones en transmisión y transformación.

A los efectos de la evaluación no fueron considerados aquellos gastos cuyos valores son comunes a las alternativas de comparación tales como cargas de capital, costos fijos y reemplazos de equipamientos existentes, salvo distintas oportunidades de retiro o variación de costos fijos por pasaje a reserva fría (1/4 del valor); equipamiento previo a habilitación e interconexiones, etc.

Se consideraron, sin embargo, los costos variables del equipamiento existente, los que pueden fluctuar con las hipótesis de operación, función a su vez del equipamiento adicional.

La tasa adoptada para la evaluación fue del 8%, habiéndose realizado además actualizaciones al 6% y al 10%.

4.4.2. Secuencia de cálculo y resultados

En el punto anterior se describió la metodología utilizada para la evaluación de las interconexiones interzonales e interprovinciales, mediante el método del valor presente. En este apartado se trata de la determinación de la secuencia seguida en la evaluación de las diferentes alternativas planteadas, del cálculo del flujo de inversiones y gastos y del costo total actualizado.

Se comienza la serie de evaluaciones con la correspondiente a la alternativa La Rioja-Chilecito interconectadas en 1972, versus la alternativa La Rioja-y Chilecito aislados.

En el punto 4.3. se definieron dos variantes de interconexión de La Rioja y Chilecito, una con equipamiento diésel y la otra con equipamiento vapor, ambas con interconexión en el año 1972.

A continuación, se resumen los resultados obtenidos de esta evaluación, habiendo correspondido al sistema La Rioja-Chilecito interconectados, variante vapor el menor costo total actualizado para las tres tasas de interés consideradas

Alternativas Aisladas	Costos de comparación actualizados al 1.1.70		
	6%	8%	10%
1. Chilecito (Diesel)	49626,3	40515,4	33842,0
2. La Rioja (Diésel)	60289,4	48679,0	40231,0
Total	109915,7	89194,4	74073,0

Alternativa Interconectada	6%	8%	10%
1. La Rioja-Chilecito (Diésel)	105350,6	85374,5	70811,0
2. La Rioja-Chilecito (vapor combustible fuel Oil)	88668,9	73763,8	62681,9
3. La Rioja-Chilecito (vapor combustible gas 66% - Fuel Oil 34%)	81703,2	68458,5	58555,2
4. Idem 3 apropiando gasoducto	89374,2	75771,9	65511,3

Cabe agregar que en la alternativa vapor se han considerado tres tipos de variantes:

- con combustible fuel oil 100%
- con combustible gas 66% - Fuel Oil (34%)
- apropiando el costo del gasoducto

La proporción del 66% de combustible gas y 34% de combustible fuel oil, surge de considerar que durante el período invernal (4 meses) el consumo residencial de gas tendrá preferencia sobre el de usinas, no consumiéndose gas para este último uso.

La apropiación del costo del gasoducto se ha realizado teniendo en cuenta la proporción del consumo de usinas en el año 1980 respecto del consumo total.

Con referencia a las tres variantes consignadas de generación vapor, cabe aclarar que la solución fuel resulta mas económica que la de gas con apropiación del gasoducto, pero está por encima de la de gas sin apropiación.

En principio se ha asumido la variante fuel para el programa de equipamiento considerando, que se estima correcta la apropiación del gasoducto ya que representa un costo equivalente al transporte de fuel; que existe una indeterminación actual sobre la realización del gasoducto, decisión que no depende de las empresas prestatarias del servicio eléctrico en La Rioja, sino de Gas del Estado y que la decisión sobre la primera máquina vapor, debe ser inmediata para posibilitar su habilitación en tiempo a fin de absorber la demanda prevista.

No obstante ello podrían preverse quemadores duales, si gestiones de las empresas eléctricas evidenciaron la intención por parte de Gas del Estado, de realizar el ramal y además de efectuar la venta de gas en usinas al mismo precio que el de fuel en destilerías para valores equivalentes.

En los CUADROS 4.4.I a 4.4.IV, se indican los flujos de inversiones y gastos y el cálculo del costo total actualizado para las alternativas recién mencionadas, esto es La Rioja aislada, Chilecito aislada, La Rioja-Chilecito variante Diésel y La Rioja-Chilecito variante vapor respectivamente.

Demostrada la conveniencia del interconector La Rioja y Chilecito en 1972 con equipamiento vapor, se estudia a continuación el sistema Norte, esto es Aimogasta-Mazán-Alpasinche.

Se evalúa la interconexión en 1973 de este sistema al de La Rioja-Chilecito, versus la alternativa aislada correspondiente. Los resultados obtenidos fueron los siguientes

Alternativas Aisladas	Costos de comparación actualizados al 1.1.70.		
	6%	8%	10%
1. La Rioja-Chilecito (Var.vapor)	88668,9	73763,8	62681,9
2. Aimogasta-Mazán-Alpasinche	8520,4	6897,2	5713,9
Total	97189,3	80661,0	68395,8

Alternativa Interconectada	6%	8%	10%
1. La Rioja (vapor)-Chilecito + Sistema Norte	96993,1	80931,4	68962,0

CUADRO 4.4.I (Continuación)

Evaluación de alternativas de equipamiento interzonales.

Sistema La Rioja.

Alternativa: Diesel - Aislada.

Rubro	Unidad	Coeficiente	Período - Año Calendario																						
			(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11/18)	(17)	(18/20)	(21)	(22/23)	(24)	(25/29)	(30)					
			1970	1971	1972	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980/85	1986	1987/89	1990	1991/92	1993	1994/98	1999					
Combustibles	\$ x 10 ³	0,0577 \$/kWh												144,3	144,3	144,3	144,3	144,3	144,3	144,3	144,3	144,3	144,3	144,3	
Total I - Gastos Directos Explotación	\$ x 10 ³		1938,6	2174,2	2734,8	2939,1	3063,5	3199,1	3455,4	3616,7	3792,6	4203,2	4412,7	4412,7	4412,7	4412,7	4412,7	4412,7	4412,7	4412,7	4412,7	4412,7	4412,7	4412,7	
II. Inversiones																									
II.1 Grupos Diesel																									
2 x 3000 kW	\$ x 10 ³	840 \$/kW		5040,0																					
1 x 3000 kW	\$ x 10 ³	840 \$/kW						2520,0						5040,0										(671,8)	
II.2 Grupos Turbo Gas																									
1 x 5000 kW	\$ x 10 ³	368 \$/kW																							
Total II - Inversiones	\$ x 10 ³			5040,0				2520,0						1840,0										1840,0	(1104,0)
Total I + II	\$ x 10 ³		1938,6	7214,2	2734,8	2939,1	3063,5	5719,1	3455,4	3616,7	5632,6	4203,2	4412,7	9452,7	4412,7	6932,7	4412,7	6252,7	4412,7	1628,9					
Factores Actualización																									
6%			0,9434	0,8900	0,8396	0,7921	0,7473	0,7050	0,6651	0,6274	0,5919	0,5584	2,7458	0,3714	0,9927	0,2942	0,5393	0,2470	1,0404	0,1741					
8%			0,9259	0,8573	0,7938	0,7350	0,6806	0,6302	0,5835	0,5403	0,5002	0,4632	2,1413	0,2703	0,6965	0,1987	0,3543	0,1577	0,6296	0,0994					
10%			0,9091	0,8264	0,7513	0,6830	0,6209	0,5645	0,5132	0,4665	0,4241	0,3855	1,6789	0,1978	0,4919	0,1351	0,2344	0,1015	0,3847	0,0573					
Valores Actualizados																									
6%	\$ x 10 ³		1828,9	6420,6	2296,1	2328,1	2289,4	4032,0	2298,0	2269,1	3333,9	2347,1	12116,4	3510,7	4380,5	2039,6	2379,8	1544,4	4591,0	283,6					
8%	\$ x 10 ³		1784,9	6184,7	2170,9	2160,2	2085,0	3604,2	2016,2	1954,1	2817,4	1946,9	9448,9	2555,1	3073,4	1377,5	1563,4	986,1	2778,2	161,9					
10%	\$ x 10 ³		1762,4	5961,8	2054,6	2007,4	1902,1	3228,4	1773,3	1687,2	2388,8	1620,3	7408,5	1869,7	2170,6	936,6	1034,3	634,6	1697,6	93,3					
Totales Actualizados																									
6%	\$ x 10 ³		60289,4																						
8%	\$ x 10 ³		48679,0																						
10%	\$ x 10 ³		40231,5																						

FUENTE: FRANKLIN CONSULT.

CUADRO 4.4. II (Continuación)

Evaluación de alternativas de equipamiento interzonales.

Sistema Chillecto.

Alternativa Aislada.

Rubro	Unidad	Coeficiente	Período - Año Calendario																
			(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11/16)	(17)	(18)	(19)	(20)	(21/29)	(30)
			1970	1971	1972	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980/85	1986	1987	1988	1989	1990/98	1999
Sub-Total Gastos de Explotación	\$ x 10 ³		710,2	1798,4	2076,9	2327,5	2804,3	2991,7	3035,9	3085,3	3141,0	3203,6	3273,8	3273,8	3273,8	3273,8	3273,8	3273,8	3273,8
2. Inversiones																			
2.1. Grupos Diesel																			
2 x 3000 kW	\$ x 10 ³	840 \$/kW		5040,0										5040,0					(671,8)
1 x 3000 kW	\$ x 10 ³	840 \$/kW			2520,0										2520,0				(504,0)
2.2. Grupos Turbo-Gas																			
1 x 5000 kW	\$ x 10 ³	368 \$/kW					1840,0										1840,0		(613,3)
Sub-Total II Inversiones	\$ x 10 ³			5040,0	2520,0		1840,0							5040,0	2520,0		1840,0		(1789,1)
Total I + II	\$ x 10 ³		710,2	6838,4	4596,9	2327,5	4644,3	2991,7	3035,9	3085,3	3141,0	3203,6	3273,8	8313,8	5793,8	3273,8	5113,8	3273,8	1484,7
Factores de actualización																			
6%	-		0,9434	0,8900	0,8396	0,7921	0,7473	0,7050	0,6651	0,6274	0,5919	0,5584	2,7458	0,3714	0,3503	0,3305	0,3118	2,1207	0,1741
8%	-		0,9259	0,8573	0,7938	0,7350	0,6806	0,6302	0,5835	0,5403	0,5002	0,4632	2,1413	0,2702	0,2502	0,2317	0,2145	1,3399	0,0994
10%	-		0,9091	0,8264	0,7513	0,6830	0,6209	0,5645	0,5132	0,4665	0,4241	0,3855	1,6789	0,1970	0,1799	0,1635	0,1486	0,8557	0,0573
Valores actualizados																			
6%	\$ x 10 ³		670,0	6086,2	3859,8	1849,6	3470,7	2109,1	2019,2	1935,7	1859,2	1788,9	8989,2	3087,7	2029,6	1082,0	1594,5	6942,7	258,4
8%	\$ x 10 ³		657,6	5862,6	3649,0	1710,7	3160,9	1885,4	1771,4	1667,0	1571,1	1483,9	7010,2	2246,4	1448,6	758,5	1096,9	4386,6	147,6
10%	\$ x 10 ³		645,8	5651,3	3453,7	1589,7	2883,6	1688,8	1558,0	1439,3	1332,1	1235,0	5496,4	1644,5	1042,3	535,3	759,9	2801,4	85,1
Totales Actualizados																			
6%	\$ x 10 ³		49626,3																
8%	\$ x 10 ³		40515,4																
10%	\$ x 10 ³		33842,0																

FUENTE: FRANKLIN CONSULT

CUADRO 4.4.III (Continuación)

Evaluación de alternativas de equipamiento interzonales.

Sistema La Rioja - Chilecito.

Alternativa: Interconectado - Variante Diesel.

Rubro	Unidad	Coeficiente	Período - Año Calendario																					
			(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)	(12/16)	(17)	(18)	(19)	(20)	(21)	(22)	(23/24)	(25)	(26/29)	(30)
			1970	1971	1972	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981/85	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992/93	1994	1995/98	1999
Operación y Mantenimiento	\$ x 10 ³	dato histórico	31,9	31,9	31,9	31,9	31,9	31,9	31,9	31,9	31,9	31,9	31,9	31,9	31,9	31,9	31,9	31,9	31,9	31,9	31,9	31,9	31,9	31,9
1.3 Grupos Diesel nuevos																								
1.3.1 Central La Rioja																								
Potencia efectiva	kW				6000	6000	6000	6000	6000	9000	9000	9000	12000											
Hs. de utilización	Hs				2250	4500	4500	4500	4500	4500	4500	4500	4500											
Generación	MWh				13500	27000	27000	27000	27000	40500	40500	40500	54000											
Operación y Mantenimiento	\$ x 10 ³	51 \$/kW			306,0	306,0	306,0	306,0	306,0	459,0	459,0	459,0	612,0	612,0	612,0	612,0	612,0	612,0	612,0	612,0	612,0	612,0	612,0	612,0
Combustible y Lubricantes	\$ x 10 ³	0,0370 \$/kWh			499,5	999,0	999,0	999,0	999,0	1498,5	1498,5	1498,5	1998,0	1998,0	1998,0	1998,0	1998,0	1998,0	1998,0	1998,0	1998,0	1998,0	1998,0	1998,0
1.3.2 Central Chilecito																								
Potencia efectiva	kW							3000	3000	3000	3000	3000	3000											
Hs. de utilización	Hs							4500	4500	4500	4500	4500	4500											
Generación	MWh							13500	13500	13500	13500	13500	13500											
Operación y Mantenimiento	\$ x 10 ³	51 \$/kW						153,0	153,0	153,0	153,0	153,0	153,0	153,0	153,0	153,0	153,0	153,0	153,0	153,0	153,0	153,0	153,0	153,0
Combustible y Lubricantes	\$ x 10 ³	0,0390 \$/kWh						526,5	526,5	526,5	526,5	526,5	526,5	526,5	526,5	526,5	526,5	526,5	526,5	526,5	526,5	526,5	526,5	526,5
1.4 Grupos Turbo-Gas nuevos (Chilecito)																								
Potencia efectiva	kW				5000	5000	5000	5000	5000	5000	5000	5000	5000											
Hs. de utilización	Hs				500	2804	1723	2688	1027	2078	3232	1976												
Generación	MWh				2500	14018	8614	13439	5137	10389	16158	9878												
Operación y Mantenimiento	\$ x 10 ³	35 \$/kW			175,0	175,0	175,0	175,0	175,0	175,0	175,0	175,0	175,0	175,0	175,0	175,0	175,0	175,0	175,0	175,0	175,0	175,0	175,0	175,0
Combustibles y Lubricantes	\$ x 10 ³	0,0577 \$/kWh			144,3	808,8	497,0	775,4	296,4	599,4	932,3	570,0	570,0	570,0	570,0	570,0	570,0	570,0	570,0	570,0	570,0	570,0	570,0	570,0
1.5 Transmisión																								
Operación y Mantenimiento	\$ x 10 ³	1,0% Inversión			29,2	29,2	29,2	29,2	29,2	29,2	29,2	29,2	29,2	29,2	29,2	29,2	29,2	29,2	29,2	29,2	29,2	29,2	29,2	29,2
I. Total Costos de Explotación	\$ x 10 ³		2848,8	3972,6	4802,6	5247,7	6032,5	6151,9	6430,3	6603,8	6906,8	7239,7	7529,9	7529,9	7529,9	7529,9	7529,9	7529,9	7529,9	7529,9	7529,9	7529,9	7529,9	7529,9

CUADRO 4.4. III (Continuación)

Evaluación de Alternativas de equipamiento interzonales.

Sistema La Rioja - Chilecito.

Alternativa: Interconectado - Variante Diesel.

Rubro	Unidad	Coeficiente	Período - Año Calendario																						
			(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)	(12/16)	(17)	(18)	(19)	(20)	(21)	(22)	(23/24)	(25)	(26/28)	(30)	
			1970	1971	1972	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981/85	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992/93	1994	1995/98	1999	
2. Inversiones																									
2.1	Grupos Diesel																								
	2 x 3000 kW	\$ x 10 ³	840 \$/kW	5040,0									5040,0												(671,8)
	1 x 3000 kW	\$ x 10 ³	840 \$/kW							2520,0											2520,0				(1175,8)
	1 x 3000 kW	\$ x 10 ³	840 \$/kW									2520,0											2520,0		(1679,8)
	1 x 3000 kW	\$ x 10 ³	840 \$/kW					2520,0																	(671,8)
	2 x 1500 kW Transp. (1)	\$ x 10 ³	840 \$/kW																						
2.2	Grupos Turbo-Gas																								
	1 x 5000 kW	\$ x 10 ³	368 \$/kW	1840,0																					(368,0)
2.3	Línea y Estac. Transf.																								
	Línea 66 kV La Rioja - Nono gasta.	\$ x 10 ³	28000 \$/kW	2020,0																					(134,5)
	Estación transformadora elevadora La Rioja 13,2/66 kV																								
	1 x 15 MVA.			900,0																					(59,9)
Total II Inversiones		\$ x 10 ³		7960,0	2018,5		2520,0		2520,0			2520,0			5040,0	1840,0		2520,0			2520,0			2520,0	(4761,6)
Total I + II		\$ x 10 ³		2648,8	11932,6	6821,1	5247,7	8552,5	6151,9	8950,3	6603,8	6905,8	9750,7	7529,9	7529,9	12569,9	8369,9	7529,9	10049,9	7529,9	10049,9	7529,9	10049,9	7529,9	(2768,3)
Factores de Actualización																									
	6%	-		0,9434	0,8900	0,8396	0,7921	0,7473	0,7050	0,6651	0,6274	0,5919	0,5584	0,5268	2,2190	0,2714	0,3503	0,3305	0,3118	0,2942	0,2775	0,5087	0,2330	0,8073	0,1741
	8%	-		0,9259	0,8573	0,7938	0,7350	0,6806	0,6302	0,5835	0,5403	0,5002	0,4632	0,4289	1,7124	0,2703	0,2502	0,2317	0,2145	0,1987	0,1839	0,3279	0,1460	0,4835	0,0994
	10%	-		0,9091	0,8264	0,7513	0,6830	0,6209	0,5645	0,5132	0,4665	0,4241	0,3855	0,3505	1,3286	0,1978	0,1799	0,1635	0,1486	0,1351	0,1228	0,2131	0,0923	0,2925	0,0573
Valores Actualizados																									
	6%	\$ x 10 ³		2498,9	10620,0	5727,0	4156,7	6391,3	4337,1	5952,8	4143,2	4088,1	5449,8	3966,8	16708,8	4668,5	3282,3	2488,6	3133,6	2215,3	2788,8	3830,5	2341,6	6078,9	4820,0
	8%	\$ x 10 ³		2452,5	10229,8	5414,6	3857,1	5820,8	3876,9	5222,5	3568,0	3454,8	4520,7	3229,6	12894,2	3397,6	1344,3	1744,7	2153,7	1496,2	1848,2	2469,1	1467,3	3640,7	275,2
	10%	\$ x 10 ³		2408,0	9861,1	5124,7	3584,2	5310,2	3472,7	4593,3	3080,7	2929,2	3762,4	2639,2	10004,2	2486,3	1685,6	1231,1	1493,4	1017,3	1234,1	1604,6	927,6	2202,5	158,6
Totales Actualizados																									
	6%	\$ x 10 ³		105350,6																					
	8%	\$ x 10 ³		85374,5																					
	10%	\$ x 10 ³		70811,0																					

CUADRO 4.4.IV

Evaluación de Alternativas de equipamiento interzonales

Sistema: La Rioja-Chilecito

Alternativa: Interconectada - Variante vapor

Rubro	Unidad	Coeficiente	Periodos - Año Calendario																	
			(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)	(12/18)	(17)	(18)	(19/23)	(24)	(25/29)	(30)
			1970	1971	1972	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981/85	1986	1987	1988/92	1993	1994/98	1999
Potencia instalada	kW		9600	13550	18550	25550	25550	29650	29650	29650	34650	34650	34650							
Demanda de Potencia	kW		6177	11289	11579	13472	15307	16947	17798	18733	19967	21125	22387							
Demanda de Energía	MWh		25229	49744	62309	74151	90749	94795	99152	103934	111267	117408	124189							
1. Gastos de Explotación																				
1.1. Grupos Diesel existentes																				
1.1.1. Central La Rioja																				
Potencia efectiva	kW		5950	5950	5950	5950	5950	5950	5950	5950	5950	5950	5950							
hs. de utilización	hs.		2470	3453	4500	500	500	500	500	500	500	500	500							
Generación	MWh		14700	20547	26775	2975	2975	2975	2975	2975	2975	2975	2975							
Operación y Mantenimiento	\$ x 10 ³	dato histórico	1254,1	1254,1	1254,1	1254,1	1254,1	1254,1	1254,1	1254,1	1254,1	1254,1	1254,1	1254,1	1254,1	1254,1	1254,1	1254,1	1254,1	1254,1
Combustibles y lubricantes	\$ x 10 ³	0,0403\$/kWh	592,4	828,0	1079,0	119,9	119,9	119,9	119,9	119,9	119,9	119,9	119,9	119,9	119,9	119,9	119,9	119,9	119,9	119,9
1.1.2. Central Chilecito																				
Potencia efectiva	kW		3250	7200	7200	4200	4200	3300	3300	3300	3300	3300	3300							
hs. de utilización	hs.		2240	3666	4199	4500	2970	4248	4500	4500	4500	500	500							
Generación	MWh		7729	26397	30234	18900	12474	14020	14850	14850	1650	1650	1650							
Operación y Mantenimiento	\$ x 10 ³	dato histórico	311,2	512,6	512,6	359,6	359,6	303,7	303,7	303,7	303,7	303,7	303,7	303,7	303,7	303,7	303,7	303,7	303,7	303,7
Combustibles y lubricantes	\$ x 10 ³	0,0475\$/kWh	367,1	1253,9	1436,1	897,8	592,5	666,0	705,4	705,4	78,4	78,4	78,4	78,4	78,4	78,4	78,4	78,4	78,4	78,4
1.2. Grupos hidro existentes																				
1.2.1. Central La Rioja																				
Potencia efectiva	kW		150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150							
hs. de utilización	hs.		6666	6666	6666	6666	6666	6666	6666	6666	6666	6666	6666							
Generación	MWh		1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000							
Operación y Mantenimiento	\$ x 10 ³	Dato histórico	92,1	92,1	92,1	92,1	92,1	92,1	92,1	92,1	92,1	92,1	92,1	92,1	92,1	92,1	92,1	92,1	92,1	92,1
1.2.2. Central Chilecito																				
Potencia efectiva	kW		250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250							
hs. de utilización	hs.		7200	7200	7200	7200	7200	7200	7200	7200	7200	7200	7200							
Generación	MWh		1800	1800	1800	1800	1800	1800	1800	1800	1800	1800	1800							
Operación y Mantenimiento	\$ x 10 ³	Dato histórico	31,9	31,9	31,9	31,9	31,9	31,9	31,9	31,9	31,9	31,9	31,9	31,9	31,9	31,9	31,9	31,9	31,9	31,9
1.3. Grupos turbo-gas (Chilecito)																				
Potencia efectiva	kW				5000	5000	5000	10000	10000	10000	5000	5000	5000							
hs. de utilización	hs.				500	2895	500	500	853	1331	500	500	500							
Generación	MWh				2500	14476	2500	5000	8527	13309	2500	2500	2500							

CUADRO 4.4.IV (Continuación)

Evaluación de Alternativas de equipamiento interzonales

Sistema: La Rioja-Chilecito

Alternativa: Interconectada - Variante vapor

Rubro	Unidad	Coeficiente	Periodos - Año Calendario																	
			(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)	(12/16)	(17)	(18)	(19/23)	(24)	(25/29)	(30)
			1970	1971	1972	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981/85	1986	1987	1988/92	1993	1994/98	1999
2.6. Apropriación gasoducto a energía eléctrica																				
15400 x 10 ³ \$ x 0,6 = 9330,0	\$ x 10 ³				9330,0															
TOTAL II																				(933,0)
a) Sin apropiar gasoducto	\$ x 10 ³																			
b) Apropiando gasoducto	\$ x 10 ³		7822,5	3678,5	2187,5	1840,0	2187,5	3500,0	2187,5	1472,0										
TOTAL I + II:			7822,5	13008,5	2187,5	1840,0	2187,5	3500,0	2187,5	1472,0				1840,0						(3647,5)
Ia) + II a)	\$ x 10 ³																			
Ib) + II a)	\$ x 10 ³		2648,8	11795,1	8432,8	7193,4	6710,6	7394,9	8950,3	7913,7	3809,6	5432,7	5599,5	5599,5	7439,5	5599,5	5599,5	5599,5	5599,5	1952
Ib) + II b)	\$ x 10 ³		2648,8	11795,1	8432,8	6965,9	6255,6	6939,9	8495,3	7458,7	3150,9	4734,0	4856,8	4856,8	6696,8	4856,8	4856,8	4856,8	4856,8	(1209,3)
Factores de actualización																				(276,3)
6%			0,9434	0,8900	0,8396	0,7921	0,7473	0,7050	0,6651	0,6274	0,5919	0,5584	0,5269	2,2190	0,3714	0,3503	1,4758	0,2470	1,0404	0,1741
8%			0,9259	0,8573	0,7938	0,7350	0,6806	0,6302	0,5835	0,5403	0,5002	0,4632	0,4289	1,7124	0,2703	0,2502	0,9989	0,1577	0,6296	0,0994
10%			0,9091	0,8264	0,7513	0,6830	0,6209	0,5645	0,5132	0,4665	0,4241	0,3855	0,3505	1,3286	0,1978	0,1799	0,6819	0,1015	0,3847	0,0573
Valores actualizados:																				
Alternativa fuel-oil 100%																				
6%	\$ x 10 ³		2498,9	10497,6	7080,2	5697,9	5014,8	5213,4	5852,8	4965,1	2254,9	3033,6	2949,8	12425,3	2763,0	1961,5	8262,6	1383,1	5825,7	339,8
8%	\$ x 10 ³		2452,5	10111,9	6694,0	5287,1	4567,2	4680,3	5222,5	4275,8	1905,6	2516,4	2401,6	9588,6	2010,9	1401,0	5593,3	883,0	3525,4	194,0
10%	\$ x 10 ³		2408,0	9747,5	6335,6	4913,1	4186,6	4174,4	4593,3	3691,7	1615,7	2094,3	1962,6	7439,5	1471,5	1007,4	3818,3	568,3	2154,1	111,8
Alternativas combustible gas																				
6%	\$ x 10 ³		2498,9	10497,6	7080,2	5517,7	4674,8	4892,6	5650,2	4679,6	1865,0	2643,5	2558,6	10777,2	2487,2	1701,3	7166,7	1199,6	5053,0	210,5
8%	\$ x 10 ³		2452,5	10111,9	6894,0	5119,9	4257,6	4373,5	4957,0	4029,9	1576,1	2192,8	2083,1	8316,8	1810,1	1215,2	4851,5	765,9	3057,8	120,2
10%	\$ x 10 ³		2408,0	9747,5	6335,6	4757,7	3884,1	3917,6	4359,8	3479,5	1336,3	1825,0	1702,3	6452,7	1324,6	873,7	3311,9	493,0	1868,4	69,3
Alternativas combustible gas apropiando gasoducto																				
6%	\$ x 10 ³		2498,9	10497,6	14913,6	5517,7	4674,8	4892,6	5650,2	4679,6	7865,0	2643,5	2558,6	10777,2	2487,2	1701,3	7166,7	1199,6	5053,0	48,1
8%	\$ x 10 ³		2452,5	10111,9	14100,1	5119,9	4257,6	4373,5	4957,0	4029,9	1576,1	2192,8	2083,1	8316,8	1810,1	1251,2	4851,5	765,9	3057,8	27,5
10%	\$ x 10 ³		2408,0	9747,5	13345,2	4757,7	3884,1	3917,6	4359,8	3479,5	1336,3	1825,0	1702,3	6452,7	1324,6	873,7	3311,9	493,0	1868,4	15,8

CUADRO 4.4.IV (continuación)

Evaluación de Alternativas de equipamiento interzonales

Sistema: La Rioja-Chilecito

Alternativa: Interconectada - Variante vapor

Rubro	Unidad	Coeficiente	Periodos - Año Calendario																	
			(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)	(12/16)	(17)	(18)	(19/23)	(24)	(25/29)	(30)
			1970	1971	1972	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981/85	1986	1987	1988/92	1993	1994/98	1999
<u>Valores actualizados</u>																				
<u>Alternativa Fuel-Oil 100%</u>																				
6%			88668,9																	
8%			73763,8																	
10%			62681,9																	
<u>Alternativa Gas 66% - Fuel-Oil 34%</u>																				
6%			81703,2																	
8%			66402,5																	
10%			58551,2																	
<u>Alternativa idem anterior apropiando gasoducto</u>																				
6%			89374,2																	
8%			75771,9																	
10%			65511,3																	

FUENTE: FRANKLIN CONSULT.

Como puede apreciarse, resulta un menor costo actualizado para la tasa del 6%, mientras que alternativa aislada es mas conveniente para tasas de interés del 8 y 10%.

Resultaría cierta indiferencia entre ambas alternativas pero existen otras razones para recomendar la interconexión que son:

- Ventaja de centralizar el equipo de producción
- Conveniencia creciente de la interconexión con el crecimiento de la demanda
- La tasa de interés de los fondos provenientes del F.E. D.E.I. son sensiblemente menores al 8%, siendo este otro elemento de juicio adicional.

En el CUADRO 4.4.V. se indican los cálculos correspondientes al sistema Aimogasta-Mazán-Alpasinche (denominado asimismo Sistema Norte) alternativa aislada, mientras que en el CUADRO 4.4.VI se muestran los correspondientes al sistema La Rioja-Chilecito, Sistema Norte interconectados.

Se continúa la serie de evaluaciones con el estudio del sistema Chemical-Olta-Milagro. Se evalúan dos interconexiones de este sistema, una en 1972 con Cruz del Eje, provincia de Córdoba y otra en 1974 con el Sistema La Rioja-Chilecito-Sistema Norte.

Ninguna de las dos interconexiones resulta favorecida, a ninguna de las tasas de intrrés considerados, como se resume a continuación

Alternativa	Costo de Comparación Actualizado al 1.1.70		
	6%	8%	10%
Chemical-Olta-Milagro			
a) Sin compra a Cruz del Eje	5870,7	4811,1	4033,1
b) Con compra a Cruz del Eje	7972,0	7101,7	6437,4
La Rioja-Chilecito (vapor) y Sistema Norte mas Chemical-Olta-Milagro			
a) Variante sistemas aislados	102863,8	85742,5	72995,1
b) Variante sistemas interconectados	103239,0	86480,6	73950,7

CUADRO 4.4.V

Evaluación de alternativas de equipamiento interzonales.

Sistema: Aimogasta - Mazán - Alpasinche.

Alternativa Aislada.

Rubro	Unidad	Coeficiente	Período - Año Calendario																
			(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11/16)	(17)	(18)	(19)	(20)	(21/29)	(30)
			1970	1971	1972	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980/85	1986	1987	1988	1989	1990/98	1999
Potencia efectiva	kW		1448	1719	2219	2219	2219	2719	2719	2719	2719	2719	2719	2719					
Demanda de Potencia	kW		893	1177	1443	1541	1647	1759	1829	1907	1991	2084	2188						
Demanda de Energía	MWh		2374	5528	6711	7226	7734	8265	8603	8975	9385	9838	10337						
I. Gastos de Explotación																			
1.1. Grupos diesel existentes y Pre vistos.																			
Potencia efectiva	kW																		
Aimogasta			910	1365	1865	1865	1865	2365	2365	2365	2365	2365	2365						
Mazán			354	354	354	354	354	354	354	354	354	354	354						
Alpasinche			184																
Hs. de utilización	Hs																		
Aimogasta			1589	4050	3598	3874	4147	3495	3638	3795	3868	4160	4371						
Mazán			2062																
Alpasinche			968																
Generación	MWh																		
Aimogasta			1446	5528	6711	7226	7734	8265	8603	8975	9385	9838	10337						
Mazán			730																
Alpasinche			178																
Operación y Mantenimiento																			
Aimogasta	\$ x 10 ³	51 \$/kW	46,4	69,6	95,1	95,1	95,1	120,6	120,6	120,6	120,6	120,6	120,6	120,6	120,6	120,6	120,6	120,6	120,6
Mazán	\$ x 10 ³	164 \$/kW (1)	58,1	14,5	14,5	14,5	14,5	14,5	14,5	14,5	14,5	14,5	14,5	14,5	14,5	14,5	14,5	14,5	14,5
Alpasinche	\$ x 10 ³	164 \$/kW	30,2																
Combustibles y Lubricantes																			
Aimogasta	\$ x 10 ³	0,0465 \$/kWh	67,2	257,1	312,1	336,0	359,6	384,3	400,0	417,3	436,4	457,5	480,7	480,7	480,7	480,7	480,7	480,7	480,7
Mazán	\$ x 10 ³	0,0515 \$/kWh	37,6																
Alpasinche	\$ x 10 ³	0,0550 \$/kWh	9,8																
Total I - Gastos Directos de Explotación.	\$ x 10 ³		249,3	341,2	421,7	445,6	469,2	519,4	535,1	552,4	571,5	592,6	615,8	615,8	615,8	615,8	615,8	615,8	615,8
II. Inversiones																			
II.1. Grupos diesel																			
1 x 500 kW	\$ x 10 ³	1138 \$/kW		569,0									569,0						(75,8)
1 x 500 kW	\$ x 10 ³	1138 \$/kW					569,0										569,0		(189,6)
Total II - Inversiones				569,0			569,0						569,0				569,0		(265,4)

CUADRO 4.4.V (Continuación)

Evaluación de alternativas de equipamiento interzonales.

