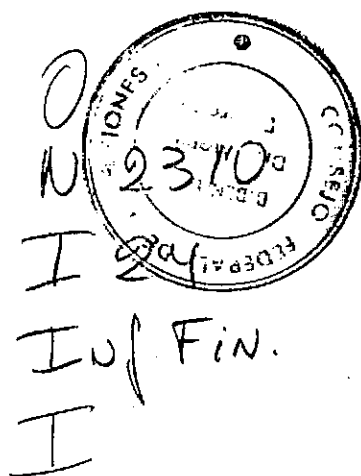


CATALOGADO

27208

FINANZAS Y TARIFAS DE LOS SERVICIOS ADMINISTRADOS O REGULADOS POR LA PROVINCIA

1. Electricidad



CONVENIO CFI-IEERAL
(PROVINCIA DE CORDOBA)

1982

ELECTRICIDAD

PARTE I - Aspectos referidos a la transferencia de los servicios de A. y EE. a la Provincia.

Introducción

Plan de Trabajo: 3.1.

La prestación del servicio eléctrico. Descripción de la situación actual	1
Organización empresaria	2
Síntesis estadística de la empresa	4
Cooperativas electrificación rural	4
Equipamiento eléctrico de generación	7
Redes de transmisión	10
Demanda de servicio	14
Ventas	14
Formas de generación	14
Factor de carga	14
Demandas de energía y potencia	16
Planes de expansión	19
Generación	20
Transmisión	20
La política de precios de la electricidad	26

Plan de Trabajo: 3.2.

Efectos sobre la situación actual de las transferencias de servicio	32
Bienes que incluye la transferencia	32
Equipos de generación	32
Líneas y equipos de transmisión	33
Sistema de subtransmisión	34
Sistema de distribución primaria	36

Sistema de distribución secundaria	36
Distribución zonal de bienes transferidos	37
Personal de A. y EE.	37
Problemas técnicos	39
Nuevas condiciones de operación del despacho de la carga	41
Cientela incorporada a la empresa provincial	43
Comparación de las tarifas	48
<u>Plan de Trabajo: 3.3.</u>	
El sistema eléctrico provincial	58
Empresas prestatarias	58
Áreas de servicio	59
Relaciones de EPEC con otras provincias. Interconexiones	59
Intercambios con distribuidoras. Régimen tarifario aplicado a cooperativas	62
Interconexión. Vinculaciones con el sistema nacional	63
Situación actual y proyecciones	64
Sistema interconectado. Operación del despacho de carga	71
Descripción del régimen tarifario del DUC	73
Relaciones con la Nación	77
Conclusiones de los Capítulos 3.1., 3.2. y 3.3.	81
<u>PARTE II - Análisis de la demanda de electricidad</u>	
<u>Plan de Trabajo: 3.4.</u>	
Evolución de las ventas	85
Categorías	85
Regiones	87
Tasas observadas de crecimiento de las ventas de electricidad	92
Incidencia de las incorporaciones	97
Evolución observada de los consumos	98

Relación de las ventas de energía con el P.B.I. y la población	99
Proyecciones de ventas de energía, período 1981-90	101
Mercado de EPEC	101
Mercado integrado (EPEC y servicios transferidos por A. y EE.)	103
Demanda de potencia	106
Análisis de la demanda por etapa del proceso productivo (energía y potencia)	110
Conclusiones del Capítulo 3.4.	114
PARTE III - <u>Estudio de los costos de prestación del servicio</u>	
<u>Plan de Trabajo: 3.5.</u>	
Costos del servicio eléctrico	115
Consolidación de los costos totales de EPEC con los de Ex-A. y EE. Enfoque financiero.	118
Aclaración	118
Costos de generación	118
Costos de transmisión y de distribución (primaria y secundaria)	120
Costos de comercialización	121
Intercambios con el SIN o generación propia	122
Costos unitarios	123
Costos de compra al SIN	128
Costos económicos	130
Costos de capacidad - Generación y Transporte	131
Costos de energía - Generación y Transporte	133
Costos de capacidad - Transmisión y Distribución	133
Costos de energía - Transmisión y Distribución	135
Conclusiones del Capítulo 3.5.	137

PARTE IV - Régimen tarifario de la electricidad

Plan de Trabajo: 3.6.

Características de los actuales regímenes de tarifas	139
Categoría Residencial	139
Categoría General	140
Categoría Grandes Consumos	140
Categoría Cooperativas de Electricidad	141
Categoría Gobierno	141
Categoría Alumbrado Público	141
Categoría Servicio de Agua	142
Recargos y Gravámenes. Comparación con la Situación Nacional y Otras Provincias	142
Recargos y Gravámenes	142
Comparación con la Nación y Otras Provincias	143

Plan de Trabajo: 3.8.

Costos y su aplicación según la responsabilidad del usuario	
Resultados: financiero y económico	148
Responsabilidad de los usuarios en los costos financieros	150
Relaciones entre las tarifas y los costos financieros	150
Financiamiento de los costos	151
Asignación de los costos económicos	154
Relaciones entre las tarifas y los costos económicos	157
Costos y Tarifas Horarios	158
Sugerencias	161
Conclusiones de los Capítulos 3.6. y 3.8.	162

PARTE V - Financiamiento del Servicio

Plan de Trabajo: 3.7.

Planes de Inversión. Definición de sus alcances	164
Planes de Inversión. Distribución regional	166

Planes de Inversión. Requerimientos Financieros Globales	167
Planes de Inversión. Análisis Regional de su Financiamiento	169
<u>Plan de Trabajo: 3.9.</u>	
Los alcances del tema	171
Información básica	173
Cálculo de los niveles esperados de ventas y resultados	174
<u>Plan de Trabajo: 3.10.</u>	
Programación Financiera de Proyectos	181
Relación entre tarifas e inversiones	181
<u>Plan de Trabajo: 3.11.</u>	
Compatibilización entre los criterios financieros y económicos	187
Conclusiones Capítulos 3.7, 3.9, 3.10 y 3.11	194
PARTE VI - Conclusiones y Recomendaciones	197
ANEXO ESTADISTICO	203
ANEXO METODOLOGICO 1 - Alcances de la tarificación de los Servicios Públicos	271
ANEXO METODOLOGICO 2 - La Demanda de electricidad en Argentina	289
ANEXO METODOLOGICO 3 - Metodología para el cálculo de los multiplicadores de pérdidas	319

FINANZAS Y TARIFAS DE LOS SERVICIOS PUBLICOS
ADMINISTRADOS O REGULADOS POR LA PROVINCIA

1. Electricidad

Introducción

El estudio de las finanzas y tarifas del servicio eléctrico prestado en la Provincia por la Empresa Provincial de Energía de Córdoba (EPEC) que se presenta en este informe, está orientado a brindar elementos que faciliten la toma de decisiones en materia de política de precios y sus áreas relacionadas, en el ámbito de este importante sector de la economía administrado directamente por el Estado provincial.

Con motivo de la transferencia de los servicios que antes atendía Agua y Energía Eléctrica de la Nación, la relevancia de la conducción de la Provincia en este campo se ha incrementado notoriamente y se considera que las decisiones que se tomen en materia de precios de la electricidad permitirán orientar convenientemente la asignación de los recursos productivos, tanto dentro del mismo sector como en los restantes de la actividad económica con los que está estrechamente vinculado, vía relaciones de producción y consumo.

Los elementos que se ofrecen en este trabajo parten del reconocimiento implícito de la importancia que tienen los precios para orientar el consumo y de cómo éste, a su vez, determina la asignación de los recursos de la economía.^{1/} Dentro de este contexto se desarrolla el

^{1/} En el Anexo Metodológico 1 se presentan las principales líneas de razonamiento que avalan esta aseveración.

estudio, con vistas a esclarecer un aspecto de sumo valor para orientar, sobre nuevas bases, la política de precios de ésta y otras empresas de servicios públicos.

El cambio de criterio que implica el enfoque mencionado con relación a las prácticas actuales de la mayoría de las empresas de este tipo en Argentina, resulta atemperado en el caso EPEC, que ofrece algunos antecedentes^{1/} en la misma línea que se propone, los que sin embargo, sólo llegaron a aplicarse muy parcialmente en la práctica.

Esta situación facilitó, en cierta medida, la obtención de por lo menos parte de la información básica adaptada a las necesidades del estudio, aspecto crítico en otros sectores, donde no existe la posibilidad de obtenerla directamente.

En las condiciones apuntadas, resulta también destacable la permeabilidad con que percibieron distintos funcionarios de la Empresa las ideas y sugerencias que se fueron presentando a lo largo del estudio y la interpretación que se le dará a esta versión final.

Los resultados obtenidos se consideran de valor para justificar las decisiones que deberán tomarse, especialmente en materia de tarifas e inversiones. Sin embargo, sus alcances deben ser medidos no solamente en función de la rigurosidad de los criterios y métodos propuestos, sino también de algunas de sus limitaciones prácticas y circunstancias políticas relacionadas con un manejo coherente de la empresa en el tiempo, que se comentarán a lo largo del estudio.

En efecto, los resultados obtenidos corresponden una posición

^{1/} Puede consultarse a este respecto el Informe de la Comisión de Tarifas producido en 1968.

estricta que, para ser llevada a la práctica, debe ser analizada cuidadosamente e implementada por etapas procurando evitar efectos contraproducentes.

Contenido

El estudio abarca en total once capítulos, según lo dispone el desarrollo del Anexo I - Plan de Trabajos del Contrato suscrito con el Consejo Federal de Inversiones (CFI), cuyo ordenamiento y temario se respetan en la presentación de este informe final.

No obstante que dicho Plan es suficientemente ilustrativo de por sí, se considera útil comenzar el informe ofreciendo una visión general que muestra como se estructuran dichos capítulos en un esquema más convencional.

En efecto, es posible afirmar que son seis los temas centrales en los que pueden agruparse dichos capítulos del estudio del servicio eléctrico provincial. Ellos son:

- Aspectos referidos a la transferencia de los servicios de A. y EE. a la Provincia.
- Análisis de la demanda de electricidad.
- Estudio de los costos de prestación del servicio.
- Régimen tarifario de la electricidad.
- Financiamiento del servicio.
- Conclusiones y recomendaciones.

En lo que sigue de esta sección, se presenta una breve descripción del contenido de cada uno de estos temas centrales, en el orden de su

transcripción.

- 1) Aspectos referidos a la transferencia: Su contenido apunta a la presentación de la situación de EPEC (Plan de Trabajo - Capítulo 3.1)^{1/} antes de la transferencia de los servicios que pertenecían a A. y EE. y los efectos producidos por esta transferencia en lo que se refiere a la situación técnica, institucional, financiera y económica de la empresa provincial (P.T. 3.2.). Especial atención se presta al desarrollo de la posición de EPEC dentro del Sistema Nacional de interconexión eléctrica y de los planes oficiales pertinentes, como, asimismo, a la estructuración regional de los servicios en la Provincia (P.T. 3.3.). Las conclusiones a las que se llega a en este tema de la transferencia de los servicios apuntan a la problemática de los efectos favorables que deben esperarse de una administración centralizada de los recursos asignados al sector, en especial en el área de la generación de electricidad, y a la medición de su repercusión sobre los costos y niveles tarifarios.
- 2) Análisis de la demanda: este tema se desarrolla íntegramente en el P.T. 3.4. y consiste en procurar la identificación de las causas que explican la demanda de energía en el ámbito de la Provincia tanto globalmente considerada como desgredada.

^{1/} En lo sucesivo, las referencias a capítulos del Plan de Trabajo se mencionará así: (P.T. y N° de Capítulo.)

en las regiones que corresponden a las zonas de comercialización de EPEC.

Dos enfoques se utilizan, principalmente. Uno, parte del análisis de la tendencia histórica, la que se extrapola hacia el futuro. Otro, pretende hallar la explicación en variables socio-económicas debidamente seleccionadas según el uso dado por los clientes a la electricidad, el que se identifica según la categoría del usuario (v.gr.: residencial, comercial, industrial, etc.).

Las proyecciones que se seleccionan para representar el comportamiento esperado de la demanda de energía, se complementan con un cálculo, basado en la experiencia anterior, de la evolución más previsible de la demanda de potencia. Este cálculo significa partir de ciertos factores de carga, sobre cuyo comportamiento futuro se esperan modificaciones como respuesta a las nuevas estructuras tarifarias, para llegar a valores que se toman como parámetros de cómputo de la potencia demandada. Debería ser tema de futuros estudios verificar el comportamiento en la práctica de las relaciones entre energía y potencia y efectuar las correcciones que resulten aconsejables.

En conclusión, las proyecciones de demanda obtenidas y su desagregación a nivel de categoría de clientes, y más datos que se manejan en otros capítulo del informe (P.T. 3.8) referidos a la composición por tramos de las demandas (de potencia y energía), ofrecen suficientes elementos para fundamentar el tema referido al régimen tarifario de la

electricidad.

- 3) Estudio de los costos: constituye el tema más importante del trabajo, ya que de la medición de los costos surgen las bases principales del posterior régimen y cálculo tarifarios.

El primer aspecto que debe ser tenido en cuenta, con claridad, es el que se refiere al enfoque que se usa para obtener los costos de servicio y su posterior asignación a los distintos rubros que los componen. Son dos los enfoques utilizados:

a) financiero y b) económico.

El primero -financiero- responde a las pautas que fija la ley de creación de EPEC, que estatuye los rubros que lo integran, incluyendo gastos operativos y de capital (éstos últimos son la depreciación y la rentabilidad). Tienen el significado de erogaciones e imputaciones en las que ya se ha incurrido y procuran reflejar los requerimientos financieros de distintos tipo (corrientes, inversiones y reembolso de préstamos) con los que se enfrenta la empresa eléctrica.

El enfoque económico es el que significa una innovación en el caso tratado y procura medir con un criterio marginalista el uso de los recursos reales que se usarán como insumos de la empresa, frente a los requerimientos previsibles de las demandas incrementales de energía y potencia. Estos recursos reales se asignarán a la empresa eléctrica, si son requeridos por el servicio demandado, mientras que no se utilizarán en ella sino existe tal requerimiento. Su evitabilidad constituye el fundamento de la decisión a tomarse. De allí que sean los

que económicamente cuenta, al momento de la decisión tarifaria.

En ambos enfoques y por limitaciones de la información disponible, se usaron precios corrientes o de mercado. En una etapa posterior, sería menester imputar precios de cuenta en el enfoque económico. (P.T. 3.5.).

Los costos económicos y financieros calculados fueron clasificados en función de los parámetros de tarificación: potencia demandada (en punta y fuera de ella), energía consumida en diferentes períodos y número y categoría de usuarios. (PT. 3.5. y 3.8.).

A su vez, el análisis de los costos económicos y financieros los individualizan por etapas del proceso productivo de la electricidad: generación, transmisión, distribución primaria y secundaria. La diferencia práctica de cálculo entre ambos enfoques se aprecia, principalmente, en el criterio de medición de los costos de potencia y en su cálculo, medio o marginal según el caso.

El criterio para computar los costos de potencia descansa en la medición de las bases tarifarias de cada etapa (valor neto de depreciación de los activos físicos y capital de trabajo) en el enfoque financiero, mientras que se base en una estimación puntual marginalista de la inversión en lo económico.

A su vez, el enfoque económico toma como costo incremental de generación, el que ocurre en el Sistema Nacional, ya que EPEC está interconectada a él y debería comprarle potencia, frente

a requerimientos adicionales de la demanda.

En el Capítulo PT. 3.8. se elabora esta parte del estudio y se agregan a los costos de generación así definidos, los de transmisión y distribución calculados "ad-hoc".

Las conclusiones del estudio de los costos están referidas a la estructura de los costos económicos hallada y a un nivel de costos financieros promedio, que son los que se aplican a la tarificación.

- 4) Régimen tarifario de la electricidad: en este tema, se usan los resultados de los dos anteriores, con el propósito de definir una política de precios para la venta de la electricidad y elaborar los correspondientes cálculos de tarifas para las distintas categorías y modalidades de uso, que presentan los usuarios.

El estudio parte en este tema de la necesaria descripción de las actuales tarifas procurando poner en evidencia los criterios usados, los niveles y estructura aplicados, la incidencia de los gravámenes y recargos que llevan las facturas de la empresa y una comparación que permite ubicar las tarifas de EPEC frente al escenario nacional en este terreno (PT.3.6)

Los criterios de asignación de los costos que se midieron en la parte anterior se discuten tanto para el enfoque financiero, como para el económico (P.T.3.8.), arribándose a proponer los que resultan más compatibles con los objetivos propuestos.

Finalmente, se efectúa una comparación con la situación actual, extrayéndose conclusiones respecto a la medida de las distorsiones que se observan, las que implican subsidios o gravámenes ocultos según el caso, para distintas categorías de clientes o modalidades de uso de la electricidad por parte de éstos (P.T. 3.9.).

- 5) Financiamiento: con la información anterior y la correspondiente a las inversiones programadas para el año y los próximos subsiguientes, se realiza una proyección de las fuentes y usos de los fondos que dispondría la empresa ante diferentes alternativas tarifarias.

Las que fueron elaboradas corresponden básicamente a las situaciones de tarifas: económica, financiera legal y financiera de equilibrio presupuestario (P.T. 3.7. y 3.10.).

En el primer caso, se han considerado los posibles efectos de los posibles cambios tarifarios sobre las demandas de electricidad, a partir de estimaciones sobre las elasticidades precio de éstas, tomadas de trabajos de investigación anteriores.

Los resultados hallados para ésta y las otras alternativas conducen a la necesidad de encontrar fórmulas prácticas que permitan compatibilizarlas en una propuesta única. A este propósito responde el capítulo P.T. 3.11. cuya conclusión apunta a resguardar niveles razonables tarifarios que se mantengan relación con los actuales, para evitar efectos contraproducentes sobre los usuarios, pero que también

respeten la estructura de precios que requiere el cumplimiento del objetivo económico de la tarificación.

6) Conclusiones y recomendaciones

Las principales conclusiones que surgen se presentan al final del estudio. Están referidas al alcance de los resultados hallados y como pueden ser usados para tomar decisiones referidas a la gestión empresarial de EPEC, especialmente en el área de su política de precios y aspectos íntimamente relacionados con ella, tales como la política de inversiones y su financiamiento.

Sin embargo, se considera que la principal utilidad del estudio no descansa sobre estos resultados, sino en el avance metodológico que ofrecen para el tratamiento de los diferentes alcances técnicos y económicos del análisis de la demanda, el estudio y la asignación de los costos y el régimen de tarificación.

Esta metodología significa una innovación del enfoque tradicional y no puede ser descuidada por una empresa de servicios públicos del gobierno, ya que ella significa la integración de su política empresarial con la política económica global.

Organización del estudio

Se desarrolla respetando los capítulos del Plan de Trabajo dispuesto por convenio con el CFI. Estos capítulos se agrupan en las partes de las que da cuenta bajo el título: Contenido.