Sistema: Aimogasta - Mazán - Alpasinche.

Alternativa Aislada.

Rubro	Unidad	Coeficiente	Período - Año Calendario																
			(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11/16)	(17)	(18)	(19)	(20)	(21/29)	(30)
			1970	1971	1972	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980/85	1986	1987	1988	1989	1990/98	1999
H.2 Retiros																			
Central Alpasinche (2x92kW)	\$ x10 ³		(36,0)																
Total I + II	\$ x10 ³		249,3	874,2	421,7	445,6	1038,2	519,4	595,1	552,4	511,5	592,6	615,8	1184,8	615,8	615,8	1184,8	615,8	350,4
<u>Factores de Actualización</u>																			
6%			0,9434	0,8900	0,8396	0,7921	0,7473	0,7050	0,6651	0,6274	0,5919	0,5584	2,7458	0,3714	0,3503	0,3305	0,3118	2,1207	0,1741
8%			0,9259	0,8573	0,7938	0,7350	0,6806	0,6302	0,5835	0,5403	0,5002	0,4632	2,1413	0,2703	0,2502	0,2317	0,2145	1,3399	0,0994
10%			0,9091	0,8264	0,7513	0,6830	0,6209	0,5645	0,5132	0,4665	0,4241	0,3855	1,6789	0,1978	0,1799	0,1635	0,1486	0,8557	0,0573
<u>Valores Actualizados</u>																			
6%	\$ x 10 ³		235,2	778,0	334,1	353,0	775,8	366,2	355,9	348,8	338,3	330,9	1690,9	440,0	215,7	203,5	389,4	1305,9	61,0
8%	\$ x 10 ³		230,8	749,5	334,7	327,5	706,6	327,3	312,2	298,5	285,9	274,5	1318,6	320,9	154,1	142,7	254,1	825,1	34,8
10%	\$ x 10 ³		226,6	722,4	316,8	304,3	644,6	293,2	274,6	257,7	242,4	228,4	1033,9	234,4	110,8	100,7	176,1	526,9	20,1
<u>Totales Actualizados</u>																			
6%	\$ x 10 ³		8520,4																
8%	\$ x 10 ³		6897,2																
10%	\$ x 10 ³		5713,9																

(1)- En reserva fría solo 1/4 gastos normales en operación.

FUENTE: FRANKLIN CONSULT

CUADRO 4.4.VI

Evaluación de Alternativas de equipamiento interzonales

Sistema: Chilcito-La Rioja (vapor) + Sistema Norte

Alternativa: Interconectada

Rubro	Unidad	Coeficiente	Periodos -- Año Calendario													
			(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11/18)	(17)	(18/29)	(30)
			1970	1971	1972	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980/85	1986	1987/98	1999
Potencia efectiva	kW		11048	15269	19915	26915	26915	31015	31015	31015	36015	36015	36015			
Demanda de Potencia	kW		6971	12466	12969	14951	16888	18638	19554	20564	21837	23091	24487			
Demanda de Energía	MWh		27603	55272	69102	81377	98483	103061	107755	112909	121261	127887	135202			
I. Gastos de Explotación																
1.1. Grupos Diesel existentes																
1.1.1. Central La Rioja																
Potencia efectiva	kW		5950	5950	5950	5950	5950	5950	5950	5950	5950	5950	5950			
Hs. utilización	Hs.		2470	3453	4500	500	500	500	500	500	500	500	500			
Generación	MWh		14700	20547	26775	2975	2975	2975	2975	2975	2975	2975	2975			
Operación y Mantenimiento	\$ x 10 ³	dato histórico	1254,1	1254,1	1254,1	1254,1	1254,1	1254,1	1254,1	1254,1	1254,1	1254,1	1254,1	1254,1	1254,1	1254,1
Combustibles y lubricantes	\$ x 10 ³	0,0403\$/kWh	592,4	828,0	1079,0	119,9	119,9	119,9	119,9	119,9	119,9	119,9	119,9	119,9	119,9	119,9
1.1.2. Central Chilcito																
Potencia efectiva	kW		3250	7200	7200	4200	4200	3300	3300	3300	3300	3300	3300			
Hs. utilización	Hs.		2240	3666	4199	4500	3349	4500	4500	4500	4500	500	500	500		
Generación	MWh		7729	26397	30234	18900	14065	14850	14850	14850	1650	1650	1850			
Operación y Mantenimiento	\$ x 10 ³	dato histórico	311,2	512,6	512,6	359,6	359,6	303,7	303,7	303,7	303,7	303,7	303,7	303,7	303,7	303,7
Combustibles y lubricantes	\$ x 10 ³	0,0475\$/kWh	367,1	1253,9	1438,1	897,8	668,1	705,4	705,4	705,4	78,4	78,4	78,4	78,4	78,4	78,4
1.1.3. Central Aimogasta																
Potencia efectiva	kW		910	1365	1365	1365	1365	1365	1365	1365	1365	1365	1365			
Hs. utilización	Hs.		1589	4050	4500	4500	4500	4500	4500	4500	500	500	500			
Generación	MWh		1448	5528	6143	6143	6143	6143	6143	6143	683	683	683			
Operación y Mantenimiento	\$ x 10 ³	51\$/kW	46,4	69,6	69,6	69,6	69,6	69,6	69,6	69,6	69,6	69,6	69,6	69,6	69,6	69,6
Combustibles y lubricantes	\$ x 10 ³	0,0465\$/kWh	67,2	257,1	285,6	285,6	25,6	285,6	285,6	285,6	31,8	31,8	31,8	31,8	31,8	31,8
1.1.4. Central Mazán																
Potencia efectiva	kW		354	354	354											
Hs. utilización	Hs.		2062		1805											
Generación	MWh		730		568											
Operación y Mantenimiento	\$ 10 ³	164\$/kW(*)	58,1	14,5	58,1											
Combustibles y lubricantes	\$ 10 ³	0,0515\$/kWh	37,6		29,2											

(*) En reserva fría solo 1/4 gastos normales en operación.

CUADRO 4.4.VI (Continuación)

Evaluación de Alternativas de equipamiento interzonales

Sistema: Chilecito-La Rioja (vapor) + Sistema Norte

Alternativa: Interconectada

Rubro	Unidad	Coeficiente	Periodos - Año Calendario													
			(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11/16)	(17)	(18/29)	(30)
			1970	1971	1972	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980/85	1988	1987/88	1999
1.1.5. Central Alpasínche																
Potencia efectiva	kW		184	184	184											
Hs. utilización	Hs.		968													
Generación	MWh		178													
Operación y Mantenimiento	\$ x 10 ³	164\$/kW	30,2	7,5	7,5											
Combustibles y lubricantes	\$ x 10 ³	0,0550\$/kWh	9,8													
1.2. Grupos hidro existentes																
1.2.1. Central La Rioja																
Potencia efectiva	kW		150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	
Hs. utilización	Hs.		6666	6666	6666	6666	6666	6666	6666	6666	6666	6666	6666	6666	6666	
Generación	MWh		1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	
Operación y Mantenimiento	\$ x 10 ³	Dato histórico	92,1	92,1	92,1	92,1	92,1	92,1	92,1	92,1	92,1	92,1	92,1	92,1	92,1	
1.2.2. Central Chilecito																
Potencia efectiva	kW		250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	
Hs. utilización	Hs.		7200	7200	7200	7200	7200	7200	7200	7200	7200	7200	7200	7200	7200	
Generación	MWh		1800	1800	1800	1800	1800	1800	1800	1800	1800	1800	1800	1800	1800	
Operación y Mantenimiento	\$ x 10 ³	Dato histórico	31,9	31,9	31,9	31,9	31,9	31,9	31,9	31,9	31,9	31,9	31,9	31,9	31,9	
1.3. Grupos Turbo Gas Chilecito																
Potencia efectiva	kW				5000	5000	5000	10000	10000	10000	5000	5000	5000			
Hs. utilización	Hs.				500	3111	500	629	1099	1614	500	500	500			
Generación	MWh				12500	15559	2500	6293	10987	16141	2500	2500	2500			
Operación y Mantenimiento	\$ x 10 ³	35,0\$/kW			175,0	175,0	175,0	350,0	350,0	350,0	175,0	175,0	175,0	175,0	175,0	
Combustibles	\$ x 10 ³	0,0577\$/kWh			144,3	897,8	144,3	363,1	628,8	931,3	144,3	144,3	144,3	144,3	144,3	
1.4. Grupos turbo vapor La Rioja																
Potencia Efectiva	kW				10000	10000	10000	10000	10000	10000	20000	20000	20000			
Hs. utilización	Hs.				3500	7000	7000	7000	7000	7000	5533	5864	6213			
Generación	MWh				35000	70000	70000	70000	70000	70000	110653	117279	124594			
Operación y Mantenimiento	\$ x 10 ³	35,0\$/kW-10000 28,0\$/kW-20000			350,0	350,0	350,0	350,0	350,0	350,0	560,0	560,0	560,0	560,0	560,0	
Combustibles	\$ x 10 ³															
Fuei-oil(100%)	\$ x 10 ³	0,0246\$/kWh			861,0	1722,0	1722,0	1722,0	1722,0	1722,0	2722,1	2885,1	3065,0	3065,0	3065,0	

CUADRO 4.4.VI (Continuación)

Evaluación de Alternativas de equipamiento interzonales

Sistema: Chilecito - La Rioja (vapor) + Sistema Norte

Alternativa: Interconectada

Rubro	Unidad	Coeficiente	Periodos - Año Calendario														
			(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11/16)	(17)	(18/29)	(30)	
			1970	1971	1972	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980/85	1986	1987/98	1999	
1.5. Líneas y Estaciones																	
Transformadoras																	
Operación y Mantenimiento (1% Inversión)																	
La Rioja-Chilecito	\$x10 ³			29,2	29,2	29,2	29,2	29,2	29,2	29,2	29,2	29,2	29,2	29,2	29,2	29,2	29,2
La Rioja-Aimogasta	\$x10 ³				34,3	34,3	34,3	34,3	34,3	34,3	34,3	34,3	34,3	34,3	34,3	34,3	34,3
Total I - Gastos de Explotación	\$x10 ³		2898,1	4321,3	5175,1	5457,9	5335,7	5710,9	5976,6	6279,1	5646,4	5809,4	5989,3	5989,3	5989,3	5989,3	5989,3
2. Inversiones																	
2.1. Grupos Diesel																	
2 x 1500 Transp.	\$x10 ³				178,5												
2.2. Grupo Turbogas																	
1 x 5000 kW	\$x10 ³	368\$/kW		1840,0													
1 x 5000 kW	\$x10 ³	"				1840,0								1840,0			(245,3)
2.3. Grupos turbo vapor																	
1 x 10000 kW	\$x10 ³	875\$/kW		3062,5	3500,0	2187,5											
1 x 10000 kW	\$x10 ³	875\$/kW						2187,5	3500,0	3062,5							(875,0)
2.4. Retiros																	
2x92 kW (D) Alpasinche	\$x10 ³					(24,0)											
1x5000 kW (TG) Chilecito	\$x10 ³																
2x177 kW (D) Mazán	\$x10 ³						(135,0)				(1472,0)						
2.5. Líneas y Estaciones																	
Transformadoras																	
Línea 66 kV La Rioja-Chilecito	\$x10 ³				2020,0												
Estación Elevadora 13.2/66 kV 15MVA La Rioja	\$x10 ³				900,0												
Línea 66 kV La Rioja-Mazán- Aimogasta	\$x10 ³				3038,0												
E. T. Aimogasta 66/33 kV 1 x 2500 kVA	\$x10 ³				339,0												
Total II	\$x10 ³		7822,5	7105,5	2028,5	1840,0	2187,5	3500,0	3062,5	(1472,0)				1840,0			(3698,8)
Total I + II	\$x10 ³		2898,1	4313,8	13206,7	14207,9	5335,7	7550,9	5976,6	6279,1	5646,4	5809,4	5989,3	7829,3	5989,3	2290,5	
Factores de Actualización																	
6%			0,9434	0,8900	0,8396	0,7921	0,7473	0,7050	0,6651	0,6274	0,5919	0,5584	3,1172	0,3503	2,7627	0,1741	
8%			0,9259	0,8573	0,7938	0,7350	0,6806	0,6302	0,5835	0,5403	0,5002	0,4632	2,4116	0,2502	1,7861	0,0994	
10%			0,9091	0,8264	0,7513	0,6830	0,6209	0,5645	0,5132	0,4665	0,4241	0,3855	1,8767	0,1799	1,1684	0,0573	

CUADRO 4.4.VI (Continuación)

Evaluación de Alternativas de equipamiento interzonales

Sistema: Chilecito - La Rioja (vapor) + Sistema Norte

Alternativa: Interconectada

Rubros	Unidad	Coeficiente	Periodos - Año Calendario													
			(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11/16)	(17)	(18/29)	(30)
			1970	1971	1972	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980/85	1986	1987/88	1999
<u>Valores actualizados</u>																
6%	\$ x 10 ³		2734,1	3839,3	11088,3	11254,1	3987,4	5323,4	3975,0	8428,6	3342,1	3244,0	18669,8	2907,8	18648,9	398,8
8%	\$ x 10 ³		2683,4	3698,2	10483,4	10442,8	3631,5	4758,6	3847,3	7258,4	2824,3	2690,9	14443,8	2116,3	12200,2	227,7
10%	\$ x 10 ³		2634,7	3564,9	9922,2	9704,0	3312,9	4262,5	3067,2	6267,0	2394,6	6267,0	2394,6	1548,6	8071,8	131,2
<u>Totales Actualizados</u>																
6%	\$ x 10 ³		96993,1													
8%	\$ x 10 ³		80931,4													
10%	\$ x 10 ³		68962,0													

FUENTE: FRANKLIN CONSULT

Cabe aclarar con respecto a este sistema que en lo que respecta a su evaluación intrazonal por modelo, ella fue objeto de verificación por el método del valor presente habiendo los resultados obtenidos, corroborado la decisión de interconexión resultante del mismo.

Los cálculos correspondientes a estas alternativas se indican en los CUADROS 4.4.VII , 4.4.VIII y 4.4.X.

Por último se ha evaluado la alternativa de interconexión interprovincial del sistema La Rioja-Chilecito-Sistema Norte con Catamarca, habiéndose desechado esta interconexión de acuerdo a los valores obtenidos los que se detallan a continuación:

	Costos de Comparación Actualizados al 1.1.70		
	6%	8%	10%
Alternativas Aisladas			
1. Chilecito - La Rioja (vapor) + Sistema Norte	96993,1	80931,4	68962,0
Alternativa Interconectada			
1. Chilecito-La Rioja + Sistema Norte Interconectado con Catamarca (NOA)	102505,0	85064,6	72152,2

El detalle del cálculo correspondiente se muestra en CUADRO 4.4.IX.

CUADRO 4.4.VII

Evaluación de alternativas de equipamiento interzonales

Sistema Chemical - Olta - Milagro

Alternativa Aislada

Rubro	Unidad	Coeficiente	Período - Año Calendario																	
			(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11/18)	(17)	(18)	(19)	(20/23)	(24)	(25/28)	(30)
			1970	1971	1972	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980/85	1986	1987	1988	1989/92	1993	1994/98	1999
Potencia efectiva	kW		1348	1348	1280	1280	1680	1680	1680	1680	1680	2000	2000							
Demanda de potencia	kW		632	682	760	824	891	965	1044	1110	1227	1328	1440							
Demanda de Energía	MWh		1772	1907	2480	2677	2890	3120	3371	3643	3942	4261	4611							
1. Gastos de Explotación																				
1.1. Grupos Diesel Existentes																				
1.1.1. Central Milagro																				
Potencia efectiva	kW		182	182																
Hs. de utilización	Hs		1890	2027																
Generación	MWh		344	369																
Operación y Mantenimiento	\$ x 10 ³	164 \$/kW	29,8	29,8																
Combustibles y Lubricantes	\$ x 10 ³	0,0498 \$/kWh	17,1	18,4																
1.1.2. Central Olta																				
Potencia efectiva	kW		156	156																
Hs. de utilización	Hs		1846	2057																
Generación	MWh		288	321																
Operación y Mantenimiento	\$ x 10 ³	164 \$/kW	25,6	25,6																
Combustibles y Lubricantes	\$ x 10 ³	0,0589 \$/kWh	17,0	18,9																
1.1.3. Central Gdor. Gordillo																				
Potencia efectiva	kW		1010	1010	880	880	880	880	880	880	880	800	800							
Hs. de utilización	Hs		1129	1205	772	997	500	500	500	500	500	500	500							
Generación	MWh		1140	1217	680	877	440	440	440	440	440	400	400							
Operación y Mantenimiento	\$ x 10 ³	dato histórico	124,0	124,0	108,0	108,0	108,0	108,0	108,0	108,0	108,0	98,2	98,2	98,2	98,2	98,2	98,2	98,2	98,2	
Combustibles y Lubricantes	\$ x 10 ³	0,0563 \$/kWh	64,2	68,5	38,2	49,4	24,8	24,8	24,8	24,8	24,8	22,5	22,5	22,5	22,5	22,5	22,5	22,5	22,5	
1.2. Grupos Diesel Nuevos																				
Central Gdor. Gordillo																				

CUADRO 4. VII (Continuación)

Evaluación de alternativas de equipamiento Interzonales

Sistema Chemical - Olta - Milagro

Alternativa Aislada

Rubro	Unidad	Coeficiente	Periodo - Año Calendario																		
			(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11/16)	(17)	(18)	(19)	(20/23)	(24)	(25/29)	(30)	
			1970	1971	1972	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980/85	1986	1987	1988	1989/92	1993	1994/98	1999	
Potencia efectiva	kW				400	400	800	800	800	800	800	1200	1200								
Hs. de utilización	Hs				4500	4500	3063	3350	3664	4004	4378	3218	3509								
Generación	MWh				1800	1800	2450	2680	2931	3203	3502	3861	4211								
Operación y Mantenimiento	\$ x 10 ³	51 \$/kW			20,4	20,4	40,8	40,8	40,8	40,8	40,8	61,2	61,2	61,2	61,2	61,2	61,2	61,2	61,2		
Combustibles y Lubricantes	\$ x 10 ³	0,0439 \$/kWh			79,0	79,0	107,6	117,7	128,7	140,6	153,7	169,5	184,9	184,9	184,9	184,9	184,9	184,9	184,9		
I Total Gastos Explotación (Generación)	\$ x 10 ³				277,7	285,2	245,6	256,8	281,2	291,3	302,3	314,2	327,3	351,4	366,8	366,8	366,8	366,8	366,8	366,8	
2. Inversiones																					
2.1. Grupos Diesel																					
1 x 400 kW - G. Gordillo	\$ x 10 ³	1138 \$/kW				455,2									455,2					(60,7)	
1 x 400 kW - "	\$ x 10 ³	"					455,2									455,2				(121,4)	
1 x 400 kW - "	\$ x 10 ³	"									455,2							455,2		(273,1)	
2.2. Retiros																					
1 x 80 kW - G. Gordillo	\$ x 10 ³																			(-)	
Total II - Inversiones	\$ x 10 ³					455,2	455,2				455,2		455,2		455,2		455,2		455,2	(455,2)	
Total I + II	\$ x 10 ³				277,7	740,4	245,6	712,0	281,2	291,3	302,3	314,2	782,5	351,4	366,8	822,0	366,8	822,0	366,8	822,0	366,8
Factores de actualización																					
6%			0,9434	0,8900	0,8396	0,7921	0,7473	0,7050	0,6651	0,6274	0,5919	0,5584	2,7458	0,3714	0,3503	0,3305	1,1452	0,2470	1,0404	0,1741	
8%			0,9259	0,8573	0,7938	0,7350	0,6806	0,6302	0,5835	0,5403	0,5002	0,4632	2,1413	0,2702	0,2502	0,2317	0,7674	0,1577	0,6296	0,0994	
10%			0,9091	0,8264	0,7513	0,6830	0,6209	0,5645	0,5132	0,4665	0,4241	0,3855	1,6789	0,1978	0,1799	0,1635	0,5182	0,1015	0,3847	0,0573	
Valores Actualizados																					
6%	\$ x 10 ³		262,0	658,9	206,2	564,0	210,1	205,4	201,1	197,1	463,2	196,2	1007,2	305,3	128,5	271,7	420,1	203,0	381,6	(10,9)	
8%	\$ x 10 ³		257,1	634,7	195,0	523,3	191,4	183,6	176,4	169,8	391,4	162,8	785,4	222,1	91,8	190,5	281,5	129,6	230,9	(6,2)	
10%	\$ x 10 ³		252,5	611,9	184,5	486,3	174,6	164,4	155,1	146,6	331,9	135,5	615,8	162,6	66,0	134,4	190,1	83,4	141,1	(3,6)	
Totales Actualizados																					
6%	\$ x 10 ³		5870,7																		
8%	\$ x 10 ³		4811,1																		
10%	\$ x 10 ³		4033,1																		

FUENTE: FRANKLIN CONSULT

CUADRO 4.4. VIII

Evaluación de alternativas de equipamiento interzonales

Sistema: La Rioja - Chilecito - Sistema Norte + Sistema Chemical

Alternativa: Vapor - Interconectado en 1974

Rubro	Unidad	Coeficiente	Periodos - Año Calendario											(17)	(18/29)	(30)
			(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11/16)			
			1970	1971	1972	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980/85			
Potencia Efectiva	kW		12396	16801	21733	28195	28115	31815	31815	31815	36815	36815	36815			
Demanda de Potencia	kW		7603	13148	13729	15775	17841	19669	20671	21751	23149	24511	26027			
Demanda de Energía	MWh		29355	57179	81500	84054	101575	106399	111362	116807	125479	132446	140136			
1. Gastos de Explotación																
1.1. Grupos Diesel existentes																
1.1.1. Central La Rioja																
Potencia efectiva	kW		5950	5950	5950	5950	5950	5950	5950	5950	5950	5950	5950			
hs de utilización	hs		2470	3453	4500	500	1019	1061	1106	1155	500	500	500			
Generación	MWh		14700	20547	28775	2975	6067	6313	6582	6873	2975	2975	2975			
Operación y Mantenimiento	\$ x 10 ³		1254,1	1254,1	1254,1	1254,1	1254,1	1254,1	1254,1	1254,1	1254,1	1254,1	1254,1	1254,1	1254,1	1254,1
Combustibles y lubricantes	\$ x 10 ³	0,0403\$/kWh	592,4	828,0	1079,0	119,9	244,5	254,4	265,3	277,0	119,9	119,9	119,9	119,9	119,9	119,9
1.1.2. Central Chilecito																
Potencia efectiva	kW		3250	7200	7200	4200	4200	3300	3300	3300	3300	3300	3300			
hs. de utilización	hs		2240	3666	4199	4500	3349	4500	4500	4500	500	500	500			
Generación	MWh		7729	26397	30234	18900	14065	14850	14850	14850	1650	1650	1650			
Operación y Mantenimiento	\$ x 10 ³	dato histórico	311,2	512,6	512,6	359,6	359,6	303,7	303,7	303,7	303,7	303,7	303,7	303,7	303,7	303,7
Combustibles y lubricantes	\$ x 10 ³	0,0475 \$/kWh	387,1	1253,9	1436,1	897,8	668,1	705,4	705,4	705,4	78,4	78,4	78,4	78,4	78,4	78,4
1.1.3. Central Aimogasta																
Potencia efectiva	kW		910	1365	1365	1365	1365	1365	1365	1365	1365	1365	1365			
hs. de utilización	hs		1589	4050	4500	4500	4500	4500	4500	4500	500	500	500			
Generación	MWh		1446	5528	6143	6143	6143	6143	6143	6143	683	683	683			
Operación y Mantenimiento	\$ x 10 ³	51 \$/kW	46,4	69,6	69,6	69,6	69,6	69,6	69,6	69,6	69,6	69,6	69,6	69,6	69,6	69,6
Combustibles y lubricantes	\$ x 10 ³	0,0465 \$/kWh	67,2	257,1	285,6	285,6	285,6	285,6	285,6	285,6	31,8	31,8	31,8	31,8	31,8	31,8
1.1.4. Central Mazán																
Potencia efectiva	kW		354	354	354											
hs. de utilización	hs		2062		1605											
Generación	MWh		730		588											
Operación y Mantenimiento	\$ x 10 ³	164 \$/kW	58,1	14,5	58,1											
Combustibles y lubricantes	\$ x 10 ³	0,0515 \$/kWh	37,6	-	29,2											

CUADRO 4.4. VIII (Continuación)

Evaluación de alternativas de equipamiento interzonales

Sistema: La Rioja - Chilecito, - Sistema Norte + Sistema Chemical

Alternativa: Vapor - Interconectado en 1974

Rubro	Unidad	Coeficiente	Periodos - Año Calendario													
			(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11/16)	(17)	(18/29)	(30)
			1970	1971	1972	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980/85	1986	1987/98	1999
1.2. Grupos Hidro existentes																
1.2.1. Central La Rioja																
Potencia efectiva	kW		150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	
hs. de utilización	hs		6666	6666	6666	6666	6666	6666	6666	6666	6666	6666	6666	6666	6666	
Generación	MWh		1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	
Operación y Mantenimiento	\$ x 10 ³	Dato histórico	92,1	92,1	92,1	92,1	92,1	92,1	92,1	92,1	92,1	92,1	92,1	92,1	92,1	
1.2.2. Central Chilecito																
Potencia efectiva	kW		250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	
hs. de utilización	hs		7200	7200	7200	7200	7200	7200	7200	7200	7200	7200	7200	7200	7200	
Generación	MWh		1800	1800	1800	1800	1800	1800	1800	1800	1800	1800	1800	1800	1800	
Operación y Mantenimiento	\$ x 10 ³	Dato histórico	31,9	31,9	31,9	31,9	31,9	31,9	31,9	31,9	31,9	31,9	31,9	31,9	31,9	
1.3. Grupos Turbogas Chilecito																
Potencia efectiva	kW				5000	5000	5000	10000	10000	10000	5000	5000	5000			
hs. de utilización	hs				500	3111	500	829	1099	1614	500	500	500			
Generación	MWh				12500	15559	2500	8283	10987	16141	2500	2500	2500			
Operación y Mantenimiento	\$ x 10 ³	35,0 \$/kW			175,0	175,0	175,0	350,0	350,0	350,0	175,0	175,0	175,0	175,4	175,4	
Combustibles	\$ x 10 ³	0,0877 \$/kWh			144,3	897,8	144,3	363,1	628,8	931,3	144,3	144,3	144,3	144,3	144,3	
1.4. Grupos Turbopapor La Rioja																
Potencia efectiva	kW				10000	10000	10000	10000	10000	10000	20000	20000	20000			
hs. de utilización	hs				3500	7000	7000	7000	7000	7000	5743	6092	6478			
Generación	MWh				35000	70000	70000	70000	70000	70000	114871	121838	129528			
Operación y Mantenimiento	\$ x 10 ³	35,0 \$/kW-10000 28,0 \$/kW-20000			350,0	350,0	350,0	350,0	350,0	350,0	560,0	560,0	560,0	560,0	560,0	
Combustibles y Lubricantes	\$ x 10 ³	0,0246 \$/kWh			861,0	1722,0	1722,0	1722,0	1722,0	1722,0	2825,8	2997,2	3186,4	3186,4	3186,4	
1.5. Líneas y estaciones transformadoras																
(operación y Mant. :1% s/ Inversión)																
La Rioja-Chilecito	\$x10 ³				29,2	29,2	29,2	29,2	29,2	29,2	29,2	29,2	29,2	29,2	29,2	
La Rioja-Aimogasta	\$x10 ³				34,3	34,3	34,3	34,3	34,3	34,3	34,3	34,3	34,3	34,3	34,3	
La Rioja-Chanical	\$x10 ³						37,1	37,1	37,1	37,1	37,1	37,1	37,1	37,1	37,1	
TOTAL I - Gastos de Explotación	\$ x 10 ³				3175,8	4606,5	5501,0	5765,7	5534,2	5907,0	6183,6	6497,8	5811,7	5983,1	6172,3	

CUADRO 4.4. VIII (Continuación)

Evaluación de alternativas de equipamiento interzonales

Sistema: La Rioja - Chilecito - Sistema Norte + Sistema Chemical

Alternativa: Vapor - Interconectado en 1974

Rubro	Unidad	Coeficiente	Periodos - Año Calendario														
			(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11/16)	(17)	(18/29)	(30)	
			1970	1971	1972	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980/85	1986	1987/98	1999	
<u>Totales actualizados</u>																	
6%	\$ x 10 ³																
8%	\$ x 10 ³																
10%	\$ x 10 ³																

FUENTE: FRANKLIN CONSULT

CUADRO 4.4. IX (Continuación)

Evaluación de alternativas de equipamiento interprovinciales

Sistema La Rioja - Chilecito - Sistema Norte

Alternativa Interconectado con Catamarca

Rubro	Unidad	Coeficiente	Período - Año Calendario																					
			(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11/15)	(17)	(18)	(19)	(20)	(21/29)	(30)					
			1970	1971	1972	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980/85	1986	1987	1988	1989	1990/98	1999					
2.4. Líneas y Estaciones Transf.																								
- Línea 66 kV La Rioja - Chilecito.	\$ x 10 ³			2020,0																				
- Estaciones elevadora La Rioja 13,2/66 - 10 MVA	\$ x 10 ³			600,0														(67,3)						
- Línea 66 kV La Rioja - Aimogasta.	\$ x 10 ³				3088,0													(205,7)						
- Estación transf. Aimogasta 66/33 kV	\$ x 10 ³				339,0													(22,6)						
- Línea 132 kV Catamarca - La Rioja -	\$ x 10 ³					2133,0	4977,0											(947,8)						
- Estación transf. La Rioja 132/33/ 13,2 - 2 x 15 MVA.	\$ x 10 ³					1087,8	2538,2											(483,3)						
- Auto transf. 7 MVA potencia tipo 132/69 kV.	\$ x 10 ³						61,2											(8,2)						
- Compensador sincrónico 900 kVR.	\$ x 10 ³						15,7											(2,1)						
Retiros																								
- Transformador 10 MVA - 13,2/66.	\$ x 10 ³						(560,0)																	
II Total Inversiones	\$ x 10 ³					7660,0	5445,5	3061,8	8872,1	(41,9)			5040,0	1840,0		1840,0		(2808,5)						
Total (I + II)	\$ x 10 ³					2898,1	12007,5	10729,4	8774,8	15485,4	5507,6	5681,5	5824,8	5983,0	6157,0	6348,0	11388,0	8188,0	6348,0	8188,0	6348,0	8188,0	6348,0	3539,5
Factores de Actualización																								
6%			0,9434	0,8900	0,8396	0,7921	0,7473	0,7050	0,6651	0,6274	0,5919	0,5584	2,7458	0,3714	0,3503	0,3305	0,3118	2,1207	0,1741					
8%			0,9259	0,8573	0,7938	0,7350	0,6806	0,6302	0,5835	0,5403	0,5002	0,4632	2,1413	0,2703	0,2502	0,2317	0,2145	1,3399	0,0994					
10%			0,9091	0,8264	0,7513	0,6830	0,6209	0,5645	0,5132	0,4665	0,4241	0,3855	1,6789	0,1978	0,1799	0,1635	0,1486	0,8557	0,0573					

CUADRO 4.4. IX (Continuación)

Evaluación de alternativas de equipamiento interprovinciales.

Sistema La Rioja - Chilecito - Sistema Norte

Alternativa Interconectado con Catamarca

Rubro	Unidad	Coeficiente	Periodo - Año Calendario																
			(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11/16)	(17)	(18)	(19)	(20)	(21/29)	(30)
			1970	1971	1972	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980/85	1986	1987	1988	1989	1990/98	1999
<u>Valores Actualizados</u>																			
6%	\$ x 10 ³		2734,1	10886,7	9008,4	6950,5	11572,2	3882,9	3778,8	3654,5	3541,3	3438,1	17430,3	4229,5	2868,3	2098,0	2553,0	13462,2	616,2
8%	\$ x 10 ³		2683,3	10294,0	8516,9	6449,5	10539,3	3470,6	3315,2	3147,1	2992,7	2851,9	13592,9	3078,1	2048,6	1470,8	1756,3	8505,6	351,8
10%	\$ x 10 ³		2634,7	9923,0	8061,0	5993,2	9614,9	3109,0	2915,7	2717,3	2537,4	2373,5	10657,7	2252,5	1473,0	1037,9	1216,7	5431,9	202,8
<u>Totales Actualizados</u>																			
6%	\$ x 10 ³		102505,0																
8%	\$ x 10 ³		85064,6																
10%	\$ x 10 ³		72152,2																

FUENTE: FRANKLIN CONSULT

CUADRO 4.4.X

Evaluación de Alternativas de equipamiento interzonales

Sistema: Gdor. Gordillo (Chamical-Olta-Milagro)

Alternativa: Interconectada con Cruz del Eje

Rubro	Unidad	Coeficiente	Período - Año Calendario											
			(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11/29)	30
			1970	1971	1972	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980/98	1998
Potencia efectiva	kW		1348	1348	800	800	800	800	800	800	800	800	800	800
Demanda de potencia (en Gdor. Gordillo)	kW		632	682	760	824	891	965	1044	1110	1227	1328	1440	
Demanda de energía (en Gdor. Gordillo)	MWh		1772	1907	2480	2677	2890	3120	3371	3643	3942	4261	4611	
I. Gastos de Explotación														
1.1. Grupos diesel existentes														
1.1.1. Central Milagro														
Potencia efectiva	kW		182	182										
Hs. utilización	Hs.													
Generación	MWh		344	369										
Operación y Mantenimiento	\$ x 10 ³	164 \$/kW	29,8	29,8										
Combustibles y lubricantes	\$ x 10 ³	0,0498 \$/kWh	17,1	18,4										
1.1.2. Central Olta														
Potencia efectiva	kW		156	156										
Hs. utilización	Hs.		288	321										
Generación	MWh		25,6	25,6										
Operación y Mantenimiento	\$ x 10 ³	164 \$/kW	17,0	18,9										
Combustibles y Lubrificantes	\$ x 10 ³	0,0589 \$/kWh												
1.1.3. Central Gdor. Gordillo														
Potencia efectiva	kW		1010	1010	800	800	800	800	800	800	800	800	800	800
Hs. utilización	Hs.		1129	1205	180	206	223	241	261	278	306	333	360	360
Generación	MWh		1140	1217	152	165	178	193	209	222	245	266	288	288
Operación y Mantenimiento	\$ x 10 ³	Dato histórico	124,0	124,0	31,0 (*)	31,0	31,0	31,0	31,0	31,0	31,0	31,0	31,0	31,0
Combustibles y Lubrificantes	\$ x 10 ³	0,0563 \$/kWh	64,2	68,5	8,6	9,3	10,0	10,9	11,8	12,5	13,8	15,0	16,2	16,2
1.3. Gastos de Transmisión														
Operación y Mantenimiento	\$ x 10 ³				48,0	48,0	48,0	48,0	48,0	48,0	48,0	48,0	48,0	48,0
1% sobre inversión	\$ x 10 ³													
1.4. Compra de energía	\$ x 10 ³													

(*) A partir año 1972 opera sólo un turno en pico que se supone cubrirá por lo menos el 20% de la Carga Máxima anual y una energía resultante de una utilización anual de 1000 horas de dicha potencia.

CUADRO 4.4.X (Continuación)

Evaluación de alternativas de equipamiento interzonales.

Sistema: Gobernador Cordillo (Chemical - Olta - Milagro).

Alternativa: Interconectada con Cruz del Eje.

Rubro	Unidad	Coeficiente	Período - Año Calendario										
			(1) 1970	(2) 1971	(3) 1972	(4) 1973	(5) 1974	(6) 1975	(7) 1976	(8) 1977	(9) 1978	(10) 1979	(11/29) 1980/88
Potencia	kW		654	709	767	830	898	955	1056	1142	1239		
Hs. de utilización	Hs		3827	3810	3802	3792	3786	3851	3764	3762	3751		
Energía	MWh		2503	2701	2915	3147	3400	3678	3975	4296	4648		
Costo: Cargo Fijo	\$ x 10 ³	10 \$/kW	6,5	7,1	7,7	8,3	9,0	9,6	10,6	11,4	12,4		
Cargo variable	\$ x 10 ³	0,0413 \$/kWh	103,4	111,6	120,4	130,0	140,4	151,9	164,2	177,4	192,0		
I. Total Gastos Explotación	\$ x 10 ³		277,7	285,2	297,0	217,1	228,2	240,2	253,0	267,6	282,8	289,6	299,6
II. Inversiones													
I. Incorporaciones													
1.1. LAT. Cruz del Eje - Chemical	\$ x 10 ³		4460,0										
1.2. ET. Rebafe Chemical	\$ x 10 ³		339,0										
2. Retiros													
2.1. 1 x 80 kW-G.Cordillo	\$ x 10 ³		(21,3)										
II - Total Inversiones	\$ x 10 ³		4799,0	(21,3)									(319,9)
Total I + II	\$ x 10 ³		277,7	5084,2	176,2	207,0	217,1	238,2	240,2	253,0	267,6	282,8	299,6
Factores de Actualización													
6%			0,9434	0,8900	0,8396	0,7921	0,7473	0,7050	0,6651	0,6274	0,5919	0,5584	0,5271
8%			0,9259	0,8573	0,7938	0,7350	0,6806	0,6302	0,5835	0,5403	0,5002	0,4632	0,4294
10%			0,9091	0,8284	0,7513	0,6830	0,6209	0,5645	0,5132	0,4665	0,4241	0,3855	0,3513
Valores Actualizados													
6%	\$ x 10 ³		262,0	4524,9	147,9	164,0	162,2	160,0	159,8	158,7	158,4	151,9	1918,8
8%	\$ x 10 ³		257,1	4358,7	139,9	152,1	147,8	143,8	140,2	136,7	133,9	131,0	1362,5
10%	\$ x 10 ³		252,5	4201,6	132,4	141,4	134,8	128,8	123,3	118,0	113,5	108,0	983,3
Total Actualizado													
6%	\$ x 10 ³		7972,0										
8%	\$ x 10 ³		7101,7										
10%	\$ x 10 ³		6437,4										

4.5. ANALISIS DEL ABASTECIMIENTO DE GAS PARA LA CIUDAD DE LA RIOJA.

4.5.1. Introducción

La finalidad del estudio de abastecimiento de gas consiste en contemplar como una alternativa, la provisión de dicho fluido para operación de centrales eléctricas previstas en el programa de equipamiento.

Sin embargo, para estudiar esta alternativa fué necesario estimar la demanda total de la ciudad de La Rioja, es decir, aquellos otros consumos que podrán ser atendidos como consecuencia de la habilitación del servicio.

Asimismo, el abastecimiento de gas a la ciudad de La Rioja se complementa con el servicio a la ciudad de Catamarca, para hacer más justificable desde el punto de vista económico, la construcción del ramal del gasoducto.

4.5.2. Consideraciones generales.

El papel desempeñado por el gas en la actividad energética es de importancia considerable y magnitud creciente.

Las determinaciones de consumo de otros productos - fuel, kerosene - o la adopción de ciertos criterios en el suministro de energía eléctrica, están reglados por las disponibilidades mayores o menores del gas.

Lo expuesto - interrelación del gas con las otras fuentes de energía - a su vez está directamente vinculado con los yacimientos existentes en el país, la posibilidad de su explotación comercial, la búsqueda y conocimiento de reservas suficientes, etc.

En la actualidad el gas ha alcanzado en nuestro país un alto grado de desarrollo. De 1,9 % de participación en el consumo energético en el año 1927 ha incrementado a un 18% en el momento actual con una tasa de incremento de casi 9 % anual.

Al presente el gas deriva prácticamente de yacimientos de gas asociado (gas-petróleo). De allí que la explotación del gas debe ajustarse las más de las veces a los requerimientos de la explotación del petróleo.

Vale decir, la política de explotación gasera no puede responder en forma independiente a la demanda directa de gas, sino que debe contemplar los requerimientos de la explotación petrolífera.

Por otra parte, las disponibilidades de producto están directamente relacionados no solamente con la explotación de los yacimientos existentes o los aún no explotados, sino fundamentalmente con el grado de reserva existente y el desarrollo de la actividad exploratoria en el país.

Las reservas se localizan actualmente en las siguientes zonas: Santa Cruz norte y sur, Neuquen - Rio Negro, Salta-Jujuy, Chubut, Mendoza y Tierra del Fuego. Cabe señalar la mayor importancia del gas frente

al petróleo en las cuencas del norte y Santa Cruz sur y por el contrario la mínima significación en la de Mendoza.

No obstante que en los años recientes se ha reducido la actividad exploratoria del país, los estudios efectuados al presente han evidenciado formaciones geológicas - Caimancito, Cerro Redondo, etc., que permiten abrigar esperanzas fundadas de disponer de importantes volúmenes de gas.

Cabe tener también en cuenta que las tarifas aplicadas son prácticamente similares en todo el país.

Solamente se exceptúan de esta disposición las localidades al sur del Río Colorado, las provincias de Mendoza, Salta las localidades de Cutral-Có (Neuquén), Comodoro Rivadavia (Chubut) y Río Grande (Tierra del Fuego) por tratarse de zonas productoras. Es decir, no hay distinciones con referencia al lugar de inyección del gas al gasoducto, lo que significa que no se tienen en cuenta los gastos e inversiones de transporte.

El hecho de que hasta el presente los volúmenes a satisfacer hayan superado los disponibles, es decir que la oferta sea menor que la demanda, es la razón por la cual los organismos responsables del abastecimiento de gas han debido considerar ciertos volúmenes de importación, la ejecución de importantes obras de transporte de gas y la incorporación de nuevos yacimientos.

Con el propósito de disponer de un marco de referencia general para el presente estudio, se ha elaborado el CUADRO 4.5.I. con las proyecciones de gas inyectado total, para el próximo decenio. Las cifras allí contenidas se han establecido sobre la base de datos e información de Gas del Estado y de la Secretaría del Consejo Nacional de Desarrollo.

En los volúmenes de gas a inyectar en cada gasoducto se ha tomado en consideración, la evolución de los valores históricos de inyección, el desarrollo de la declinación de los yacimientos en explotación y la entrada, a partir de 1976, de los nuevos yacimientos.

Asimismo se ha debido considerar la capacidad real de cada gasoducto a efectos de evaluar en cada caso, la capacidad ociosa.

1) Zona Norte.

El gasoducto Campo Durán-Buenos Aires transporta producto de los yacimientos situados en la zona norte fronteriza del país, como Campo Durán, Madrejones, etc., donde las acumulaciones se encuentran a considerable profundidad y elevada presión.

Actualmente se inyecta en el gasoducto volúmenes aproximados a los 6 millones de m³ diarios.

La característica señalable es la declinación importante en la producción de los pozos de la zona.

Para compensar esos menores volúmenes, con la finalidad de aprovechar la capacidad ociosa del gasoducto y fundamentalmente de compensar los déficits de aprisionamiento de gas, mientras se encara la explotación de posibles nuevos yacimientos, se ha con-

tratado la adquisición al gobierno boliviano volúmenes de gas que oscilan entre 4 y 4,5 millones de m³/día. Para ello se en cara la construcción en Bolivia de un gasoducto de 500 km. de longitud.

Por otra parte, la existencia de otros yacimientos, como el caso del ya comprobado de Caimancito, hacen previsible una ampliación del gasoducto al fin del período considerado.

2) Zona Sur.

Se ha previsto la puesta en servicio de los importantes volúmenes disponibles en los yacimientos de Cerro Redondo, El Condor, a cuyo efecto se han licitado las obras correspondientes. El proyecto ha establecido la construcción de un nuevo gasoducto de 650 km. de longitud que permitirá empalmar con el actual gasoducto Pico Truncado - Buenos Aires. Los estudios previos y los resultados obtenidos han dado ya un índice de la importancia de estos yacimientos, que evidentemente forman parte del sistema actualmente en explotación del otro lado fronterizo, por parte del Gobierno de Chile

Se prevé poder comenzar en un lapso de dos años con una inyección de 4 millones de m³ diarios.

3) Zona Neuquén.

En sus últimas fases se encuentran los trabajos de habilitación de un nuevo gasoducto que interconectaría la zona de Neuquén con Bahía Blanca.

Estos trabajos, para cuya materialización se ha contado con el apoyo financiero del Banco Interamericano de Desarrollo, permitirá poner en servicios los importantes volúmenes verificados en los yacimientos de Sierra Barrosa, El Medanito, Divisadero Catriel, Lindero Atravezado, Entre Lomas, Centenario, etc.

El citado gasoducto, de un diámetro de 24", se extenderá en una distancia de 570 km y permitirá, iniciado con 3 millones de m³ diarios, llevar a Bahía Blanca un total de 8 millones de m³ por día.

Como resumen de lo expuesto, en la correspondiente planilla se ha considerado en la zona norte el gas inyectado proveniente de los Yacimientos de Campo Durán y el adquirido al Gobierno Boliviano, además de los volúmenes provenientes de Caimancito.

En la Zona Sur, está comprendido, el gas de El Condor - Cerro Redondo, el de Pico Truncado y en la Zona de Neuquén, el transportado por el nuevo gasoducto Bahía Blanca y el proveniente de Plaza Huincul.

4) Nuevas Zonas.

El análisis del desarrollo del consumo en todo el país y de las disponibilidades conocidas llevan a considerar la necesidad de habilitar la explotación de nuevos yacimientos. En los planes existentes se ha previsto que estas numerosas zonas se pondrán en explotación en el año 1976, con 2 millones de m³ por día. A partir de entonces y en particular durante el quinquenio siguiente, los volúmenes crecerán rápidamente.

Cabe agregar finalmente que la zona mendocina, como ya se ha dicho, tiene muy poca significación y ha sido considerada dentro de la Zona Norte.

4.5.3.

Disponibilidades de gas natural.

A efectos de efectuar un análisis por sector de consumo se debe determinar los volúmenes de gas natural con que se dispondrá en el lapso de estudio.

Es sabido que al presente en nuestro país la demanda supera olgadamente a la oferta.

Al respecto deben efectuarse algunas consideraciones.

Tal como se ha dicho, la explotación gasífera ha sido en nuestro país una consecuencia de la explotación petrolífera. Es decir, no se ha efectuado una exploración y/o explotación gasífera aislada. Esta circunstancia ha determinado que la casi totalidad de la explotación se deba a gas asociado, esto es, que el gas se encuentra en reserva junto a petróleo. Por lo tanto el desarrollo del yacimiento debe estar íntimamente ligado al interés petrolero a fin de lograr una explotación técnica y económicamente racional.

Por otra parte, los yacimientos gasíferos no han sido explotados con un criterio particular, es decir no ha habido una empresa dedicada con exclusividad a la explotación de yacimientos gasíferos.

Por último, y tal como se conoce, en los años precedentes la política de exploración-explotación ha sufrido numerosos cambios.

Todo ello ha llevado a que - especialmente en gas - no se contara con yacimientos cuyas reservas y volumen de explotación satisficieran comodamente las necesidades del país.

Además, ya se ha indicado que algunos yacimientos gasíferos han evidenciado una declinación acentuada, a veces mayor aún que la prevista originalmente.

Con referencia al consumo de gas natural se debe tener en cuenta las importantes tasas de crecimientos experimentadas año a año en el país. Una de las causas principales de este incremento es la fuerte competencia que representa el gas frente a los demás combustibles sustitutivos, el kerosene y el fuel-oil primor

dialmente. Solamente las características primordiales de gas lo destacan netamente de los demás : limpieza, facilidad de manobras, elevadas calorías, no requerimiento de almacenamiento en el lugar de consumo, etc.

En oposición a este esfuerzo corresponde señalar la declinación evidenciada por algunos yacimientos en lapsos no esperados, como por ejemplo en el norte del país o en Pico Truncado.

Al mismo tiempo importa indicar que los yacimientos conocidos se encuentran ubicados en la periferia geográfica y económica. Ello determina grandes inversiones para disponer en los mercados consumidores los volúmenes de gas demandados.

Si se tiene en cuenta que la red de gasoductos existente totaliza aproximadamente 8.400 km. de longitud y la red de distribución 10.600 km. y los valores de consumo en todo el país alcanzan a casi 4.000 millones de m³/año, se llega a obtener un consumo de 0,27 mill. m³/km. valor sumamente bajo frente a 0,40 mill. m³/km. que registra Estados Unidos y 1,85 mill m³/km. para Rusia.

El valor de consumo señalado en nuestro país está dado precisamente por las grandes distancias entre las zonas productoras y las zonas de consumo y a la extensión que presentan nuestras ciudades.

Todas las consideraciones anteriores llevan a la necesidad de estudiar y verificar netamente la real conveniencia en la habilitación de las redes como así también la verdadera disponibilidad de producto, de modo de hacer posible que los gasoductos trabajen con un alto factor de eficiencia.

4.5.4. Demanda de gas.

Se ha dicho que en nuestro país la demanda de gas prima sobre la oferta. Vale decir que en toda estimación de mercado debe necesariamente darse énfasis al análisis de la disponibilidad de volúmenes necesarios para atender los requerimientos.

La experiencia indica que el desarrollo de nuevas áreas a servir lo ha sido con cierta lentitud, en la medida que avanzaba el conocimiento de nuevos volúmenes comprobados disponibles.

De todos los sectores consumidores, la demanda doméstica es atendida en forma primordial y sin restricciones en las áreas que tienen servicios de distribución.

El sector industrial, de menor consumo, es atendido con segunda prioridad. Los de mayor consumo por su parte lo es en forma restringida en la medida de las disponibilidades.

Finalmente, los volúmenes restantes se destinan al consumo de usinas.

Al respecto debe señalarse que las demandas totales de gas en el país tienen fluctuaciones muy importantes en el año. Tales son las variaciones estacionales verano-invierno, motivadas por las diferencias de la temperatura.

4.5.5. Demanda Regional

4.5.5.1. Demanda doméstica.

Si bien para hacer una estimación previa del número de usuarios y de los valores promedio de consumo por usuario, son necesarios estudiar datos censales de las viviendas existentes, incluyendo aspectos relativos a distribución espacial, densidades, características, etc., así como también encuestas relativas al tipo de las familias que las habitan, su agrupamiento posible, sus hábitos de consumo, etc. En este caso el análisis realizado es de tipo muy general, coincidente con la finalidad perseguida.

Para ello se ha partido de las proyecciones de población detalladas en el Capítulo 2 y del posible consumo promedio por usuario.

La población de la ciudad de La Rioja prevista para el año 1980, alcanza a 61.580 habitantes. En principio es posible suponer que un 40 % de esta población hará uso del servicio de provisión de gas.

Este porcentaje es consecuencia de que resulta antieconómico extender el servicio a las zonas urbanas de poca concentración. Por otra parte, el usuario debe realizar un esfuerzo económico extra para disponer del gas. Ello es debido a la compensación de obras de conexión domiciliaria, cambios en las instalaciones internas y cambios en los aparatos que utilizan el gas. Por ese motivo, el porcentaje de población/usuario depende de su distribución en el área y del nivel económico. En ciudades comparables a La Rioja se observaron en el año 1969, las siguientes relaciones entre población total y población servida:

Salta	21,2 %
San Juan	16,1 %
Sn. S. de Jujuy	8,0 %

Los porcentajes más altos adoptados en el caso de La Rioja para 1980, responden al hecho que es esperable un aumento de este indicador como consecuencia de la mayor concentración urbana.

Si se adopta para La Rioja un valor de 2 m³/día y por usuario, resulta un consumo total para el sector doméstico de 10.000 m³/día.

Para calcular el consumo doméstico en la ciudad de Catamarca, se estimó que la población de esa ciudad llegaría en el año 1980 a 78.000 habitantes. Adoptando las mismas relaciones de población abastecida y consumo por usuario que en el caso de La Rioja, se obtuvo un consumo de 15.000 m³/día.

4.5.5.2. Demanda del sector industrial.

En la actualidad el desarrollo de la actividad industrial en la ciudad de La Rioja es muy incipiente. Según el Censo Económico de 1963 existían 360 establecimientos industriales de servicios públicos y construcción, con un promedio de 3 personas ocupadas en cada uno. Ello significa que en su mayor parte estarían incluidos dentro de la anterior estimación para el sector doméstico.

Por otra parte, se ha previsto la instalación de un parque industrial, gestionándose en este momento la concreción de varios proyectos. Sin embargo, con la excepción de una planta textil, estos proyectos no incluyen actividad que pueden considerarse importantes insumidores de gas.

El consumo previsto para la planta textil es de 6.000 m³/día. Una estimación optimista podría elevar el consumo total de gas para el sector industrial a 20.000 m³/día.

Para la ciudad de Catamarca se supuso un consumo industrial de 25.000 m³/día, ligeramente superior al de La Rioja.

4.5.5.3. Demanda para usinas.

Para la alternativa de interconexión de La Rioja con Chilecito y con el sistema Norte, en la variante de equipamiento de vapor, será necesario instalar 10 MW en 1973 y la misma capacidad en 1978. Si se adopta una utilización potencial de 7.000 horas anuales, la energía generada a partir de 1978 alcanzará a 114 GWh anuales, equivalentes 366.000 millones de calorías anuales. Considerando que el gas a utilizar es de 9.300 calorías, el requerimiento de gas resulta 108.000 m³/día.

4.5.5.4. Demanda total.

En resumen, la demanda de gas en las condiciones de máxima, será en 1980:

Sector doméstico	25.000 m ³ /día.
Sector industrial	45.000 m ³ /día.
Usinas.	<u>108.000 m³/día.</u>
Total	178.000 m ³ /día.

Cabe destacar que el gas para usinas representa el 62% del consumo, motivo por el cual no deberá en este caso ser considerado como consumo compensatorio, ya que al reducirse el abastecimiento a usinas el factor de utilización del gasoducto caería en proporción casi directa a esa reducción.

4.5.6. Possibilidad de atender el consumo de la ciudad de La Rioja.

4.5.6.1. Estimación de Inversiones.

El aprovisionamiento de gas a la ciudad de La Rioja podría efectuarse derivando un ramal del gasoducto Campo Durán-Buenos Aires.

Dicho ramal podría ser utilizado para alimentar simultáneamente a las ciudades de Catamarca y La Rioja.

En principio, de acuerdo con la topografía de la región, es posible definir dos trazados alternativos para este gasoducto.

Uno de ellos arrancaría del Gasoducto del Norte en un punto ubicado a la altura de la ciudad de Catamarca - por ejemplo, la localidad de Frías en Santiago del Estero - para dirigirse en línea recta hacia el oeste hasta la ciudad de Catamarca. Desde allí se dirigiría hacia la ciudad de La Rioja orientándose en forma aproximadamente paralela a la Ruta Nacional N°38 hasta alcanzar dicha ciudad.

El otro trazado podría arrancar del Gasoducto del norte en la parte sud de Santiago del Estero - por ejemplo en la localidad de Recreo - dirigirse hacia el oeste, hasta la localidad de San Martín y luego al norte, recorriendo el valle de Catamarca, hasta la ciudad del mismo nombre. En San Martín se iniciará el ramal destinado a alimentar la ciudad de La Rioja.

Una consideración preliminar de ambas alternativas indica que es más conveniente la segunda.

En efecto, en la primera sería necesario atravesar zonas montañosas en el tramo Frías - Catamarca, con una mayor dificultad en los trabajos de tendido, lo cual incide directamente en el aumento de costo de la obra. En la segunda, si bien el recorrido es algo mayor, el cruce de la sierra de Ancasti se realizaría a la altura de sus últimas estribaciones hacia el sud. Además este trazado atraviesa zonas donde es posible esperar un desarrollo económico más dinámico que en el caso anterior.

Es evidente que el exacto recorrido del ramal debería ser con secuencia de un estudio directo en el terreno. Resulta para la alternativa seleccionada una longitud aproximada total del ramal, con su derivación hacia ambas ciudades, de 250 km.

El diámetro del gasoducto se ha fijado en 8", considerando esta dimensión mínima para un gasoducto de esa longitud. Admitiendo que la presión del Gasoducto del Norte en el punto de interconexión alcance a 45 kg/cm³. y tornando como presión admisible para la llegada a los centros de consumo 20 kg/cm²., el caudal máximo a transportar alcanza a 400.000 m³/día.

Adoptando un valor de \$ 8,00 para el tendido del gasoducto por metro y por pulgada, la inversión total en este concepto asciende a \$ 15,40 millones.

Complementariamente debe tomarse en cuenta el costo de la red de distribución domiciliaria. Para este caso se ha considerado una cantidad de 160 manzanas en la ciudad de La Rioja y 200 manzanas en Catamarca y un costo de \$ 15.000 por manzana. Se tendría así un costo de

red de \$ 5,60 millones, de los cuales \$ 2,60 millones corresponden a la ciudad de La Rioja y \$ 3,00 millones a la ciudad de Catamarca.

Sumando ambos conceptos resulta una inversión total de 21,00 millones de pesos.

4.5.6.2. Estimación de los gastos de operación y mantenimiento.

La estimación de los gastos de operación y mantenimiento se ha realizado sobre las siguientes bases:

- a) Costo del gas: \$ 0,03 por m³.
- b) Gastos de comercialización: \$ 8,70 por mil m³.
- c) Gastos de operación y mantenimiento del gasoducto: 3% de la inversión.

En el CUADRO 4.5.IV. se detallan los gastos totales de operación y mantenimiento para el período adoptado en el análisis.

4.5.6.3. Tarifas.

Las tarifas de venta de gas natural con las excepciones antes señaladas, son fijas para todo el país. Vale decir que su valor es independiente del lugar en que se consume y fundamentalmente de la mayor o menor distancia del centro de producción o inyección al gasoducto.

Las tarifas correspondientes a todo el país, son las siguientes:

a) Consumo doméstico:

Como tal pueden considerarse los consumos establecidos de hasta 200 m³. por día (incluyéndose aún los comerciales.)

La tarifa fijada es de \$ 0,1463 por m³. de 9.300 calorías.

b) Consumo industrial.

Los consumos estimados a la industria están regidos por una escala descendente en función del mayor consumo.

Partiendo de \$ 0,1463 por m³. para mínimos consumos, se llega a \$ 0,0515 más una tasa fija para una demanda de más de 200.000 m³/día, de acuerdo al detalle siguiente:

Consumo m ³ /día	Tasa fija \$	Tarifa sobre exceden te límite inferior a la escala de consumos \$
0 a 200		0,1463
201 a 500	29,26	0,0765
501 a 1000	52,21	0,0644

Consumo m ³ /día	Tasa fija \$	Tarifa sobre exceden- te límite inferior a la escala de consumos \$
1001 a 5000	84,41	0,0601
5001 a 30000	324,81	0,0572
30001 a 100000	1754,81	0,0544
100001 a 200000	5562,81	0,0530
más de 200000	10862,81	0,0515

c) Centrales eléctricas.

La Tarifa establecida para el consumo de gas en las centrales eléctricas es de \$ 0,0415 por m³ de 9.300 calorías.

Es decir que el valor establecido para el gas natural consumido en las calderas de las centrales eléctricas, es el más bajo de todos.

4.5.6.4. Estimación de los Ingresos.

Sobre la base de las tarifas indicadas y la estructura de consumo estimada para 1980, se podrán calcular los ingresos por la venta de gas.

A partir de la estructura del consumo se ha determinado la tarifa promedio, que a su vez permite calcular los ingresos. Para ello se ha supuesto que la totalidad del consumo industrial, tanto en la ciudad de La Rioja como en Catamarca, se encuentra dentro del tramo hasta 200 m³/día, con lo que le corresponde una tarifa de \$ 0,1463 por m³. Se obtuvo así una tarifa promedio de \$ 0,08.

Los valores anuales de ingresos se consignan en el CUADRO 4.5.V.

4.5.6.5. Cálculo de la relación Beneficio - Costo para el ramal.

Con la finalidad de tener una idea aproximada de la conveniencia económica de construir el ramal de gasoducto destinado a extender el abastecimiento de gas de redes a la ciudad de La Rioja y Catamarca, se ha efectuado un cálculo de la relación beneficio-costos.

Teniendo en cuenta que la incorporación de los usuarios se realiza paulatinamente, y que el primer grupo de 10 MW en la planta de La Rioja se instalará en 1973, en tanto que el segundo será puesto en marcha en 1978, se ha previsto un crecimiento paulatino del consumo entre el primer año de operación del gasoducto, previsto en 1973, y el año 1980, tomado como base el cálculo de consumo realizado en el punto 4.5.5.

Este año coincide con la máxima utilización posible de los gasoductos sin tener que recurrir a la instalación de plantas de rebombeo.

Es decir que se hace necesario prever los gasoductos e instalaciones para satisfacer los picos máximos de consumo de invierno.

La dificultad actual reside en que en el país no se dispone hasta la fecha de sistemas para el almacenamiento de gas natural en grandes volúmenes que permitiera distribuir en invierno lo no demandado en verano. Problemas de estructura geológica han impedido hasta el presente concretar las obras necesarias.

Por otra parte, a efectos de que los gasoductos sean re-dituables, se requiere su utilización con un alto factor de carga, debido las altas inversiones que exige su habilitación.

Tal es la razón por la que las estimaciones de consumo se efectúan en conjunto, destinándose los volúmenes residuales que quedan luego de atender los sectores de mayor prioridad al consumo del sector usinas.

Por otra parte debe recordarse que el gas natural es una fuente de energía noble, y su extracción y distribución exigen elevadas inversiones. De tal modo es razonable su utilización con la mayor eficiencia orientando su consumo hacia el empleo más valioso.

Se ha visto que los sectores consumidores en el país pueden agruparse en tres grandes divisiones: doméstico, industrias y usinas, incluyéndose en el primero, consumo de gobierno, comercio, familias, etc.

Si se estudian los valores históricos de consumo, se verá que la demanda total doméstica en el país fué en el año 1958 de 1,64 millones de t.e.p. (1) y de 2,42 millones en 1968.

A partir de estas cifras y tomando en cuenta las estimaciones realizadas por Gas del Estado y la Secretaría del Consejo Nacional de Desarrollo, se ha elaborado el CUADRO 4.5.2 con las previsiones de venta hasta 1980. El total de ventas para ese año se estima en 5.49 millones de t.e.p.

La participación del sector industrial se ha ido modificando en función de la habilitación de nuevos gasoductos.

En la estimación de consumo prevista se ha tomado en cuenta el desarrollo histórico del sector y fundamentalmente los volúmenes de gas disponibles en cada año.

Los volúmenes restantes en cada período, se han destinado al sector usinas.

Este consumo, de gran importancia en un comienzo (30% en 1961), se ha ido reduciendo en el crecimiento del sector industrial hasta llegar al 13-14% actual. Al final del período se ha estimado una participación en el total vendido del 20 %.

Cabe agregar que en el sector doméstico se ha incluido el consumo familiar, comercial y de gobierno.

(1) toneladas equivalentes de petróleo.