PARTE I

Aspectos referidos a la transferencia de los servicios
de A. y EE. a la Provincia

(Plan de Trabajo: 3.1. Descripción de la situación actual de cada servi
cio y sus perspectivas en el ámbito provincial. Aspectos institucionales, económicos y financieros).

La prestación del servicio eléctrico.

Descripción de la situación actual

La Empresa Provincial de Energía de Córdoba (EPEC) tiene como función asesorar al Gobierno en materia de ordenamiento de la política ener
gética de la Provincia y prestar el servicio público de electricidad en todo su ámbito geográfico.

· Creada en el año 1952 por ley provincial N° 4358, la empresa ha acu
mulado una larga experiencia en sus actividades, que data de antes de es
ta fecha, si se tiene en cuenta que sus antecesoras fueron la Dirección General de la Energía Eléctrica y el Servicio Público de Electricidad de Córdoba y que ambas empresas, también del estado provincial, fueron absorbidas posteriormente por EPEC. Estas dos entidades responsables del ordenamiento y la prestación del servicio eléctrico en Córdoba iniciaron la tradición empresarial del estado provincial en este sector de activida
des productivas abarcandolo de manera parcial.

En fecha reciente se ha llegado a un acuerdo con la Nación que contempla la transferencia de los bienes y servicios que tenía A. y EE. en el territorio de Córdoba, lo que significa que dicha prestación pasará a ser casi total y que EPEC podrá manejar equipos e instalaciones que an-

tes correspondían a la Nación^{1/}. La centralización en un único poder de decisión de la administración de la mayoría de los recursos energéticos localizados en la Provincia constituye un factor de racionalización importante, con vistas a la optimización técnica y económica del sistema eléctrico de Córdoba. La asignación eficiente de los recursos energéticos provinciales, en el marco de un sistema mixto hidráulico-térmico, se verá facilitado al disponerse un despacho unificado de carga local desde EPEC. Los resultados deberán redundar en beneficio de los usuarios de la Provincia.

La ya mencionada Ley N° 4358, que rige el funcionamiento de EPEC, establece expresamente que la empresa tiene funciones de:

a) prestaría del servicio eléctrico en todo lo que se relaciona con la ejecución de estudios, proyectos, construcción de obras y su explotación y,

b) las inherentes al poder público en el contralor de los servicios a cargo de terceros, estudio de sus tarifas, fomento y asesoramiento para la constitución de cooperativas eléctricas, etc.

Como consecuencia, EPEC cumple funciones amplias en materia eléctrica que llegan hasta la coordinación de la política energética provincial con la de la Nación y la de las Municipalidades.

Organización empresarial

EPEC responde a una organización funcional que es resultado conjun

^{1/} La fecha de traspaso efectivo fue el 15 de diciembre de 1980.

to de modernos principios de administración y de la experiencia que ha venido acumulando a través de años. Es una institución de derecho público con capacidad suficiente para actuar por sí sola en el ámbito del Estado y privadamente.

Dependiente del Ministerio de Obras y Servicios Públicos de la Provincia, se maneja con autarquía en la administración de sus recursos propios provenientes de la aplicación de las tarifas por la prestación del servicio, contribuciones, tasas, préstamos, multas, etc.

La estructura orgánica de la empresa se caracteriza por diversos niveles jerárquicos correspondientes a funciones que se definen en su organigrama. El gobierno de EPEC es ejercido por un Directorio compuesto por su presidente y tres miembros (con profesiones de Ingeniero, Abogado y Contador Público). Estos funcionarios son designados, periódicamente, por el Gobernador de la Provincia.

Dependiendo del Directorio se estructuran seis gerencias, una secretaría administrativa y tres unidades asesoras. Las Gerencias son: Producción, Ingeniería, Comercial y Distribución, Económico-Financiera, Programación y de Personal. Las unidades asesoras corresponden al Centro de Computación, Gestión Legal y Auditoría General.

En este marco funcional se desenvuelve la actividad de la empresa tanto en lo que hace a sus aspectos técnicos, como administrativos y financieros. Con el objeto de brindar una adecuada atención a su clientela y una mejor cobertura de servicios en el marco geográfico de la Provincia, se ha zonificado la administración de los mismos, funcionando actualmente ocho delegaciones locales con áreas de influencia que resul

tan definidas en función de las características técnicas de la prestación y de los mercados servidos como se verá en otra parte de este informe.

Teniendo en cuenta las modalidades de organización que definen a EPEC, puede señalarse que se dan las condiciones que se requieren para una adecuada gestión empresarial, que resulta imprescindible en la prestación del servicio eléctrico.

Dentro de este mismo concepto es importante mencionar la política de personal que se ha seguido, fundamentalmente en lo que hace a la incorporación de profesionales y técnicos y a los programas de capacitación, la que contribuye al mantenimiento de un nivel de primera línea en sus cuadros gerenciales e intermedios. Actualmente, la empresa tiene aproximadamente 3.800 empleados y obreros. El personal profesional es de 200 o sea un 5% del total^{1/}.

Síntesis estadística de la empresa

Para completar esta presentación referida a la prestación del servicio eléctrico en la Provincia de Córdoba, se considera que resulta ilustrativo ofrecer una síntesis estadística que muestre las principales características de EPEC incluyendo los servicios transferidos por A. y EE. correspondientes al año 1980. (Tabla 1).

Cooperativas electrificación rural

Se ha comprobado que resulta de fundamental para la mejor presta-

^{1/} Cifras aproximadas que incluyen los agentes transferidos por A. y EE.

Tabla 1: Síntesis estadística ^{1/} de EPEC y servicios transferidos por A y EE, 1980

	Servicios anteriores de EPEC	Servicios transferidos por A y EE	Totales
Centrales de generación	14	7	21
Potencia nominal instalada	417 MW	172 MW	589 MW
Sistema interconectado			586 MW
Sistema independiente			3 MW
Generación anual de energía	1.520.040 MWh	694.756 MWh	2.214.796 MWh
Compra anual de energía	363.316 MWh	(363.316) MWh ^{2/}	-
Generación diaria promedio	4.164 MWh	1.903 MWh	6.067 MWh
Carga máxima registrada en el sistema interconectado	372 MW	66 MW	438 MWh
Carga mínima registrada en el sistema interconectado	90 MW	16 MW	106 MW
Factor de carga	0.58	0.58	0.58
Energía disponible para la venta	1.883.356 MWh	331.440 MWh	2.214.796 MWh
Promedio diario de energía disponible para la venta	5.159 MWh	908 MWh	6.067 MWh
Energía vendida anual	1.564.332 MWh	281.724 MWh	1.846.056 MWh
Suministros	418.279	516	418.795
Empleados	3.647	200	3.847
Población servida por EPEC en forma directa	1.882.255 Hab.	1.700 Hab.	1.885.643
Población servida por EPEC en forma directa e indirecta (Por intermedio de Cooperativas)	2.323.019 Hab.	23.830 Hab.	2.346.849
Venta de energía a cooperativas eléctricas	310.097 MWh	64.832 MWh	
Cooperativas ligadas al sistema interconectado de EPEC	147	13	160
Cooperativas ligadas indirectamente a EPEC	25	6	31
Total del patrimonio neto (en millones de \$)	864.468	360.000	1.224.468

^{1/} En base a cifras provisionales.

^{2/} Venta de A y EE a EPEC.

ción de los servicios en zonas alejadas su atención por parte de Cooperativas, que recibiendo energía eléctrica del SIP en media tensión la vendan luego de transformarla a tensiones de suministro, en sus respectivas zonas de influencia. En 1980 existían en la provincia un total de 204 Cooperativas, observándose en la Tabla 2 su distribución según el origen de la energía que comercializan. También se presenta en la misma Tabla la cantidad de usuarios atendidos.

Tabla 2

Distribución de las cooperativas según el origen de la energía y la cantidad de usuarios

Origen de la energía	Cantidad de cooperativas	%	Cantidad de usuarios	%
Generación propia	12	5,8	5.162	3,4
Interconectadas a otras cooperativas con generación propia	1	0,4	315	0,2
Interconectadas a EPEC	147	72,0	115.512	77,2
Interconectadas a servicios transferidos por A y EE	13	6,3	20.902	13,9
Interconectadas a otras cooperativas que reciben de EPEC	25	12,2	6.446	4,3
Interconectadas a otras cooperativas que reciben de servicios transferidos por A y EE	6	2,9	1.228	0,8
Total	204	100,0	149.565	100,0

Fuente: Elaboración propia en base a datos estadísticos de EPEC.

A partir de 1981 casi toda la energía requerida en las localidades atendidas por Cooperativas será provista por EPEC. (Tabla 3).

También según datos correspondientes a fines de 1979, se contaba con un total de 7.072 usuarios y 1.966.987 ha. electrificadas a través de sistemas rurales pertenecientes al área atendida por EPEC, estando en ejecución un plan que preveía la incorporación de 1.940 usuarios y 596.993 has. adicionales en el transcurso del año 1980.

Equipamiento eléctrico de generación

El parque de generación de EPEC cuenta en la actualidad, luego de la provincialización de los servicios, con 589 MW nominales de potencia instalada siendo su composición y evolución en los últimos años la que muestra el Gráfico 1.

Como se puede apreciar, al comienzo de la década tenían ambas Empresas, aproximadamente, la misma potencia instalada (EPEC, 180 MW; A. y EE., 172 MW). Las sucesivas incorporaciones efectuadas posteriormente por la empresa provincial hacen que, al finalizar el año 1980, se hubiese incrementado en un 143% aquel valor inicial, no habiendo experimentado cambio significativo en todo el período la potencia instalada por parte de A. y EE:

Estas incorporaciones a nivel de generación han permitido absorber con equipos propios el crecimiento sostenido de las demandas de energía y potencia. Al mismo tiempo y como surge de la Tabla 2, debido a las interconexiones de las cooperativas a la SIP ha disminuido notoriamente la importancia de las pequeñas fuentes locales de generación, hasta un

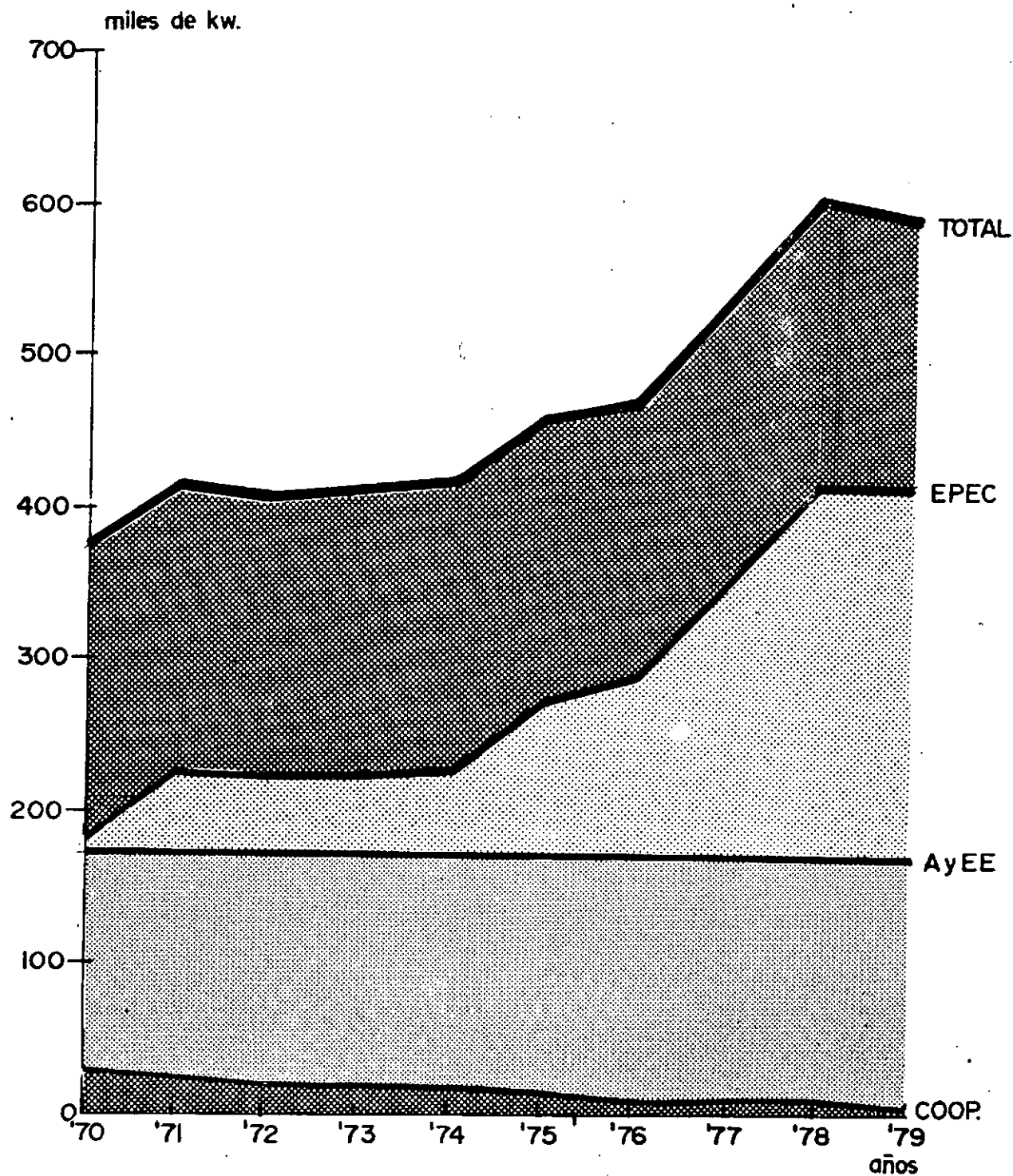
Tabla 3

Relación de cooperativas y usuarios antes y después de la transferencia

	Cantidad de Cooperativas (%)		Cantidad Usuarios (%)	
	Antes transferencia	Después transferencia	Antes transferencia	Después transferencia
Interconectadas directa o indirectamente a EPEC	84,3	93,6	81,5	96,3
Interconectadas directa o indirectamente a A y EE	9,3	-	14,8	-
Sistemas independientes	6,3	6,3	3,6	3,6
Total	100,0	100,0	100,0	100,0

Fuente: Elaboración propia en base a datos estadísticos de EPEC.

Gráfico 1: EVOLUCION DE LA POTENCIA NOMINAL INSTALADA POR PRESTATARIA



* A partir de 1980 la potencia instalada correspondiente a A y EE debe añadirse a la de EPEC.

nivel prácticamente insignificante en el año 1980. La potencia incorporada ha sido distribuida entre los centros más importantes de la carga, con el objeto de optimizar la operación técnica de los equipos y del sistema en general.

En la Tabla 4 se presenta, por tipo de generación (vapor, turbo gas, hidráulica y diesel), la ubicación de todas las centrales de generación que pertenecían a EPEC y a los servicios transferidos en 1980.

Redes de transmisión

La red básica existente a la fecha está estructurada a partir de líneas en 132, 66 y 33 kv, que constituyen el ya mencionado Sistema Interconectado Provincial (SIP).

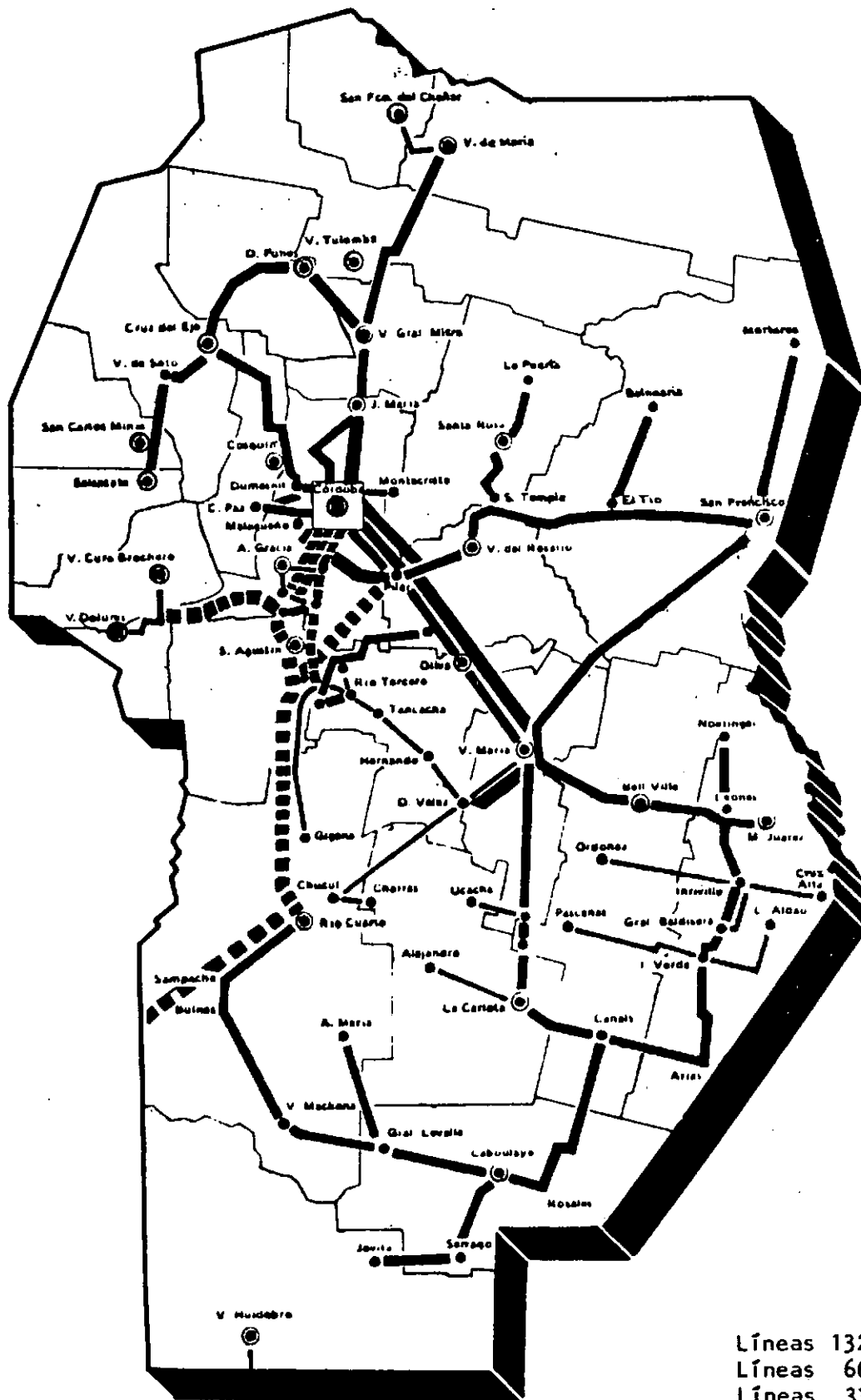
El mismo se estructura primero radialmente para anillarse en forma sucesiva, permitiendo de esta manera, a través de sistemas radiales de líneas de menor tensión, llegar a todas las áreas de consumo, según muestra el Mapa 1. Puede observarse el sistema de transmisión que pertenecía a A. y EE. y que en la actualidad ha sido transferido a EPEC. El total de líneas transferidas se clasifica por niveles de tensión siendo su longitud la que se detalla:

Tabla 4

Potencia instalada por tipo de generación y su localización 1980

Tipo y localización	Potencia instalada MW
<u>Vapor</u>	249,0
Dean Funes	33,0
Pilar	216,0
<u>Turbo Gas</u>	136,0
Dean Funes	34,0
Villa María	51,0
San Francisco	17,0
Rfo Cuarto	34,0
<u>Hidráulica</u>	178,4
La Calera	5,0
Cruz del Eje	1,4
Los Molinos	63,5
San Roque	26,0
La Viña	16
Fitz Simons	10,8
Cassa Ffousth	17,3
Benjamín Reolín	38,4
<u>Diesel</u>	22,5
Isla Verde	12,5
Cruz del Eje	3,3
San Francisco	1,3
Rfo Cuarto	1,8
La Carlota	2,8
Serrezuela	0,3
Alejandro	0,5
<u>Sistema Independiente Diesel</u>	3,4
Balnearia	2,1
Buchardo	1,3
Total	589,3

Fuente: Elaboración propia en base a datos obtenidos en EPEC.