El resultado obtenido para la relación beneficio-costos muestra que desde el punto de vista económico la obra podría resultar justificada, aunque con un margen muy estrecho. Es evidente que ésta no es la única razón que debe incidir en la justificación de la obra. Por otra parte, la observación de los valores contenidos en el CUADRO 4.5.V. pone en evidencia que los supuestos en cuanto a la estimación de ingresos, deben cumplirse en forma bastante estricta para que la mencionada relación supere la unidad.

En resumen, la alternativa de utilización de gas de red para el abastecimiento a la central de la ciudad de La Rioja, sólo puede ser justificada desde un punto de vista económico si el servicio de gas se extiende a los diferentes usos posibles y se incluyen el abastecimiento de la ciudad de Catamarca.

CUADRO 4.5.I.

Gas Inyectado (millones m³/d).

Año	Zona Norte(*)	Zona Neuquén	Zona Sur	Zonas Nuevas	Totales
1970	6,15	2,2	4,5		12,85
1971	7,25	4,7	3,5		15,45
1972	7,3	6,3	7		20,6
1973	7,3	6,3	8		21,6
1974	7,3	6,3	9,5		23,1
1975	7,3	8,7	11,3		27,3
1976	7,65	8,7	11,3	2	29,65
1977	7,85	8,7	11,3	4	31,85
1978	7,95	8,7	11,3	6	33,95
1979	8,95	8,7	11,3	6	34,95
1980	8,95	8,7	11,3	7	35,95

(*) Incluye Mendoza

FUENTE: FRANKLIN CONSULT.

Gas Natural - Ventas * (millones m³ año).

Años	Doméstico(*)	Industrial	Usinas	Totales
1970	1.212	2.400	468	4.080
1971	1.315	2.740	525	4.680
1972	1.435	3.151	826	5.412
1973	1.573	3.500	1.077	6.150
1974	1.740	3.890	1.367	6.997
1975	1.907	4.350	1.714	7.971
1976	2.101	4.772	1.890	8.763
1977	2.307	5.343	2.000	9.650
1978	2.523	5.476	2.300	10.299
1979	2.690	5.860	2.400	10.950
1980	2.869	6.265	2.400	11.534

(*) Incluye familiar, comercial, gobierno.

FUENTE: FRANKLIN CONSULT.

CUADRO 4.5. III

Consumos específicos de algunas ciudades (doméstico)

C i u d a d	m ³ /usuario/dfa
S. Salvador de Jujuy	0,5
Laprida	2,6
Viedma	1,8
Punta Alta	2,1
Embarcación	1,1
S. R. de la Nueva Orán	1,3
Olivos	1,9
La Plata	1,6
B. Blanca	2,0
Mendoza	2,46
Salta	2,1
S. Nicolás	1,57

FUENTE: Comisión Nacional de Gas del Estado.

CUADRO 4.5.IV.

Gastos totales (en miles de pesos).

Año	Ventas (miles de m ³)	Costo gas (\$0,03 m ³ .)	Gastos comer- cialización ($\frac{\$ 8,70}{\text{mil m}^3}$.)	Gastos operación y mantenimiento (3% inversión)	Total
1	36500	1095	315	630	2040
2	43800	1314	386	630	2330
3	51100	1533	447	630	2610
4	58400	1762	498	630	2890
5	65700	1971	569	630	3170
6	73000	2190	630	630	3450
7	76650	2299	671	630	3600
8	80665	2419	701	630	3750
9	84680	2540	740	630	3910
10	88695	2661	769	630	4060
11	93075	2792	808	630	4230
12	97820	2934	856	630	4420
13	102565	3078	892	630	4600
14	107675	3231	939	630	4800
15	113150	3393	987	630	5010
16	118990	3570	1030	630	5230
17	124830	3744	1086	630	5460
18	131035	3931	1139	630	5700
19	137605	4128	1202	630	5960
20	144540	4335	1255	630	6220

FUENTE: FRANKLIN CONSULT

CUADRO 4.5.V.

Relación beneficio - costo.

Año	Ventas (miles de m ³)	Ingresos anuales (miles \$) año	Ingresos anuales ac- tualizados (miles \$)	Inversión (miles de \$)	Gastos anuales (miles de \$)	Gastos anua- les actuali- zados (miles de \$)
0				21.000		
1	36.500	2.920	2.700		2.040	1.890
2	43.800	3.500	3.000		2.330	2.000
3	51.100	4.090	3.250		2.610	2.070
4	58.400	4.670	3.430		2.890	2.120
5	65.700	5.260	3.580		3.170	2.160
6	73.000	5.840	3.680		3.450	2.170
7	76.650	6.130	3.580		3.600	2.100
8	80.665	6.450	3.480		3.750	2.020
9	84.680	6.770	3.390		3.910	1.960
10	88.695	7.100	3.290		4.060	1.880
11	93.075	7.450	3.200		4.230	1.810
12	97.820	7.830	3.110		4.420	1.760
13	102.565	8.210	3.020		4.600	1.600
14	107.675	8.610	2.930		4.800	1.630
15	113.150	9.050	2.850		5.010	1.580
16	118.990	9.520	2.780		5.230	1.530
17	124.830	9.990	2.700		5.460	1.480
18	131.035	10.480	2.620		5.700	1.430
19	137.605	11.010	2.520		5.960	1.380
20	144.540	11.560	2.480		6.220	1.330
			61.620	21.000		

Relación beneficio-costos = $\frac{61.620}{21.000 + 35.990} = 1,08$

FUENTE: FRANKLIN CONSULT.

PLAN DE EQUIPAMIENTO PROPUESTO. - RESUMEN DE PRESUPUESTO Y PROGRAMA DE INVERSIONES DESAGREGADOS POR ENTES PRESTATARIOS DEL SERVICIO ELECTRICO.

En los CUADROS 4.6.I y 4.6.II se indican el plan de equipamiento propuesto para el desarrollo eléctrico de la provincia de La Rioja desagregado para ente prestatario-D.P.E. y A.Y.E.- y sus respectivos resúmenes de presupuesto.

Del análisis del plan surgen los lineamientos que lo orientan y que son el resultado de la selección de alternativas efectuada.

Los lineamientos principales son los siguientes:

- 1) Integrar en forma progresiva las áreas eléctricas zonales de acuerdo a las prioridades establecidas mediante interconexiones que centralicen la operación y el mantenimiento.

Evitar la multiplicidad de grupos pequeños y antieconómicos con dificultades para su operación por su dispersión geográfica y aislamiento.

Concentración zonal de la generación, el personal especializado y los talleres, equipos y herramientas para mantenimiento.

Aprovechar los grupos retirados por la interconexión desplazándolos hacia localidades aisladas que los requieran.

La tendencia a la integración zonal queda evidenciada en el plan mediante el análisis de las diferentes zonas

Zona Oeste

Interconexión de Villa Unión con Villa Castelli y Vinchina en 1971, de acuerdo con decisión ya tomada por la provincia.

Interconexión de Villa Unión con Guandacol en 1974.

Zona de Los Llanos

Interconexión Chamental-Olta-Catuna en 1972.

Interconexión Chepes-Ulapes-Tello en 1974.

La interconexión Chamental-Punta de Los Llanos-Patquía que resulta conveniente según el modelo de evaluación en el corte al año 1980, ha sido planteada con posterioridad al "año horizonte" ya que no se preveen ampliar las centrales mencionadas hasta entonces y dado que los grupos están en las postrimerías de su vida útil, estimándose por consiguiente conveniente fijar la interconexión en oportunidad del término de la misma.

Zona Chilecito

Interconexión Chilecito-Famatina en 1972.

Interconexión Famatina-Pituil en 1973.

CUADRO 4. 6.I.

Plan de equipamiento y resumen de presupuesto.

Dirección Provincial de Energía.

(Valores en miles de pesos Ley)

Obra	Año de Habilitación	Presupuesto
2 x 560 kW y 1 x 232 kW - Diesel en Villa Unión.	1970	102,4 (1)
1 x 455 kW - Diesel Aimogasta.	1971	79,7 (1)
Línea 33kV - Aimogasta - Mazán.	1970	963,6
Línea 66 kV - Chilecito - Nonogasta - Vichigasta.	1971	1234,90
Estación transformadora Nonogasta 1 x 1,5 MVA - 66/13,2 kV.	1971	547,7
Estación transformadora Vichigasta 1 x 1,5 MVA - 66/13,2 kV.	1971	547,7
Línea 33 kV - Villa Unión - Villa Castelli Vinchina y subtransformación.	1971	1700,8
Línea 33 kV - Aimogasta - Alpasinche.	1972	786,3
Subtransf. - Alpasinche 33/13,2 - 1 x 1000 kVA.	1972	72,0
Línea 33 kV - G. Gordillo - Olta-Catuna	1972	1320,0 ////////

CUADRO 4.6.I.

(Continuación)

Plan de equipamiento y resumen de presupuesto.

Dirección Provincial de Energía.

(Valores en miles de pesos Ley).

Obra	Año de Habilitación	Presupuesto
Estación transf. Olta 33/13,2 kV - 1 x 1000 kVA.	1972	72,0
Estación transf. Catuna 33/13,2 kV - 1 x 1000 kVA.	1972	72,0
Línea 66 kV Vichigasta - Catinzaco.	1972	493,3
Estación transformadora Catinzaco 1 x 1,5 MVA - 66/13,2 kV.	1972	587,1
Línea 66 kV - La Rioja - Aimogasta.	1973	3088,0
Estación transf. Aimogasta 66/33 kV - 1 x 2500 kVA.	1973	339,0
Línea 33 kV - Chepes - km 14 (inicialmen <u>te</u> trabaja en 13,2 kV).	1974	561,0
Línea 33 kV - km 14 - Ulapes y km 14 - D. Tello (inicialmente trabaja en 13,2 kV)	1974	794,7
Línea 33 kV - Villa Unión - Guandacol (inicialmente trabaja en 13,2 kV).	1974	780,0
Línea 13,2 kV - Guandacol - Santa Clara.	1974	36,0 /////

CUADRO 4. 6.I. (Continuación)

Plan de equipamiento y resumen de presupuesto.

Dirección Provincial de Energía.

(Valores en miles de pesos Ley).

Obra	Año de Habilitación	Presupuesto
Línea 13,2 kV - Vinchina - Jagué.	1975	408,0
Línea 13,2 kV - Pituil - Chañararmuyo - Sto. Domingo - Santa Cruz.	1975	636,0
Total presupuesto de obras		15221,3

(1) - Inversión complementaria año 1970.

FUENTE: FRANKLIN CONSULT S. C. A.

CUADRO 4. 6.II.

Plan de equipamiento y resumen de presupuesto.

Agua y Energía Eléctrica.

(Valores en miles de pesos Ley).

Obra	Año de Habilitación	Presupuesto
2 x 1050 kW Diesel Chilecito	1971	300,0 (1)
2 x 1050 kW Diesel La Rioja	1971	650,0 (1)
Estación transformadora - Chilecito 1 x 10 MVA - 13,2/33/66 kV.	1971	700,0
1 x 5000 kW Turbogas Chilecito	1972	1840,0
1 x 400 kW Diesel G. Gordillo	1972	455,2
Estación elevadora G. Gordillo - 13,2/33 kV - 1 x 2,5 MVA.	1972	170,0
Línea 33 kV - Chilecito - Famatina	1971	544,0
Línea 66 kV - La Rioja - Chilecito	1972	2020,0
Estación transformadora - La Rioja 13,2/ 66 kV - 15 MVA.	1972	900,0
Estación transformadora - Anguinán 1 x 2,5 MVA - 33/13,2 kV.	1971	170,0
Línea 33 kV - Famatina - Pituil	1973	850,0
1 x 10000 kW - Vapor - La Rioja	1973	8750,0 /////

CUADRO 4.6.II.

(Continuación)

Plan de equipamiento y resumen de presupuesto.

Agua y Energía Eléctrica.

(Valores en miles de pesos Ley).

Obras	Año de Habilitación	Presupuesto
1 x 400 kW - Diesel - G. Gordillo	1974	455,2
1 x 5000 kW - Turbogas - Chilecito	1975	1840,0
1 x 10000 kW - Vapor - La Rioja	1978	8750,0
1 x 400 kW - Diesel - G. Gordillo	1979	455,0
Total presupuesto de obras		28849,4

(1) - Monto de inversión faltante al 31-12-69.

FUENTE: FRANKLIN CONSULT

Zona Norte

Interconexión Aimogasta-Alpasinche en 1972.

- 2) Realizar interconexiones entre zonas, con especial prioridad para aquellas que permitan economías de escalas o cambios tecnológicos de generación sustanciales. En este sentido el plan indica la interconexión del subsistema eléctrico de La Rioja con el de Chilecito en 1972, y la de este sistema conjunto con el subsistema Norte en 1973. De esta manera queda integrado el sistema eléctrico mas importante de la provincia de la Rioja; viable dentro de distancias económicas actualmente admisibles.
- 3) Centralizar la generación a los efectos de promover tamaños mayores de equipos y cambios en el tipo tecnológico de generación, sólo posibles a esos niveles de capacidad, que impliquen sustanciales economías de escala. En este sentido la recomendación mas importante es la de la habilitación del primer grupo vapor de 10.000 kW en 1973, en La Rioja.
- 4) Interconexiones interprovinciales. En este sentido se evidencia que las interconexiones con Catamarca y Cordoba son aún tempranas, siendo técnica y económicamente mas viable la generación local.

En los CUADROS Nro. 4.6.III y 4.6.IV. se establece el programa de inversiones para la D.P.E. y A. y E. de acuerdo al plan de equipamiento propuesto.

Se estima que las inversiones planteadas no presentarán puntos de estrangulamiento financiero para ninguno de los dos entes prestatarios del servicio eléctrico en La Rioja, ya que los niveles de variación están dentro de franjas normales.

El monto mas alto para la D.P.E. se presenta en el año 1972, siendo dicha cifra relativamente obligada a fin de no realizar nuevos equipamientos en generación.

El programa de equipamiento en generación propuesto para las centrales de la D.P.E., ha sido elaborado en base a las siguientes premisas:

- Teniendo en cuenta que el programa de inversiones en transmisión, ya justificado económicamente, cubre la fuente de recursos destinadas a inversiones eléctricas de la provincia, se ha estimado conveniente no recargarlo con nuevas inversiones en unidades Diésel puesto que a corto plazo se dispondrá de grupos retirados de centrales interconectadas, aún cuando ello implique pequeños déficits en alguna localidad aislada.
- En función de la disponibilidad de grupos de centrales interconectadas, se ha anticipado el equipamiento de localidades aisladas, pese a que en algunos casos tal

CUADRO 4.6.III.

Programa de Inversiones Anuales.

Dirección Provincial de Energía.

(Valores en miles de pesos Ley).

O b r a	1970	1971	1972	1973	1974	1975	1976/77
<u>I. Generación</u>							
1 x 455 kW Diesel Aimogasta	79,7						
2 x 560 - 1 x 232 kW Diesel Villa Unión	102,4						
<u>II. Transmisión</u>							
Línea 66 kV - Chilecito - Nonogasta - Vichigasta.	1234,9						
Estación transformadora Nonogasta 1 x 1,5 MVA - 66/13,2 kV.	547,7						
Estación transformadora Vichigasta 1 x 1,5 MVA - 66/13,2 kV	547,7						
Línea 33 kV - Villa Unión - Villa Castelli - Vinchina y subtransformación.	1700,8						
Línea 33 kV - Aimogasta - Alpasinche		786,3					
Subtransfor. Alpasinche 33/13,2 kV - 1 x 1000 kVA.		72,0					
Línea 33 kV G. Gordillo - Olta - Catuna		1320,0					

CUADRO 4.6.III. (Continuación)

Programa de Inversiones Anuales

Dirección Provincial de Energía.

(Valores en miles de pesos Ley).

O b r a	1970	1971	1972	1973	1974	1975	1976/77
Estación transformadora Olta 33/13,2 - 1 x 1000 kVA.		72,0					
Estación transformadora Catuna 33/13,2 - 1 x 1000 kVA.		72,0					
Línea 66 kV Vichigasta - Catinzaco.		493,3					
Estación transformadora Catinzaco 1 x 1,5 MVA 66/13,2 kV.		587,1					
Línea 66 kV - La Rioja - Aimogasta.			3088,0				
Estación transformadora Aimogasta 66/33 kV 1 x 2500 kVA.			339,0				
Línea 33 kV Chepes - km 14 (inicialmente - trabaja en 13,2 kV).				561,0			
Línea 33 kV - km 14 - Ujapés y km 11 D. Tello (inicialmente trabaja en 13,2 kV).				794,7			
Línea 33 kV - Villa Unión - km 13 (inicial- mente trabaja en 13,2 kV).				780,0			

CUADRO 4.6. III (continuación)
 Programa de Inversiones anuales
 Dirección Provincial de Energía
 (Valores en miles de \$ Ley)

	1970	1971	1972	1973	1974	1975	1976/77
Línea 33 kV Villa Unión- Guandacol (inicialmente trabaja en 13,2 kV).				780,0		36,0	
Línea 13,2 kV Guandacol-Sta. Clara					408,0		
Línea 13,2 kV (Vinchina-Jagüe)						636,0	
Línea 13,2 kV Pituil-Chañarmuyo- Sto. Domingo- Santa Cruz							
T A L	1882,9	2091,2	3427,0	1857,0	1080,0		

CUADRO 4.6.IV. (Continuación)

Programa de Inversiones Anuales

Agua y Energía Eléctrica

(Valores en miles de pesos Ley)

O b r a	1970	1971	1972	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979/80
Estación transformadora - La Rioja 13, 2/66 kV - 15 MVA.		900,0								
Estación transformadora - Chilecito 1 x 10 MVA 13, 2/33/66 kV.	153,0	547,0								
Estación transformadora - Anguinán 1 x 2,5 MVA - 33/13,2 kV.	85,0	85,0								
Línea 33 kV - Farnatina - Pituil			850,0							
TOTAL (I + II)	1351,2	9460,5	4350,0	2642,7	1840,0	2187,5	3500,0	3062,5	455,2	

- equipamiento no fuere estrictamente necesarios.
- Ante la perspectiva de disponer de gran cantidad de grupos Diésel retirados y para evitar inversiones postergables, no se ha previsto el uso de equipos transportables para reserva, móvil, aunque ello implique déficits circunstanciales.
 - Teniendo en cuenta que no resulta conveniente desde el punto de vista económico levantar grupos en buen estado en aquellas centrales que no se interconectan, solo se ha previsto el retiro de unidades Diésel obsoletas o en mal estado o bien en aquellas localidades que se integran a sistemas interconectados.
 - En los traslados programados se ha cuidado de ampliar las centrales con unidades gemelas, provenientes de una misma central a efectos de facilitar su mantenimiento.
 - El criterio de incorporación de potencia unitaria adoptado en el punto 4.3., ha sido respetado adecuándolo a la dimensión de los grupos disponibles y a la magnitud y evolución previsible de la demanda.

En el CUADRO 4.6.V. se detalla las incorporaciones y retiros de grupos para las centrales de la D.P.E.

El programa propuesto ha sido verificado para cada caso mediante el correspondiente balance de potencia comprobándose que en general es aceptable, de acuerdo a las premisas establecidas.

CUADRO 4. 6.V.

Resumen de Incorporaciones y Retiros de Grupos

Centrales de la Dirección Provincial de Energía

Año	Retiros			Incorporaciones		
	Central	Características del grupo.	Destino del grupo	Central	Características del grupo	Origen del grupo
1970	Chepes	2x70 kW-D	venta	Villa Unión Villa Unión Chepes Aimogasta	2x455 kW-D 1x297 kW-D 2x467 kW-D 1x455 kW-D	Compra Compra Compra Compra
1971	Villa Castelli Villa Unión Villa Unión	2x58 kW-D 1x60 kW-D 1x130 kW-D	Ulapes Venta Venta	Ulapes Chepes	2x59 kW-D 1x186 kW-D	Villa Castelli Aimogasta
1972	Olta Milagro	2x78 kW-D 2x91 kW-D	Patquía Venta	Patquía	2x78 kW-D	Olta
1973	Alpasinche Mazán Mazaq Pituitil	2x92 kW-D 1x177 kW-D 1x177 kW-D 2x38 kW-D	Venta Chepes Venta Tama	Chepes Tama	1x177 kW-D 2x38 kW-D	Mazán Pituitil
1974	D. Tello Ulapes Ulapes	2x35 kW-D 2x25 kW-D 2x58 kW-D	Malanzán P. de los Llanos Venta	Malanzán P. de los Llanos	2x35 kW-D 2x25 kW-D	D. Tello Ulapes
1975	Guandacol Guandacol	1x22 kW-D 1x22 kW-D	Chañar Venta	Chañar	1x22 kW-D	Guandacol

FUENTE: FRANK LIN CONSULT.T.

CAPITULO 5

ESTUDIO ECONOMICO

CONSIDERACIONES GENERALES.

En el apartado 4.2, "Evaluación de las alternativas de equipamiento" se evaluaron los posibles equipamientos eléctricos de la provincia de La Rioja, habiéndose seleccionado uno de ellos, al que se denominó "Plan de equipamiento propuesto".

En el presente capítulo se realiza el estudio económico de la solución propuesta que consiste en la estimación de las cuentas de ingresos y gastos e ingresos netos resultantes, los que en relación a la inversión inmovilizada permiten determinar la rentabilidad anual del servicio eléctrico.

En la concreción del plan de equipamiento concurren dos entes: uno nacional y otro provincial, quedando por lo tanto definidas dos unidades administrativas, para las cuales se realiza el estudio económico por separado.

Dichas unidades son la empresa nacional Agua y Energía Eléctrica y la Dirección Provincial de Energía, organismo centralizado de la administración provincial.

Se realiza además la estimación de la rentabilidad anual global del servicio eléctrico, considerando a la provincia de La Rioja en su conjunto.

La proyección de los estados contables se realiza adoptando como base para la misma el año 1969, para el que se consideró 1 U\$S = 3,50 \$ como relación de conversión.

El período de proyección se extiende hasta el año 1980 inclusive.

En el punto 4.6. se definió el programa de inversiones a nivel de obras en generación y transmisión para cada uno de los entes prestatarios del servicio.

En este capítulo y para el correcto cálculo de la inversión inmovilizada y depreciación, se completa dicho programa con una estimación de las inversiones en distribución y servicios varios.

En lo que respecta a la explotación de los servicios eléctricos se ha supuesto para aquellas obras que se interconectan con servicios actuales de Agua y Energía, la cesión de instalaciones de la D. P.E. para su explotación por el ente nacional pero conservando la D. P.E. la propiedad de las mismas.

Ello tiene dos tipos de ventajas : financieras y técnico-económicas.

Por una parte permite absorber el déficit de explotación a A. y E. con cargo a ganancias en otras zonas de ingreso per cápita más alto y eliminarlo parcialmente de la D.P.E. la que debe cubrirlo con erogaciones del presupuesto provincial. Ello constituye una fuente adicional de recursos que libera fondos provinciales para otros fines productivos y contribuye a aumentar el nivel de empleo, remuneración e ingreso con el consiguiente efecto multiplicador sobre la región.

En el aspecto técnico-económico pueden mencionarse las mejoras provenientes de varios factores: disponibilidad de un stock de equipos y repuestos a nivel nacional; beneficios en los precios por

el mayor volumen cuantitativo de las compras; mayor experiencia técnica tanto en aspectos de proyecto como de explotación en equipamiento aún no utilizados por la Provincia tales como: vapor, turbogas, transmisión y transformación en tensiones de 66 kW o más, etc.

Los servicios cuya explotación por A. y E. se prevé de acuerdo a este criterio son: Olta-Catuna-Milagro cuando se interconecten con Chamical, Famatina y Pituil en ocasión de su interconexión con Chilecito y el sistema Norte al interconectarse con la central de La Rioja.

5.2.

RESULTADOS DE EXPLOTACION DEL AÑO BASE.

En el CUADRO 5.2.I. se indican los resultados de explotación año 1969 correspondientes a la empresa Agua y Energía Eléctrica, Distritos La Rioja, Chilecito, Gobernador Gordillo y totales, obtenidos de la información oficial suministrada por Agua y Energía Eléctrica.

Los valores de depreciación consignados corresponden a los calculados en base a las normas tarifarias vigentes en dicha empresa, y en base a activos revaluados a la paridad 1 U\$S = 3,50 \$.

El resultado obtenido en 1969 resulta deficitario y su valor asciende a la suma de \$ Ley 18.188 (*) 1.169.640.

En el CUADRO 5.2.II. se muestran los correspondientes a la Dirección Provincial de Energía, para cada una de las centrales existentes y totales.

Los ingresos consignados en dicho cuadro han sido obtenidos en base a la información oficial suministrada por la provincia de La Rioja, no incluyendo los mismos los importes recaudados por impuestos en que la Dirección Provincial actúa como agente de retención.

Con respecto al rubro depreciación, cabe señalar que la Dirección Provincial de Energía no establece aún un fondo de amortización, no habiéndose incluido por lo tanto dicho rubro.

No obstante y en lo que respecta a la proyección que se realiza más adelante de los resultados de explotación, se ha estimado una partida anual para renovación de equipos.

El sobrante bruto de explotación obtenido para 1969, es deficitario y asciende la suma de \$ 646.957,11.

Si a esta cantidad le adicionamos la depreciación anual que ha sido estimada en \$ 616.780,00, resulta un déficit neto de explotación de \$ 1.263.737,11.

(*) En adelante se indica simplemente \$.

CUADRO 5.2.I.

Resultados de explotación año 1969 (en miles de \$)

Agua y Energía Eléctrica.

Rubro	Distrito La Rioja	Distrito Chilecito	Distrito G. Gordillo	Total
<u>Ingresos de explotación</u>				
Ingresos por venta de energía.	1450,51	412,0	128,48	1990,99
Otros ingresos de explotación.	37,73	1,83	0,47	40,03
Total Ingresos	1488,24	413,83	128,95	2031,02
<u>Gastos de explotación</u>				
Generación Diesel:				
Sueldos y cargas sociales	265,73	97,29	52,18	415,20
Materiales y Varios	55,82	34,12	6,92	96,86
Combustibles	458,62	77,64	52,31	588,57
Lubricantes	66,85	13,63	12,95	93,43
Sub- Total	847,02	222,68	124,36	1194,06
Generación hidráulica:				
Sueldos y cargas sociales	92,90	21,84	-	114,74
Materiales y Varios	1,18	2,10	-	3,28
Sub- Total	94,08	23,94	-	118,02

CUADRO 5.2.1. (Continuación)

Resultados de explotación año 1969 (en miles de \$)

Agua y Energía Eléctrica.

Rubro	Distrito La Rioja	Distrito Chilecito	Distrito G. Gordillo	Total
Transmisión:	-	-	-	-
Distribución 1a.	111,09	35,35	9,48	155,92
Distribución 2a.	80,16	34,95	1,96	117,07
Comercialización	51,44	2,60	1,64	55,68
Gastos Adm. y Generales	432,36	147,84	66,23	646,43
Sub. Total Gastos Directos	1616,15	467,36	203,67	2287,18
Proporción Oficina Central	80,80	23,60	7,42	111,82
Depreciación	402,90	121,46	75,64	676,36
Impuestos y Contribuciones	92,88	24,72	7,70	125,30
Total Gastos	2192,73	637,14	294,43	3200,66
Resultado	(704,49)	(223,31)	(165,48)	(1169,64)

FUENTE: Agua y Energía Eléctrica

CUADRO 5.2.II.

Resultados de Explotación año 1969

Dirección Provincial de Energía (en miles de pesos)

Concepto	Almogasta	Alpasinche	Chañar	Chepes	Famatina	Guandacol	Malanzán	Mazán	Mitlagro
Ingresos de Explotación									
Ingreso por venta de energía	112,23	18,97	2,98	51,62	18,24	3,71	1,71	34,77	39,06
Otros ingresos de explotación	2,32	0,25	0,08	0,42	0,10	0,22	0,04	0,59	0,22
Total ingresos	114,55	19,22	3,06	52,05	18,35	3,93	1,75	35,37	39,28
Gastos de Explotación									
Sueldos y cargas sociales	42,37	19,99	3,19	22,23	23,88	1,09	8,69	13,37	28,23
Combustibles	55,70	7,92	2,59	18,15		3,03	2,10	16,17	12,25
Lubrificantes	17,97	1,72	0,57	3,84	0,82	0,82	0,45	1,28	2,44
Materiales y Varios	64,00	4,49	1,87	2,33	7,77	-6,06	2,00	6,31	5,19
Subtotal	180,06	34,15	8,23	46,56	32,59	11,01	13,24	37,14	48,13
Proporción oficina central	123,27	24,88	6,68	33,98	23,04	5,99	5,99	48,15	24,88
Total Gastos	303,33	59,03	14,91	80,55	55,63	17,00	19,23	85,30	73,01
Resultado	(188,78)	(39,81)	(11,84)	(28,49)	(37,28)	(13,07)	(17,48)	(49,92)	(33,73)

CUADRO 5.2.II (Continuación)

Resultados de Explotación año 1969.

Dirección Provincial de Energía. (En miles de pesos).

Concepto	Olta	Patquía	Pituit	Punta de los Llanos	Tama	Tello	Ulapes	V. Unión	Vinchina	Total
<u>Ingresos de Explotación</u>										
Ingreso por venta de energía.	20,74	9,48	4,90	0,84	3,11	3,79	4,49	46,39	8,37	385,48
Otros ingresos de explotación.	0,04	0,08	0,01	0,01	0,10	0,16	0,17	0,57	0,26	5,72
Total ingresos	20,79	9,56	4,91	0,86	3,21	3,95	4,67	46,96	0,86	391,20
<u>Gastos de Explotación</u>										
<u>Sueldos y cargas sociales.</u>										
Sueldos.	19,72	5,14	2,88	1,93	8,01	5,78	8,97	27,59	15,17	258,32
Combustibles	11,95	3,84	4,09	2,35	2,72	3,54	3,15	22,16		171,78
Lubrificantes.	1,18	0,40	0,61	0,73	0,58	0,52	0,50	0,22	0,20	37,16
Materiales y Varios	1,31	13,49	2,19	5,76	1,80	3,10	1,59	18,64	2,27	150,25
Sub-total	34,19	22,88	9,79	10,79	13,11	13,05	14,23	70,66	17,66	617,53
<u>Proporción oficina central</u>										
Total Gastos	20,73	10,13	9,21	5,99	6,68	9,21	6,68	34,79	20,27	420,63
Resultado	54,92 (34,13)	33,02 (23,45)	19,00 (14,09)	16,78 (15,92)	19,79 (16,57)	22,27 (18,31)	20,91 (16,23)	105,45 (58,40)	37,93 (29,20)	1038,16 (616,93)

FUENTE: DIRECCION PROVINCIAL DE ENERGIA.

5.3.

ANALISIS DE LOS RESULTADOS DE EXPLOTACION.

5.3.1.

Estructura de los gastos de explotación.

En el CUADRO 5.3.I. se indica la estructura de gastos de Agua y Energía y la Dirección Provincial de Energía atendiendo a su clasificación en gastos variables y fijos.

Se ha considerado como gastos variables, aquellos que dependen del nivel de actividad de las empresas, ésto es del volumen de ventas (kWh) y como fijos los que son independientes de dicho nivel y son función del tiempo.

Esta clasificación es solamente aproximada, pero suficiente a los fines de este análisis, ya que algunos de los gastos clasificados como fijos pueden tener cierta variación con el nivel de actividad (por ejemplo, sueldos al aumentar la utilización de las centrales, variando el número de turnos).

La estructura de gastos de Agua y Energía Eléctrica (25% variables y 74% fijos) puede considerarse normal en una explotación de servicios de electricidad de las características de La Rioja, Chilecito y G. Gordillo.

En cuanto a la Dirección Provincial de Energía, los gastos fijos alcanzan el 87,4%, mientras que las variables, el 12,6% restante.

Esta enorme desproporción se explica fundamentalmente por los siguientes hechos:

- a) Bajísima utilización del equipo, apenas 1.100 horas en 1969 para el conjunto de sus centrales contra 2.000 horas las centrales de Agua y Energía, como consecuencia de las características socio económicas de las zonas en donde presta servicios, que se traducen en un bajo factor de carga de la demanda (2.562 horas), agravado por la discontinuidad del servicio con casi todas las localidades.
- b) Número y características geográficas de los servicios, en total 19 centrales aisladas entre si y diseminadas por toda la provincia, que provocan una alta incidencia de ciertas cargas fijas, en especial de los rubros sueldos y depreciación.
- c) Escala de las explotaciones. De las 19 centrales solamente tres centrales superan los 1.000 kW de potencia instalada y de las restantes sólo 7 superan los 100 kW. Esto se traduce en una alta incidencia de los gastos fijos (sueldos, materiales) e inversiones por kW instalado.
- d) Dispersión de la población servida. La inversión en equipos por usuario resulta extremadamente alta, sobre todo en distribución.