Nivel de Tensión (Kv)	Longitud aproximada (Km)
132	403
66	250
33	100
13,2	19
6,6	38
B.T. ^{1/}	45

Fuente: Elaboración propia en base a datos obtenidos en EPEC.

Una importante infraestructura de estaciones transformadores y subestaciones alimentadoras, distribuidas a lo largo del sistema, permiten su operación rápida y segura.

El SIP se compone de sub-sistemas menores; para una mejor ilustración se mencionan los siguientes:

- i. Ciudad de Córdoba
- ii. "Las Sierras"
- iii. Ciudad de Villa María
- iv. Ciudad de San Francisco
- v. Río Ceballos
- vi. Ciudad de Río IV
- vii. Ciudad de Alta Gracia.

Por su importancia y significación, merece destacarse el sistema

^{1/} Líneas de 380/220 voltios.

de la Ciudad de Córdoba que está formado por una red de transmisión en 132 kv., estaciones de transformación y sub-estaciones alimentadoras.

Las estaciones transformadoras están vinculadas con las centrales Dean Funes, Pilar, y las hidráulicas existentes en la Zona "Las Sierras", éstas a través de la estación transformadora "Barrio Jardín".

Demanda de servicio

Ventas

El total de la energía demandada por los usuarios del sistema provincial ascendió en el año 1980 a 1.846 Gwh de los cuales 281 Gwh corresponden a la venta realizada a usuarios del sistema transferido. En la Tabla 5 puede seguirse la evolución histórica reciente y la participación que han tenido cada una de las categorías de clientes de EPEC. Estos valores sufrirán modificaciones a partir de 1981 en virtud de la provincialización de los servicios de A. y EE.

Formas de generación

El total de la demanda se atiende mediante la utilización del parque de generación de EPEC más el parque transferido. La participación de cada tipo de generación en el total de la energía generada en 1980 fue el que muestra la Tabla 6.

Factor de carga

La importancia del factor de carga y su incidencia sobre el costo

fijo medio y, consiguientemente, sobre el costo total medio, hace importante el análisis de su evolución en los últimos años. De esta resulta posible inferir que el promedio de dicho factor en los últimos diez años ascendió a 0,59 puede considerarse como buena aunque su evolución, que muestra el Gráfico 2 permite inferir que se ha presentado un deterioro en el último año de la serie disponible, que debería procurar corregirse.

Tabla 5

Venta de energía de EPEC clasificada por categoría de usuarios

Categoría	1975	1976	1977	1978	1979
	(en GWh/anuales)				
Residencial	356,6	361,2	378,6	381,0	412,1
General	153,1	143,1	156,9	158,2	180,0
Grandes consumos	421,3	423,1	478,9	467,8	537,8
Cocp. de electricidad	180,0	205,4	242,7	270,4	310,1
Gobierno	43,9	45,0	46,5	51,8	55,1
Alumbrado público	48,8	47,8	49,1	53,5	57,1
Servicio de agua	12,6	11,9	12,4	12,0	12,1
Total	1.217,3	1.237,5	1.365,1	1.394,7	1.564,3

Fuente: Elaboración propia en base a datos estadísticos de EPEC.

Para este propósito asume una importancia fundamental la política de precios de la electricidad.

Tabla 6

Composición de la energía disponible para la venta, 1980

Origen	Porcentaje
Hidráulica	32,6 %
Diesel	1,7 %
Turbo Gas	15,4 %
Vapor	50,3 %

Fuente: Elaboración propia en base a datos obtenidos en EPEC.

Demandas de energía y potencia

Las características especiales de la provisión de energía eléctrica hacen que las empresas prestatarias deban adelantarse a las demandas de energía y potencia, con el objeto de poder satisfacerlas en tiempo y forma. Por esta razón, es preciso mantener permanentemente actualizadas las proyecciones de demanda siguiendo tendencias esperadas, para contar, de esta manera, con datos que permitan una correcta planificación de las ampliaciones de capacidad que se necesiten.

Los datos siguientes muestran la evolución más probable de las proyecciones de demanda de energía y potencia que deben esperarse los próximos años para la región Centro, en base a cifras del Plan Nacional de Equipamiento^{1/}. Se obtuvieron de un análisis del comportamiento histórico y se contrastaron bajo distintas alternativas, adoptándose finalmen-

^{1/} Los datos se han tomado del documento respectivo publicado por la Secretaría de Estado de Energía de la Nación en 1978.

te, por ofrecer un mejor ajuste, una tasa de proyección exponencial decreciente en el tiempo. Con los valores obtenidos de estas proyecciones y teniendo en cuenta el equipamiento actual más las incorporaciones previstas en los planes provinciales y los de la Secretaría de Estado de Energía, se tiene la situación que muestra la Tabla 7, la que será ampliada en los capítulos siguientes.

Tabla 7
Balance de potencia y energía de la Región Centro

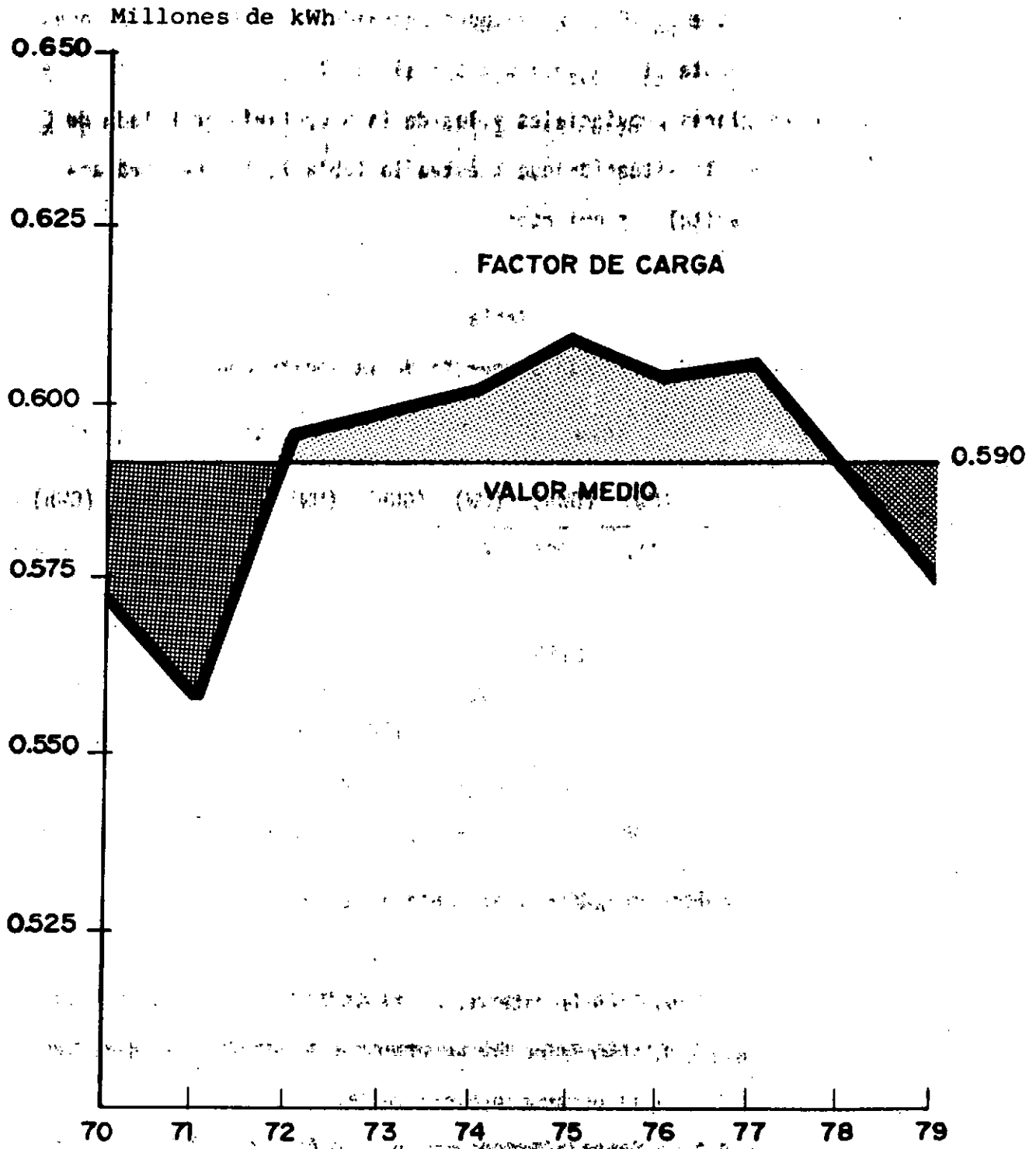
	1979		1985		1990		1995	
	(MW)	(GWh)	(MW)	(GWh)	(MW)	(GWh)	(MW)	(GWh)
DEMANDA	417	2094	677	3363	1019	5070	1508	7534
OFERTA								
Sistema EPEC	535	2119	615	2300	555	2200	495	2000
C N Río III			600	3888	600	3888	600	3888
C H Río Grande			350	150	750	150	750	150
Total Oferta	535	2119	1565	6338	1875	6238	1845	6038
Saldo	118	- 25	888	2975	856	1168	337	-1496

Fuente: Plan Nacional de Equipamiento de la SEE.

En lo que se refiere a potencia, no existirán problemas de ningún tipo debido a que la oferta regional supera ampliamente, en todo el período bajo análisis, a la demanda proyectada.

Con respecto a la energía tampoco se prevén inconvenientes. Los pe

Gráfico 2: EVOLUCION DEL FACTOR DE CARGA DEL SISTEMA INTERCONECTADO PROVINCIAL.



queños déficits de provisión que son probables en los años iniciales con relación a las fuentes de la región, pueden ser cubiertos mediante el recibo por interconexión con la red nacional y, eventualmente, con una mayor cantidad de horas de marcha de las unidades generadoras disponibles.

El déficit previsto para después de 1995 está siendo motivo de estudio para encontrar soluciones definitivas, estimándose como posibles, las siguientes:

- a) instalación de potencia adicional en la región centro (equipamiento), o
- b) aportes recibidos a través de la interconexión con el sistema nacional.

La solución que se escoja dependerá, fundamentalmente, de los planes energéticos nacionales, frente a la marcha de las grandes obras como Yaciretá, Paraná Medio, etc.

Planes de expansión

El ERECO tiene planes definidos de expansión para satisfacer los incrementos de demanda, ampliar las zonas de servicio y mantener la calidad del mismo en toda el área cubierta por el SIP.

Estos contemplan obras que significan incorporaciones de equipos e instalaciones para los niveles de generación, transmisión y distribución de electricidad.

Generación

En cumplimiento de dicho plan, en 1980 se encontraban en curso de instalación cinco turbogeneradores a gas, cuya potencia nominal total asciende a 130 MW. Estaban siendo instalados en las ciudades de Córdoba (2 x 32,8 MW), San Francisco (1 x 21 MW) y General Levalle (2 x 21 MW). Las obras fueron finalizadas en 1981 (Mapa 2).

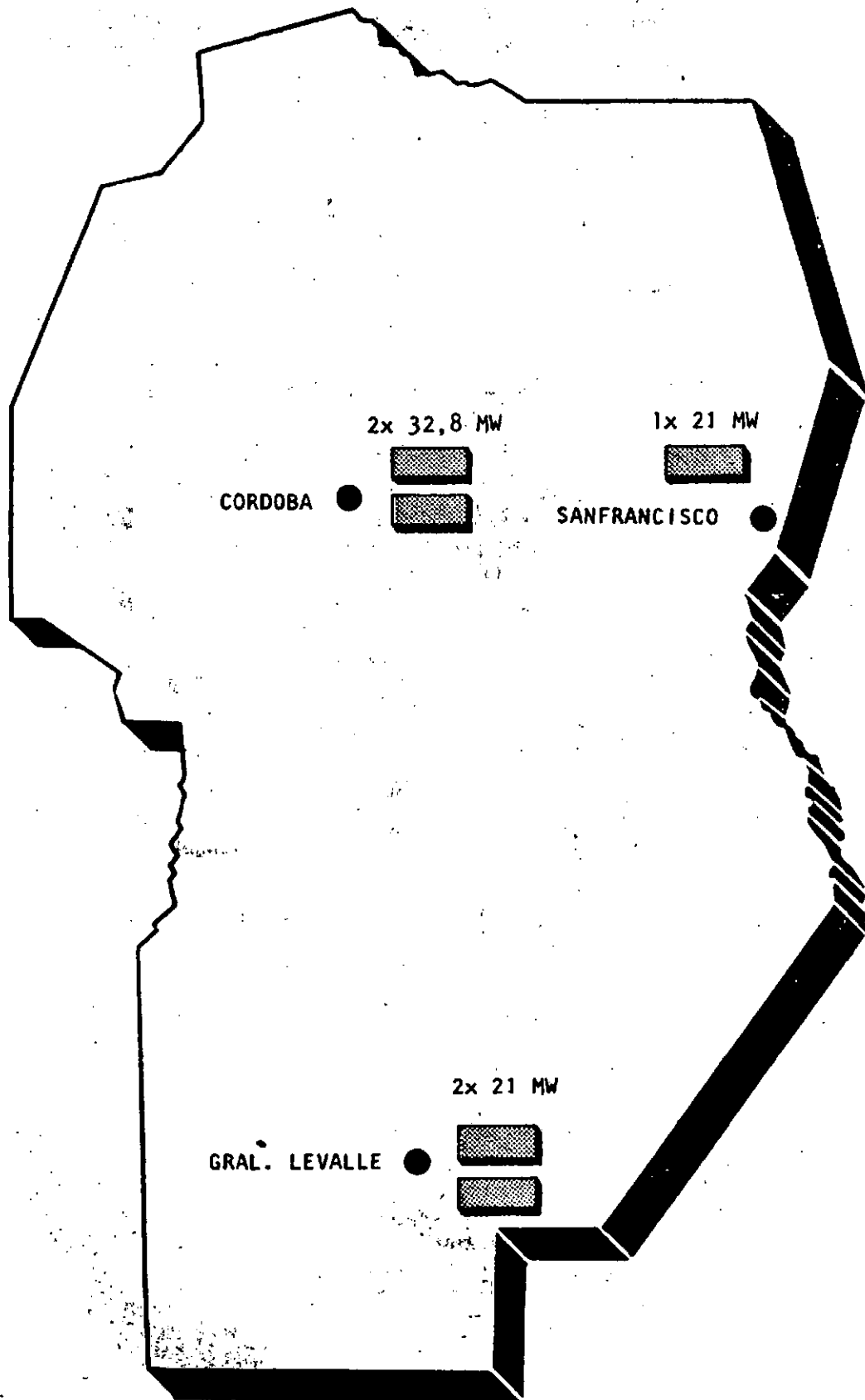
En forma complementaria al incremento neto de potencia y energía se busca el mejor aprovechamiento de los combustibles, aspecto que está estrechamente ligado al mayor rendimiento de los equipos. Este propósito llevó a incorporar al plan provincial un análisis de las posibilidades del sistema de ciclo combinado y repotenciación, que llevaría a adicionar aproximadamente 600 MW, posibilitando según el enfoque oficial la optimización del parque de generación de la provincia. (Mapa 3).

Cabe mencionar que la provincia tiene garantizado un adecuado abastecimiento de combustibles. En lo que respecta al gas natural, a través de dos importantes gasoductos, uno existente y otro en construcción, que cruzan el territorio provincial (Mapa 4). Los combustibles líquidos (diesel-oil y fuel-oil), desde la localidad de Luján de Cuyo en la Provincia de Mendoza, mediante una infraestructura caminera excelente y una red ferroviaria adaptada al transporte de fuel-oil hasta las centrales de generación.