A continuación nos referimos a los diferentes partidas de gastos, de acuerdo a la clasificación del CUADRO 5.3.I. antes men

CUADRO 5.3.I.

Estructura de Gastos - Año 1969

(Valores en por ciento).

Estructura de Gastos.	Agua y Energía Eléctrica	Dirección Provincial de Energía
1. <u>Gastos variables</u>	<u>25,8</u>	<u>12,6</u>
Combustibles y lubricantes.	21,8	12,6
Contribuciones s/entradas brutas.	4,0	-
2. <u>Gastos Fijos</u>	<u>74,2</u>	<u>87,4</u>
Sueldos y cargas sociales	36,5	36,6
Materiales y varios.	18,5	13,5
Depreciación	19,2	37,3
<u>Total</u>	<u>100,0</u>	<u>100,0</u>

FUENTE: FRANKLIN CONSULT.

cionado.

Sueldos y cargas sociales.

De acuerdo a los datos oficiales publicados en el presupuesto general de la administración pública de la provincia de La Rioja (ejercicio financiero 1970) el total de agentes de la Dirección Provincial de Energía alcanza un total de 112 agentes.

De dicha cantidad 76 corresponden al personal de operación de centrales, 5 a personal administrativo radicado en centrales y el resto a personal de mantenimiento (10 agentes), administrativo y de dirección con asiento en la ciudad de La Rioja.

En lo que respecta a la Empresa Agua y Energía el total de agentes empleados según datos oficiales alcanza la cantidad de 126 agentes, de los cuales 38 corresponden al personal de operación y mantenimiento de centrales y el resto al personal de operación y mantenimiento de redes, medidores, administrativo y de dirección.

Refiriendo el número de agentes a la potencia instalada se obtienen los siguientes indicadores:

	<u>AyEE.</u>	<u>D.P.E.</u>
Total de agentes por kW instalado	0,013	0,029
Agentes de operación de centrales por kW instalado.	0,003	0,020
Agentes de operación y mantenimiento de centrales por kW instalado.	0,004	0,023
Agentes de operación de centrales por central y por turno.	3	2,7

La incidencia de agentes totales por kW instalado es aproximadamente el doble para la Dirección Provincial de Energía, y ésto debido a la dispersión y pequeña escala de sus servicios, ya que como puede observarse el número de agentes de operación de centrales (que representa el 68% de su personal) por central y por turno es algo inferior al de Agua y Energía Eléctrica.

A ésto debemos destacar que el denominado personal de operación de centrales en el caso de la Dirección Provincial de Energía es el que atiende las redes de distribución, conexiones y medidores.

El costo total anual en sueldos y cargas sociales por kW instalado alcanzan en 1969 los siguientes valores:

	<u>AyEE</u>	<u>D.P.E.</u>
Sueldos y cargas sociales por kW instalado.	116,6 $\frac{\$}{\text{kW}}$	155,7 $\frac{\$}{\text{kW}}$

	<u>AyEE</u>	<u>D.P.E.</u>
km de líneas distrib. 2da. por usuario.	0,0173 $\frac{\text{km}}{\text{usuar.}}$	0,0486 $\frac{\text{km}}{\text{usuar.}}$
Capacidad de estaciones transf. distribución por usuario.	0,83 $\frac{\text{kVA}}{\text{usuar.}}$	1,23 $\frac{\text{kVA}}{\text{usuar.}}$

Gastos Variables.

Comprenden los gastos de combustibles y lubricantes. Para el caso de AyEE además de los anteriores hemos clasificado en esta categoría a las contribuciones sobre entrada brutas a que se refiere el artículo 4o del Decreto N°404/67.

La incidencia de estos gastos por kWh facturado es la siguiente:

	<u>AyEE</u>	<u>D.P.E.</u>
Costo variable unitario de comb. y lubricantes.	0,0428 $\frac{\$}{\text{kWh}}$	0,0582 $\frac{\$}{\text{kWh}}$
Costo variable de contrib. s/ entradas brutas.	0,0078 $\frac{\$}{\text{kWh}}$	--
Costo variable unitario total	0,0506 $\frac{\$}{\text{kWh}}$	0,0582 $\frac{\$}{\text{kWh}}$

Los valores anteriores muestran que costo variable de combustibles y lubricantes es aproximadamente 0,015 \$/kWh más caro para la D.P.E.

Tal diferencia se explica en primer lugar por los mejores rendimientos de las centrales de AyEE y en segundo lugar por el menor precio de combustible obtenido.

El mejor rendimiento se origina en el mayor tamaño de sus grupos y al hecho de que la D.P.E. debido a la escala de algunos de sus explotaciones debe utilizar grupos con combustible gas-oil de menor rendimiento.

Materiales y varios

Este rubro representa el 13,5 % del total de gastos de la D.P.E. y el 18,5% para la empresa Agua y Energía. En el porcentaje correspondiente a esta última se incluye la Proporción de Gastos de Oficina Central de Buenos Aires. Atendiendo únicamente a los gastos que se producen en La Rioja, el porcentaje de materiales y varios representaría solamente el 15% del total de gastos.

La incidencia de estos gastos por kW instalado es la siguiente:

	<u>AyEE</u>	<u>D.P.E.</u>
Materiales y varios por kW instalado.	48,0 $\frac{\$}{\text{kW}}$	58,4 $\frac{\$}{\text{kW}}$

Depreciación

La proporción de la depreciación para renovación de equipos estimada para la D.P.E. alcanza al 37,3 % del total de gastos.

La observación del CUADRO 5.4.II., muestra que el activo fijo en explotación de la Dirección Provincial de Energía alcanza al 31-12-69 la suma de pesos 13.023.030.-

Si tenemos en cuenta que el número total de usuarios atendidos por la Dirección Provincial de Energía alcanza a fines de 1969 a 3.477, resulta una inversión de pesos 3.745,5 por usuario, suma realmente alta.

El mismo indicador para Agua y Energía Eléctrica alcanza el valor de 1.934. \$/usuario.

La enorme diferencia entre ambos se debe a las características geográficas y poblacionales del servicio eléctrico que presta la Dirección Provincial de Energía.

Por un lado la dispersión de los servicios y por otro la baja densidad de población dentro de cada servicio, influyen decisivamente en la inversión en equipos de generación y distribución, sobre todo en éste último.

Damos a continuación una serie de indicadores que corroboran estas últimas apreciaciones.

	<u>AyEE</u>	<u>D.P.E.</u>
Potencia inst. generac. por usuario.	0,88 $\frac{\text{kW}}{\text{usuar.}}$	1,12 $\frac{\text{kW}}{\text{usuar.}}$
km de líneas distrib. lra. por usuario.	0,0178 $\frac{\text{km}}{\text{usuar.}}$	0,0632 $\frac{\text{km}}{\text{usuar.}}$

El mayor precio del combustible de la D.P.E. se debe a la incidencia del flete como en el caso de Villa Unión, Olta y Milagro, y a que el precio del gas-oil es comparativamente más caro que el diesel-oil (0.17247 \$/cal y 0,12430 \$/cal respectivamente).

Así para el año 1969 han resultado los siguientes precios y rendimientos.

	<u>AyEE.</u>	<u>D.P.E.</u>
Precio medio del millón de k/cal	12,64 \$	13,10 \$
Consumo específico medio	290 $\frac{\text{Cal}}{\text{kWh}}$	332 $\frac{\text{Cal}}{\text{kWh}}$
Costo unitario referido a energía generada bruta.	0,0367 $\frac{\$}{\text{kWh}}$	0,0434 $\frac{\$}{\text{kWh}}$

5.3.2. Ingresos de explotación. Precio medio del kWh

De acuerdo al CUADRO 5.2.I. los ingresos por venta de energía de la empresa A y E alcanzan la cifra de \$ 1.990.990. Resulta para 1969 un precio medio de venta de 0,126 \$/kWh.

Los ingresos por venta de energía de la Dirección Provincial de Energía totalizan la suma de \$ 385.400 y la energía facturada ha sido de 2.355 MWh. Se obtiene para 1969 un precio medio de 0,163 \$/kWh.

Sin embargo este último precio se encuentra deformado por las siguientes causas:

- a) El alumbrado público de algunas localidades no se cobró por no haberse firmado los convenios con las respectivas municipalidades. La energía consumida y no facturada por este motivo de acuerdo a estimaciones propias asciende a los 580 MWh.
- b) Durante 1969 algunas centrales han sufrido variaciones considerables en el horario de servicio que influyen notablemente en el consumo de alumbrado público, el que se factura en base a la potencia para 6 horas diarias.

El consumo de energía por este concepto sería del orden de los 649 MWh para 1969, de acuerdo a estimaciones propias.

Teniendo en cuenta que el consumo de alumbrado público se factura a razón de 0,057 \$/kWh, los ingresos no recaudados por los conceptos anteriores ascienden a la suma de \$ 699.960, y la energía total efectivamente consumida sería de 3.587 MWh, resultando un precio medio de 0,127 \$/kWh para 1969.

5.3.3. Diagramas de equilibrio

En los PLANOS 5.3.I. y 5.3.II. se han dibujado los diagramas de equilibrio simplificados de Agua y Energía y la Dirección Provincial de Energía respectivamente para el año 1969.

La variación lineal de los ingresos con pendiente igual al precio medio del kWh supone que se mantiene constante la mezcla de ventas (residencial, comercial, etc.).

La recta de costos igual al gasto variable más los gastos fijos significa en primer término que el costo variable unitario es constante e independiente de la energía (utilización), lo que es aproximado ya que al variar la utilización de la planta varían los rendimientos de combustibles, y en segundo término que los gastos fijos son independientes del volumen de energía lo que no es exactamente cierto, sobre todo al alejarse del entorno del volumen de ventas obtenido.

La variación de estos últimos se realiza variando el factor de carga y manteniendo la carga máxima constante, ya que de no ser así variaría el tamaño de la planta y por ende los costos fijos y variables.

La observación de estos diagramas muestran lo alejado que se encuentra el punto de equilibrio, y que prácticamente resulta inalcanzable; para AyEE corresponde a una venta de 30.000 MWh lo que significaría un factor de carga de alrededor de 6.800 horas; para la D.P.E. el punto de equilibrio se encuentra fuera de la escala del dibujo.

Esto como consecuencia de la proporción de las cargas fijas en esta última y en menor parte como consecuencia del costo variable que resulta casi de 0,06 \$/kWh.

Para ambas empresas la utilidad marginal unitaria resulta positiva y de 0,076 \$/kWh para AyEE y 0,069 \$/kWh para la D.P.E.

En los PLANOS 5.3.III. y 5.3.IV se han obtenido los diagramas de equilibrio unitarios de la AyEE y la D.P.E. respectivamente. Puede apreciarse el enorme peso que tiene el costo fijo unitario por depreciación en la D.P.E.

plano 5-3-i
 DIAGRAMA DE EQUILIBRIO
 A.Y.E.E. AÑO 1969

$\frac{\$ \times 10^3}{\text{año}}$

7000

6000

5000

4000

3000

2000

1000

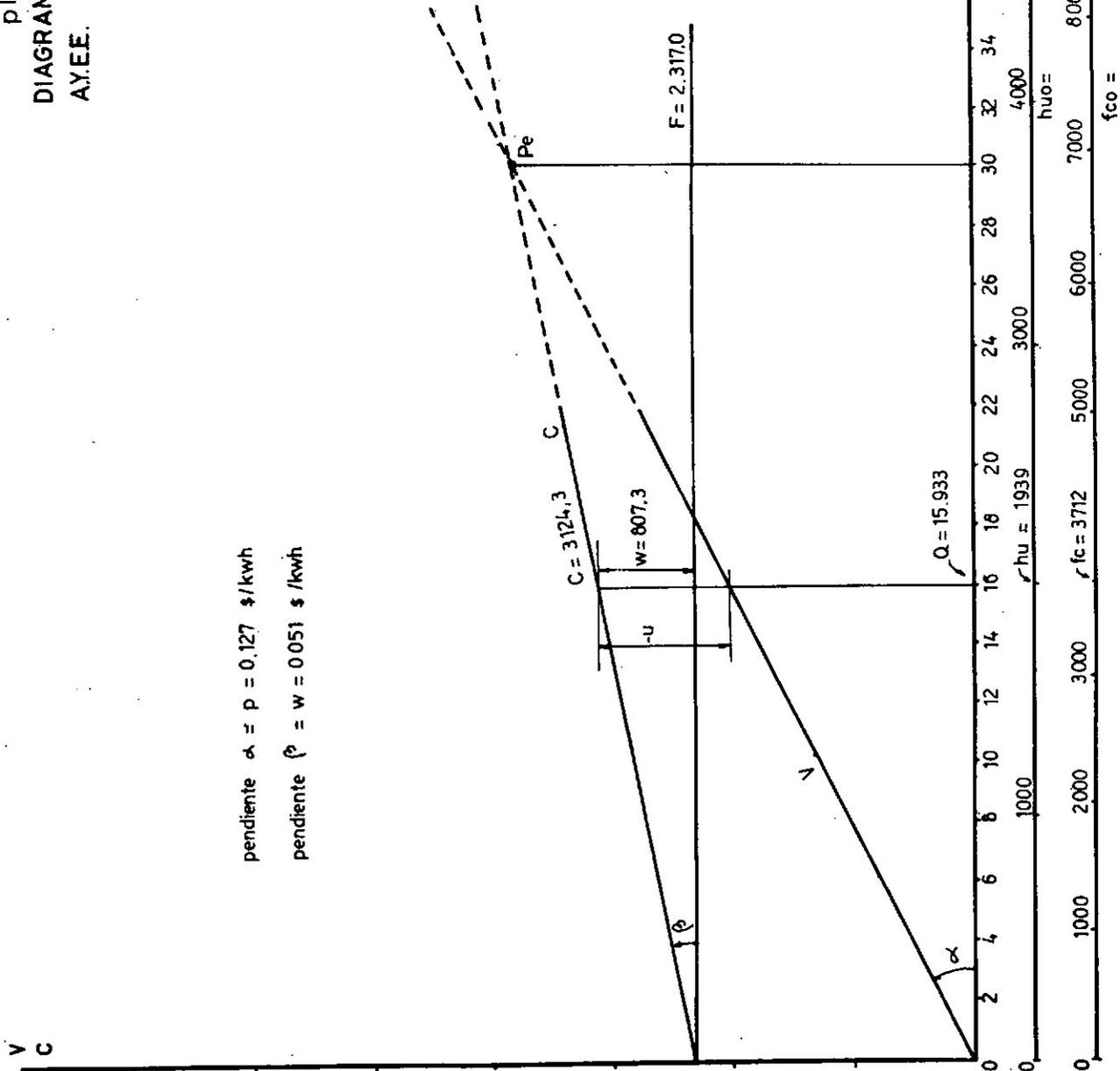
0

0

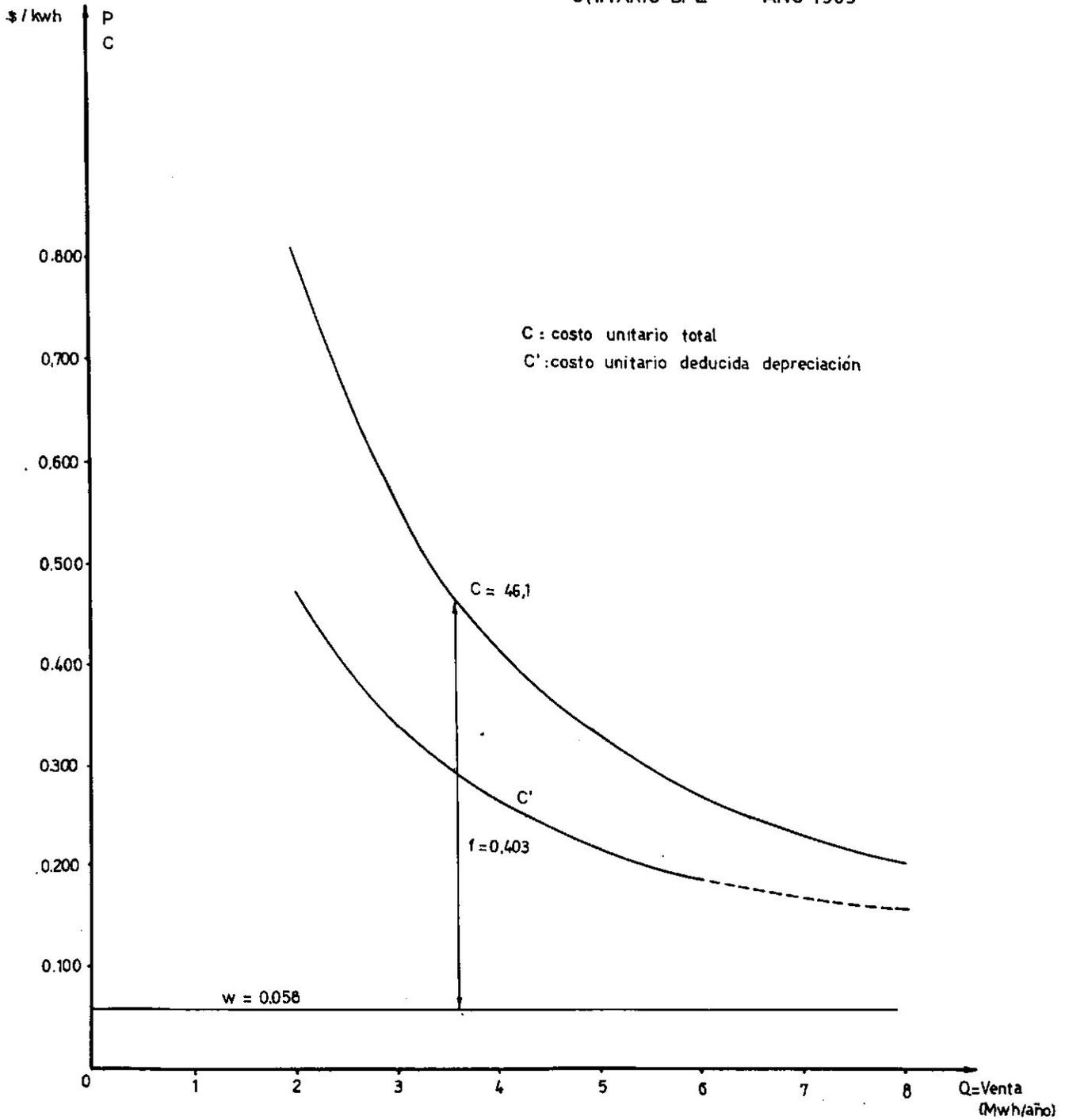
0

pendiente $\alpha = p = 0.127$ \$/kwh

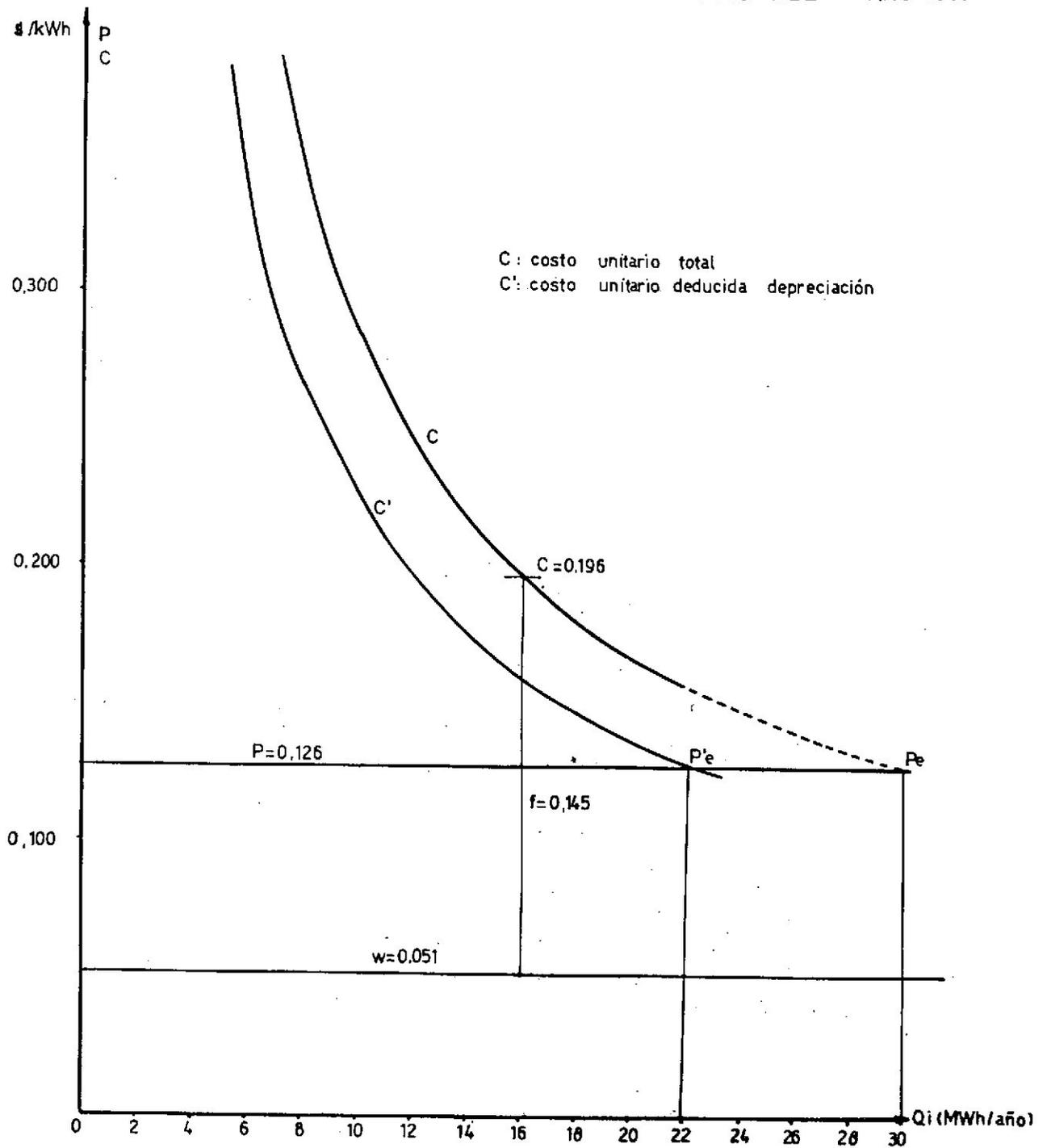
pendiente $\beta = w = 0.051$ \$/kwh



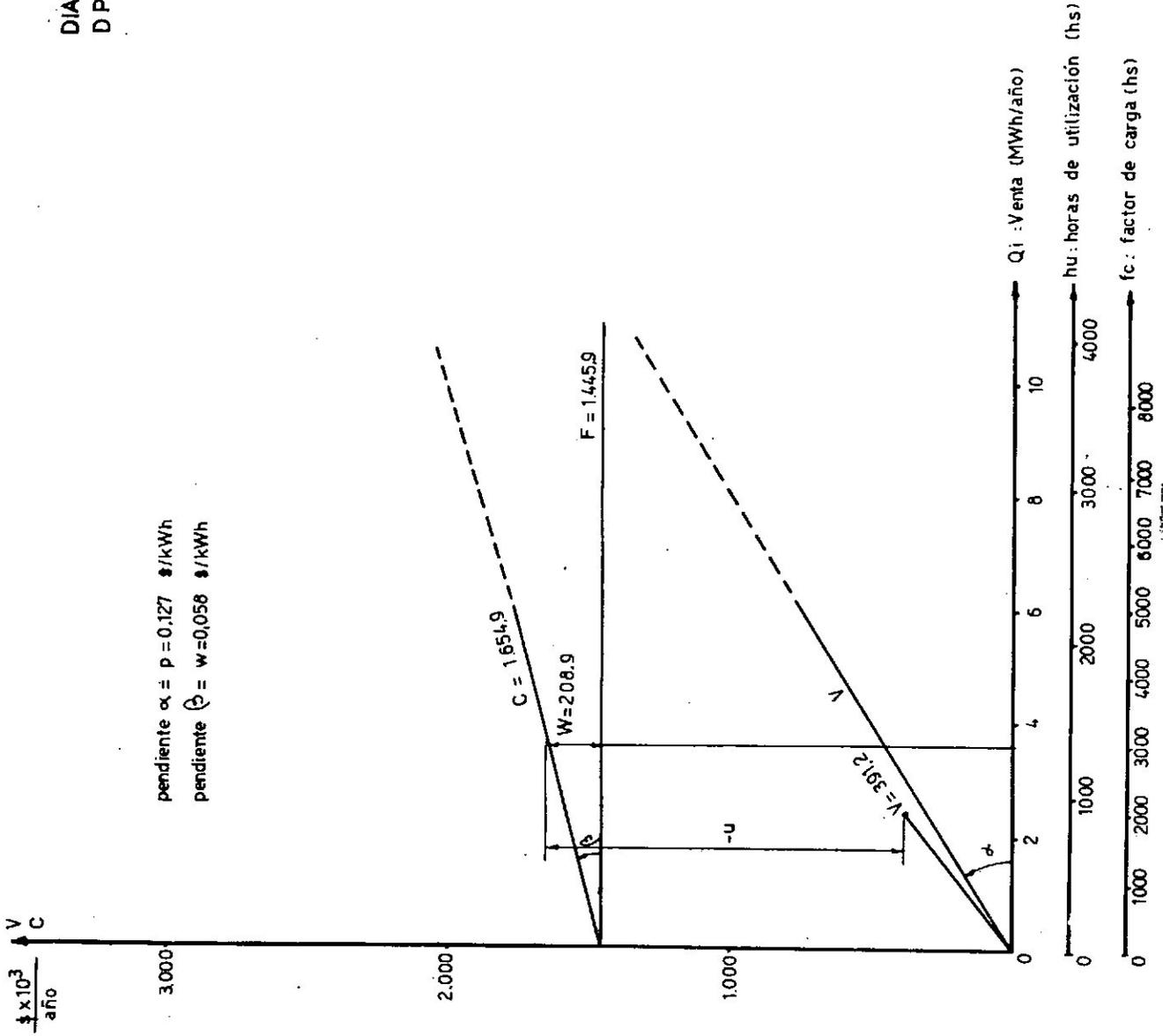
plano 5-3-II
DIAGRAMA DE EQUILIBRIO
UNITARIO DPE - AÑO 1969



plano 5-3-III
 DIAGRAMA DE EQUILIBRIO
 UNITARIO AYEE - AÑO 1969



plano 5-3-IV
 DIAGRAMA DE EQUILIBRIO
 DPE
 AÑO 1969



5.4.

Activo Fijo asignable al año base

En el CUADRO 5.4.I. se indican los valores de activo fijo bruto, depreciación acumulada y depreciación del año, correspondientes a los distritos de La Rioja, Chilecito y Gobernador Gordillo de la empresa Agua y Energía.

Los valores de activo consignados, corresponden a valores de origen revaluados a pesos de 1969 (1 U\$S = 3,50 \$). El activo fijo bruto correspondiente a la Dirección Provincial de Energía, se muestra en el CUADRO 5.4.II. correspondiendo los mismos a valores de inventario revaluados a pesos de 1969.

La depreciación acumulada al 31-12-1969 y depreciación anual de la empresa Provincial, se indican en el CUADRO 5.4.III. correspondiendo sus valores a estimaciones simplificadas realizadas sobre los activos antes mencionados.

CUADRO 5. 4.1.

Activo fijo asignable al 31-XII-1969 (en miles de \$ - 1 US\$ = 3,50 \$).

Agua y Energía Eléctrica.

Rubro	Distrito La Rioja			Distrito Chillcetto			Distrito G. Gordillo			Total	
	Activo fijo Bruto al 31-12-69	Depreciación ac. 31-12-69	Depreciación del año	Activo fijo Bruto al 31-12-69	Depreciación ac. 31-12-69	Depreciación del año	Activo fijo Bruto al 31-12-69	Depreciación ac. 31-12-69	Depreciación del año	Activo fijo Bruto al 31-12-69	Depreciación ac. 31-12-69
Generación	6602,23	1577,35	212,69	4116,16	954,57	121,46	2098,84	572,92	63,51	12817,23	3104,84
Generación Diesel	6168,92	1234,71	202,55	2854,39	809,64	92,51	2098,84	572,92	63,51	11122,15	2817,27
Generación Hidráulica	433,31	342,64	10,14	1261,77	144,93	28,95	-	-	-	1695,08	487,57
Transmisión	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Distribución y Varios	5776,0	3283,15	190,21	2349,57	1053,35	76,36	314,23	190,03	12,13	8439,80	4526,53
Distribución 1a.	2058,13	1023,75	50,01	937,23	321,81	20,34	-	-	-	2695,36	1345,56
Distribución 2a.	2051,44	1404,52	83,98	1169,79	449,15	34,25	230,14	121,49	6,51	4231,37	1975,16
Comercialización	822,67	845,02	52,08	339,94	281,00	21,52	76,04	66,92	4,31	1238,65	1192,94
Servicios indirectos	43,76	9,86	4,14	2,01	1,39	0,25	3,05	1,62	0,81	54,42	12,87
Total	12378,23	4950,50	402,90	6465,73	2007,92	197,92	2413,07	762,95	75,64	21357,03	7631,37

FUENTE: AGUA Y ENERGÍA ELÉCTRICA.

CUADRO 5.4 II

Activo fijo bruto al 31-12-69

Dirección Provincial de Energía.

(Valores en miles de \$).

Central	Activo Fijo bruto al 31-12-69				Total
	Generación	Transmisión	Distribución y varios	Servicios Indirectos	
Aimogasta	1300,00	925,03	1931,39	192,24	4348,67
Alpasinche	101,20	-	473,21	38,16	612,57
Chañar	60,00	-	23,57	9,99	93,56
Chepes	155,00	-	123,47	105,37	383,85
Famatina	401,50	-	432,81	45,03	879,34
Guandacol	40,70	-	19,80	11,85	72,35
Malanzán	40,70	-	28,05	10,40	79,16
Mazán	360,00	-	646,65	58,57	1065,22
Milagro	101,20	-	432,62	67,45	601,27
Olta	104,50	-	193,09	45,62	343,21
Patquía	122,00	-	35,00	22,39	179,39
Pituil	33,36	-	37,95	13,20	84,53
P. de los Llanos	40,70	-	28,05	5,49	74,25

CUADRO 5.4.II.

(Continuación)

Activo Fijo bruto al 31-12-69.

Dirección Provincial de Energía.

(Valores en miles de \$).

Central	Activo Fijo bruto al 31-12-69				
	Generación	Transmisión	Distribución y varios	Servicios Indirectos	Total
Tama	42,02	-	31,54	12,00	85,57
Tello D.	55,00	-	26,96	10,68	92,64
Ulapes	44,00	-	28,05	9,03	81,09
Villa Castelli	131,76	-	113,40	s/d	245,16
Villa Unión	105,00	-	387,93	75,20	568,14
Vinchina	340,00	-	487,69	51,82	879,51
Adm. Central	-	-	-	2253,55	2253,55
Total	3578,64	925,03	5481,23	3038,04	13023,030

FUENTE: DIRECCION PROVINCIAL DE ENERGIA.

CUADRO 5. 4. III.

Depreciación acumulada y depreciación anual

Dirección Provincial de Energía

(En miles de \$)

Central	Depreciación acumulada al 31-XII-69				Depreciación del año					
	Generación	Transmisión	Distribución	Servicios Indirectos	Total	Generación	Transmisión	Distribución	Servicios Indirectos	Total
Aimogasta	41,86	184,80	514,33	307,52	1048,51	41,86	30,80	61,23	19,22	153,11
Alpasinche	22,82		73,50	26,74	235,93	3,26		15,00	3,82	22,08
Chañar	3,86		1,06	2,00	6,92	1,93		0,75	1,00	3,68
Chepes	63,25		43,79	168,64	275,68	4,99		3,91	10,54	19,44
Famatina	92,70		96,04	45,00	233,74	9,27		13,72	4,50	27,49
Guandacol	10,48		3,62	9,52	23,52	1,31		0,63	1,19	3,13
Malanzán	3,93		1,87	3,12	8,82	1,31		0,89	1,04	3,24
Mazán	57,95		71,58	29,30	158,83	11,59		20,45	5,86	37,90
Milagro	32,60		95,97	67,50	196,07	3,26		13,71	6,75	23,72
Olta	6,72		8,57	9,12	24,41	3,36		6,12	4,56	14,04
Patufo	39,30		7,77	22,40	69,47	3,93		1,11	2,24	7,28
Pituil	9,36		8,40	13,20	30,96	1,07		1,20	1,32	3,59
P. de los Llanos	2,62		1,25	1,10	4,97	1,31		0,89	0,55	2,75
Tama	5,40		2,80	4,80	13,00	1,35		1,00	1,20	3,55
										///

CUADRO 5. 4. III. (Continuación)

Central	Depreciación acumulada al 31-XII-69			Depreciación del año			Total	
	Generación	Transmisión	Distribución	Generación	Transmisión	Distribución		Servicios Indirectos
Tello D.	5,31		1,78	1,77		0,85	1,07	3,69
Utlapes	5,68		2,49	1,42		0,89	0,90	3,21
Villa Castelli	4,24		3,59	4,24		3,59	s/d	7,83
Villa Unión	27,95		137,76	3,38		12,30	7,52	23,20
Vinchina	31,40		43,20	7,85		15,46	5,18	28,49
Adm. Central							225,36	225,36
Total	467,43	184,80	1119,36	108,46	30,80	173,70	303,82	616,78

FUENTE: FRANKLIN CONSULT.

5.5. PROYECCION DE LOS RESULTADOS DE EXPLOTACION

5.5.1. Proyección de los ingresos de explotación.

En el presente apartado se realiza la proyección de los ingresos de explotación de electricidad para los dos entes en estudio, la empresa Agua y Energía y la Dirección Provincial de Energía. Se obtienen luego los ingresos totales del servicio eléctrico.

La proyección de ingresos por venta de energía se realiza a tarifa vigente en 1969, habiéndose considerado dos tipos de ingresos: ingresos por demandas vegetativas e ingresos por demandas especiales.

Los ingresos por demandas vegetativas han sido estimados por la aplicación del precio medio de kWh en el año base, a la proyección vegetativa del consumo eléctrico.

Los ingresos por demandas especiales, se determinan mediante la aplicación de la tarifa adecuada para cada tipo de consumidor a la proyección de las demandas especiales.

Además de los ingresos por venta de energía se han considerado los denominados "otros ingresos de explotación", ingresos que se originan por la aplicación de aranceles a instalación de nuevas conexiones, reconexiones, inspecciones y otros.

Este rubro se estima como un porcentaje fijo de los ingresos por venta de energía. Normalmente representa entre un 2 y 3% de dichos ingresos.

5.5.1.1. Proyección de los ingresos de explotación de la empresa Agua y Energía Eléctrica.

En los CUADROS 5.5.I. y 5.5.II. se resume la venta de energía (consumo) por demandas vegetativas y especiales respectivamente, de la empresa Agua y Energía.

Dichos cuadros han sido elaborados en base a las proyecciones del consumo realizadas en el capítulo 3 y a la asignación de la explotación del servicio definida en el punto 5.1.

Con los valores del consumo vegetativo obtenidos y el precio medio del kWh en el año 1969, que ha resultado de 0,126 \$/kWh, se ha obtenido la proyección de los ingresos por demandas vegetativas y cuyos valores figuran en el CUADRO 5.5.III.

En este cuadro se muestra asimismo la proyección de ingresos por demandas especiales y que ha sido obtenida por la aplicación de las tarifas adecuadas para cada tipo de consumidor, a saber:

- Parque industrial de La Rioja.

Se ha utilizado la tarifa de Agua y Energía 5.B. "Grandes Potencias" (de 50 kW o más en alta tensión industrial) para servicios con más de 5000 kW e interconectados, distrito La Rioja.

CUADRO 5.5.I.

Proyección de la venta de energía eléctrica (vegetativa)

Agua y Energía Eléctrica.

(En MWh).

Central	Año												
	1970	1971	1972	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980		
La Rioja	12969	14266	15693	17262	18988	20887	22976	25274	27801	30581	33639		
Chilecito	3564	4003	4479	5051	5414	6376	7161	8041	9032	10146	11395		
Gdor. Gordillo	924	986	1051	1120	1195	1273	1356	1447	1541	1643	1751		
Famatina	-	-	182	193	205	217	230	243	259	274	290		
Olta	-	-	481	535	597	663	740	822	916	1018	1134		
Milagro	-	-	502	540	583	627	674	726	782	842	907		
Alpasinché	-	-	-	288	301	314	328	344	359	374	392		
Almogasta	-	-	-	1574	1736	1913	2107	2322	2560	2823	3110		
Mazán	-	-	-	551	614	683	761	847	942	1047	1166		
Pitull	-	-	-	89	95	296	311	326	343	360	378		
Total	17457	19255	22388	27203	29728	33249	36644	40392	44535	49102	54162		

FUENTE: FRANKLIN CONSULT

CUADRO 5. II

Venta de energía por demandas especiales

Aguá y Energía Eléctrica

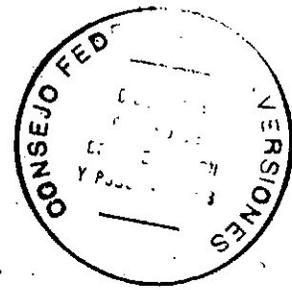
(En MWh)

C e n t r a l	A ñ o										
	1970	1971	1972	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980
La Rioja		3885	9065	12950	13587	14826	15862	16723	18160	19429	20790
Chilcicito	4421	21329	25416	28536	35267	39581	39581	39581	39581	39581	39581
Aimogasta - Mazán				2696	2904	3110	3110	3110	3110	3110	3110
Alpasinche				1311	1311	1311	1311	1311	1311	1311	1311
T o t a l	4421	25214	34481	46493	53069	58828	59864	60725	62162	63431	64792

Nota: Hasta 1972 inclusive el servicio en Aimogasta-Mazán y Alpasinche es explotado por la Dirección Provincial de Energía.

FUENTE: FRANKLIN CONSULT.





CUADRO 5.5. III.

Proyección de los ingresos por venta de energía.

Agua y Energía Eléctrica.

(Valores en miles de pesos)

Año	Ingresos por venta de energía		
	Demanda vegetativa	Demanda especiales	Total
1970	2194,34	273,96	2468,30
1971	2420,35	1633,40	4053,75
1972	2814,17	2303,14	5117,31
1973	3419,42	3110,26	6529,68
1974	3736,81	3549,71	7286,52
1975	4179,40	3908,85	8088,25
1976	4606,15	3992,19	8598,34
1977	5077,27	4064,05	9141,32
1978	5598,05	4177,04	9775,09
1979	6219,64	4279,13	10498,77
1980	6857,81	4388,62	11246,43

FUENTE: FRANKLIN CONSULT.

La tarifa antes citada establece un cargo fijo mensual de \$ 3,22 por cada kW de capacidad de suministro y un cargo variable que oscila entre 0,0828 \$/kWh (1er. escalón h u \leq 100 horas mes), y 0,0350 \$/kWh (4° escalón h u \geq 400 horas mes).

En el capítulo 3 se estableció una utilización anual de 3.700 horas para este tipo de consumidores, lo que significa una utilización mensual promedio de 308 horas. Resulta por lo tanto un cargo variable ponderado de 0,07 \$/kWh.

- Riego con bombeo en colonias agrícolas de Anguinan, Malligasta, Nonogasta, Vichigasta y Catinzaco.

Se ha utilizado la tarifa 5 "A" "Grandes Potencias" (de 50 kW o más en baja tensión) para bombeo de agua para riego agrícola, distrito Chilecito.

Dicha tarifa fija un cargo fijo mensual de \$1,52 por cada kW de capacidad de suministro y un cargo variable de 0,052 \$/kWh para los primeros 40.000 kWh de consumo mensual y de 0,0485 \$/kWh para el excedente de dicha cantidad.

Se ha aplicado un cargo variable de 0,052 \$/kWh, teniendo en cuenta que resulta poco probable que con potencias por parcelas del orden de los 80-100 HP se superen los 40.000 kWh mensuales aún en los meses de mayor consumo.

- Riego con bombeo en Aimogasta-Mazán y Alpasinche.

De acuerdo a la asignación de la explotación establecida en el punto 5.1., la empresa Agua y Energía asumirá en 1973 la explotación del servicio del sistema Norte, es decir al producirse la interconexión de dicho sistema con la central de La Rioja.

Para el cálculo de los ingresos con bombeo agrícola en esta zona se aplica la tarifa 5 "A" utilizada en Chilecito.

En el CUADRO 5.5.III. antes citado, se totalizan los ingresos por venta de energía, vegetativos y especiales.

5.5.1.2. Proyección de los ingresos de explotación de la Dirección Provincial de Energía.

En el CUADRO 5.5.IV. se resume la venta de energía vegetativa de la Dirección Provincial de Energía, mientras que en el 5.5.V. se indica la correspondiente a demandas especiales.

Para la estimación de los ingresos por demandas vegetativas se ha utilizado el precio medio de venta de kWh correspondiente al año 1969 y que ha resultado para D.P.E. de 0,1271 \$/kWh.

Los ingresos por demandas especiales, riego con bombeo en Aimogasta-Mazán, Alpasinche, Tama y Ulapes, se han determinado mediante la aplicación de la tarifa N°5 de la Dirección Provincial

de Energía (1)

Esta tarifa denominada "Bombeo de aguas para uso agrícola y ganadero", fija un precio básico de 0,057 \$/kWh en un único escalón de consumo, no estableciéndose cargo alguno en concepto de cuota fija de suministro.

Los valores de ingresos obtenidos por demandas vegetativas especiales y totales, se muestran en el CUADRO 5.5.VI.

5.5.1.3. Ingresos totales del servicio eléctrico.

En el CUADRO 5.5.VII. se indica la proyección de los ingresos totales del servicio eléctrico, obtenidos por suma de los correspondientes a Agua y Energía y a la Dirección Provincial de Energía.

5.5.2. Proyección de los gastos de explotación

5.5.2.1. Proyección de los gastos de explotación de la Empresa Agua y Energía Eléctrica.

a) Gastos de Generación

En el CUADRO 5.5.VIII. se muestra la correspondiente proyección de los gastos subdivididos por tipo de generación.

Los valores de gastos consignados en dicho cuadro, han sido obtenidos directamente de los CUADROS 4.4.VI. y 4.4.VII. y que corresponden a los sistemas Chilecito- La Rioja (vapor) + Sistema Norte (alternativa: interconectado), y Chamical-Olta-Milagro (alternativa: interconectado) respectivamente.

b) Gastos de transmisión.

Los gastos de operación y mantenimiento correspondientes a este proceso se estiman en el 1 % de la inversión total acumulada en cada año.

El importe de estos gastos se indica en el CUADRO 5.5.IX.

c) Gastos en distribución.

Comprende este proceso los gastos de operación y mantenimiento de los siguientes subprocesos: redes de distribución primaria, secundaria, medidores y conexiones.

Se relacionó en el año base los gastos en este concepto con la inversión acumulada a dicho año en el mismo rubro, obteniéndose

(1) Régimen tarifario vigente aprobado por Decretos Provinciales Nros. 8.899 y 9.447.

CUADRO 5.5.IV. (Continuación)

Venta de Energía Eléctrica (vegetativa).

Dirección Provincial de Energía.

(En MWh).

	Años										
	1970	1971	1972	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980
Central	67	72	77	83	89	95	101	109	116	125	134
Patuía	42	44	46	(x)	-	-	-	-	-	-	-
Punta de Los Llanos	23	44	45	47	49	52	54	57	60	64	67
Tama	31	40	42	45	48	50	53	55	59	61	65
Tello D.	47	49	50	53	105	110	116	124	131	139	146
Ulapes	45	63	68	74	81	86	94	100	109	117	127
Villa Unión	510	765	821	878	942	1008	1079	1158	1240	1329	1422
Vinchina	90	159	172	182	198	215	233	254	277	300	323
Villa Castellí	34	79	88	94	100	105	111	116	124	129	136
Total	3874	4730	4285	2192	2773	3143	3385	3647	3933	4045	4358

(x) - Se traspa la explotación del servicio a Agua y Energía Eléctrica.

FUENTE: FRANKLIN CONSULT.

CUADRO 5. 5. V.

Venta de energía por demandas especiales

Dirección Provincial de Energía

(En MWh)

C e n t r a l	A ñ o						
	1970	1971	1972	1973	1974	1975	1976/80
Aimogasta-Mazán		1592	2489	(x)			
Alpasinche		1168	1168	(x)			
Ulapes		690	690	690	690	690	690
Tama		207	207	207	207	207	207
Total		3657	4554	897	897	897	897

(x) Se traspasa la explotación del servicio a Agua y Energía Eléctrica

FUENTE: FRANKLIN CONSULT.

CUADRO 5.5.VI.

Proyección de los ingresos por venta de energía.

Dirección Provincial de Energía.

(Valores en miles de pesos).

Año	Ingresos por venta de energía		
	Demanda vegetativa	Demanda especiales	Total
1970	492,20	90,74	582,94
1971	600,95	208,45	809,40
1972	544,41	259,58	803,99
1973	278,50	51,13	329,63
1974	352,31	51,13	403,44
1975	399,32	51,13	450,45
1976	430,07	51,13	481,20
1977	463,36	51,13	514,49
1978	499,69	51,13	550,82
1979	513,92	51,13	565,05
1980	553,69	51,13	604,82

FUENTE: FRANKLIN CONSULT.

CUADRO 5.5. VII.

Ingresos totales del servicio eléctrico

(En miles de pesos)

Año	A g u a y E n e r g í a			D i r e c c i ó n P r o v. d e E n e r g í a			Total
	Ingresos por venta de energía	Otros ingresos	Total	Ingresos por venta de energía	Otros ingresos	Total	
1970	2468,30	49,61	2517,91	582,94	8,65	591,59	3109,50
1971	4053,75	81,48	4135,23	809,40	12,01	821,41	4956,64
1972	5117,31	102,86	5220,17	803,99	11,93	815,92	6036,09
1973	6529,68	131,25	6660,93	329,63	4,89	334,52	6995,45
1974	7286,52	146,46	7432,98	403,44	5,99	409,43	7842,41
1975	8088,25	162,57	8251,82	450,45	6,68	457,13	8708,95
1976	8598,34	172,83	8771,17	481,20	7,14	488,34	9259,51
1977	9141,32	183,74	9325,06	514,49	7,64	522,13	9847,19
1978	9775,09	169,48	9971,57	550,82	8,17	558,99	10530,56
1979	10498,77	211,03	10709,80	565,05	8,39	573,44	11283,24
1980	11246,43	226,05	11472,48	604,82	8,98	613,80	12086,28

FUENTE: FRANKLIN CONSULT.

CUADRO 5. S. VIII.

Proyección de los gastos de generación.

Agua y Energía Eléctrica - Distritos La Rioja, Chilcenco y Gdor. Gordillo.

(Valores en miles de pesos).

Concepto	Años											
	1970	1971	1972	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	
1. <u>Centrales Diesel Existentes.</u>												
1.1. <u>Central La Rioja.</u>												
Operación y Mantenimiento	1.254,1	1.254,1	1.254,1	1.254,1	1.254,1	1.254,1	1.254,1	1.254,1	1.254,1	1.254,1	1.254,1	1.254,1
Combustibles y Lubrificantes	592,4	828,0	1.079,0	119,9	119,9	119,9	119,9	119,9	119,9	119,9	119,9	119,9
1.2. <u>Central Chilcenco</u>												
Operación y Mantenimiento	311,2	512,6	512,6	359,6	359,6	303,7	303,7	303,7	303,7	303,7	303,7	303,7
Combustibles y Lubrificantes	367,1	1.253,9	1.436,1	897,8	668,1	705,4	705,4	705,4	705,4	705,4	705,4	705,4
1.3. <u>Central Aimogasta (1)</u>												
Operación y Mantenimiento	-	-	-	69,6	69,6	69,6	69,6	69,6	69,6	69,6	69,6	69,6
Combustibles y Lubrificantes	-	-	-	285,6	285,6	285,6	285,6	285,6	285,6	31,8	31,8	31,8
1.4. <u>Central Gdor. Gordillo.</u>												
Operación y Mantenimiento	124,0	124,0	108,0	108,0	108,0	108,0	108,0	108,0	108,0	98,2	98,2	98,2
Combustibles y Lubrificantes	64,2	68,5	38,2	49,4	24,8	24,8	24,8	24,8	24,8	24,8	22,5	22,5

CUADRO 5.5.VIII. (continuación)
 Proyección de los gastos de generación
 Agua y Energía Eléctrica - Distrito Gobernador Cordillero.
 (Valores en miles de pesos)

C o n c e p t o	A ñ o s										
	1970	1971	1972	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980
2. Grupos Hidro existentes.											
2.1 Central La Rioja.											
Operación y Mantenimiento	92,1	92,1	92,1	92,1	92,1	92,1	92,1	92,1	92,1	92,1	92,1
2.2. Central Chilteuco											
Operación y Mantenimiento	31,9	31,9	31,9	31,9	31,9	31,9	31,9	31,9	31,9	31,9	31,9
3. Grupos diesel nuevos Cdr. Cordillero											
Operación y Mantenimiento	-	-	40,8	40,8	40,8	40,8	40,8	40,8	40,8	61,2	61,2
Combustibles y Lubrificantes	-	-	79,0	79,0	107,6	117,7	128,7	140,6	153,7	169,5	184,9
4. Grupos Turbogás Chilteuco											
Operación y Mantenimiento	-	-	175,0	175,0	175,0	350,0	350,0	350,0	175,0	175,0	175,0
Combustibles y Lubrificantes	-	-	144,3	897,8	144,3	363,1	628,8	931,3	144,3	144,3	144,3
5. Grupos Turboprop La Rioja											
Operación y Mantenimiento	-	-	-	350,0	350,0	350,0	350,0	350,0	560,0	560,0	560,0
Combustible	-	-	-	861,0	1.722,0	1.722,0	1.722,0	1.722,0	2.722,1	2.885,1	3.065,0
T o t a l	2.837,0	4.165,1	4.991,1	5.671,6	5.553,4	5.938,7	6.215,4	6.529,8	5.910,2	5.934,3	6.292,6

(1) En 1973 se hará cargo de la explotación A y EE

FUENTE: FRANKLIN CONSULT

dose el siguiente porcentaje: 3,8 % \$ de gasto por \$ invertido.

Dicho valor resulta normal en este tipo de proceso por lo que la correspondiente proyección de gastos se realizó mediante el producto de este indicador por la inversión total acumulada a cada año en distribución, obteniéndose los valores que se muestran en el CUADRO 5.5.IX.

d) Gastos administrativos y generales.

Los gastos administrativos y generales se han proyectado a una tasa del 7 % a.ac., tasa que representa el crecimiento del número total de usuarios (vegetativo y por explotación de nuevos servicios) en el período 1970-1980.

e) Contribuciones.

Son las reglamentadas por el decreto N°404/67 que establece que la suma que en total deberá pagar Agua y Energía Eléctrica a los poderes locales, será del 6 % de las entradas brutas por venta de energía, libre de impuestos.

En función de la proyección de ingresos brutos se han calculado las contribuciones anuales cuyos valores figuran en el CUADRO antes citado.

f) Depreciación.

Para la estimación de las dotaciones anuales para renovación de equipos se han determinado previamente en el CUADRO 5.5.X. los activos fijos brutos a incorporar y retiros durante el período en estudio.

La depreciación anual de la empresa Agua y Energía se establece sobre el total del activo en explotación por dicho ente, es decir los activos de su propiedad más los cedidos por la Dirección Provincial de Energía para su explotación.

Los valores de activo a incorporar y retiros en los rubros generación y transmisión han sido deducidos de los programas de inversiones anuales, CUADROS 4.6.IV. y 4.6.V.

La activación de la inversión se efectúa en el año de la habilitación de la obra y para aquellas cuyo período de construcción es mayor de un año, como el caso de los grupos turbovapor de La Rioja, se han estimado intereses intercalares a una tasa del 8,0 % anual (interés compuesto).

Las incorporaciones de activos en el rubro Distribución que figuran en el CUADRO 5.5.X. correspondientes a las redes de La Rioja, Chilecito, G. Gordillo y electrificación de colonias agrícolas han sido obtenidas de información proporcionada por Agua y Energía Eléctrica.

Las inversiones en distribución correspondientes a Famatina, Pituil, Olta, Milagro, Alpasinche, Aimogasta y Mazán se han estimado en función del crecimiento del número de usuarios en estas

CUADRO 5. 5. IX.

Proyección de los gastos de transmisión, distribución, administración generales y contribuciones.
 Agua y Energía Eléctrica.
 (En miles de pesos).

Año	Transmisión			Distribución			Gastos adm. y generales		Contribuciones		
	Inversión Acumulada	Coeficiente		Inversión Acumulada	Coeficiente		7% a. ac. de crecimiento	Ingresos brutos	Coeficiente	Importe	
		\$ Gasto	\$ Inversión		\$ Gasto	\$ Inversión					
1970	175,1	0,010	1,7	9650,2	0,038	366,7	691,6	2517,9	0,06	151,0	
1971	3943,9	"	39,4	13210,5	"	502,0	740,0	4135,2	"	248,0	
1972	10279,3	"	102,8	17316,8	"	658,6	791,8	5220,1	"	313,2	
1973	16457,1	"	164,6	22822,8	"	867,2	847,2	6660,9	"	399,6	
1974	16457,1	"	164,6	24912,0	"	946,6	906,5	7432,9	"	453,9	
1975	17093,1	"	170,9	27518,6	"	1045,7	969,9	8251,8	"	495,1	
1976	17093,1	"	170,9	29934,6	"	1137,5	1037,7	8771,1	"	526,2	
1977	17093,1	"	170,9	32562,7	"	1237,4	1110,3	9325,0	"	559,5	
1978	17093,1	"	170,9	35610,1	"	1353,2	1188,0	9971,5	"	598,2	
1979	17093,1	"	170,9	38867,3	"	1476,9	1271,1	10709,8	"	642,5	
1980	17093,1	"	170,9	42246,4	"	1605,4	1360,0	11472,4	"	688,3	

FUENTE: FRANKLIN CONSULT

CUADRO 5.5 X. (Continuación)
 Activo fijo a Incorporar y Retiros.
 Agua y Energía Eléctrica.

Concepto	A ñ o s										
	1970	1971	1972	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980
3. Distribución (cont.)											
Redes distribución, Famatina, Pituil Olta, Milagro, Alpasinche, Aimogasta, Mazán.		26,7	87,5	257,6	289,2	704,6	316,0	328,1	347,4	357,2	372,1
Obras distribución Catinzaco 3era. parte, (parcelamiento CA6 y CA7)(*)			1379,0								
Obras distribución Vichigasta, 1a. parte (parcelamiento CA4) (*)		491,9									
Obras distribución Vichigasta, 1a. parte (parcelamiento CA3, CA5 - La Puerta y Vichigasta) (*)		784,6									
<u>Activos Fijos:</u>											
Famatina (*)		457,1									
Olta (*)			248,9								
Milagro (*)			490,9								
Alpasinche (*)				531,5							
Aimogasta (*)				2215,7							
Mazán (*)				4748,7							
Pituil (*)				52,5							
Sub-total	1265,0	3560,3	4106,3	5506,0	2089,2	2606,6	2416,0	2628,1	3047,4	3257,2	33.79,1

CUADRO 5.5 X (Continuación)
 Activo Fijo a Incorporar y Retiros.
 Agua y Energía Eléctrica.

Concepto	A ñ o s										
	1970	1971	1972	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980
3. <u>Distribución (cont.)</u>											
<u>Servicios Varios</u>	3,1	14,8	17,7	35,7	13,5	16,9	15,7	17,0	19,7	21,1	
Total (Neto)	4530,2	10889,9	12784,5	20118,8	2557,9	4075,3	2431,7	2645,1	10621,1	3627,1	3379,1

(*) - Activos Fijos propiedad Dirección Provincial de Energía.

FUENTE: FRANKLIN CONSULT

localidades, mediante una correlación lineal entre el número de usuarios de cada central en el año 1969 y la inversión acumulada en distribución a dicho año.

Por último se han considerado las incorporaciones en el rubro "servicios varios" (1) cuyo activo fijo representa en 1969 un 55% del correspondiente a distribución.

Se mantiene dicho porcentaje constante deduciéndose los valores anuales a incorporar.

A partir de los datos del CUADRO 5.5.X. y del activo fijo asignable del año base (CUADRO 5.4.I.) se han calculado las depreciaciones anuales por tipo de proceso y totales y cuyos valores se indican en el CUADRO 5.5.XI.

El método de depreciación utilizado es el lineal, y las tasa aplicadas las históricas de Agua y Energía, a excepción de los procesos generación vapor, turbogas y transmisión que no existen en el año base.

Para estos últimos se han estimado las siguientes tasas:

	<u>Tasa %</u>	<u>Vida útil.</u>
Generación vapor	3,33	30 años
Generación turbogas	6,66	15 años
Transmisión	3,33	30 años.

5.5.2.2. Proyección de los gastos de explotación de la Dirección Provincial de Energía.

a) Gastos de Generación.

La proyección de gastos de generación se indica en el CUADRO 5.5.XII.

En dicho cuadro se ha incluido la potencia total efectiva de cada central y su generación.

El detalle de las incorporaciones de grupos, retiros e interconexiones ha sido discutido en el punto 4.6. por lo que para mayor información se remite al mismo.

Los gastos de operación y mantenimiento se han calculado en función de la potencia efectiva, habiéndose utilizado los valores históricos de costos unitarios, salvo en aquellas centrales que serán proveedoras de los sistemas interconectados propuestos, como el caso de Aimogasta, Villa Unión y Chepes y que operarán con horario continuo al formalizarse las interconexiones, en cuyo caso, se han aplicado los costos unitarios por rango de potencia deducidos en el CUADRO 4.1.V.

(1) Este rubro comprende: herramientas, vehículos, muebles y útiles y otros.

CUADRO 5. 5. XI
Proyección del activo fijo bruto y depreciación. (En miles de pesos).
Agua y Energía Eléctrica.

Concepto	Año										
	1970	1971	1972	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980
I. Generación											
1. 1. Generación Diesel											
Activo fijo bruto al 1-1-	11122,1	14209,1	17755,1	18082,9	17214,9	17670,1	16645,9	16645,9	16645,9	16645,9	16645,9
Incorporaciones	3087,0	3546,0	455,2	1649,0	455,2					455,2	
Retiros			(127,4)	(2517,0)		(1024,2)				(106,4)	
Activo fijo bruto al 31-	14209,1	17755,1	18082,9	17214,9	17670,1	16645,9	16645,9	16645,9	16645,9	16994,7	16994,7
12-	457,5	571,7	582,2	554,3	568,9	536,0	636,0	536,0	536,0	547,2	547,2
Depreciación (3, 22%)											
1. 2. Generación turbo-gas											
Activo fijo bruto al 1-1-			1840,0	1840,0	1840,0	1840,0	3680,0	3680,0	3680,0	1840,0	1840,0
Incorporaciones						1840,0			(1840,0)		
Retiros											
Activo fijo bruto al 31-			1840,0	1840,0	1840,0	3680,0	3680,0	3680,0	1840,0	1840,0	1840,0
12-			1840,0	1840,0	122,5	245,0	245,0	245,0	122,5	122,5	122,5
Depreciación (6, 66%)											
1. 3. Generación Vapor											
Activo fijo bruto al 1-1-					9267,3	9267,3	9267,3	9267,3	9267,3	18661,3	18661,3
Incorporaciones									9394,0		
Retiros					9267,3						
Activo fijo bruto al 31-12					9267,3	9267,3	9267,3	9267,3	18661,3	18661,3	18661,3

CUADRO 5. XI (Continuación)

Proyección del activo fijo bruto y depreciación. (En miles de pesos).
 Agua y Energía Eléctrica.

Concepto	A ñ o										
	1970	1971	1972	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980
Depreciación (3,17%)	305,9	418,8	548,9	723,5	789,7	872,3	948,9	1032,2	1128,8	1232,1	1339,2
<u>4. Servicios Varios</u>											
Activo fijo bruto al 1-1-	54,4	62,5	77,3	95,0	130,7	144,2	161,1	176,8	193,8	213,5	234,6
Incorporaciones	8,1	14,8	17,7	35,7	13,5	16,9	15,7	17,0	19,7	21,1	2,5
Retiros											
Activo fijo bruto al 31-	62,5	77,3	95,0	130,7	144,2	161,1	176,8	193,8	213,5	234,6	237,1
12-	6,2	7,7	9,5	13,0	14,4	15,1	17,6	19,3	21,3	23,4	23,7
Depreciación (10%)											
Total											
Activo fijo bruto al 1-1-	21256,8	25792,0	36681,9	49466,4	69585,2	72143,1	76216,4	78648,1	81293,2	91914,3	95541,4
Incorporaciones	4535,2	10889,9	12911,9	22635,8	2557,9	5097,5	2431,7	2645,1	12461,1	3733,5	3379,1
Retiros			(127,4)	(2517,0)		(1024,2)			(1840,0)	(106,4)	
Activo fijo bruto al 31-	25792,0	36681,9	49466,4	69585,2	72143,1	76216,4	78648,1	81293,2	91914,3	95541,4	98920,5
12-	814,5	1168,6	1644,5	2312,0	2394,2	2586,3	2664,4	2747,6	3038,3	3154,9	3262,3
Depreciación											

FUENTE: FRANKLIN CONSULT

CUADRO 5. 5.XII. (Continuación)

Proyección de los gastos de generación.

Dirección Provincial de Energía.

(En miles de pesos).

Concepto	Unidad	Coeficiente	Año														
			1969	1970	1971	1972	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980			
4. 5. Central D. Tello																	
Potencia Efectiva	kW		70	70	70	70	70	70	70	(3)							
Generación	MWh		54	56	58	60	63										
Operación y Mantenimiento.	\$ x 10 ³	histórico	8,9	8,9	8,9	8,9	8,9										
Combustible y Lubrificante.	\$ x 10 ³	8,82\$/kWh	4,1	4,6	5,1	5,3	5,6										
4. 6. Central Patagón																	
Potencia Efectiva	kW		76	76	76	232	232	232	232	232	232	232	232	232	232	232	232
Generación	MWh		78	83	89	95	102	110	117	125	135	143	154	165			
Operación y Mantenimiento.	\$ x 10 ³	histórico	18,6	18,6	18,6	20,1	20,1	20,1	20,1	20,1	20,1	20,1	20,1	20,1	20,1	20,1	20,1
Combustible y Lubrificante.	\$ x 10 ²	5,23\$/kWh	4,2	4,3	4,7	5,0	5,3	5,8	6,1	6,5	7,1	7,5	8,1	8,6			
4. 7. Central P. de los Llanos.																	
Potencia Efectiva	kW		44	44	44	44	44	44	44	44	44	44	44	44	44	44	44
Generación	MWh		17	28	51	52	55	57	60	63	68	70	74	78			

CUADRO 5. 5.XII . (Continuación)

Proyección de los gastos de generación.

Dirección Provincial de Energía.

(En miles de pesos).

Concepto	Unidad	Coeficiente	Año															
			1969	1970	1971	1972	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980				
4.10. Central Tama																		
Potencia Efectiva	kW		48	48	48	48	48	124	124	124	124	124	124	124	124	124	124	124
Generación	MWh		35	36	274	278	281	283	287	289	292	297	299	299	299	299	299	303
Operación y Mantenimiento.	\$ x 10 ³	169,1\$/kW	9,8	9,8	9,8	9,8	21,0	21,0	21,0	21,0	21,0	21,0	21,0	21,0	21,0	21,0	21,0	21,0
Combustible y Lubrificantes.	\$ x 10 ³	9,35\$/kWh	3,3	3,4	25,6	26,0	26,3	26,5	26,8	27,0	27,3	27,8	28,0	28,0	28,0	28,0	28,0	28,3
Sub-Total Operación y Mantenimiento.	\$ x 10 ³		409,7	677,1	791,8	753,7	555,5	516,2	522,9	522,9	522,9	522,9	522,9	522,9	522,9	522,9	522,9	522,9
Sub-Total Combustible y Lubrificantes.	\$ x 10 ³		205,8	239,3	490,3	520,6	209,8	211,0	232,0	246,0	260,8	277,1	294,3	294,3	294,3	294,3	294,3	314,7
Total Generación	\$ x 10 ³		615,5	916,4	1282,1	1274,3	765,3	727,2	754,9	768,9	783,7	800,0	817,2	817,2	817,2	817,2	817,2	837,6

(1) - Se traspana la explotación a Agua y Energía.