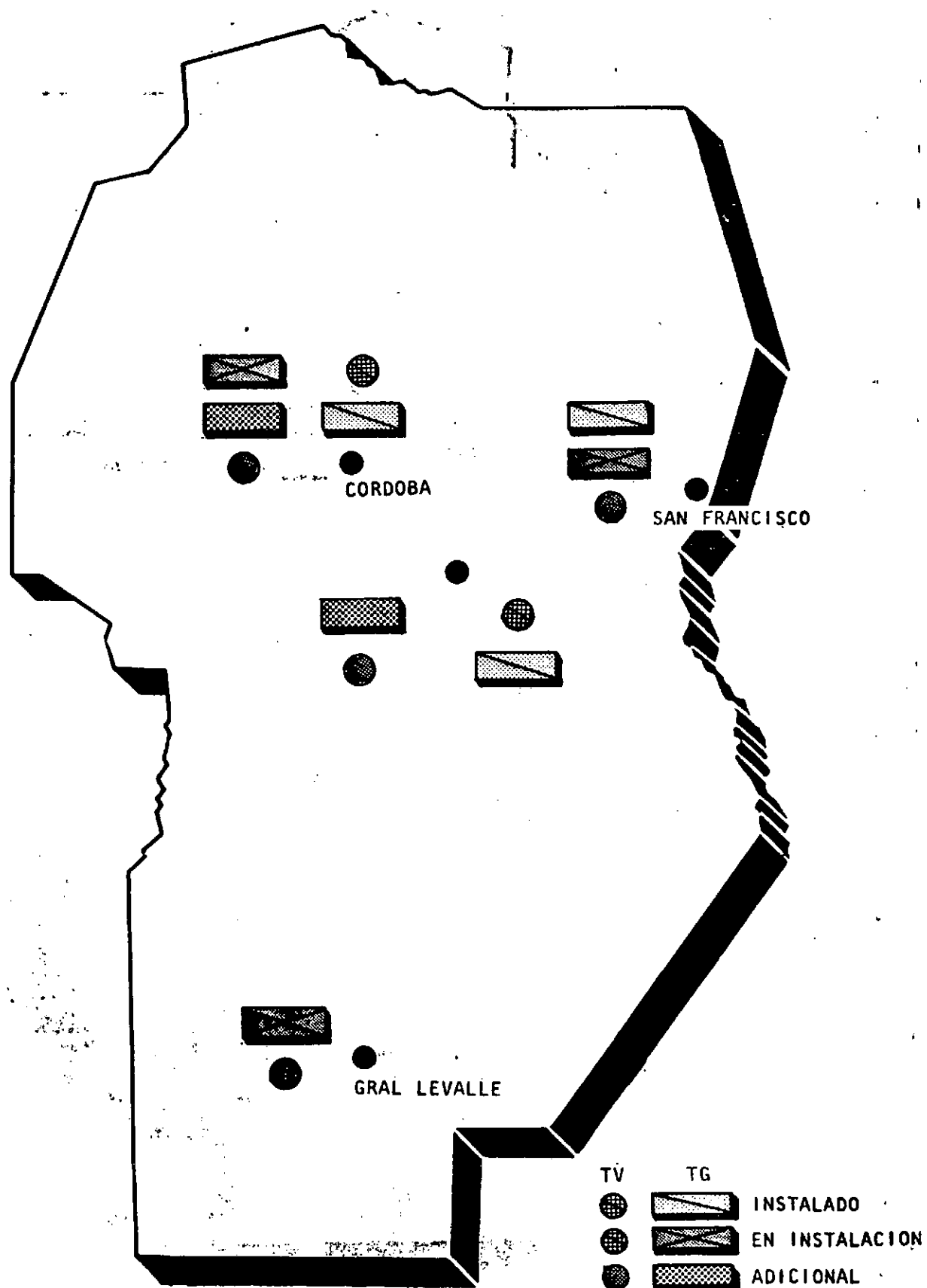
Transmisión

Un buen servicio requiere una red adecuada de transporte, transmisión y distribución de la electricidad. Las obras correspondientes (if-

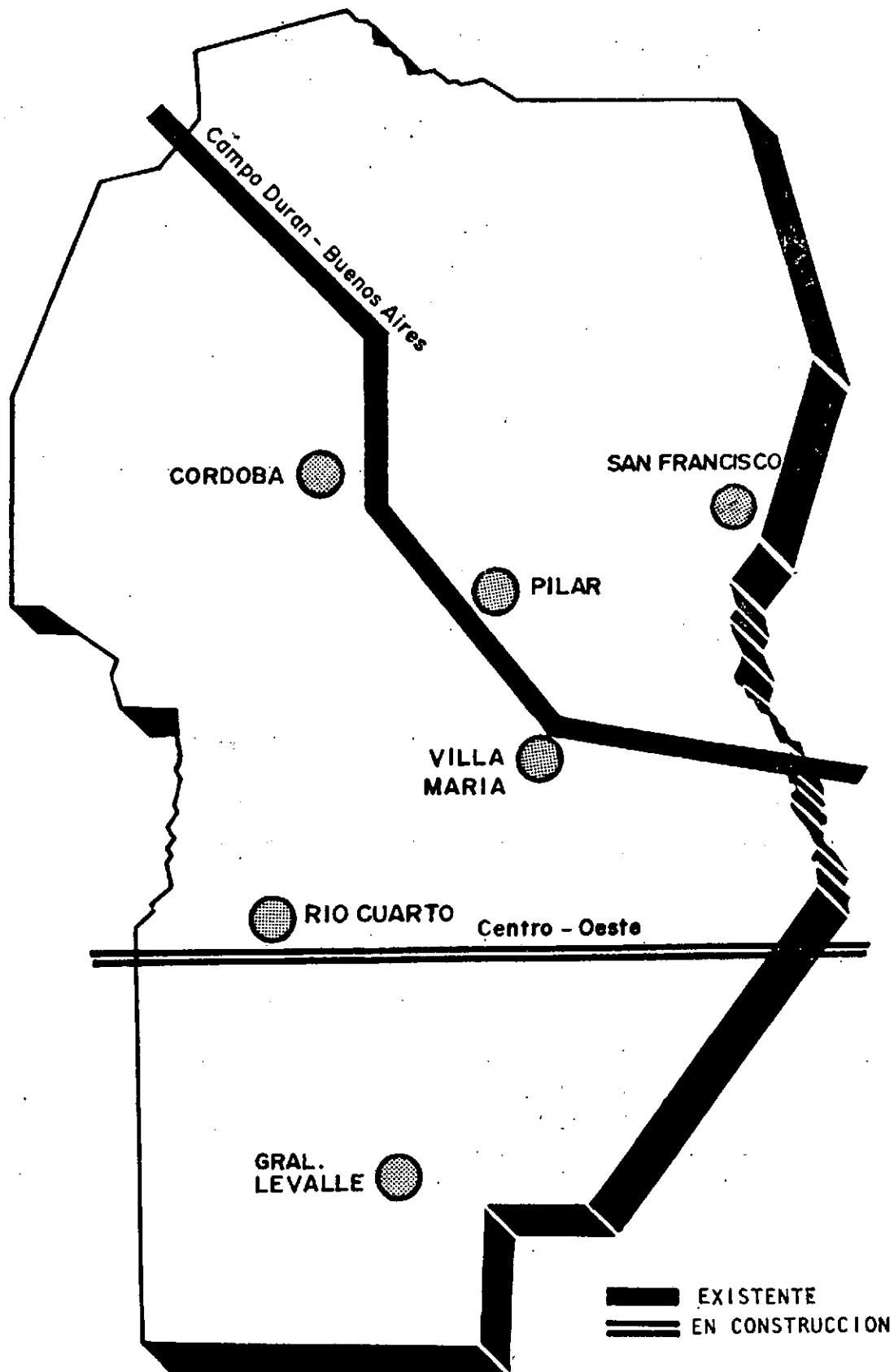
Mapa 2: POTENCIA EN
CURSO DE INSTALACION



Mapa 3: PROYECTO DE
REPOTENCIACION DE CENTRALES



Mapa 4: ABASTECIMIENTOS DE
COMBUSTIBLES .GASODUCTOS



neas y estaciones, a distintas tensiones) no sólo deben posibilitar la atención de mayores demandas en áreas actualmente con servicio, sino también, demandas nuevas, en zonas sin servicio al presente o que se prevea incorporar al SIP.

En lo que sigue, se mencionan, a título ejemplificativo, algunas de las obras en materia de transmisión. Las correspondientes a transporte (250 kv o más) son a cargo de la Nación según el Plan Nacional de Equipamiento. Las de distribución, por su función, características técnicas y variedad, no es posible presentarlas en forma resumida, pudiendo sólo mencionarse que los proyectos que las justifican se definen para las áreas urbanas y rurales.

Las obras de transmisión principales son:

1. Interconexión con la Provincia de Santiago del Estero mediante una línea en 66 kv desde la localidad de Villa de María.

2. Completamiento del anillo de la zona oeste con una línea en 66 kv, en el tramo Villa Dolores-Salsacate. Posteriormente, incorporación al SIP desde Villa Dolores y en 132 kv del sistema de la Provincia de San Luis.

3. Interconexión con el sistema de la Provincia de la Pampa.

4. Interconexión con el sistema de la Provincia de Buenos Aires.

5. Interconexión con el sistema de la Provincia de Santa Fé.

6. Extensión de servicios a la zona del sur de la provincia: línea en 66 kv, Vicuña Mackena-Nicolás Bruzone, actualmente en construcción y

7. Estaciones transformadoras y obras complementarias.

Las obras de distribución son de una magnitud acorde a los planes anteriormente citados y están destinadas a brindar un servicio seguro y de buena calidad.

Se encuentran en ejecución en territorio provincial dos importantes obras encaradas por organismos nacionales, las que, una vez concluidas, resultarán de significativa importancia para la Región Centro y, particularmente dentro de ésta, para Córdoba.

De acuerdo a previsiones oficiales podrá entrar en servicio la Central Nuclear Río III hacia fines del año 1982. Esta obra, encarada por la Comisión Nacional de Energía Atómica (CNEA), tendrá una potencia instalada de 644 MW, siendo su energía anual promedio del orden de los 3.900 Gwh. EPEC ha colaborado, en virtud de convenios con CNEA, en la realización de estudios de prefactibilidad, continuando actualmente con el aporte de personal para su capacitación.

Como complemento de la Central Nuclear Río III, la Empresa Agua y Energía construye en las proximidades de la misma, una central de bombeo por acumulación con una potencia de 750 MW.

Se prevén dos etapas en el cronograma de incorporaciones de esta obra. La primera permitiría a fines del año 1985 disponer de 375 MW, finalizándose la obra en el transcurso del año siguiente. Se estima disponer, a través de este aprovechamiento, de 150 Gwh anuales.

En cuanto a lo referente a líneas de transporte y estaciones transformadoras, existe un conjunto de obras en la provincia que están previstas en el Plan Nacional de Equipamiento Eléctrico de la SEE, cuyos estudios y ejecución corren por cuenta de A. y EE.

13. Pueden mencionarse entre ellas las siguientes:

- Línea Río III - Gran Mendoza con 481 km. de longitud
- Línea Río III - Estación Malvinas con 100 km. de longitud
- Línea Malvinas - Recreo con 280 km. de longitud
- Estación transformadora Malvinas de 3 x 300 MVA y 2 x 600 MVA.

La política de precios de la electricidad^{1/}

La política de precios que viene aplicando EPEC a sus servicios ha resultado definida a través de un proceso gradual cuyo resultado es el actual cuadro tarifario que se caracteriza por los siguientes aspectos:

1) Existen siete categorías o grupos tarifarios principales: residencial, general (comercial o industrial), grandes consumos (clientes con más de 40 kw de demanda de potencia), cooperativas de electricidad, gobiernos y usuarios especiales, alumbrado público y servicios de agua.

Esta clasificación tarifaria responde, en general, a diferencias de costo en la prestación del servicio, originadas en las propias modalidades de cada categoría de usuarios. Tales modalidades corresponden a las tensiones del suministro, horarios o épocas del consumo y su volumen, localización de la conexión y factores de carga, entre otras.

Los ajustes tarifarios que se realizaron en los últimos dos años

^{1/} Referida exclusivamente a los servicios que prestaba EPEC antes de la transferencia. No se analiza la que aplicaba A. y EE. a los suyos, ya que en lo sucesivo será EPEC quien decida sobre esta política.

se han orientado hacia una estructura tarifaria por categoría que se acerque al correspondiente cubrimiento de los costos, buscando cumplir el principio de responsabilidad en los costos por parte de las tarifas.

Es conocida la distorsión que existía entre las tarifas que se aplicaban a la industria (general o grandes consumos) frente a la correspondiente a servicios residenciales. Esta situación ha cambiado y hoy las tarifas industriales exhiben niveles comparativos que según la Empresa son ajustados a sus costos, por lo que se aduce que ha desaparecido el subsidio implícito que antes pagaba la industria en favor del usuario residencial.

Tal hecho significaría la corrección de una situación que tenía efectos negativos sobre la asignación privada de recursos y, sin duda, ofrecería buenas perspectivas para el futuro del sector industrial.

A fin de flexibilizar la aplicación de tarifas eléctricas por parte de EPEC en función de los costos reales de prestación de los servicios a usuarios cuyas modalidades de consumo lo justifiquen, la empresa tiene facultades para celebrar contratos especiales basados en tarifas diferenciales que deben ratificar el PE provincial.

2) Los servicios industriales pueden corresponder a la categoría general o a la de grandes consumos, según que su demanda de potencia sea de hasta 40 kW o más, respectivamente. En el primer caso se aplica una tarifa con un cargo fijo mensual y un cargo variable por kWh consumido de tres escalones con precio decreciente. En el segundo se usa una fórmula binomia con cargo por demanda (kW) y cargo por consumo (kWh), que genera una tarifa media decreciente al mejorar el factor de carga

del usuario.

3) Las tarifas industriales para grandes consumos ofrecen otras dos modalidades. En primer lugar ofrecen fuertes incentivos a los suministros que se conectan a más altas tensiones, a través de una tarifa diferencial cuyo nivel es menor mientras mayores sean la tensión del suministro, la demanda máxima autorizada al cliente o el consumo de energía.

En segundo lugar, la empresa incentiva, mediante una tarifa especial, las demandas fuera de la punta y los consumos nocturnos, lo que constituye una forma de trasladar a los clientes, cuya conducta se adapta a la conveniencia económica de la empresa, los beneficios de los menores costos frente al uso racional de los recursos.

Existe el propósito declarado por las autoridades de mantener y mejorar este tipo de política de precios de la electricidad como una forma de ofrecer un marco de referencia estable dentro del cual los demandantes del servicio puedan tomar sus decisiones con un adecuado margen de certidumbre.

Todo lo explicado en este capítulo se sintetiza en las tablas y diagramas siguientes. La Tabla 8 presenta la clasificación de los suministros que se aplica para encuadrar en las tarifas vigentes a los grandes consumos. El Diagrama 1, Escalones del proceso productivo, permite distinguir las características técnicas de los sistemas de suministros y las alternativas de conexión a distintos niveles de tensión que se presentan a los usuarios.

Por último en la Tabla 9 se definen los parámetros principales pa-

ra la aplicación de las tarifas de grandes consumos, en lo que se refiere a las formas de medir las demandas de potencia y energía en los períodos de punta y de fuera de punta.

Tabla 8

Categorías tarifarias para los grandes consumos

1 - Demanda autorizada en punta y fuera de punta

Nivel de tensión	Escalones de demanda de potencia
B A J A 220/380 V	40 kW a 1.200 kW
M E D I A 13.200 V y 33.000 V	40 kW a 1.200 kW 1200 kW a 5000 kW más de 5000 kW
A L T A 66.000 V y 132.000 V	1200 kW a 5000 kW más de 5000 kW

2 - Suministros singulares

Tipo	Escalones de demanda de potencia	Escala de consumos
I	más de 10.000 kW en 132.000 V.	más de 70 GWh anuales entre 50 GWh y 70 GWh menos de 50GWh anuales
II entidades oficiales	más de 1.000 kW	más de 32 GWh anuales entre 23 GWh y 32 GWh menos de 23GWh anuales

Fuente: Elaboración propia en base a cuadro tarifario de EPEC.

Diagrama 1: ESCALONES DEL
PROCESO PRODUCTIVO
Ubicación Grandes Consumos

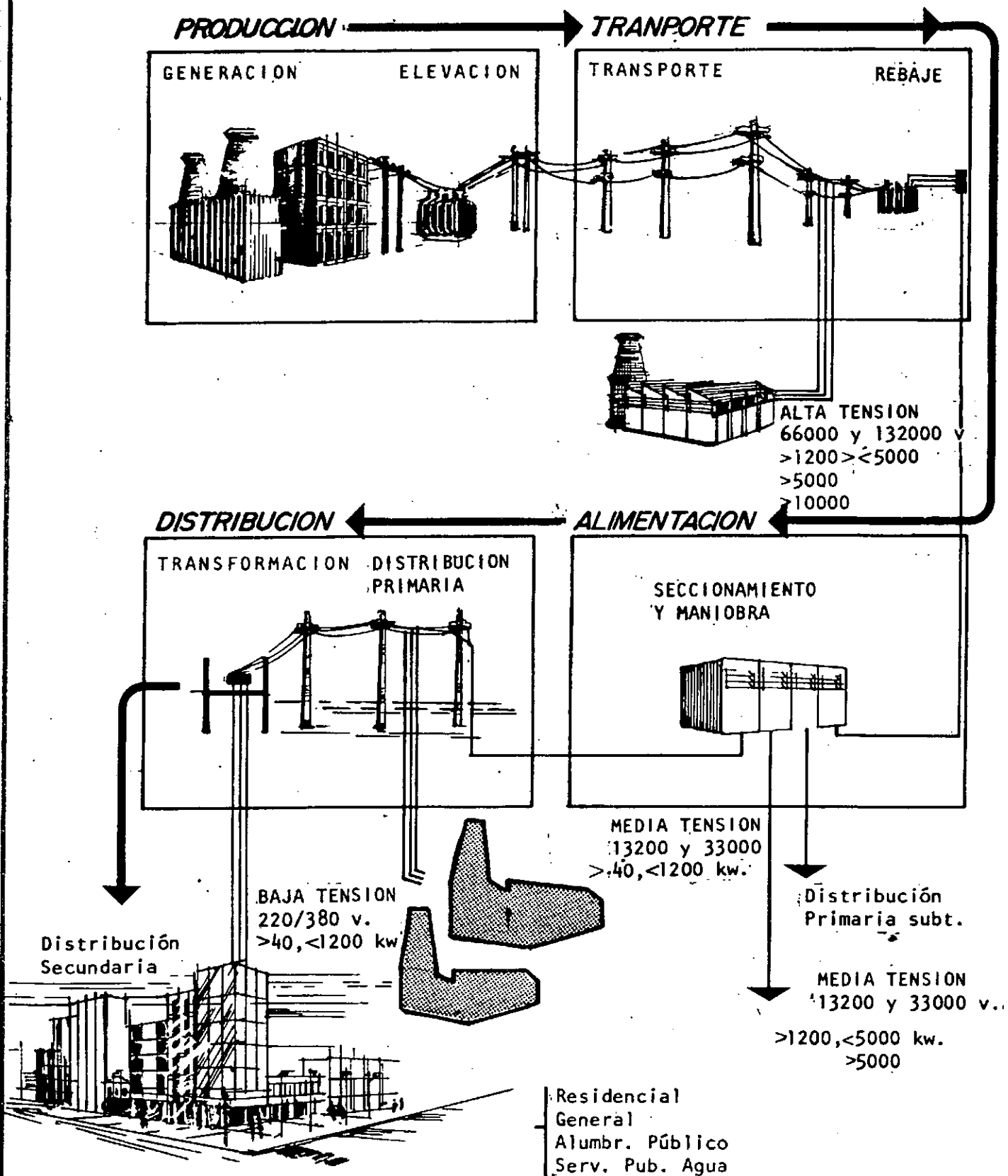


Tabla 9

Medición de demandas en las tarifas para grandes consumos

Conceptos	Elementos considerados	Aplicación de tarifa
Cargo Fijo	Demanda en punta (DP) (de 18 a 22 hs.)	Demanda corregida: $P + 0,5 E$
	Demanda fuera de punta (DFP) (en horas restantes)	$P = \text{Demanda en punta (DP)}$ $E = DFP - DP$
Cargo Variable	Consumo diurno (6 a 22 hs.)	Cargo por kWh
	Consumo nocturno (22 a 6 hs.)	50% del cargo por consumo diurno

Fuente: Elaboración propia en base a régimen general de suministro de EPEC.

(Plan de Trabajo: 3.2. Efectos sobre la situación actual de las transferencias de servicios. Principales problemas técnicos y financieros que deben enfrentarse. Formas institucionales de organización de la actividad y resultados previsibles).

Efectos sobre la situación actual de las transferencias de servicio

Bienes que incluye la transferencia

Los principales bienes de Activo Fijo transferidos por A. y E. a EPEC clasificados en los distintos niveles^{1/} del proceso productivo de la electricidad y, finalmente, distribuidos según su localización en el ámbito provincial, son:

Equipos de generación

Conforman siete centrales hidroeléctricas, cuyas características principales se describen en la siguiente tabla:

^{1/} Los niveles considerados son: generación, transmisión, subtransmisión y distribución (primaria y secundaria).

Tabla 1
Características de los equipos de generación

Ubicación	Central	Descripción técnica de los equipos
2da. Usina Dpto. Calamuchita.	Cassaffousth	3 turbogeneradores de 7,2 MVA - 6,6 kV.
Embalse Dpto. Calamuchita	Fitz Simon	3 turbogeneradores de 4,5 MVA - 6,6 kV.
Dpto. Calamuchita	Benjamín Reolín	3 turbogeneradores de 16 MVA - 13,2 kV.
El Diquesito Dpto. Santa María	San Roque	4 turbogeneradores de 8,125 MVA - 13,2 kV.
Dpto. Santa María	Los Molinos I	4 turbogeneradores de 17,36 MVA - 13,2 kV.
Dpto. Santa María	Los Molinos II	1 turbogenerador de 5,6 MVA - 13,2 kV.
Dpto. San Alberto	La Viña	2 turbogeneradores de 10 MVA - 13,2 kV.

Fuente: Elaboración propia en base a datos suministrados por EPEC.

Estos equipos suman un total de 150 MW, aproximadamente, de potencia efectiva; la generación anual de energía que puede obtenerse a partir de esta potencia depende, principalmente, del régimen de precipitaciones, habiéndose alcanzado una media, en los últimos 10 años, de 450 GWh/año.

Líneas y equipos de transmisión

Los bienes que se encuadran en este nivel constituyen un sistema integrado por líneas de 132 kV. y 66 kV. y estaciones transformadoras entre estas tensiones y 33 kV o 13,2 kV. Las localidades vinculadas por este

sistema de transmisión, como asimismo la extensión aproximada de las líneas se describen en Tabla 2.

Las estaciones transformadoras son dos y están instaladas en las ciudades de Córdoba y Río Cuarto; en la estación Córdoba tiene asiento el despacho de cargas que pertenecía a A. y EE., sus características principales son:

Estación Transformadora Córdoba, compuesta de:

- Estructura de Hormigón Armado
- Dos barras de 132 kV.
- Dos barras de 66 kV.
- Un autotransformador de 30 MVA tensiones 132/66 kV.
- 39 celdas para 13,2 kV.

Estación Transformadora Río Cuarto, compuesta de:

- Estructura de Hormigón Armado
- Una barra de 132 kV.
- Una barra de transferencia de 132 kV.
- 5 celdas de 132, kV.

Sistema de subtransmisión

Está compuesto de líneas de 33 kV y estaciones transformadoras entre 33 kV y 13,2 kV o baja tensión, las líneas tienen una extensión total de 100 km., siendo las principales:

- Reolín - P. Moras - 8,77 km.
- Reolín - Alcira - Gigena - 72 km.
- C. H. Los Molinos - Villa La Merced - 9 km.
- E. T. Reolín - E. T. Río III - 3 km.
- Cooperativa Río III - Piedras Moras 0,998 km.

Tabla 2
Lineas principales de transmisión

		Longitud (Km)	Tensión de Servicio (kV)
Molinos	Córdoba 1	50	132
Molinos	Córdoba 2	50	132
Molinos	Reolín	42	132
Reolín	E.T.Río III	3	132
E.T. Río III	Río IV	106	132
E.T. Río III	Pilar	75(doble tern)	132
Río IV	V.Mercedes (hasta lím. pcia. de Cba.)	77	132
Molinos	Despeñaderos	13	66
Molinos	La Viña	60	66
Reolín	Cassaffousth	5,2	66
Reolín	Fitz Simon	13	66
Despeñaderos	Córdoba	50	66
Despeñaderos	Cascada	42	66
San Roque	Córdoba	30	66
Reolín	Cascada	2,4	66
Reolín	FF.MM. (Fabricaciones Militares)	4,2	66
Cassafousth	Río Grande	31	66

Fuente: Elaboración propia en base a datos suministrados por EPEC.

en cuanto a las estaciones transformadores se encuentran en

- Piedras Moras 2.315 kVA - 33/0,4 kV.
- Molinos I 2.500 kVA.
- Villa La Merced 500 kVA - 33/13,2 kV.
- E.T. Fitz Simon 5.000 kVA - 66/13,2 kV; 5 celdas 13,2 kV y
63 kVA - 13,2/0,4 kV.

Sistema de distribución primaria

Lo constituyen líneas en 6,6 kV y 13,2 kV con estaciones diversas entre 6,6/0,4 kV y 13,2/0,4 kV. de potencias comprendidas de 50 kVA a 200 kVA., por lo general de tipo aéreo, a partir de las cuales nace la distribución secundaria. Debido a la diversidad de las localizaciones de las líneas y estaciones, sólo se dan datos globales de este sistema de distribución.

Líneas de 6,6 kV - 21,2 Km

Líneas de 13,2 kV - 18,75 Km.

Estaciones de 6,6/0,4 kV. - 300 kVA.

Estaciones de 13,2/6,6 kV - 200 kVA.

Estaciones de 13,2/0,4 kV - 952 kVA.

Sistema de distribución secundaria

A. y EE. tenía un reducido sistema de distribución secundaria en la Provincia debido a la modalidad de suministro de energía en bloque que caracterizaba a su venta dirigida a EPEC y a grandes clientes, entre ellos la Dirección de Fabricaciones Militares ^{1/} y Cooperativas distribuidoras. La distribución secundaria en su zona de influencia está, por ese motivo, a cargo de cooperativas.

A. y EE. ha instalado líneas de baja tensión en casos aislados, sobre todo para atender sus propias necesidades; son líneas que se encuentran construidas con apoyos de madera en un gran porcentaje. Asimismo,

^{1/} Estos suministros son atendidos en tensiones de 66 kV. a la Dirección de FF.MM. y a la Cooperativa de Río Tercero y en 33 kV a las restantes Cooperativas.

tenía a su cargo el alumbrado público de sus obras civiles como los diques. La extensión total de líneas de baja tensión transferidas es de 44,5 km.

Distribución zonal de bienes transferidos

A fin de conocer la localización de los bienes transferidos en las distintas zonas operativas en las que se organiza la prestación de los servicios de EPEC, se ha elaborado la Tabla 3.

Como puede apreciarse el grueso de los bienes transferidos están ubicados en la zona operativa H de la d~~e~~ EPEC, que corresponde a los Departamentos Rio Cuarto, Tercero Arriba, Calamuchita, San Javier y Santa María y cuya cabecera zonal es la Ciudad de Alta Gracia. Dentro de esta misma zona se ubican los clientes principales que tenía A. y EE.

Personal de A. y EE.

El personal de A. y EE. que ha pasado a prestar servicios en EPEC está constituido por aproximadamente 250 agentes, que se han incorporado fuera de plantel, aunque a los fines prácticos se los ha equiparado a cargos de éste, según las funciones que venían desempeñando.

Las áreas de la empresa en las que actualmente prestan servicios, les han sido asignadas de acuerdo a su ubicación anterior en la estructura de A. y EE.; así, del total aproximadamente 50 desempeñan funciones administrativas, estando el resto afectado a operación y mantenimiento de las centrales y estaciones transferidas. Alrededor de un 60% de los pri-

Tabla 3

Localización de los bienes transferidos

Tipo de bien transferido	Zonas operativas de EPEC				Total
	A	E	F	H	
<u>Lineas(Km.)</u>					
B.T. (380/220 V)		1,1		30,5	31,7
6,6 kV				21,2	21,2
13,2 kV				18,8	18,8
33 kV				100,0	100,0
66 kV	32	15		203,8	250,8
132 kV	34		102	267	403,0
<u>Estaciones transformadoras</u>					
Ciudad Córdoba	1				1
Ciudad Rio Cuarto			1		1
<u>Centrales generadoras</u>					
Cassaffousth				1	1
Fitz Simon				1	1
B. Reolín				1	1
S. Roque	1				
Los Molinos I				1	1
Los Molinos II				1	1
La Viña				1	1
<u>Subestaciones transformadoras</u>					
(kV)					
6,6 / 0,4				4	4
13,2 / 0,4				13	13
13,2 / 6,6				1	1
33 / 0,4				1	1
33 / 13,2				2	2
66 / 13,2				1	1

Fuente: Elaboración propia en base a datos suministrados por EPEC.

meros trabajan en aspectos relacionados con la atención de la clientela (comercialización, según el organigrama de funciones de EPEC).

En el futuro, se considera factible la creación de una dependencia de la actual Gerencia de Producción, que tendrá a su cargo todo lo relacionado con las centrales transferidas; a ésta dependencia corresponderá absorber la mayor parte del personal trasladado, pasando a encontrar ubicación definitiva en los nuevos planteles que con tal motivo se dispongan.

Cabe mencionar que la mayoría del personal de la División Estudios que tenía en Córdoba A. y EE. y que no había sido transferido solicitó pase y, actualmente, se encuentran formando parte de la Gcia. de Ingeniería de EPEC.

En la Tabla 4 se muestra la cantidad de personal transferido, según la dependencia de A. y EE. en el cual prestaban servicios. Como se observa, la mayoría cumplía tareas en centrales y estaciones, característica que guarda estrecha relación con los bienes transferidos.

Problemas técnicos

Debido a que los sistemas que operaban EPEC y A. y EE. se encuentran interconectados en distintos puntos de la Provincia y operando en forma complementaria desde hace ya varios años, no fue necesaria la modificación de los esquemas técnicos que se venían usando, salvo algunas modalidades del despacho de carga, como se verán más adelante, con motivo del traspaso de los bienes pertenecientes a la empresa nacional a jurisdicción de la provincia.

Tabla 4

Cantidad de personal en centrales y estaciones de A. y EE.

Lugar	Cantidad Personal
Despacho Regional de Cargas	15
Grupo centralizado y talleres-Mantenimiento centrales de generación	11
Central San Roque	18
Central La Viña	18
Central Cassaffousth	12
Central Fitz Simmon	9
Jefatura centrales Fitz Simon y Cassaffousth	2
Mantenimiento campamento C.Fitz Simmon y Cassaffousth	5
Central Reolín	29
Central Los Molinos	27
Estación Transformadora Río Cuarto	6
Cuadrilla Reolín	11
Total	153

Fuente: Elaboración propia en base a datos suministrados por EPEC.

El personal de operación de A. y EE. pasó a EPEC y sigue prestando servicios en las mismas funciones, como ya se explicó, razón por la cual, la situación general no ha sufrido demasiadas variantes, atendiéndose actualmente el servicio con normalidad.

Es de destacar, sin embargo, que el estado general de las instalaciones transferidas no es óptimo, principalmente en cuanto a las comprendidas en el nivel de la generación, por no haber tenido, en los últimos tiempos, mantenimientos adecuados. Esta situación tiene origen en economías realizadas por la empresa nacional en períodos anteriores al del traspaso de los bienes. EPEC estudia aplicar nuevas normas de mantenimiento y renovación de todas las instalaciones transferidas, similares a las de sus propios equipos, con el objeto de garantizar la prestación de un servicio seguro e incrementar la eficiencia del sistema provincial, unificado en lo que hace a propiedad y toma de decisiones.

Nuevas condiciones de operación del despacho de la carga

En la generación de hidroelectricidad en las centrales de la Provincia deben respetarse prioridades para el uso del agua de los diques que son el consumo doméstico e industrial y el riego. En éste sentido, A. y EE. debió evacuar los embalses según modalidades dispuestas por la Dirección Provincial de Hidráulica. EPEC se encuentra con las mismas restricciones para el manejo de los generadores hidroeléctricos; sin embargo, el despacho de los mismos por esta última ha traído aparejada una mejora consistente en la racionalización del uso térmico, dado que se utilizan los generadores hidroeléctricos para cubrir la punta del diagrama de carga evitando la entrada de equipos térmicos de mal rendimiento. Este cambio ha sido posible dado que EPEC ha desarrollado programas de computación para el tratamiento del tema, donde se suministran como datos

la energía disponible para utilizar en el día proveniente de los aprovechamientos hidráulicos y la disponibilidad de potencia de los mismos; así también los datos referentes al equipamiento térmico, con lo que se efectúa el despacho económico según los principios descriptos y el ya conocido de igualdad de los costos marginales de dichos equipos.

Mientras A. y EE. realizó el despacho de sus equipos esta modalidad no se aplicó, debido a la dificultad de resolución que plantea el problema si no se cuenta con los adecuados programas de computación, por lo que se veía obligada a disponer sus generadores en forma más o menos constante a lo largo del día, dejando que los picos se cubriesen con generación termoeléctrica con el consiguiente aumento del consumo de combustibles debido a la disminución del rendimiento de estos equipos en horas de máxima demanda.

Otra causa adicional que conducía a esta modalidad era la falta de incentivo económico que tenía EPEC debido a que A. y EE. le cobraba una tarifa de tipo binómico con un cargo por potencia y otro por energía que obligaba a EPEC a tratar de minimizar su demanda de potencia a fin de optimizar el costo de la compra.

Como consecuencia de la modalidad de despacho adoptada por EPEC se produce, además de los ahorros en los costos de combustible ya señalados, una disminución de la potencia máxima a erogar con equipos térmicos. Frente a esta situación puede esperarse una menor necesidad de incorporar nueva potencia térmica y las consiguientes economías de costos de inversión.

Las modalidades de despacho expuestas se observan en la Tabla 5 y los Gráficos 1 y 2. En estos últimos, sobre una curva de carga típica de EPEC, se presenta el despacho tentativo de los equipos, tendiente a cuantificar la economía de combustibles. Los supuestos empleados son:

a) la disponibilidad teórica de energía hidroeléctrica es de 450 GWh anuales según lo demuestran los datos históricos, por lo que para un día tipo se consideraron 1230 MWh de este origen,

b) el despacho realizado antes de la transferencia disponía la energía hidroeléctrica en forma prácticamente constante a lo largo del día, adoptándose una potencia de 51,25 MW para representar esta situación.

c) en la simulación de las nuevas condiciones de despacho se adoptó una potencia de 16,3 MW como valor constante, debido a la evacuación de agua para consumo de la población y riego, destinándose la energía remanente a cubrir exclusivamente las puntas del diagrama de carga.

Las diferencias producidas entre ambos despachos se usaron en la Tabla 6 donde se cuantificaron las diferentes generaciones térmicas. La economía de combustibles aparejada es del orden de un 2% del costo total que venía incurriendo EPEC por este concepto.

Cientela incorporada a la empresa provincial

Las ventas de A. y EE. desde sus centrales en Córdoba estaban concentradas, en su casi totalidad, en grandes clientes, entre los que se cuentan usuarios industriales y otras empresas de servicio eléctrico (EPEC, Cooperativas distribuidoras y la Dirección de Electricidad de

Tabla 5
Comparación de los despachos de carga

Hora de Día Tipo	Demanda	Interconexión	Generación			
			Anterior		Actual	
			Hid.	Term.	Hid.	Term.
(potencia en MW)						
1	220,2	50	51,2	119,0	16,3	183,9
2	207,2	50	51,2	106,0	16,3	140,9
3	201,2	50	51,2	100,0	16,3	134,9
4	200,2	50	51,2	99,0	16,3	133,9
5	203,2	50	51,2	102,0	16,3	136,9
6	215,2	50	51,2	114,0	16,3	148,9
7	279,9	50	51,2	178,7	28,1	201,8
8	293,6	50	51,2	192,4	41,8	201,8
9	302,6	50	51,2	201,4	50,8	201,8
10	313,6	50	51,2	212,4	61,8	201,8
11	311,6	50	51,2	210,4	59,8	201,8
12	307,6	50	51,2	206,4	55,8	201,8
13	293,6	50	51,2	192,4	41,8	201,8
14	291,6	50	51,2	190,4	39,8	201,8
15	297,6	50	51,2	196,4	45,8	201,8
16	297,6	50	51,2	196,4	45,8	201,8
17	298,6	50	51,2	197,4	46,8	201,8
18	292,6	50	51,2	191,4	40,8	201,8
19	330,6	50	51,2	229,4	78,8	201,8
20	393,5	50	51,2	292,3	141,7	201,8
21	382,9	50	51,2	281,7	131,1	201,8
22	375,1	50	51,2	273,9	123,3	201,8
23	328,9	50	51,2	227,7	77,1	201,8
24	273,9	50	51,2	172,7	21,1	201,8

Fuente: Elaboración propia.