(2) - Se interconecta a Villa Unión.

(3) - Se interconecta a Chepes.

FUENTE: FRANKLIN CONSULT.

Los costos unitarios de combustibles y lubricantes son en todos los casos los históricos y sus valores se obtuvieron del CUADRO 4.1.VI.

b) Gastos de transmisión.

Al igual que para la empresa Agua y Energía los gastos en este rubro se estiman en el 1% de las inversiones totales en este rubro.

La proyección de estos gastos se indica en el CUADRO 5.5.XIII.

c) Gastos de distribución.

En el diagnóstico del servicio eléctrico se puntualiza la escasez de personal en la gran mayoría de las centrales de la Dirección Provincial de Energía.

Dicho personal cumplía doble función de atención de las centrales y las redes.

Con el advenimiento de las nuevas interconexiones, las centrales proveedoras estarán ubicadas a distancias del orden de los 30-40 km de los centros consumidores, siendo por lo tanto imprescindible contar con personal radicado en dichos centros para la atención ordinaria de las redes de distribución.

Estos gastos en sueldos, materiales y varios de operación y mantenimiento de redes de distribución se han valorado en un 2 % la inversión total en dicho rubro.

La proyección de estos gastos se indica en el CUADRO 5.5.XIII.

d) Gastos de oficina central.

Comprenden los sueldos, materiales y gastos varios de las oficinas de proyectos, comerciales, contables, de explotación y taller de mantenimiento de la administración central de la Dirección Provincial de Energía, radicada en la ciudad de La Rioja.

Si bien algunas partidas de estos gastos se reducirán proporcionalmente al cederse algunos servicios para su explotación por Agua y Energía y en otros casos al levantarse centrales por las interconexiones propuestas, parece prudente conservar los gastos del año base constantes durante el período en estudio.

e) Depreciación.

En el CUADRO 5.5.XIV. se han determinado las incorporaciones y retiros de activos a operarse durante el período en

CUADRO 5.5.XIII.

Proyección de los gastos de transmisión y distribución.

Dirección Provincial de Energía.

(En miles de pesos).

Año	Transmisión			Distribución		
	Inversión Acumulada	Coefficiente $\frac{\$ \text{Gasto}}{\$ \text{Inversión}}$	Gastos	Inversión Acumulada	Coefficiente $\frac{\$ \text{Gasto}}{\$ \text{Inversión}}$	Gastos
1970	1888, 6	0, 01	18, 9	6018, 2	0, 02	120, 3
1971	3589, 4	"	35, 9	6018, 1	"	114, 1
1972	3589, 4	"	35, 9	5706, 2	"	141, 1
1973	1700, 8	"	17, 0	2328, 0	"	46, 5
1974	3872, 5	"	38, 7	2617, 3	"	52, 3
1975	4280, 5	"	42, 8	2809, 5	"	56, 1
1976	4280, 5	"	42, 8	3023, 5	"	60, 5
1977	4280, 5	"	42, 8	3253, 1	"	65, 0
1978	4280, 5	"	42, 8	3466, 0	"	69, 3
1979	4280, 5	"	42, 8	3701, 8	"	74, 0
1980	4280, 5	"	42, 8	3974, 4	"	79, 4

FUENTE: FRANKLIN CONSULT

CUADRO 5. 5. XIV. (Continuación)

Activo Fijo a incorporar y retiros.
 Dirección Provincial de Energía.
 (En miles de pesos).

R u b r o	1970	1971	1972	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980
2. Transmisión (cont.)											
Línea 33 kV-km 14 - Ulapes y km 14 D. Tello.					794,7						
Línea 13,2 kV-V. Unión-Guandacol.					780,0						
Línea 13,2 kV-Guandacol-Sta. Clara.					36,0						
Retiros:											
Línea 33 kV-Aimogasta-Mazán (*).				(963,6)							
Línea 33 kV-Aimogasta-Pinchas (*).				(925,0)							
Sub-total (neto)	963,6	1700,8		(1888,6)	2171,7	408,0					
3. Distribución											
Redes distribución primaria, secundaria, medidores.	537,0	457,0	427,9	170,2	289,3	192,2	214,0	211,6	230,9	235,8	245,6
Retiros:											
Famatina (*)		(457,1)									
Olta (*)			(248,9)								
Milagro (*)			(490,9)								
Aimogasta (*)				(2215,7)							
Mazán (*)				(748,7)							
Alpasinche (*)				(531,5)							
Sub-total (neto)	537,0	(0,1)	(311,9)	(3378,2)	289,3	192,2	214,0	211,6	230,9	235,8	245,6

CUADRO 5. 5.XIV. (Continuación)

Activo Fijo a incorporar y retiros.

Dirección Provincial de Energía.

(En miles de pesos)

R u b r o	1970	1971	1972	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980
4. <u>Servicios Retiros</u>											
Incorporaciones	272,0				159,1	105,7	117,7	116,1	127,0	129,6	135,0
Retiros: (*)			(171,6)	(1858,0)							
Sub-total (neto)	4286,7	1543,4	(584,7)	(5277,8)	2576,1	685,6	331,7	327,7	357,9	365,4	381,5

(*) - Se dan de baja por Traspasarse la explotación de dichos servicios a la empresa Agua y Energía Eléctrica.

FUENTE: FRANKLIN CONSULT

estudio.

La depreciación anual de la Dirección Provincial de Energía se establece sobre los activos fijos que explotará la misma, dándose de baja aquellos activos que se ceden para su explotación por Agua y Energía.

Las incorporaciones de activos en el rubro Distribución corresponden a las inversiones anuales en dicho rubro obtenidos en base a estimaciones basadas en el crecimiento del número de usuarios.

Las incorporaciones en rubro Servicios Varios se estiman manteniendo constante durante el período en estudio la proporción de su activo fijo en el año 1969 respecto del rubro Distribución.

Con los datos del CUADRO 5.5.XIV. se ha elaborado el CUADRO 5.5.XV., obteniéndose el activo fijo bruto a principio y fin de cada año y las depreciaciones anuales. Las tasas de depreciación utilizadas son las mismas que las utilizadas en el caso de Agua y Energía Eléctrica.

5.5.3. Flujo de Ingresos Netos.

En el CUADRO 5.5.XVI. se muestra la proyección de los Resultados de Explotación de la empresa Agua y Energía.

El déficit de explotación del año base de \$1.066,900 se incrementa aceleradamente hasta el año 1973, alcanzando en dicho año el valor de \$ 3.601.300.

Dicho incremento se debe principalmente al fuerte incremento de los gastos de generación y de la depreciación, como consecuencia de los fuertes equipamientos que se producen en dicho período.

Con la entrada en servicio del primer grupo turbovapor en 1973 y la consiguiente economía en el rubro combustibles que se produce, el déficit de explotación se reduce paulatinamente hasta alcanzar el valor de \$ 1.907,100 en 1980.

A partir del año 1975 el sobrante bruto de explotación (Ingresos Brutos - gastos directos) resulta positivo.

Los resultados de Explotación correspondientes a la Dirección Provincial de Energía se indican en el CUADRO 5.5.XVII.

El déficit de explotación de \$ 1.261.700 en el año 1969 se incrementa a \$ 1.875.900 en el año 1972.

Al producirse el traspaso en 1973 para su explotación por Agua y Energía de los servicios de Aimogasta, Mazán, Alpasinche y Pituil se reduce considerablemente el déficit al valor de \$ 1.298.700.

A partir de dicho año se incrementa lentamente año a año hasta alcanzar en 1980 el valor de \$ 1.374.800.

El sobrante bruto de explotación resulta negativo a lo largo de todo el período en estudio.

CUADRO 5.5.XV (Continuación)
 Proyección del activo fijo bruto y depreciación.
 Dirección Provincial de Energía.
 (En miles de pesos).

Concepto	Año										
	1970	1971	1972	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980
3. Distribución											
Activo fijo bruto al 1-1-	5481,2	6018,2	6018,1	5706,2	2741,1	3049,8	3261,4	3494,8	3725,8	3978,6	4236,6
Incorporaciones	537,0	457,0	427,9	170,2	289,3	192,2	214,0	211,6	230,9	235,8	245,6
Retiros	(457,1)	(739,8)	(3548,4)								
Activo fijo bruto al 31-	6018,2	6018,1	5706,2	2328,0	2617,3	2809,5	3023,5	3235,1	3466,0	3701,8	3947,4
12-	190,7	190,7	180,8	73,7	82,9	89,1	95,8	102,5	109,8	117,3	125,1
Depreciación (3,17%)											
4. Servicios Varios											
Activo fijo bruto al 1-1-	3038,0	3310,0	3310,0	3138,4	1280,4	1439,5	1545,2	1662,9	1779,3	1906,3	2035,1
Incorporaciones	272,0				159,1	105,7	117,7	116,4	127,0	129,6	135,9
Retiros			171,6	1858,0							
Activo fijo bruto al 31-	3310,0	3310,0	3138,4	1280,4	1439,5	1545,2	1662,9	1779,3	1906,3	2035,9	2171,0
12-	331,0	331,0	318,8	128,0	143,9	154,5	166,2	177,9	190,6	203,5	217,1
Depreciación (10,0%)											
Total											
Activo fijo bruto al 1-1-	13023,0	17309,7	18852,9	18268,2	9213,2	11790,0	12475,6	12807,3	13135,3	13493,2	13858,6
Incorporaciones	4366,7	2506,8	427,9	170,2	2620,8	705,9	331,7	328,0	357,9	365,4	381,5
Retiros	(100,0)	(963,6)	(1012,6)	(9225,2)	(44,0)	(20,3)					
Activo fijo bruto al 31-	17309,7	18852,9	18268,2	9213,2	11790,0	12475,6	12807,3	13135,3	13493,2	13858,6	14240,1
12-	773,9	829,2	819,8	383,8	481,0	509,6	528,0	546,4	566,4	586,8	608,2
Depreciación											

CUADRO 5.5. XVI.
Proyección de los resultados de explotación.
Agua y Energía Eléctrica.
(Valores en miles de pesos).

Concepto	Año											
	1969	1970	1971	1972	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980
<u>Ingresos de explotación</u>												
Ingresos por venta de energía.	1991,0	2468,3	4053,7	5117,3	6529,7	7286,5	8088,2	8598,3	9141,3	9775,1	10498,8	11246,4
Otros ingresos de explotación.	40,0	49,6	81,5	102,8	131,2	146,4	162,6	172,8	183,7	196,4	211,0	226,0
Total ingresos	2031,9	2517,9	4135,2	5220,1	6660,9	7432,9	8251,8	8771,1	9325,0	9971,5	10709,8	11472,4
<u>Gastos de explotación</u>												
Generación	1312,1	2837,0	4165,1	4751,7	5671,6	5553,4	5938,7	6215,4	6529,8	5910,2	5934,3	6292,6
Transmisión		1,7	39,4	102,8	164,6	164,6	170,9	170,9	170,9	170,9	170,9	170,9
Distribución	328,7	366,7	502,5	658,6	867,2	946,6	1045,7	1137,5	1237,4	1353,2	1476,2	1605,4
Gastos de Administración Generales.	646,4	691,6	740,0	791,8	847,2	906,5	969,9	1037,7	1110,3	1188,0	1271,1	1360,0
Sub-total	2296,2	3897,0	5393,8	6181,4	7433,9	7454,4	8008,4	8448,5	8931,6	8505,4	8736,4	2312,0
Impuestos y contribuciones.	125,3	151,0	248,1	313,2	399,6	445,9	495,1	526,2	559,5	598,2	642,5	688,3
Depreciación	676,4	814,5	1168,6	1644,5	2312,0	3394,2	2586,3	2664,4	2747,6	3038,3	3154,9	3262,3
Total gastos	3097,9	4862,5	6808,8	8105,2	10122,6	10271,6	11070,0	11615,5	12220,7	12122,2	12514,0	13242,8
Resultado	(1066,9)	(2344,6)	(2728,0)	(3042,5)	(3601,3)	(2978,3)	(2954,8)	(2981,0)	(3030,5)	(2287,3)	(1940,3)	(1507,1)

FUENTE: FRANKLIN CONSULT

CUADRO 3. 5. XVII

Proyección de los resultados de explotación.

Dirección Provincial de Energía

(Valores en miles de pesos).

Concepto	A ñ o											
	1969	1970	1971	1972	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980
<u>Ingresos de explotación</u>												
Ingresos por venta de energía.	385,4	582,9	809,4	893,9	329,6	403,4	450,4	481,2	514,4	550,8	565,0	604,8
Otros ingresos de explotación.	5,7	8,6	12,0	11,9	4,8	5,9	6,6	7,1	7,6	8,1	8,3	8,9
Total ingresos	391,2	591,5	821,4	815,9	334,5	409,4	457,1	488,3	522,1	558,9	573,4	613,8
<u>Gastos de Explotación</u>												
Generación	615,5	916,4	1282,1	1274,3	765,3	727,2	754,9	768,9	783,7	800,0	817,2	837,6
Transmisión (1% AFB)	18,9	35,9	17,0	35,9	17,0	38,7	42,8	42,8	42,8	42,8	42,8	42,8
Distribución (2% AFB)	120,3	114,1	141,2	141,2	46,5	52,3	56,1	60,5	65,0	69,3	74,0	79,4
Sub-total	615,5	1055,6	1432,1	1451,4	828,8	815,5	855,9	869,9	889,2	909,8	931,7	957,5
Administración Central	420,6	420,6	420,6	420,6	420,6	420,6	420,6	420,6	420,6	420,6	420,6	420,6
Depreciación	616,8	779,9	829,2	819,8	383,8	481,0	509,6	528,0	546,4	566,4	586,8	608,2
Total gastos	1652,9	2250,1	2618,9	2691,8	1633,2	1719,8	1788,4	1820,8	1858,5	1899,1	1941,4	1988,6
Resultado	(1261,7)	(1658,6)	(1797,5)	(1875,9)	(1298,7)	(1310,4)	(1331,3)	(1332,5)	(1336,4)	(1340,2)	(1368,0)	(1374,8)

5.6. PROYECCION DE LA INVERSION INMOVILIZADA.

5.6.1. Proyección de la inversión inmovilizada de la empresa Agua y Energía Eléctrica.

La inversión inmovilizada correspondiente al activo fijos en explotación ha sido calculada mediante la siguiente expresión:

$$I.I_i = \frac{A.F.N\ 1/1/i + A.F.N\ 31/12/i}{2} \times 1,05$$

en donde:

$I.I_i$: Inversión inmovilizada en el año i .
 $A.F.N\ 1/1/i$: Activo fijo neto a principio del año i .
 $A.F.N\ 31/12/i$: Activo fijo neto a fin del año i .

El primer término de la fórmula anterior representa el activo fijo neto promedio en el año i .

Se ha estimado que el capital circulante es un 5,0 % del activo fijo neto promedio, razón por la cual este último valor se multiplica por 1,05.

Los valores del activo fijo neto a principio y fin de cada año se obtienen de la siguiente forma:

$$\begin{aligned} A.F.N\ 1/1/i &= A.F.B\ 1/1/i - D.ac.\ 1/1/i \\ A.F.N\ 31/12/i &= A.F.B\ 31/12/i - D.ac.\ 31/12/i \end{aligned}$$

en donde $A.F.B\ 1/1/i$ y $A.F.B\ 31/12/i$ son los activos fijos brutos a principio y fin del año i y $D.ac.\ 1/1/i$ y $D.ac.\ 31/12/i$ son las depreciaciones acumuladas correspondientes a esas mismas fechas.

Para el cálculo de la depreciación acumulada se ha partido del valor de ésta correspondiente al año 1969, adicionándole las depreciaciones anuales y restándole las depreciaciones acumuladas de bienes retirados y de bienes reemplazados.

Las depreciaciones acumuladas de bienes reemplazados se estiman en un 10 % de la depreciación anual.

En el CUADRO 5.6.I. se muestran los valores obtenidos.

5.6.2. Proyección de la inversión inmovilizada de la Dirección Provincial de Energía.

Para su determinación se utiliza el mismo procedimiento explicado en el punto anterior.

Los valores obtenidos se indican en el CUADRO 5.6.II.

CUADRO 5.6.I.

Proyección de la Inversión Inmovilizada.

Agua y Energía Eléctrica.

Concepto	A ñ o										
	1970	1971	1972	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980
1. Activo fijo bruto											
Total principio de año	21256,8	25792,0	36681,9	49466,4	69585,2	72143,1	76216,4	78648,1	81293,2	91914,3	95541,4
Incorporaciones	4535,2	10889,9	12911,9	22635,8	2557,9	5097,5	2431,7	2645,1	12961,1	3733,5	3379,1
Retiros		(127,4)		(2517,8)		(1024,2)			(1840,0)	(106,4)	
Total fin de año	25792,0	36681,9	49466,4	69585,2	72143,1	76216,4	78648,1	81293,2	91914,3	95541,4	98920,5
2. Depreciación acumulada											
Total principio de año	7631,4	8364,5	9416,3	10800,7	12719,5	14874,3	16476,7	18874,7	21347,5	23224,3	26002,2
Más: depreciación del año	814,5	1168,6	1644,5	2312,0	2394,2	2586,3	2664,4	2747,6	3038,3	3154,9	3262,3
Menos: reposición neta de bienes reemplazados (10%)	(81,4)	(116,8)	(164,4)	(231,2)	(239,4)	(258,6)	(266,4)	(274,8)	(303,8)	(315,5)	(326,2)
Acumulado de bienes retirados.		(95,7)	(162,0)			(725,3)		(857,7)		(61,5)	
Total fin de año	8364,5	9416,3	10800,7	12719,5	14874,3	16476,7	18874,7	21347,5	23224,3	26002,2	28938,3
3. Activo fijo neto											
Total principio de año	13625,6	17427,5	27265,6	38665,7	56865,7	57268,8	59739,7	59773,4	59945,7	68690,0	69539,2
Total fin de año	17427,5	27265,6	38665,7	56865,7	57268,8	59739,7	59773,4	59945,7	68690,0	69539,2	69982,2
Promedio	15526,5	22346,5	32985,6	47765,7	57067,3	58504,3	59756,5	59859,6	64317,9	69114,6	69760,7

CUADRO 5.6.I. (Continuación)

Proyección de la inversión inmovilizada.

Agua y Energía Eléctrica. (En miles de pesos)

Concepto	Año										
	1970	1971	1972	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980
4. <u>Capital de Trabajo</u> (5% del activo neto promedio).	776,3	1117,3	1648,3	2388,3	2853,4	2925,2	2987,8	2993,0	3215,9	3455,7	3488,0
5. <u>Inversión Inmovilizada</u> (Activo fijo neto promedio menos capital de trabajo)	16302,8	23463,8	34613,9	50154,0	59920,7	61429,5	62744,3	62852,6	67533,8	72570,3	73248,7

FUENTE: FRANKLIN CONSULT

CUADRO 5.6.II.
Proyección de la Inversión Inmovilizada.
Dirección Provincial de Energía. (En miles de pesos).

Concepto	A ñ o										
	1970	1971	1972	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980
1. Activo fijo bruto											
Total principio de año	13023,0	17309,7	18852,9	18268,2	9213,2	11790,0	12475,6	12807,3	13135,3	13493,2	13858,6
Incorporaciones	4386,7	2506,8	427,9	170,2	2620,8	705,9	331,7	328,0	357,9	365,4	381,5
Retiros	(100,0)	(963,6)	(1012,6)	(9225,2)	(44,0)	(20,3)					
Total fin de año	17309,7	18852,9	18268,2	9213,2	11790,0	12475,6	12807,3	13135,3	13493,2	13858,6	14240,1
2. Depreciación acumulada											
Total principio de año	6235,2	6868,5	7371,8	7828,4	5327,1	5748,6	6199,2	6674,4	7166,2	7676,0	8204,1
Más: depreciación del año	773,9	829,2	819,8	383,8	481,0	509,6	528,0	546,4	566,4	586,8	608,2
Menos: reposición neta de bienes reemplazados.	(77,4)	(82,9)	(82,0)	(38,4)	(48,1)	(51,0)	(52,8)	(54,6)	(56,6)	(58,7)	(60,8)
Acumulado de bienes retirados.	(63,2)	(243,0)	(281,2)	(2846,7)	(11,4)	(8,0)					
Total fin de año	6868,5	7371,8	7828,4	5327,1	5748,6	6199,2	6674,4	7166,2	7676,0	8204,1	8751,5
3. Activo fijo neto											
Total principio de año	6787,8	10441,2	11481,1	10439,8	3886,1	6041,4	6276,4	6132,9	5969,1	5817,2	5654,5
Total fin de año	10441,2	11481,1	10439,8	3886,1	6041,4	6276,4	6132,9	5969,1	5817,2	5654,5	5488,6
Promedio	8614,5	10961,2	10960,5	7163,0	4963,7	6158,9	6204,6	6051,0	5893,2	5735,9	5571,5
4. Capital de Trabajo (5% del activo fijo neto)											
	430,7	548,1	548,0	358,2	248,2	307,9	310,2	302,5	294,7	286,8	278,6
5. Inversión Inmovilizada (Activo fijo neto + promedio + capital de trabajo.)											
	9045,2	11509,3	11508,5	7521,2	5211,0	6466,8	6514,8	6353,5	6187,9	6022,7	5850,1

5.7. RENTABILIDAD-CONCLUSIONES.

En el CUADRO 5.7.I. se ha obtenido la relación déficit/inversión inmovilizada hasta el año 1980, para cada uno de los entes prestatarios del servicio eléctrico y para el conjunto del mismo.

En lo que respecta a la empresa Agua y Energía puede observarse que dicha relación disminuye del valor 14,38 en 1970 al valor 4,81 en 1975 y 2,60 en 1980.

El fuerte mejoramiento que experimenta la relación déficit/inversión inmovilizada obedece a las siguientes causas:

- a) Reducción de los costos variables unitarios de combustibles y lubricantes como consecuencia de los nuevos equipamientos puestos en generación. Dicha disminución permite compensar en parte la disminución que se opera en la utilidad marginal unitaria, ya que el precio medio de venta se reduce apreciablemente al variar la mezcla de ventas (mayor proporción de demandas industriales y de riego de menor tarifa.

Se obtiene los siguientes valores:

año	Costo variable unitario de combustibles y lubricantes. (\$/kWh)	Costo variable unitario total (\$/kWh)	Precio medio de venta (\$/kWh)	Utilidad marginal unitaria (\$/kWh)
1970	0,0438	0,0506	0,1130	0,0624
1971	0,0348	0,0402	0,0810	0,0408
1972	0,0342	0,0400	0,0937	0,0537

- b) Aumento del factor de carga de la demanda con el consiguiente aumento de la utilización de las centrales y del volumen de ventas resultando una mayor absorción de gastos fijos:

Los valores del factor de carga y de la utilización medidos en horas son los siguientes:

<u>Año</u>	<u>Factor de carga</u> (hs)	<u>Utilización</u> (hs)
1970	3960	2498
1975	5530	3330
1976	5530	3754

Contribuyen al mejoramiento del factor de carga las demandas especiales previstas: riego con bombeo en las colonias agrícolas y parque industrial de La Rioja.

La diversidad horaria estimada de cargas materializadas a través de las interconexiones propuestas contribuye asimismo al mejoramiento del diagrama de carga.

- c) Aumento de la escala de las plantas generadoras, reduciéndose los gastos fijos por kW instalado. Los gastos fijos por kW instalado estimados para 1970, 1975 y 1980 son los siguientes:

<u>Año</u>	<u>Gastos fijos por kW inst. (\$/kW)</u>
1970	152
1975	79
1980	69

El CUADRO 5.7.II. permite observar la acelerada reducción del costo medio del kWh vendido, que de un valor de 0,222 \$/kWh en 1970 se reduce casi a la mitad en 1975, alcanzando en dicho año a 0,119 \$/kWh.

Con respecto a la Dirección Provincial de Energía puede observarse que la tendencia decreciente del costo del kWh es mucho menos acentuada que la correspondiente al ente nacional. De un valor de 0,530 \$/kWh en 1970 se llega en 1980 a 0,376 \$/kWh es decir una reducción del 30 % en 10 años, lo que significa una reducción promedio del 3,0 % anual.

En el Apartado 5.2. "Resultados de Explotación del año base", se analizaron las causas del déficit de explotación de los servicios eléctricos, especialmente de la Dirección Provincial de Energía.

*De dicho estudio surgió como conclusión que el déficit es ocasionado por causas externas a la explotación misma de los servicios y debidas a las características del mercado eléctrico riojano: factor de carga, dispersión geográficas, densidad de usuarios, etc.

La situación del mercado que explotará la D.P.E. hasta 1980 no mejora sustancialmente y de ahí que no podrá evitarse que los servicios sigan siendo deficitarios, aún cuando mejoren sensiblemente con la solución elegida.

Descartada la imposibilidad de disminución de los costos quedaría pensar en solucionar el déficit mediante el aumento tarifario.

En el CUADRO 5.7.III. se han comparado precios medios vigentes para usuarios residenciales (1) en distintas zonas

(1) El consumo residencial representa para la D.P.E. más del 90% de sus entradas brutas.

del país y de diferentes entes prestatarios.

El precio medio de la D.P.E. se encuentra entre los más altos del país, y no parece justo aumentar el mismo, al menos mientras se mantengan las condiciones económicas de subdesarrollo en la provincia.

Entendemos que el servicio eléctrico en la Rioja deberá continuarse subsidiando si es que realmente se quiere que exista y crezca.

CUADRO 5.7.I.

Déficit relativo a la inversión inmovilizada.

Agua y Energía Eléctrica, Dirección Provincial de Energía y conjunto del Servicio Eléctrico.

Año	Déficit Inversión Inmovilizada x 100		
	Agua y Energía	D. Prov. de Energía	Conjunto de servicio eléctrico
1970	14,38	14,41	15,79
1971	11,62	15,61	12,93
1972	8,79	16,30	10,66
1973	7,18	17,26	8,49
1974	4,97	25,14	6,58
1975	4,81	20,58	6,32
1976	4,75	20,45	6,22
1977	4,82	21,03	6,29
1978	3,55	21,65	4,95
1979	2,67	22,71	4,21
1980	2,60	23,50	4,14

FUENTE: FRANKLIN CONSULT

CUADRO 5:7.II.

Costo medio del kWh (\$/kWh)

Año	Agua y Energía		Dirección Provincial de Energía		Conjunto del servicio eléctrico		
	Costo directo	Costo indirecto	Costo directo	Costo indirecto	Costo directo	Costo indirecto	Total
1969	0,152	0,042	0,352	0,209	0,183	0,068	0,251
1970	0,185	0,037	0,381	0,199	0,215	0,061	0,276
1971	0,126	0,025	0,214	0,099	0,143	0,036	0,177
1972	0,114	0,026	0,212	0,092	0,099	0,063	0,162
1973	0,106	0,029	0,404	0,124	0,118	0,033	0,151
1974	0,095	0,027	0,337	0,128	0,106	0,031	0,137
1975	0,092	0,027	0,316	0,124	0,102	0,030	0,132
1976	0,093	0,026	0,301	0,122	0,102	0,030	0,132
1977	0,094	0,026	0,288	0,128	0,103	0,029	0,132
1978	0,083	0,027	0,275	0,115	0,093	0,031	0,124
1979	0,083	0,027	0,274	0,117	0,091	0,030	0,121
1980	0,084	0,026	0,262	0,114	0,092	0,029	0,121

FUENTE: FRANKLIN CONSULT.

CUADRO 5.7.III.

Comparación de precios medios vigentes año 1970.

Residencial.

Sistema	Suministrados	Precio medio \$/kWh
Tucumán (> 5000 kW)	A y E.E.	0,0774
Tucumán (\leq 5000 kW)	A y E.E.	0,0973
La Rioja, Salta, Santiago del Estero (> 5000 kW).	A y E.E.	0,1034
Córdoba	E.P.E.C.	0,1062
Capit. Fed., Gran Buenos Aires.	S.E.G.B.A.	0,1073
Cuyo	A y E.E.	0,1103
Capital Federal	ITALO	0,1121
Litoral	A y E.E.	0,1149
Catamarca (\leq 5000 kW)	A y E.E.	0,1223
La Rioja (\leq 5000 kW)	A y E.E.	0,1293
Jujuy (\leq 5000 kW)	A y E.E.	0,1303
La Rioja	D.P.E.	0,1386
Salta, Santiago del Estero (\leq 5000 kW)	A y E.E.	0,1454
Buenos Aires	D.E.B.A.	0,1571

Nota: Para el cálculo del precio medio se ha considerado una potencia de 10 kW con una utilización de 100 hs/mes.

FUENTE: FRANKLIN CONSULT.

CAPITULO 6

ESTUDIO FINANCIERO

6.1. INTRODUCCION.

En el presente estudio se define el financiamiento de las obras asignadas a la Dirección Provincial de Energía, ya que de común acuerdo con el Consejo Federal de Inversiones se resolvió no incluir el análisis financiero de las correspondientes a Agua y Energía Eléctrica.

El período de estudio se limita hasta el año 1975 dado que con posterioridad al mismo no se prevén obras de importancia para la provincia.

6.2. ANALISIS DE LAS FUENTES DE FINANCIAMIENTO PARA OBRAS ELECTRICAS EN LA PROVINCIA.

La principal fuente de financiamiento para las obras eléctricas de la provincia, lo constituye el F.E.D.E.I. (Fondo Especial de Desarrollo Eléctrico del Interior), formado fundamentalmente con aportes del Fondo Nacional de la Energía y Fondo Nacional de la Energía Eléctrica. Este fondo administrado por la Secretaría de Energía y Combustibles, es aplicado localmente por la Dirección Provincial de Energía.

Además a partir de 1969, la provincia cuenta con fondos provenientes del Fondo de Integración Territoria (F.I.T.), que ya ha fijado la financiación de determinadas obras por esta vía para el período 1969-71. Cabe consignar, de acuerdo a lo expresado por altas autoridades nacionales y por funcionarios responsables de la Dirección de Provincias de la Secretaría de Hacienda y del Ministerio del Interior que se planea mantener el funcionamiento del F. I.T., dentro de los lineamientos que le dieron origen para los próximos ejercicios.

Las principales disposiciones son las siguientes:

A) Ley 15.336 - Fondo de Desarrollo Eléctrico del Interior.

Por ley 15.336, promulgada el 20-9-1960, se creó el Régimen Jurídico de la Industria Eléctrica. Los fondos destinados a contribuir a la financiación de los planes de electrificación, según el artículo 30 de dicha ley, provienen del Fondo Nacional de la Energía Eléctrica, creado a tal fin e integrado con:

- a) Aportes del Tesoro Nacional.
- b) 50% como mínimo, del producido de la recaudación del Fondo Nacional de la Energía.
- c) Regalías sobre el uso de fuentes hidráulicas de Energía.
- d) Derechos de importación de la electricidad, que en cada caso se establezcan.
- e) Con el recargo de \$ 0,001 por kilovatio-hora, sobre el precio de venta de la electricidad, quedando facultado el P.E. a modificar este recargo, previo dictamen del Consejo Federal de Energía Eléctrica, sin que exceda del 15% de dicho precio de venta.
- f) Con el producido de la negociación de títulos de deuda nacional que se emitan con cargo a ser servidos con recursos del Fondo.
- g) Con la recaudación por reembolso y sus intereses de los préstamos que se hagan con recursos del Fondo.
- h) Con donaciones, legados y otros recursos no especificados.

Asimismo se creó por dicha Ley, el Fondo Especial de Desarrollo Eléctrico del Interior (F.E.D.E.I.), que unificó el Fondo de

Reserva de Energía Eléctrica y el de Electrificación Rural, integrado por:

- a) Excedentes de las tarifas y recargos que establezca el Poder Ejecutivo en la Capital Federal y Gran Buenos Aires.
- b) Aportes del Tesoro Nacional, correspondientes a compromisos del Fondo de Restablecimiento Económico, y otros que se determinan en la Ley de presupuesto.
- c) El 10% del producido del Fondo Nacional de la Energía.
- d) El 20% del Fondo Nacional de la Energía Eléctrica.