Gráfico 1

Despacho anterior a la transferencia

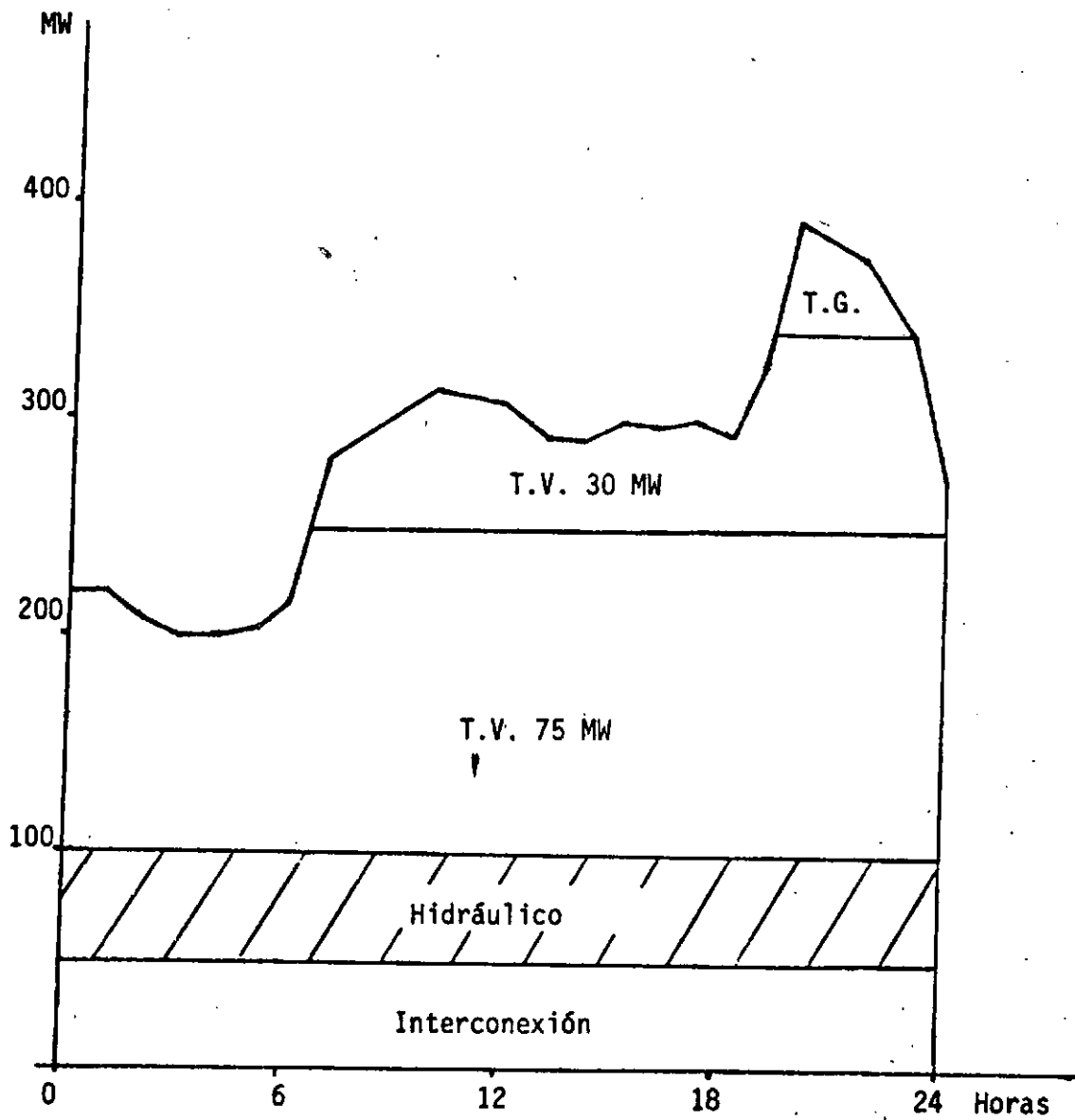


Gráfico 2

Despacho posterior a la transferencia

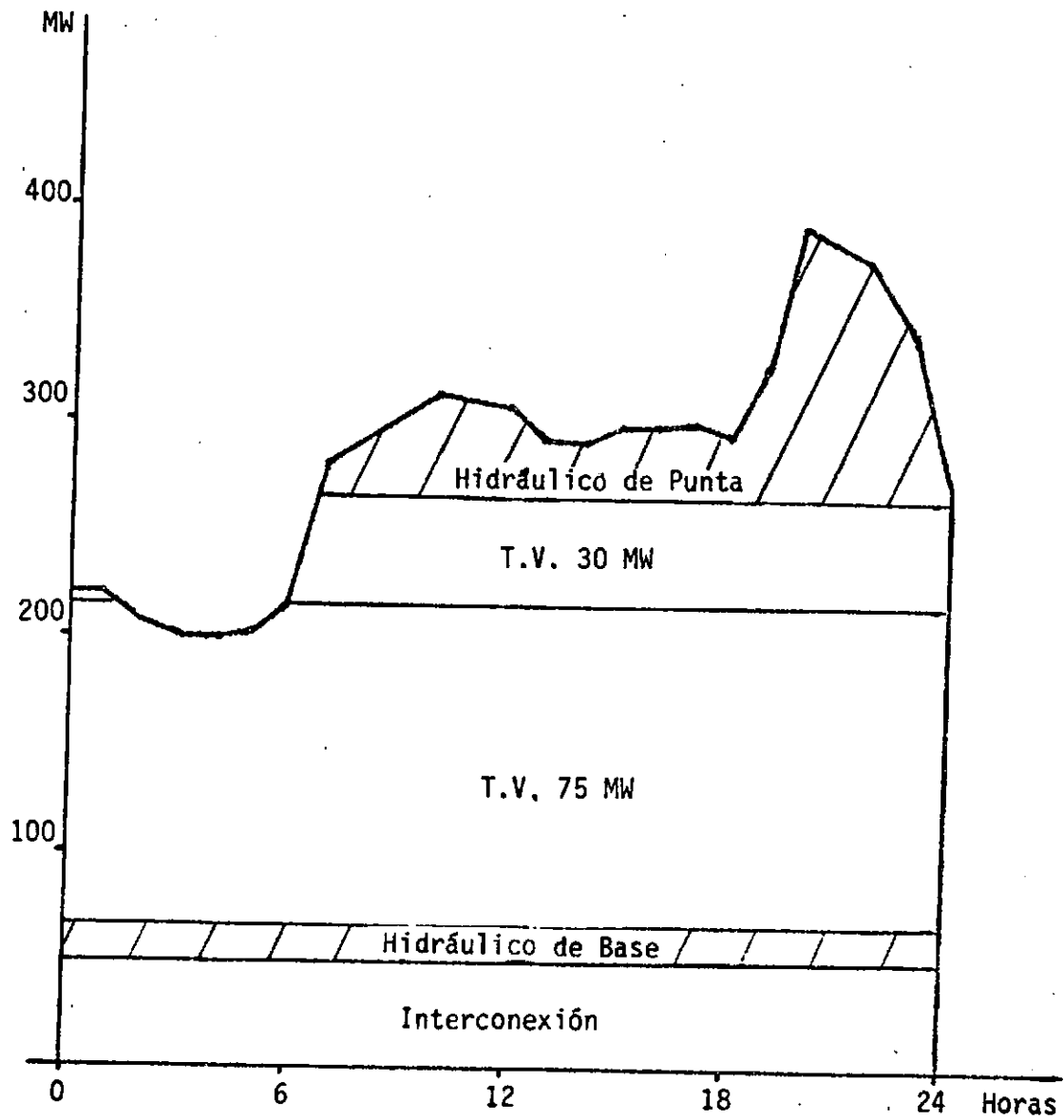


Tabla 6
Economía de combustibles por sustitución de equipos generadores técnicos

Despacho	Energía Diaria T.G. (MWh)	Energía Anual T.G. (GWh)	Calorías Usadas Anualmente (millones)	Costo de la Caloría Diesel (\$ / Cal)	Costo de la Caloría Fuel (\$ / Cal)	Costos totales y Economía (-) (millones de \$)
1- Anterior	104	4.379	38	1.598	4.942.200	0,0304 0,0214 107.097
2- Actual	0	4.483	0	1.636	4.908.000	0,0304 0,0214 105.031
Diferencias (2-1)	-104	+ 104	-38	+ 38	- 34.200	- 2.066

Fuente: Elaboración propia.

San Luis), según puede observarse en la Tabla 7.

Esta configuración del mercado que atendía A. y EE. en Córdoba significa un caso muy especial del que deben esperarse efectos favorables en cuanto hace a los costos de prestación del servicio y también en calidad. Ambos aspectos deben quedar determinados por la simplicidad que implica una concentración de la demanda en pocos clientes (economía de costos de comercialización) pero también surge de la naturaleza de éstos dado por su tamaño (potencias demandadas), conexión del suministro en alta tensión (con ahorro de costos de distribución) y buenos factores de cargas que, además, son conocidos con certeza de antemano, lo que facilita la proyección de sus demandas horarias y estacionales, a fin de aprovechar posibles diversidades.

Todos estos elementos significan que la transferencia de estos servicios impone a EPEC reducidos costos adicionales en el plano de la distribución y comercialización y le traslada una clientela reducida, de pautas de consumo ideales, que recibe el servicio en tensiones convenientes.

Comparación de las tarifas

Los regímenes tarifarios de A. y EE. y EPEC difieren en varios aspectos. Este hecho trae aparejadas consecuencias para la empresa provincial, al producirse la transferencia.

A los efectos de tener un panorama de las diferencias existentes se han aplicado las tarifas de EPEC y A. y EE., que estaban vigentes al 31 de

Tabla 7
Ventas de A. y EE. desde Córdoba en 1980

Vendido a:	Nº de Clientes	Suministrada (MWh/año)
1. Consumidores finales menores		<u>1.393,9</u>
- Residenciales	413	777,2
- Comerciales	41	157,9
- Industriales (de -50 kW)	3	27,0
- Autoridades	39	256,0
- Alumbrado público	7	174,0
2. Cooperativas distribuidoras	13	<u>64,8</u>
3. Grandes consumos e intercambio		<u>470.303,0</u>
Dirección Fabric. Militares	1	107.290,0
Empresa Panadile	1	13.678,0
Varios grandes consumos	22	19.715,0
EPEC	1	250.000,0
Pcia. de San Luis	1	<u>79.620,0</u>
Total		<u>471.761,7</u>

Fuente: Elaboración propia en base a datos obtenidos en EPEC.

diciembre de 1980, a las distintas categorías de usuarios. De esta manera se obtuvieron los resultados de la aplicación de las tarifas a cuatro casos, que pueden aceptarse como situaciones típicas de consumos: residenciales, generales, grandes usuarios y clientes especiales. La Tabla 8 muestra estos casos.

Tabla 8

Casos de aplicación de tarifas al 31 de Diciembre de 1980^{1/}

1. Usuario Residencial con un consumo de 200 kWh/mes

EPEC		A. y EE.	
Cargo fijo mensual	\$ 9.705,7	Cargo fijo mensual	\$ 8.900,0
primeros 60 kWh	\$ 16.266,0	primeros 110 kWh	\$ 29.920,0
siguientes 60 kWh	\$ 22.974,6	Excedente 110 kWh	\$ 31.230,0
Excedente 120 kWh	\$ 33.771,2		
Total	82.717,5	Total	\$ 70.050,0
Precio unitario	\$ 413,6/kWh	Precio unitario	\$ 350,2/kWh

2. Usuario General con un consumo de 6.000 kWh/mes

EPEC		A. y EE.	
Cargo fijo mensual	\$ 15.988,8	Cargo fijo mensual	\$ 19.600,0
primeros 500 kWh	\$ 282.705,0	primeros 4.000 kWh	\$ 1.760.000,0
siguientes 4.500 kWh	\$ 2.105.640,0	Excedente 4.000 kWh	\$ 748.000,0
Excedente de 5.000 kWh	\$ 350.950		
Total	\$ 2.755.283,8	Total	\$12.517.600,0
Precio unitario	\$ 459,2/kWh	Precio unitario	\$ 419,6/kWh

3. Usuarios Grandes Consumos

a. Potencia: 100 kW en baja tensión con un consumo de 43.200 kWh/mes

EPEC			
Potencia	\$ 3.205.330	Potencia	\$1.110.000
Energía	\$ 8.658.576	Energía primeros 10.000 kWh	\$1.960.000
Total	\$ 11.863.906	siguientes 10.000 kWh	\$1.640.000
Precio unitario.....	\$ 274,6/kWh	siguientes 20.000 kWh	\$2.680.000
		Excedente de 40.000 kWh	\$ 281.600
		Total	\$7.671.600
		Precio unitario.....	\$ 177,6/kWh

Tabla 8 (Cont.)

b. Potencia 100 kW, tensión 132, kV y consumo de 43.200 kWh/mes

EPEC		A. y EE.	
Potencia	\$ 2.936.268	Potencia	\$ 2.540.000
Energía	\$ <u>6.822.576</u>	Energía	\$ <u>2.332.800</u>
Total	\$ 9.758.844	Total	\$ 4.872.800
Precio unitario....	225,9/kWh	Precio unitario....	112,8/kWh

c. Potencia 1.500 kW, tensión 33 kV y consumo de 648.000 kWh/mes

Potencia	\$ 37.200.510	Potencia	\$ 36.225.000
Energía	\$ <u>99.306.000</u>	Energía	\$ <u>34.344.000</u>
Total	\$136.506.510	Total	\$ 70.569.000
Precio unitario....	\$ 210,6/kWh	Precio unitario....	\$ 108,9/kWh

d. Potencia 6.000 kW, tensión 66 kV y consumo de 2.592.000 kWh/mes

EPEC		A. y EE.	
Potencia	\$ 128.915.220	Potencia	\$ 137.400.000
Energía	\$ <u>358.810.560</u>	Energía	\$ <u>134.784.000</u>
Total	\$ 487.725.780	Total	\$ 272.184.000
Precio Unitario....	\$ 188,2/kWh	Precio unitario....	\$ 105,0/kWh

4. Cliente Especial^{2/}

Potencia estimada 17.000 kW, tensión 132 kV y consumo 8.568.000 kWh/mes

EPEC		A. y EE.	
Potencia	\$ 355.647.820	Potencia	\$ 366.350.000
Energía	\$ <u>1.169.360.600</u>	Energía	\$ <u>436.968.000</u>
Total	\$ 1.525.008.420	Total	\$ 803.318.000
Precio unitario....	\$ 188,0/kWh	Precio unitario....	\$ 93,8/kWh

^{1/} No incluyen impuestos, recargos o tasas

^{2/} Tomado como una aproximación del caso de la Fábrica Militar de Río III.

Posteriormente, se comparan los resultados hallados en la Tabla 9

Las conclusiones que surgen de este ejercicio de aplicación son:

i) Para usuarios atendidos en baja tensión, residenciales y comerciales, las diferencias tarifarias se dan dentro de un margen del 15%.

ii) Para usuarios industriales las diferencias aumentan, ubicándose entre el 35% y el 50%, aproximadamente, según la tensión del suministro.

Debido a las divergencias anteriores, EPEC pretende aplicar a los usuarios de toda la provincia una tarifa uniforme para cada categoría de

Tabla 9

Comparación de tarifas medias para usuarios de distintas categorías^{1/}

Categoría	Tarifas de EPEC	Tarifas de A.y EE.	Relación Tarifas A.yEE./EPEC
(\$ a Dic. de 1980/kWh/mes)			
- Residencial	413,6	350,2	0,85
- Comercial	459,2	419,6	0,91
- Grandes consumos			
.Baja tensión 100 kW	274,6	177,6	0,65
.13,2 kV 100 kW	225,9	112,8	0,50
. 33 kV 1.500 kW	210,6	108,9	0,52
. 66 kV 6.000 kW	188,2	105,0	0,56
.132 kV 17.000 kW	178,0	93,8	0,53

Fuente: Elaboración propia en base a cuadros tarifarios.

^{1/} Corresponde a los casos desarrollados en la Tabla 8.

suministro (residencial, comercial, grandes consumos; etc.) la que se asemejaría a la que actualmente aplica a sus clientes.

A los usuarios que antes atendía A. y EE. se les haría un ajuste gradual de su tarifa, durante un lapso de algunos años. A este respecto, se han iniciado conversaciones con algunos grandes clientes, tales como Fabricaciones Militares de Río Tercero, que solicitan que no se les modifiquen las condiciones del suministro, debido principalmente a que en su caso los insumos de la energía eléctrica significan una proporción elevada de sus costos y que los productores con quienes compiten en el mercado tienen sus fábricas localizadas en zonas atendidas por A. y EE. en otras provincias. Por esta razón, las tarifas de EPEC les significarían perder el mercado frente a la realidad de costos de energía eléctrica que prácticamente duplican los de sus competidores.

A efectos de tener una idea de la importancia en términos relativos que representa para EPEC la transferencia del mercado antes atendido por A. y EE. en Córdoba, se han elaborado las Tablas 10, 11 y 12, que hacen posible comparar:

1) los ingresos del mercado transferido por A. y EE., a sus propias tarifas; 2) los ingresos del mismo mercado, pero esta vez aplicando las tarifas de EPEC, y 3) los ingresos correspondientes al mercado propio de la empresa provincial. De los mismos, se pueden extraer las siguientes conclusiones:

1) La energía vendida se incrementa de 1.711,2 GWh a 2.011,0 GWh al incorporar los servicios que atendía A. y EE.,

Tabla 10

Estimación de los ingresos que tenía A.y EE. (Córdoba)
en el mercado transferido a EPEC^{1/}

	Cantidad Usuarios	Energía Vendida (MWh)	Tarifa Media (\$/kWh)	Ingresos Totales (millones \$ 1980)
Residencial	413	777,1	350,2	272,2
General (menor de 50 kW)	41	157,9	419,6	66,3
Industrial (menor de 50 kW)	3	27,0	271,9	7,3
Grandes Consumos	22	19.715,8	157,3	3.101,3
Autoridades	39	256,2	342,5	87,8
Alumbrado Público	7	174,7	356,0	62,2
Sistema generación interconectado ^{1/}	25	278.694,5	93,8	26.141,5
Totales		299.803,3		29.738,6

Fuente: Elaboración propia en base a datos obtenidos en EPEC.

^{1/} Excluye las ventas que hacia a EPEC.

Tabla 11

Estimación de los ingresos de EPEC por ventas clientes
propios, anteriores a la transferencia

Categoría	Energía Vendida (MWh)	Tarifa Media (\$/kwh)	Ingresos totales (millones de \$)
Residencial	451.402,7	413,6	186.700,0
General	201.220,4	459,2	92.480,1
Grandes consumos	577.055,7	217,3	125.394,2
Cooperativas	344.577,4	239,4	82.491,8
Gobierno	61.641,5	573,1	35.326,7
Alumbrado Público	62.395,2	349,9	21.832,1
Servicio público de agua	12.949,7	444,1	5.750,9
Totales	1.711.242,8		549.975,8

Fuente: Elaboración propia en base a datos obtenidos en EPEC.

ii) Los ingresos se incrementarían en caso de mantener las tarifas que
había A. y EE. en \$ 29.738,6 millones.

iii) Si al mercado de A. y EE. se le aplicara la tarifa de EPEC el ingreso adicional de \$55.717,1 millones o sea un 87% más que el caso anterior.

Tabla 12

Estimación de los ingresos que obtendría EPEC del mercado transferido por A. y EE., si aplicase sus propias tarifas

Categoría	Cantidad Usuarios	Energía Vendida (MWh)	Tarifa Media (\$/kWh)	Ingresos Totales (millones de \$ de Dic.1980)
Residencial	413	777,2	413,6	321,4
General (menor de 50 kWh)	41	157,9	459,2	72,5
Industrial (menor de 50 kWh)	3	27,0	309,6	8,4
Grandes consumos	22	19.715,9	256,7	5.061,1
Autoridades	39	256,2	573,1	146,8
Alumbrado público	7	174,7	349,9	499,3
Sistema generación interconectado	25	278.694,5	178,0	49.697,6
Totales		299.803,3		55.717,1

Fuente: Elaboración propia en base a datos obtenidos en EPEC.

Por lo tanto, los ingresos que tenía EPEC se incrementan en un 10,5 ó 15,1% según la hipótesis tarifaria que se elija.

Frente a esta circunstancia resulta evidente que la elección de la tarifa post-transferencia asume una importancia central, ya que ella tendrá efectos que trascienden de los referidos al equilibrio financiero y económico de la propia EPEC, para incidir sobre el funcionamiento y desarrollo de la economía de la Provincia.