En la misma ley se disponía la transferencia del aporte indicado en el inciso d) mientras que el 80 % restante se destina exclusivamente a estudio, construcción y ampliación de las centrales, redes y obras complementarias o conexas que ejecute el Estado.

El F.E.D.E.I. es administrado por la Secretaría de Energía y Combustible y es aplicado para los siguientes fines:

- a) Aportes y préstamos a las provincias para sus planes de electrificación, siempre que se encuadren entre los aprobados con intervención del Consejo Federal de la Energía Eléctrica y que no graven el consumo de electricidad para otros fines que no sean exclusivamente el desarrollo de la energía eléctrica. Las tarifas a establecer por las provincias deberán contemplar la amortización de tales aportes.
- b) Préstamos a Municipalidades, cooperativas y consorcios de usuarios de electricidad para sus obras de construcción y ampliación de centrales, redes de distribución y obras complementarias.
- c) Préstamos a empresas privadas de servicios públicos de electricidad para ampliación y mejoras de sus servicios en centrales de capacidad no superior a 2000 kV instalados.

Los plazos fijados para el reintegro de los préstamos se ajustarán a las normas siguientes:

- En los casos de los préstamos indicados en los incisos a) y b), precedentes, se aplicará un interés no menor del 6% anual y una amortización hasta quince años.
- Para los casos del inciso c), el interés no será inferior al 8% anual y la amortización hasta cinco años. Este último plazo podrá extenderse a diez años más, cuando los préstamos se aplicarán total o parcialmente a ejecución de obras de electrificación rural, o cuando se destinaran a la adquisición de equipos, electromecánicos y materiales eléctricos, de fabricación nacional, en una proporción no inferior al 80 % del total de la inversión.
- En los casos citados, la tasa de interés aplicable podrá reducirse al 3 % anual.

La Ley 16.656, sancionada el 30 de diciembre de 1964 modificó el inciso c) del artículo 30, aumentando el recargo sobre el precio de venta de la electricidad a \$0,003 por kilovatio-hora, a partir del 1 de Enero de 1965.

La Secretaría de Estado de Energía fija, a partir del 1° de Enero de 1969, la forma de distribución de los fondos anuales, discriminados entre préstamos y aportes por cada provincia, de acuerdo al nuevo régimen adoptado.

B) Ley 17.678 - Fondo de Integración Territorial.

Por la Ley 17.678, promulgada el 12 - 3 - 1968, se creó el Fondo de Integración Territorial (F.I.T.), cuyo objeto es financiar inversiones en trabajos públicos de interés provincial.

Su forma de aplicación es a través de aportes no reintegrables por las provincias, para la financiación de obras nuevas y conclusión de las ya iniciadas, incluyendo estudios y proyectos. La determinación de las obras cuya ejecución sea financiada, será efectuada por decreto del Poder Ejecutivo, sobre la base de proyectos concretos presentados por las provincias y evaluadas por la Secretaría del CONADE, atendiendo prioritariamente a facilitar la constitución de polos de desarrollo en las regiones de menor desarrollo relativo.

Los fondos del F.I.T. provendrán de aportes anuales del Tesoro Nacional en función de los requerimientos de los proyectos a financiar.

Por decreto 1705/68 se reglamentó la Ley 17.678, cuyas disposiciones principales determinan el sistema operativo y el régimen de funcionamiento del Fondo.

Se establece que los Gobiernos provinciales presentarán antes del 31 de Octubre de cada año, el plan detallado de trabajos públicos en ejecución o del conjunto de obras nuevas con posible iniciación durante el ejercicio siguiente, acompañando, en estos casos, la fundamentación socio-económica el proyecto de ingeniería y los respectivos presupuestos. Asimismo podrán presentarse referencias de obras provinciales o municipales en estado de anteproyecto o de trabajos públicos nacionales, cuya ejecución se considera prioritaria para el desarrollo local.

Los proyectos serán evaluados por el CONADE, y la Secretaría de Gobierno, previa intervención del Ministerio de Economía y Trabajo, propondrá al Poder Ejecutivo las obras a financiar.

Aquellas que eventualmente se realicen con financiación del F.I.T. serán ejecutadas con la intervención que corresponda de los organismos competentes en el orden nacional.

Se establecen, además determinadas condiciones sobre la forma de realización de las obras y el régimen de pago de las mismas, como así también el sistema de control y seguimiento, a través de la Secretaría de Hacienda.

6.3. PROGRAMA DE INVERSIONES A FINANCIAR.

En el CUADRO 6.3.I., se detalla el programa de inversiones anuales de la Dirección Provincial de Energía en las Obras propuestas de transmisión y las complementarias de distribución, para el período 1971 - 1975.

6.4. DETERMINACION DEL FINANCIAMIENTO DE LAS OBRAS PROPUESTAS.

6.4.1. Recursos propios.

Los recursos del presupuesto provincial se tuvieron en cuenta para completar las obras de distribución en el período 1971-74, y solventar el déficit de explotación de la Dirección Provincial de Energía, dado que el mismo es de carácter permanente.

6.4.2. Recursos del F.E.D.E.I.

A fin de determinar los fondos provenientes del F.E.D.E.I. que se canalizarán hacia la provincia de La Rioja, se proyectaron los montos a que podrá ascender el fondo, de acuerdo a los siguientes criterios:

- a) Se estimaron en primer termino los recursos del Fondo Nacional de la Energía Eléctrica para el período 1971-1975 que se indican en el CUADRO 6.4.I.
En base a la proyección de energía eléctrica elaborada por CONADE se determinó el monto a recaudar por el recargo de 0,003 \$/kWh, que establece el artículo 30 de la Ley 16.656. Para el 50 % del producido por el Fondo Nacional de la Energía (1) se consideró una cifra anual fija de 50.000.000 pesos. Por suma de estos conceptos se obtuvo la proyección buscada.
- b) Se proyectaron los recursos del F.E.D.E.I. formados por el 20 % sobre el Fondo Nacional de la Energía Eléctrica y por el 10 % sobre el Fondo Nacional de la Energía. Los valores se indican en el CUADRO 6.4.II.
- c) Se ha estimado la participación de la provincia de La Rioja en un porcentaje similar al cupo promedio que le correspondió durante el período 1966-1970 o sea el 3,5 % según se muestra en el CUADRO 6.4. III.

En el CUADRO 6.4.IV se ha proyectado la participación des-
criminando el 80 % en calidad de aporte y el 20 % restante en carácter de préstamo reintegrable, dentro de las condiciones fijadas por la Ley 16.656.

Resulta para el período 1971-1975 un total de \$ 4.562.800 de recursos disponibles por dicho fondo.

(1) Impuesto a los combustibles.

CUADRO 6.3.I.

Programa de Inversiones Anuales.

Dirección Provincial de Energía.

(Valores en miles de pesos).

Concepto	1971	1972	1973	1974	1975
1. Transmisión					
Línea 33 kV Villa Unión-Villa Castelli-Vinchina y subtrans- formación.	1.700,8				
Línea 33 kV Aimogasta-Alpasin- che	786,3				
Estación Alpasinche 33/13,2 1 x 1000 kVA.	72,0				
Línea 33 kV G. Gordillo-Olta- Catuna.	1.320,0				
Estación Transf. Catuna 33/13,2 1 x 1000 kVA,	72,0				
Estación transf. Olta 33/13,2 1 x 1000 kVA	72,0				
Línea 66 kV Vichigasta-Catin- zaco.	493,3				
Estación transf. Catinzaco 1 x 1,5 MVA-66/13,2 kV.	587,1				
Línea 66 kV La Rioja-Aimogasta		3.088,0			
Estación transf. Aimogasta 66/ 33 kV 1 x 2500 kVA.		539,0			
Línea 33 kV Chepes - km 14 (ini- cialmente trabaja en 13,2 kV).			561,0		
Línea 33 kV km 14 Ulapes y km 14 D. Tello (inicialmente trabaja en 13,2 kV)			794,7		

CUADRO 6.3.I. (continuación)
 Programa de Inversiones Anuales.
 Dirección Provincial de Energía
 (Valores en miles de pesos)

Concepto	1971	1972	1973	1974	1975
Línea 33 kV Villa Unión- Guandacol (inicialmente trabaja en 13,2 kV)			780,0		
Línea 13,2 kV Guandacol Sta. Clara.			36,0		
Línea 13,2 kV - Vinchina Jagüe.				408,0	
Línea 13,2 kV Pituil- Cha ñarmuyo Sto Domingo - Sta. Cruz.				636,0	
Sub-Total	5.103,5	3.427,0	2.171,7	1.044,0	
Obras de Distribución	457,0	427,9	583,3	308,7	211,6
Total	5.560,5	3.854,9	2.755,0	1.352,7	211,6

FUENTE: FRANKLIN CONSULT.

CUADRO 6.4.1.

Proyección Fondo Nacional de Energía Eléctrica.

(En miles de pesos).

Año	Producción en millones kWh.	Monto a recaudar por recargo Art. 30 Ley 16.656 (1)	50% s/Fondo Nacional de la Energía.	Total
1971	17.531	52.593	50.000	102.593
1972	19.114	57.342	50.000	107.342
1973	20.828	62.484	50.000	112.484
1974	22.704	68.112	50.000	118.112
1975	24.748	74.244	50.000	124.244

(1) \$ 0,003 por kWh.

FUENTE: FRANKLIN CONSULT.

CUADRO 6.4.II.

Proyección F.E.D.E.I.

(En miles de pesos)

Año	20% s/Fondo Nacional de Energía Eléctrica	10% s/Fondo Nacional de la Energía.	Total.
1971	20.518,6	10.000	30.518,6
1972	21.468,4	10.000	31.468,4
1973	22.496,8	10.000	32.496,8
1974	23.622,4	10.000	33.622,4
1975	24.848,8	10.000	34.848,8

FUENTE: FRANKLIN CONSULT.

CUADRO 6.4.III.

Participación histórica de La Rioja en el F.E.D.E.I.

(En miles de pesos).

Año	Total F.E.D.E.I.	Participación La Rioja.	
		Monto en miles de pesos	Porcentaje.
1966	20.000	750,0	3,7
1967	20.000	750,0	3,7
1968	20.000	750,0	3,7
1969	29.992	981,0	3,2
1970	30.108	967,8	3,2

FUENTE: FRANKLIN CONSULT.

CUADRO 6.5.I

Fuentes y Usos de Fondos.

Dirección Provincial de Energía.

(En miles de pesos).

Rubro	1971	1972	1973	1974	1975
<u>Fuentes</u>					
F.E.D.E.I.					
Aportes	854,5	881,1	910,0	941,4	789,8
Préstamos	213,6	220,3	227,4	235,4	197,4
Presup. provincial	1.033,7	1.139,9	1.144,0	1.185,3	819,4
F.I.T.	4.476,3	3.427,0	2.171,7	600,0	
Total Fuentes	6.578,1	5.668,3	4.452,2	2.962,1	1.806,6
Acumulado Fuentes	6.578,1	12.246,4	16.698,6	19.660,7	21.467,3
<u>Usos</u>					
Inversión					
Ser. Prest. Ant.		682,5	682,0	657,7	618,2
Ser.Prest.Nuevos	49,3	74,8	100,3	125,0	151,4
Défic.Explot.D.P.E.	968,3	1.056,1	914,9	826,7	819,4
Total Usos	6.578,1	5.668,3	4.452,2	2.962,1	1.806,6
Acumulado Usos	6.578,1	12.246,4	16.698,6	19.660,7	21.467,3

FUENTE: FRANKLIN CONSULT.

CUADRO 6.5.I

Fuentes y Usos de Fondos.

Dirección Provincial de Energía:

(En miles de pesos).

Rubro	1971	1972	1973	1974	1975
<u>Fuentes</u>					
F.E.D.E.I.					
Aportes	854,5	881,1	910,0	941,4	789,8
Préstamos	213,6	220,3	227,4	235,4	197,4
Presup. provincial	1.033,7	1.139,9	1.144,0	1.185,3	819,4
F.I.T.	4.476,3	3.427,0	2.171,7	600,0	
Total Fuentes	6.578,1	5.668,3	4.452,2	2.962,1	1.806,6
Acumulado Fuentes	6.578,1	12.246,4	16.698,6	19.660,7	21.467,3
<u>Usos</u>					
Inversión	5.560,5	3.854,9	2.755,0	1.352,7	217,6
Ser. Prest. Ant.		682,5	682,0	657,7	618,2
Ser.Prest.Nuevos	49,3	74,8	100,3	125,0	151,4
Défic.Explot.D.P.E.	968,3	1.056,1	914,9	826,7	819,4
Total Usos	6.578,1	5.668,3	4.452,2	2.962,1	1.806,6
Acumulado Usos	6.578,1	12.246,4	16.698,6	19.660,7	21.467,3

FUENTE: FRANKLIN CONSULT.

INDICE DE CUADROS

Cuadro 2.1.1.	Estadísticas Climatológicas	10
Cuadro 2.2.I.	Recursos Hidroeléctricos de La Rioja	15
Cuadro 2.2.II.	Ventas de Combustibles a La Rioja (Año 1968)	16
Cuadro 2.3.I.	Población Zonas Eléctricas	18
Cuadro 2.3.II.	Población Total y Servida en 1968	26
Cuadro 2.3.III.	Proyecciones de Población. Totales por central y zona eléctrica	28
Cuadro 2.4.I.	Provincia de La Rioja - Producto Bruto Interno (a precios constantes 1960 - 100)	33
Cuadro 2.4.II.	Porcentajes de participación sectorial del Producto Bruto Interno	34
Cuadro 2.4.III.	Crecimientos Sectoriales y Total del Producto Bruto Interno	35
Cuadro 3.1.I.	Localidades servidas al 31-3-1970 - Entes prestatarios del servicio	45
Cuadro 3.1.II.	Provincia de La Rioja - Magnitud de los servicios por entes prestatarios - Año 1969	47
Cuadro 3.1.III.	Delimitación zonal del servicio eléctrico	49
Cuadro 3.2.I.	Centrales Existentes al 31-3-1970 - Agua y Energía Eléctrica	51
Cuadro 3.2.II.	Centrales Existentes al 31-3-1970 - Dirección Provincial de Energía	52

Cuadro 3.2.III.	Estaciones transformadoras de salida de centrales al 31-12-1969 - Agua y Energía Eléctrica	57
Cuadro 3.2.IV.	Líneas existentes al 31-12-1969 - Agua y Energía Eléctrica	58
Cuadro 3.2.V.	Estaciones transformadoras de rebaje por centrales al 31-12-1969 - Agua y Energía Eléctrica	59
Cuadro 3.2.VI.	Estaciones transformadoras de salida de centrales al 31-12-1969 - Dirección Provincial de Energía	61
Cuadro 3.2.VII.	Líneas existentes al 31-12-1969 - Dirección Provincial de Energía	62
Cuadro 3.2.VIII.	Estaciones transformadoras de rebaje por central al 31-12-1969 - Dirección Provincial de Energía	64
Cuadro 3.3.I.	Datos Operativos de Centrales - Año 1969	80
Cuadro 3.3.II.	Centrales diesel existentes. Consumos específicos de combustible	83
Cuadro 3.3.III.	Centrales diesel existentes. Capacidad de almacenamiento de combustible	86
Cuadro 3.3.IV.	Centrales Diesel existentes. Consumos específicos de Lubricante	87
Cuadro 3.3.V.	Centrales existentes. Pérdidas de uso propio y pérdidas en la red - Año 1969	88
Cuadro 3.3.VI.	Personal ocupado por centrales al 31-12-1969 - Agua y Energía Eléctrica	90
Cuadro 3.3.VII.	Personal ocupado por centrales - Año 1969 - Dirección Provincial de Energía	91
Cuadro 3.4.I.	El abastecimiento eléctrico - Año 1969	93
Cuadro 3.4.II.	El abastecimiento eléctrico - Año 1968	95
Cuadro 3.4.III.	Evolución histórica del consumo total de energía eléctrica	97

Cuadro 3.4.IV.	Tasas anuales promedio del consumo total.....	99
Cuadro 3.4.V.	Evolución histórica del número de usuarios de energía eléctrica	102
Cuadro 3.4.VI.	Tasas anuales promedio del número de usuarios	104
Cuadro 3.4.VII.	Evolución histórica del consumo de energía eléctrica por usuario	106
Cuadro 3.4.VIII.	Tasas anuales promedio del consumo por usuario	108
Cuadro 3.4.IX.	Estructura del consumo de energía eléctrica - Año 1968	110
Cuadro 3.4.X.	Estructura del consumo de energía eléctrica - Año 1960	112
Cuadro 3.4.XI.	Resumen de indicadores - Año 1969.....	115
Cuadro 3.5.I.	Tasas adaptadas en la proyección vegetativa del consumo eléctrico	120
Cuadro 3.5.II.	Proyección del número de usuarios	122
Cuadro 3.5.III.	Proyección del consumo por usuario.....	124
Cuadro 3.5.IV.	Proyección vegetativa del consumo de energía eléctrica	126
Cuadro 3.5.V.	Factor de pérdidas, factor de carga adoptados en la proyección vegetativa del abastecimiento eléctrico	128
Cuadro 3.5.VI.	Proyección vegetativa del abastecimiento eléctrico - Generación de energía	129
Cuadro 3.5.VII.	Proyección vegetativa del abastecimiento eléctrico - Carga máxima	131
Cuadro 3.5.VIII.	Motores eléctricos a instalar en colonias agrícolas	133

Cuadro 3.5.IX.	Proyección de demandas especiales por riego con bombeo. Central: Chilecito	134
Cuadro 3.5.X.	Proyección de demandas especiales por riego con bombeo. Subsistema Aimogasta - Mazán	138
Cuadro 3.5.XI.	Proyección de la demanda especial central Alpa-sinche	141
Cuadro 3.5.XII.	Proyección de demandas especiales por riego con bombeo. Centrales Ulapes y Tama	143
Cuadro 3.5.XIII.	Proyección de demandas especiales por radicación industrial. Central: La Rioja - Hipótesis I e Hipótesis II	147
Cuadro 3.5.XIV.	Proyección de la demanda total - Generación	148
Cuadro 3.5.XV.	Proyección de la demanda total - Carga máxima	150
Cuadro 3.5.XVI.	Integración de la demanda total sistemas interconectados - Generación	153
Cuadro 3.5.XVII.	Integración de la demanda total sistemas interconectados - Carga máxima	154
Cuadro 4.1.I.	Información económica básica. Centrales Diesel. Costos unitarios de inversión, operación y mantenimiento y consumos específicos	163
Cuadro 4.1.II.	Información económica básica. Transmisión. Costos unitarios de inversión	164
Cuadro 4.1.III.	Información económica básica. Centrales hidráulicas existentes. Gastos de operación y mantenimiento (Año 1969).....	166
Cuadro 4.1.IV.	Información económica básica. Centrales diesel existentes (año 1969).Gastos de operación y mantenimiento	167
Cuadro 4.1.V.	Información económica básica. Centrales diesel existentes. Indicadores de dotación y de gastos de materiales y varios por rango de potencia	168

Cuadro 4.1.VI.	Información económica básica. Centrales diesel existentes. Costo unitario de combustibles y lubricantes (\$/kw).....	170
Cuadro 4.2.I.	Modelo de evaluación interconexiones. Datos básicos del procesado	181
Cuadro 4.2.II.	Modelo de evaluación de interconexiones. Cálculo de constantes - C ₁	184
Cuadro 4.2.III.	Modelo de evaluación de interconexiones. Cálculo de constantes - C ₂ - Corte Año 1975	185
Cuadro 4.2.IV.	Modelo de evaluación de interconexiones. Cálculo de constantes - C ₂ - Corte Año 1980	186
Cuadro 4.2.V.	Modelo de evaluación de interconexiones. Cálculo de constantes - C ₃	187
Cuadro 4.2.VI.	Modelo de evaluación para interconexiones. Cálculo de constantes - C ₄	188
Cuadro 4.2.VII.	Modelo de evaluación de interconexiones. Datos de entrada al procesado y valores resultantes de las evaluaciones - Corte año 1975	189
Cuadro 4.2.VIII.	Modelo de evaluación de interconexiones. Datos de entrada al procesado y valores resultantes de las evaluaciones - Corte año 1980	190
Cuadro 4.3.I.	Programa de equipamiento y balance de potencia. Sistema Oeste (Villa Unión - Villa Castelli - Vinchina - Guandacol).....	195
Cuadro 4.3.II.	Hipótesis de operación. Sistema Oeste (Villa Unión Villa Castelli - Vinchina - Guandacol)	198
Cuadro 4.3.III.	Programa de equipamiento y balance de potencia. Central: Chañar	202
Cuadro 4.3.IV.	Programa de equipamiento y balance de potencia. Central: Patquía	203

Cuadro 4.3.V.	Programa de equipamiento y balance de potencia. Central: Punta de Los Llanos	205
Cuadro 4.3.VI.	Programa de equipamiento y balance de potencia. Central: Malanzán	206
Cuadro 4.3.VII.	Programa de equipamiento y balance de potencia. Central: Tama	207
Cuadro 4.3.VIII.	Programa de equipamiento y balance de potencia. Sistema Chemical - Olta - Milagro	209
Cuadro 4.3.IX.	Hipótesis de operación. Sistema Chemical - Olta- Milagro	211
Cuadro 4.3.X.	Programa de equipamiento y balance de potencia. Sistema Chepes - D. Tello - Ulapes	218
Cuadro 4.3.XI.	Hipótesis de operación. Sistema Chepes - D. Te- llo - Ulapes	220
Cuadro 4.3.XII.	Programa de equipamiento y balance de potencia. Sistema Norte (Aimogasta - Mazán - Alpasinche).....	221
Cuadro 4.3.XIII.	Hipótesis de operación. Sistema Norte (Alpasin- che - Aimogasta - Mazán)	224
Cuadro 4.3.XIV.	Programa de equipamiento y balance de potencia. Sistema Chilecito - Famatina - Pituil	228
Cuadro 4.3.XV.	Hipótesis de operación. Sistema Chilecito - Fama- tina - Pituil	230
Cuadro 4.3.XVI.	Programa de equipamiento y balance de potencia. Central: La Rioja	233
Cuadro 4.3.XVII.	Hipótesis de operación. Central La Rioja	234
Cuadro 4.3.XVIII.	Balance de Potencia a nivel local. Sistema: La Rioja - Chilecito	237
Cuadro 4.3.XIX.	Programa de equipamiento y balance de potencia. Sistema: La Rioja - Chilecito	239

Cuadro 4.3.XX.	Hipótesis de operación. Sistema: La Rioja - Chilecito	240
Cuadro 4.3.XXI.	Balance de potencia a nivel local. Sistema: La Rioja - Chilecito	243
Cuadro 4.3.XXII.	Programa de equipamiento y balance de potencia. Sistema: La Rioja - Chilecito	244
Cuadro 4.3.XXIII.	Hipótesis de operación. Sistema: La Rioja - Chilecito	245
Cuadro 4.3.XXIV.	Programa de equipamiento y balance de potencia. Sistema Interconectado La Rioja - Chilecito - Sistema Norte	249
Cuadro 4.3.XXV.	Hipótesis de operación. Sistema interconectado La Rioja - Chilecito - Sistema Norte	250
Cuadro 4.3.XXVI.	Programa de equipamiento y balance de potencia. Sistema interconectado La Rioja - Chilecito - Sistema Norte - Sistema Chamental	255
Cuadro 4.3.XXVII.	Hipótesis de operación. Sistema interconectado La Rioja - Chilecito - Sistema Norte - Chamental. Central La Rioja	256
Cuadro 4.3.XXVIII.	Proyección de demanda. Sistema interconectado Noroeste.....	269
Cuadro 4.3.XXIX.	Detalle del programa de equipamiento. Sistema interconectado Noroeste	270
Cuadro 4.3.XXX.	Programa de equipamiento y balance de potencia. Sistema interconectado Noroeste	273
Cuadro 4.3.XXXI.	Balance de potencia a nivel local. Sistema interprovincial NOA - La Rioja	276
Cuadro 4.3.XXXII.	Disponibilidad del Sistema NOA	277
Cuadro 4.3.XXXIII.	Balance de potencia a nivel de sistema. Sistema La Rioja - Chilecito - Sistema Norte	278

Cuadro 4.3. XXXIV.	Sistema interconectado Córdoba. Análisis abas- tecimiento eléctrico.....	286
Cuadro 4.3. XXXV.	Zona Noroeste Córdoba. Instalaciones de servi- cio eléctrico. Proceso Generación	288
Cuadro 4.3. XXXVI.	Zona Noroeste Córdoba. Instalaciones de servi- cio eléctrico. Proceso Transmisión - Subtrans- misión	290
Cuadro 4.3. XXXVII.	Zona Noroeste Córdoba. Proyección de la de- manda máxima y energía anual	294
Cuadro 4.3. XXXVIII.	Zona Noroeste Córdoba. Instalaciones progra- madas	295
Cuadro 4.3. XXXIX.	Zona Noroeste Córdoba. Análisis abastecimien- to eléctrico	297
Cuadro 4.4. I.	Evaluación de alternativas de equipamiento in- terzonales. Sistema La Rioja	304
Cuadro 4.4. II.	Evaluación de alternativas de equipamiento in- terzonales. Sistema Chilecito	306
Cuadro 4.4. III.	Evaluación de alternativas de equipamiento in- terzonales. Sistema La Rioja - Chilecito	308
Cuadro 4.4. IV.	Evaluación de alternativas de equipamiento in- terzonales. Sistema La Rioja - Chilecito	311
Cuadro 4.4. V.	Evaluación de alternativas de equipamiento in- terzonales. Sistema Aimogasta - Mazán Alpasim- che	316
Cuadro 4.4. VI.	Evaluación de alternativas de equipamiento in- terzonales. Sistema: Chilecito - La Rioja (va- por) - Sistema Norte	318
Cuadro 4.4. VII.	Evaluación de Alternativas de equipamiento in- terzonales. Sistema Chemical - Olta - Milagro	323
Cuadro 4.4. VIII.	Evaluación de alternativas de equipamiento in- terzonales. Sistema La Rioja - Chilecito - Sis- tema Norte - Sistema Chemical	325

Cuadro 4.4.IX.	Evaluación de alternativas de equipamiento interprovinciales. Sistema La Rioja - Chilecito-Sistema Norte	330
Cuadro 4.4.X.	Evaluación de alternativas de equipamiento interzonales. Sistema: Gdor. Gordillo (Chamical - Olta - Milagro)	335
Cuadro 4.5.I.	Gas Inyectado (millones m ³ /d)	349
Cuadro 4.5.II.	Gas natural - Ventas (millones m ³ año)	350
Cuadro 4.5.III.	Consumos específicos de algunas ciudades (doméstico)	351
Cuadro 4.5.IV.	Gastos totales (en miles de pesos)	352
Cuadro 4.5.V.	Relación beneficio-costo	353
Cuadro 4.6.I.	Plan de equipamiento y resumen de presupuesto. Dirección Provincial de Energía	355
Cuadro 4.6.II.	Plan de equipamiento y resumen de presupuesto. Agua y Energía Eléctrica	358
Cuadro 4.6.III.	Programa de inversiones anuales. Dirección Provincial de Energía	361
Cuadro 4.6.IV.	Programa de inversiones anuales. Agua y Energía Eléctrica	364
Cuadro 4.6.V.	Resumen de incorporaciones y retiros de grupos. Centrales de la Dirección Provincial de Energía	368
Cuadro 5.2.I.	Resultados de explotación año 1969 (en miles de \$). Agua y Energía Eléctrica	374
Cuadro 5.2.II.	Resultados de explotación año 1969. Dirección Provincial de Energía (en miles de \$)	376
Cuadro 5.3.I.	Estructura de Gastos - Año 1969	379

Cuadro 5.4.I.	Activo fijo asignable al 31-XII-69 (en miles de \$ - 1 u\$s = 3,50 \$)	391
Cuadro 5.4.II.	Activo fijo bruto al 31-12-69	392
Cuadro 5.4.III.	Depreciación acumulada y depreciación anual	394
Cuadro 5.5.I.	Proyección de la venta de energía eléctrica (vegetativa). Agua y Energía Eléctrica	397
Cuadro 5.5.II.	Venta de Energía por demandas especiales. Agua y Energía Eléctrica	398
Cuadro 5.5.III.	Proyección de los ingresos por venta de energía. Agua y Energía Eléctrica	399
Cuadro 5.5.IV.	Venta de energía eléctrica (vegetativa). Dirección Provincial de Energía	402
Cuadro 5.5.V.	Venta de energía por demandas especiales. Dirección Provincial de Energía	404
Cuadro 5.5.VI.	Proyección de los ingresos por venta de energía. Dirección Provincial de Energía	405
Cuadro 5.5.VII.	Ingresos totales del servicio eléctrico	406
Cuadro 5.5.VIII.	Proyección de los gastos de generación. Agua y Energía Eléctrica. Distritos La Rioja, Chilecito y Gdor. Gordillo	407
Cuadro 5.5.IX.	Proyección de los gastos de transmisión, distribución, administración generales y contribuciones	410
Cuadro 5.5.X.	Activo fijo a incorporar y retiros. Agua y Energía Eléctrica.....	411
Cuadro 5.5.XI.	Proyección del activo fijo bruto y depreciación (en miles de \$)	417
Cuadro 5.5.XII.	Proyección de los gastos de generación. Dirección Provincial de Energía	420

Cuadro 5.5.XIII.	Proyección de los gastos de transmisión y distribución	429
Cuadro 5.5.XIV.	Activo fijo a incorporar y retirar. Dirección Provincial de Energía	430
Cuadro 5.5.XV.	Proyección del activo fijo bruto y depreciación. Dirección Provincial de Energía	434
Cuadro 5.5.XVI.	Proyección de los resultados de explotación. Agua y Energía Eléctrica	436
Cuadro 5.5.XVII.	Proyección de los resultados de explotación	437
Cuadro 5.6.I.	Proyección de la inversión inmovilizada. Agua y Energía Eléctrica	439
Cuadro 5.6.II.	Proyección de la Inversión Inmovilizada. Dirección Provincial de Energía	441
Cuadro 5.7.I.	Déficit relativo a la inversión inmovilizada.....	445
Cuadro 5.7.II.	Costo medio del KWh (\$ / KWh)	446
Cuadro 5.7.III.	Comparación de precios medios vigentes año 1970	447
Cuadro 6.3.I.	Programa de Inversiones Anuales. Dirección Provincial de Energía	456
Cuadro 6.4.I.	Proyección Fondo Nacional de Energía Eléctrica	458
Cuadro 6.4.II.	Proyección F.E.D.E.I.	459
Cuadro 6.4.III.	Participación histórica de La Rioja en el F.E.D.E.I.	460
Cuadro 6.4.IV.	Proyección de la participación de La Rioja en el F.E.D.E.I.	461
Cuadro 6.5.I.	Fuentes y usos de fondos. Dirección Provincial de Energía	463

INDICE DE PLANOS

Plano	3-1-I	Sistema Eléctrico La Rioja	43
Plano	3-2-I	Central Chilecito. Alimentación Zonas Rurales	69
Plano	3-2-II	Interconexión Aimogasta - Mazán	71
Plano	3-2-III	Chilecito - Nonogasta - Vichigasta	73
Plano	3-2-IV	Interconexión Aimogasta - Mazán	75
Plano	4-3-I	Zona Oeste. Alternativas de abastecimiento	213
Plano	4-3-II	Zona de los Llanos. Alternativas de abastecimiento	215
Plano	4-3-III	Zona Norte, Capital y Chilecito. Alternativas de abastecimiento	225
Plano	4-3-IV	Región Noroeste. Area del sistema eléctrico	263
Plano	4-3-V	Sistema eléctrico del Noroeste	265
Plano	4-3-VI	Córdoba. Sistema interconectado	283
Plano	4-3-VII	Córdoba. Zona Noroeste	291
Plano	5-3-I	Diagrama de Equilibrio. A. Y. E. E. Año 1969	386
Plano	5-3-II	Diagrama de equilibrio unitario D. P. E. Año 1969	387
Plano	5-3-III	Diagrama de equilibrio unitario A. Y. E. E. Año 1969	388
Plano	5-3-IV	Diagrama de equilibrio. D. P. E. Año 1969	389