(Plan de Trabajo: 3.3. Relaciones con organismos nacionales y otros entes similares provinciales. Integración regional de los servicios).

El sistema eléctrico provincial

Empresas prestatarias

Luego de la transferencia de los bienes y servicios pertenecientes a A. y EE. (centrales de generación hidráulicas, línea de transporte y distribución, estaciones transformadoras, etc.) a favor de EPEC, la prestación del servicio público de electricidad en el ámbito de la Provincia de Córdoba es atendida casi exclusivamente por esta última empresa, con el apoyo de algunas cooperativas locales en poblaciones del interior.

Prácticamente toda la Provincia está servida desde un sistema interconectado provincial (SIP), quedando escasos servicios de generación aislados que irán incorporándose al cumplirse los planes de extensión de dicho sistema. De esta forma, se va extendiendo un servicio más eficiente, confiable y económico que llegará hasta casi todos los consumidores de la Provincia.

Se observa en el Mapa 1 la localización de los servicios eléctricos atendidos en la provincia, con individualización de las zonas correspondientes a sistemas independientes.

Áreas de servicio

La extensa área de cobertura de servicios que brinda el SIP ha obligado a la Empresa a atenderlos técnica y comercialmente desde ocho delegaciones de zona, con el objeto de lograr la descentralización administrativa y prestar un servicio adaptado a las características propias de cada lugar. Se puede apreciar en el Mapa 2 las áreas de influencia de las delegaciones, correspondientes a 1979.

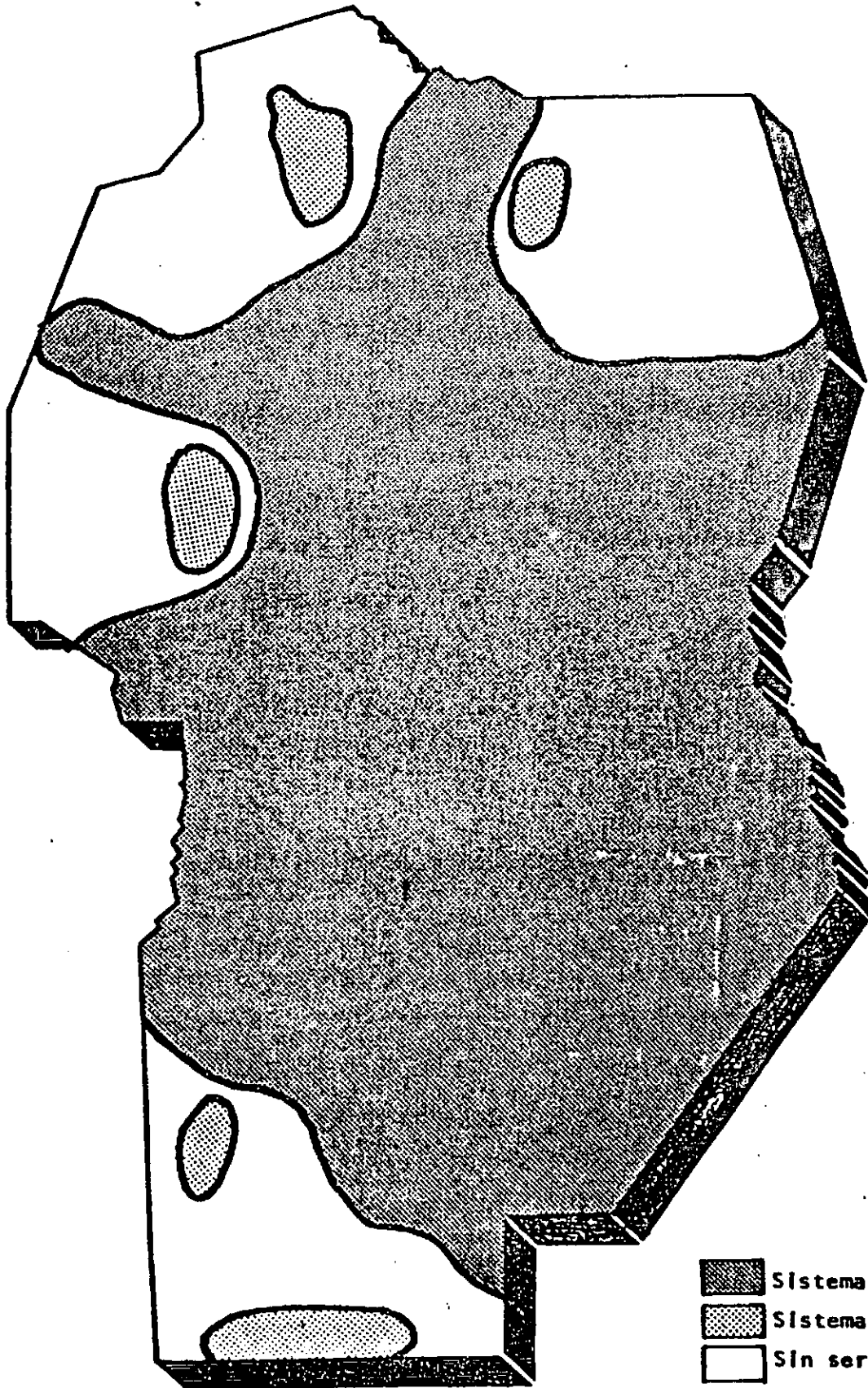
En 1980 fue creada la Delegación Zona I, con cabecera en la localidad de Gral. Levalle, la que no aparece en dicho mapa.

Relaciones de EPEC con otras provincias. Interconexiones

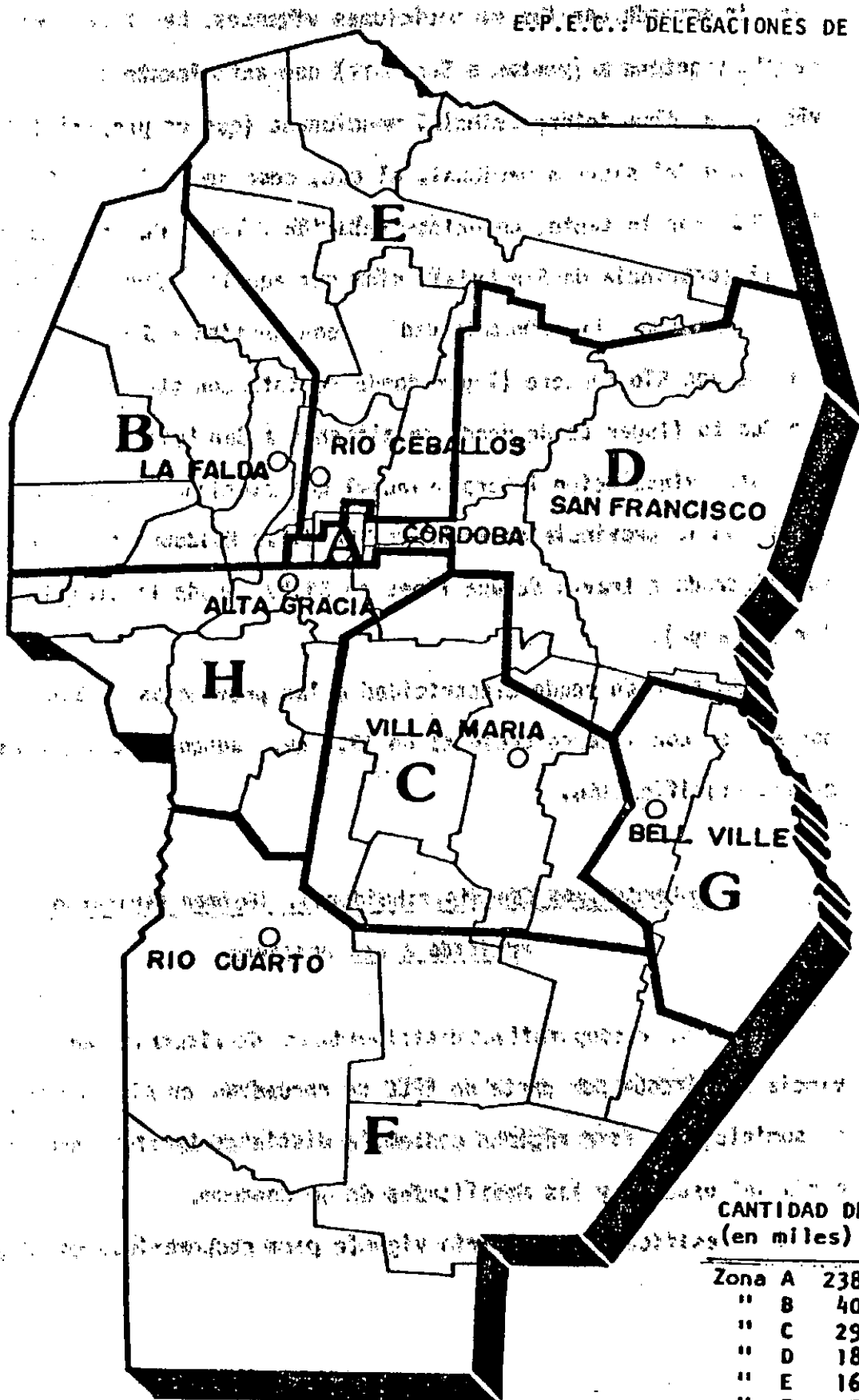
La Provincia de Córdoba está interconectada con la Provincia de San Luis mediante una línea en 132 kv que une las localidades de Río Cuarto y Villa Mercedes.

La prestación de servicios en San Luis está aún en manos de Agua y Energía de la Nación, aunque se prevé su transferencia a la provin-

Mapa 1: AREAS DE LOS SISTEMAS
INTERCONECTADO e INDEPENDIENTES
Areas de Servicio



Mapa 2: DELEGACIONES
DE ZONA- EN 1979



cia, de acuerdo con las disposiciones vigentes. Las transacciones de energía y potencia (ventas a San Luis) que actualmente se producen a través de la línea interprovincial mencionada (que es propiedad de A y EE) provienen del sistema nacional, al que, como se verá está interconectada EPEC. Por lo tanto, no existe relación directa de venta entre EPEC y A y EE (provincia de San Luis), sino que aquella actúa como intermediaria del paso de la electricidad con destino a San Luis por una línea que une Río Tercero (lugar donde se interconecta con el SIN) con Río Cuarto (lugar desde donde se alimenta a San Luis).

Otra vinculación interprovincial que mantiene EPEC es la que tiene lugar con la provincia de La Pampa. En Villa Huidobro se recibe energía suministrada a través de una línea en 33 kv desde la ciudad de Realicó (en La Pampa).

EPEC también vende electricidad a las provincias de Santa Fé y Buenos Aires, con interconexiones en 13,2 kv, aunque estas ventas son de escasa significación.

Intercambios con distribuidoras. Régimen tarifario aplicado a cooperativas

Las ventas a cooperativas distribuidoras de electricidad en la Provincia de Córdoba por parte de EPEC se encuadran en el régimen general de suministros. Este régimen contempla distintas tarifas según la categoría del usuario y las modalidades de su consumo.

La clasificación tarifaria vigente para cooperativas es la siguien

te:

- 1) Cooperativas sin medición de potencia
 - a- en baja tensión (220/380 v)
 - b- en media tensión (13.200 y 33.000 v)
- 2) Cooperativas con medición de potencia en horario de "punta" y "fuera de punta"
 - 2.1) En baja tensión (220/380 v)
 - 2.2) En media tensión (13.200 y 33.000 v)
 - a- con demanda máxima autorizada de más de 40 KW y hasta 1.200 KW
 - i) con medición en el nivel de media tensión
 - ii) con medición en el nivel de baja tensión
 - b- con demanda máxima autorizada de más de 1.200 KW y hasta 5.000 KW
 - c- con demanda máxima autorizada de más de 5.000 KW
 - 2.3) En alta tensión (66.000 y 132.000 v)
 - a- con demanda máxima autorizada de más de 1.200 KW y hasta 5.000 KW
 - b- con demanda máxima autorizada de más de 5.000 KW.

Interconexión. Vinculaciones con el sistema nacional

El Plan Nacional de Equipamiento contempla a la incorporación de la Provincia a la red nacional de interconexión. En cumplimiento del cronograma de dicho Plan se concluyó, en 1980, una línea de transporte de

energía eléctrica en 500 kv que une la estación transformadora de Rosario Oeste, en la Provincia de Santa Fé, con la de Río Tercero (500/132 kv) en la Provincia de Córdoba.

En virtud de la ejecución de estas obras fue posible interconectar la red provincial al sistema nacional, recibiendo energía en base al régimen del Despacho Unificado de Cargas.

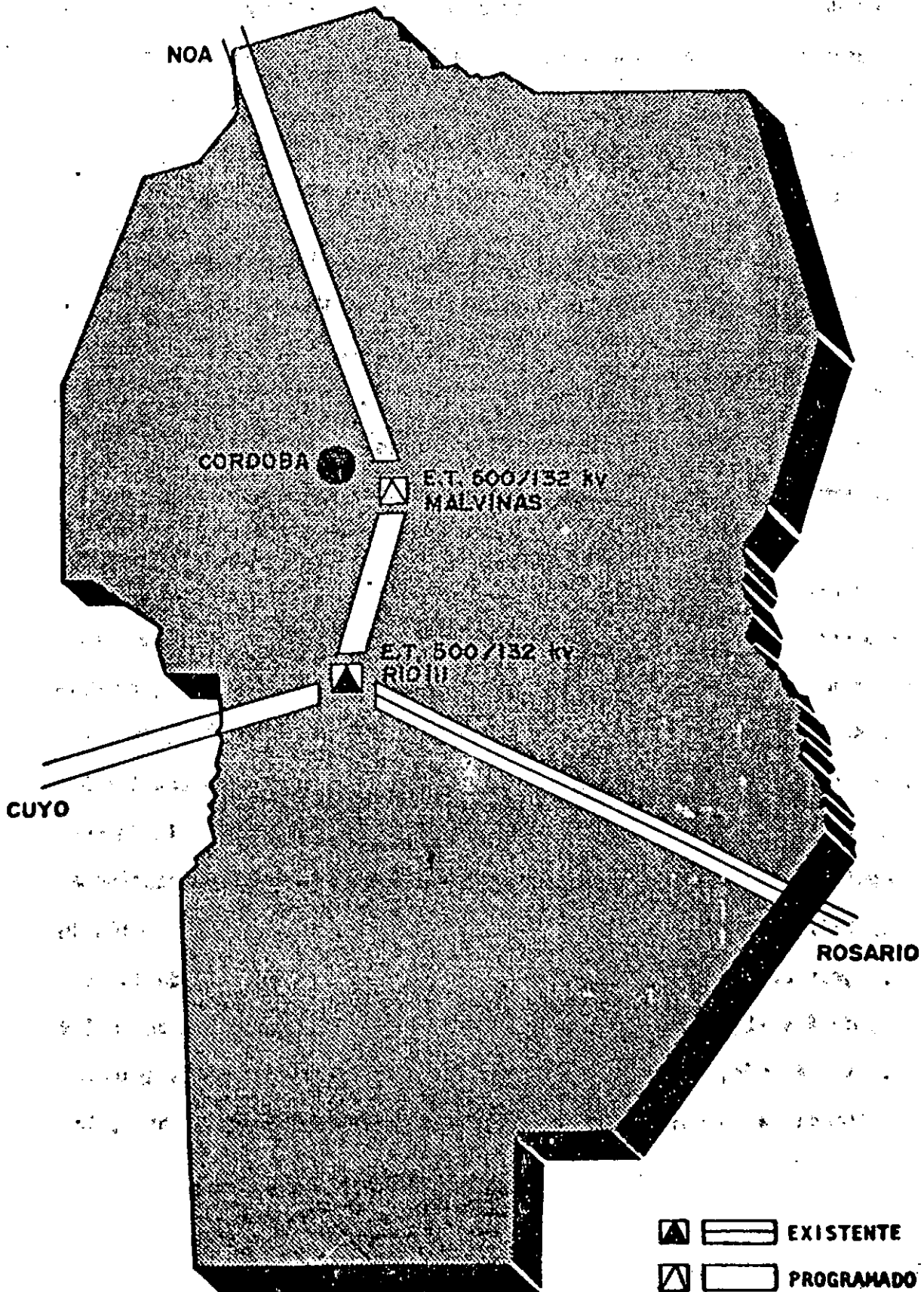
Esta obra, y las previstas para el futuro en materia de interconexión permitirán a la Provincia participar en el mercado eléctrico nacional, aprovechando las ventajas técnicas y económicas que ello significa y accediendo a la energía eléctrica de origen hidráulico cuando se concreten algunos grandes aprovechamientos, principalmente en los Ríos Paraná y Uruguay.

El sistema nacional, adecuadamente organizado, permitirá incorporar definitivamente a la Región Centro (a la que pertenece Córdoba) con el resto del país, asegurando el abastecimiento de sus demandas de potencia y energía (Mapa 3).

Situación actual y proyecciones

El Sistema Interconectado Nacional (SIN), está constituido actualmente por el conjunto de líneas de transmisión en 500 kv que vincula las regiones de Gran Buenos Aires, Litoral y Centro con las fuentes de generación del Comahue, Salto Grande y la central de Atucha. El objetivo del SIN es integrar eléctricamente todos los sistemas regionales del país vinculándolos con las grandes fuentes de generación (Yaciretá, Paraná Medio, etc.); con este propósito, la entonces Secretaría de Estado

Mapa 3: LA RED NACIONAL DE INTERCONEXION EN CORDOBA



de Energía elaboró un plan para el período 1979-2000 que contempla las fuentes de generación que irán desarrollándose a lo largo de este período y, asimismo, sus vinculaciones regionales dentro del sistema de transmisión, mediante líneas en 500 kv y estaciones transformadoras en las provincias que se incorporen.

Todo este conjunto físico de instalaciones, pertenecientes a distintas empresas, tiene un ente regulador que es el Despacho Unificado de Cargas (DUC), cuya función principal es determinar la operación del SIN, para lo cual cuenta con un centro de comando con asiento en la ciudad de Rosario. En este centro se elaboran los programas diarios y, como consecuencia, se regulan las transacciones de energía y potencia entre empresas. Estas funciones les han sido atribuidas al DUC por Ley 15336.

El Plan Nacional de Equipamiento contempla la interconexión de la región centro con el sistema nacional en el año 1982, mediante una estación transformadora de 500 kv en Río Tercero y, en el año 1983, en Malvinas Argentinas (localidad de Monte Cristo). En la actualidad la región se encuentra vinculada con la red nacional a través de una línea en 500 kv que une la estación transformadora Río Tercero con la de Rosario Oeste. Esta línea funciona actualmente en 220 kv con un transformador de 220/132 kv de 150 MVA en Río Tercero. El parque de generación de EPEC, agrupado por tipo de equipos luego de la transferencia de los equipos de A y EE, es el que se detalla en la Tabla 1, con sus potencias efectivas. Además, en el caso de las centrales hidroeléctricas aparece cuantificada la energía media anual; en el de las térmicas de base, la

Tabla 1

Parque de generación de EPEC

Equipos	Potencia Efectiva (MW)	Energía Anual GWh
Hidráulicos	150	450
T.V.B. ^{1/}	150	975
T.V.R:	90	585
T.G.E. ^{2/}	120	-
T.G.N.	127.6	74
TOTAL	637.6	2.084

1/ TVB - Turbinas a vapor de buen rendimiento.
TVR - Turbinas a vapor de regular rendimiento.

2/ TGE - Turbinas a gas existentes
TGN - Turbinas a gas en curso de instalación

Fuente: Elaboración propia en base a datos de EPEC.

energía disponible y en los equipos turbogas, utilizados principalmente para regular la tensión del despacho local, la energía generada con esta finalidad.

Se utiliza un número reducido de equipos turbogas instalados en la provincia para generar en los momentos de pico ya que al estar interconectada EPEC al sistema nacional resulta más conveniente aprovechar la energía más económica (generación hidroeléctrica o térmica de mejor rendimiento) disponible a través de dicha red.

En base a las proyecciones del PNE para la región centro, surge que las demandas anuales que deberá atender EPEC serán las que se muestran en la Tabla 2 para el período 1981-90^{1/}. Los recibos de energía y de potencia del sistema nacional, que permitirán atenderlas juntamente con la producción propia, se muestran en la Tabla 3 y están basados en los siguientes supuestos:

a) Hasta el año 1983 cuando EPEC se interconectará a nivel de 500 kv en Río Tercero y Malvinas Argentinas, se estima que el intercambio efectivo se limitará a alrededor de 70 MW constantes a lo largo de cada día.

b) A partir del año 1983 y hasta el año 1990 inclusive, los equipos de EPEC que operarán son los hidroeléctricos, las máquinas de vapor de buen rendimiento y 50 MW de turbogas. Estos últimos para satisfacer requerimientos locales de tensión.

^{1/} Estas cifras se proyectan con más detalle en una sección posterior de este estudio.

Tabla 2

EPEC. Proyecciones de demandas de energfa y potencia

Perfodo 1981-90

Años	Demandas	
	Energfa (GWh)	Potencia (MW)
1981	2.110	392
1982	2.284	424
1983	2.461	457
1984	2.673	496
1985	2.910	540
1986	3.159	586
1987	3.429	637
1988	3.827	710
1989	4.156	771
1990	4.512	838

Fuente: Elaboración propia en base al Plan Nacional de Equipamiento para los sistemas de generación y transmisión deenergfa eléctrica período 1979-2000 de la SEE.

Tabla 3

**EPEC. Proyecciones de recibos de energía y potencia
desde el sistema nacional**

Período 1981-90

Años	Recibos	
	Energía (GWh)	Potencia (MW)
1981	657	75
1982	657	75
1983	962	110
1984	1.174	146
1985	1.411	190
1986	1.660	236
1987	1.930	287
1988	2.320	360
1989	2.657	421
1990	3.013	488

Fuente: Elaboración propia en base al Plan Nacional de Equipamiento para los sistemas de generación y transmisión de energía eléctrica período 1979-2000 de la SEE.

Sistema interconectado. Operación del despacho de carga

Las empresas que participan en el Sistema Interconectado Nacional (SIN) suministran los datos técnicos y económicos de sus equipos de generación y los niveles esperados de demanda al DUC; este organismo que funciona en A y EE, como ya se dijo, se encarga de ordenar los equipos de generación que deben atender los requerimientos de potencia y energía en cada momento del tiempo. De esta manera, se fijan los programas de operación y quedan determinadas las transacciones de energía y potencia entre las empresas que participan en la producción y la distribución de electricidad.

El principio que rige la operación del DUC es minimizar el costo del despacho, medido como costo de energía o sea con un enfoque esencialmente de corto plazo. El DUC emplea, con este propósito, un modelo de optimización que hace posible el uso de técnicas de computación basadas en la igualación de los costos marginales de funcionamiento de los equipos en operación en cada momento, condición que garantiza el aludido principio de optimización.

Para aplicar el método se distinguen diferentes tipos de equipos en el parque de generación: hidráulicos, nucleares y térmicos. A los efectos del despacho, de estas categorías, la única que se identifica por sus características individuales (relaciones consumo-potencia) es la generación térmica, ya que la hidráulica ofrece ventajas de despacho que aconsejan su uso con primera prioridad, con respecto a todos los demás tipos de generación. Las centrales hidráulicas de pasada deben funcionar con un régimen permanente y con módulo adecuado para aprovechar

el caudal del río, mientras que, a las centrales hidráulicas de aprovechamientos por acumulación (presas, que regulan caudales de agua variables en el tiempo), conviene despacharlas prioritariamente durante las horas o épocas de máxima demanda de manera de usar toda el agua disponible para producir electricidad. Eventualmente, cuando el agua sirve a otros fines (p.e. riego, consumo de la población) éstos usos determinan la oportunidad de generar electricidad, salvo que existan diques compensadores.

Por razones técnicas y económicas los equipos nucleares tienen escasa flexibilidad de maniobra y se los despacha con una potencia casi uniforme a lo largo del tiempo. Sólo se programa su salida de servicio para mantenimiento durante épocas prefijadas.

Con los datos referentes a todos los equipos del SIN^{1/}, el DUC dispone un archivo que utiliza para ordenar el despacho de carga diario. Con esta finalidad se estiman las demandas cada media hora a lo largo del día; estas demandas definen un diagrama de carga para atender con los equipos hidráulicos, nucleares y térmicos del parque de generación.

De acuerdo con las disponibilidades hidráulicas y nucleares se despachan primeramente estos equipos, quedando la demanda restante para ser atendida por máquinas térmicas. Estas máquinas son las que se despachan según un orden que surge del modelo de optimización ya mencionado, procurando igualar sus costos marginales de funcionamiento; en la práctica, los costos marginales se miden por la derivada de la función cos-

^{1/} Salvo aquellos que por su escasa significación no despacha y son operados directamente por sus propietarios.

to total con respecto a la potencia.

En resumen, los costos marginales permiten definir el orden de mérito de los equipos de generación para atender diferentes demandas. El orden de mérito se ajusta cada media hora en respuesta a las variaciones de la carga que debe atenderse y la disponibilidad real de los equipos de generación.

Agrupando por empresas los equipos que entran en operación, y conocidos los niveles de demanda que deban atender cada una, quedan definidos periódicamente los flujos de energía y potencia que se intercambian entre las empresas de servicios públicos que participan en el SIN.

Descripción del régimen tarifario del DUC

Cálculo de las tarifas. Cargos por energía y potencia:

Para el intercambio de energía y potencia entre las empresas del SIN se aplica un régimen tarifario especial^{1/} que se instrumenta a nivel del despacho de cargas.

Para calcular las tarifas, el DUC define un programa tentativo anual de despacho, en base a información que le suministran las empresas participantes, sobre potencias disponibles, demandas y costos de provisión. Este programa conforma un balance de la potencia disponible, de la puesta a disposición del sistema y de los intercambios previsibles entre empresas. En base a estos datos se calculan las tarifas que regi-

^{1/} Resolución 308/76 de la SEE y complementarias N°s. 542/78, 401/79, 76/80, 107/80, 245/80, 328/80 (entre otras).

rán durante el año, que posteriormente se ajustan frente a cambios en los precios de los factores de costo.

Una vez transcurrido el año para el cual se determinó el programa tentativo de operación, las transacciones entre las empresas pueden o no coincidir con las previstas y, en consecuencia, se hace necesario analizar los resultados financieros obtenidos, trasladando al programa anual siguiente cualquier excedente o faltante que tuvieran las empresas con motivo del intercambio.

El criterio básico del régimen de tarifas del DUC consiste en que cada empresa vendedora debe recuperar los costos "propios" por sus ventas al sistema y las compradoras pagar el costo "promedio" del sistema, de tal forma que no haya sobrantes o faltantes en el total.

Los parámetros de tarificación de las transacciones son dos:

- a) energía intercambiada y
- b) potencia puesta a disposición.

La potencia puesta a disposición incluye las reservas calculadas como la diferencia entre la sumatoria de las potencias disponibles de todas las empresas y la demanda máxima conjunta del sistema; el costo de esta reserva se reparte, vía cálculo de las potencias imputables y tarifas, en proporción a la participación de la demanda de cada empresa en la demanda total del sistema.

Si existiese déficit de potencia, es decir la demanda fuese mayor que la potencia disponible, y por lo tanto no existieran reservas, las empresas sufrirían cortes de servicio proporcionales a su participación en la demanda máxima conjunta.

La energía y la potencia se tarifican según el procedimiento dispuesto por la Secretaría de Energía el que contempla cargos por energía y potencia, así:

a) Los cargos por energía que facturan las empresas vendedoras a las compradoras se clasifican por periodos, según la hora del día y época del año en que se produce la venta, siendo éstos, pico, valle y resto. Corresponde a pico el periodo comprendido entre 17,30 y 22,30 horas en invierno y 20,00 y 23,00 horas en verano, y a valle el comprendido entre 22,30 y 6,00 horas en invierno y 23,00 y 6,00 horas en verano; las otras horas del día entran en la denominación de "resto". Por invierno se entienden los meses de Abril a Octubre inclusivos y por verano los de Noviembre a Marzo. Para estos periodos la tarifa vigente, tanto para empresas compradoras como vendedoras, es: 1) para pico, la valuación de 2.750 cal/KWh al precio del fuel-oil de 9.800 calorías/kg de poder calorífico inferior, 2) para valle la de 2.050 cal/KWh y 3) resto 2.250 cal/KWh, para el mismo precio y características del fuel-oil.

b) Para determinar el cargo por potencia debe distinguirse el caso de empresa vendedora del de empresa compradora. Las primeras deben cargar por potencia la diferencia entre sus costos totales de prestación y lo que de ellos recuperan vía cargo por energía.

Las empresas compradoras deben reconocer como cargo por potencia, un promedio, ponderado por la participación de su demanda (más reserva)

en la potencia disponible total, de los cargos de potencia de todas las empresas vendedoras.

Estas tarifas, así definidas, conducen a valores establecidos anualmente, que se ajustan a lo largo del año en base a un procedimiento que consiste en aplicar fórmulas que contemplan la incidencia de los cambios de los precios de los distintos insumos del sector eléctrico sobre los cargos de energía y potencia.

Facturación:

La facturación de la energía y potencia se realiza así:

a) la energía intercambiada entre las empresas, se mide en los puntos de vinculación, registrándose en medidores diferenciales según el período, pico, valle y resto. Al finalizar cada período el DUC totaliza lo que corresponde comprar o vender a cada empresa.

b) para la potencia, se determina diariamente la demanda máxima conjunta del sistema, como el valor máximo del día de las sumas de las demandas que se registran simultáneamente cada media hora. También se determina el faltante o sobrante de potencia efectiva disponible que cada empresa requiere o pone a disposición del sistema, como la diferencia entre su potencia efectiva disponible y su participación en la demanda máxima conjunta más la reserva que le corresponda. Mensualmente, se determinará un promedio algebraico de estos sobrantes y faltantes que es la potencia usada para facturar.

Aspectos generales:

Aspectos importantes relacionados con las transacciones entre las empresas son:

a) que dichas transacciones sólo contemplan la potencia y la energía excedentes ó faltantes de cada empresa con respecto a las destinadas a atender a sus propios usuarios. En consecuencia la energía y la potencia que las empresas producen para atender su propia demanda no intervienen en la regulación del DUC, salvo indirectamente al fijarse el despacho de operación diario,

b) las empresas compradoras que en un período hubiesen pagado excedentes en concepto del cargo por energía con respecto a los costos reales observados de esta categoría, debido a un mecanismo de ajuste que contempla la reglamentación y aplican las vendedoras, serán resarcidas con un descuento sobre el cargo por potencia del programa anual siguiente. Es decir, que se trasladan a potencia cargos que originalmente se facturaron como de energía.

Relaciones con la Nación

La prestación del servicio eléctrico está regida por las disposiciones de la Ley 15336 y sus reglamentaciones. Este cuerpo legal contempla la coexistencia de la jurisdicción nacional con las provinciales, definiendo taxativamente los casos en los que se aplica la primera. De manera que el principio general es el de la preminencia de las jurisdicciones provinciales, respetando el criterio federalista de organización

de la actividad económica que emana de la Constitución de 1853.

La ley mencionada data de 1960 cuando existía una configuración de servicios eléctricos en el país caracterizada por centros de generación y consumo aislados entre sí o con escasas líneas de interconexión y ámbitos limitados a zonas (dentro de una provincia) y, principalmente a municipios.

Por esta causa, los casos de jurisdicción estrictamente nacional previstos en la Ley 15336 se limitan a situaciones muy específicas (territorios nacionales, Capital Federal, generación nuclear, grandes aprovechamientos hidroeléctricos, etc.). Posteriormente, el desarrollo del mapa eléctrico fué cambiando la configuración del servicio, a la vez que la principal empresa de propiedad de la Nación, Agua y Energía Eléctrica, fué ampliando sus actividades a casi todos los territorios provinciales.

Frente a estas nuevas características que definen una situación técnica y económicamente diferente a la que existía cuando se dictó la Ley 15336 comenzaron a plantearse conflictos jurisdiccionales, especialmente en materia de facultades tarifarias. Ello motivó que se dispusiera una modificación a Ley 15336, tendiente a encontrar solución a dicho problema de tarificación. Tal cambio, si bien significó un avance en materia de disminución de los desacuerdos entre A y EE y las provincias, creó una excepción al principio básico de jurisdicción provincial en materia eléctrica, al establecer que la empresa A y EE definía la jurisdicción nacional al entrar en una Provincia (Ley 17004).

Recientemente, las disposiciones de transferencias de los servi-

cios nacionales a las provincias, implican el retorno para el sector eléctrico, en la práctica, al principio federalista. El régimen previsto a tal fin contempla, básicamente, la transferencia a los gobiernos provinciales de las etapas de distribución y comercialización de la electricidad, a las que se agrega la generación menor^{1/}. La nación se reserva la generación (salvo el caso ya mencionado) y la transmisión de la electricidad.

En consecuencia, la situación jurisdiccional de la industria eléctrica en Argentina es compleja, ya que la coexistencia de la jurisdicción nacional con las provinciales es fuente de desacuerdos, que nacen de una legislación antigua y que no se adapta a la realidad actual y resulta insuficiente para las aspiraciones federalistas de muchas provincias.

Por ejemplo, existe una variedad de problemas, cuya mención sirve para interpretar los alcances de desacuerdos que ya se han planteado, o que podrán notarse en un futuro:

1) Propiedad de las centrales de generación y facultades de decisión en materia de planificación de inversiones en nuevos equipos;

2) Política de intercambios de potencia y energía en el Sistema Interconectado Nacional. Facultades de: despacho de la carga, reconocimiento de los costos, reservas de potencia y su asignación interprovin-

^{1/} En los hechos, este criterio ha mostrado excepciones, entre otros, en el caso de Córdoba, donde se transfirieron a la Provincia centrales con módulos de potencia significativos para las características actuales del parque de generación en el país.

cial y normas tarifarias.

3) Inserción de los planes provinciales de transmisión en los planes nacionales, etc.

De lo expresado surge que el sector eléctrico argentino enfrenta un momento crítico que lleva a la necesidad de replantear sus principales características institucionales, las que alcanzan no sólo a su forma operativa sino también a su propia estructura.

Conclusiones de los Capítulos 3.1, 3.2 y 3.3

El capítulo 3.1. contiene una descripción de la presentación del servicio eléctrico en la Provincia con sus principales características y modalidades. Presenta la organización empresarial, aspectos estructurales y funcionales (síntesis estadística), equipamientos de generación y transmisión (participación hidráulica, térmica, vapor, TG., diesel) y planes de expansión (generación, transmisión).

Se hace mención a la política de precios, y se describe el cuadro tarifario, resaltando su estructuración por categorías y la aplicación de cargos por demanda de punta y fuera de punta, y energía diurna y nocturna. Se analizan los aspectos financieros de la transferencia, modificación de niveles de costos y de ingresos por ventas de energía. Las conclusiones sobre estos efectos son:

- a) La tarifa media y el costo medio descienden un 11% y un 11,3% respectivamente, considerando que en principio se mantiene a los ex-usuarios de A. y EE. sus tarifas.
- b) La relación tarifa-costo se mantiene aproximadamente en el 83%.

En cuanto a los otros aspectos afectados por la transferencia, se pueden resumir en las siguientes observaciones:

- 1) Bienes que incluye la transferencia.

Están conformados principalmente por los pertenecientes a las etapas de generación y transmisión, revistiendo particular importancia siete centrales de generación.

2) Personal de A. y EE.

Lo constituían aproximadamente 250 personas que se incorporaron a los planteles de EPEC, según la función que cumplían en A. y EE.

- 3) Problemas técnicos no se detectaron salvo la necesidad de mejorar el mantenimiento de equipos en general.
- 4) Un mejor aprovechamiento de la energía de origen hídrico, al existir un único despacho.
- 5) La clientela incorporada está constituida por grandes usuarios, lo que constituye un caso especial del que deben esperarse efectos muy favorables sobre los costos medios del sistema.
- 6) Las tarifas que aplicaba cada empresa a sus usuarios difieren en varios aspectos y los ingresos de EPEC se incrementan en un 10,5% a 15,1% según que se mantenga o nó, la tarifa que se aplicaba a los ex-usuarios de A. y EE.

Las relaciones de EPEC con otras Provincias se circunscriben a

pequeños intercambios locales, como ser con La Pampa en Villa Huidobro donde se recibe energía de ésta. Las relaciones con distribuidoras se encuentran limitadas a las cooperativas, los cuales se encuadran en el régimen general de suministros.

En las relaciones con el sistema nacional, se tratan varios aspectos, entre ellos sus características técnicas referidas a las instalaciones consistentes en, líneas de 500 kV y estaciones transformadoras. Se estiman los intercambios futuros de la región centro como demandante de energía y potencia, observándose la importancia creciente del abastecimiento desde el SIN.

En cuanto a las implicancias operacionales se destaca que EPEC, al formar parte del SIN, queda supeditado a la operación conjunta del mismo, que es comandada por el Despacho Unificado de Cargas (D.U.C.) y, simultáneamente, las transacciones económicas resultantes, originadas en los intercambios de energía y potencia, se ven reglamentadas por la Resolución 308 de la Secretaría de Estado de Energía.

Aspectos importantes de dicha reglamentación, entre otros, son:

a) Que las transacciones que se facturan sólo contemplan la potencia y energía excedentes o faltantes de cada empresa, con respecto a las destinadas a atender a sus propios usuarios. En consecuencia los costos de la energía y la potencia que producen para atender su propia demanda no se comparten con otras empresas.

b) Los cargos excedentes recaudados por energía de empresas vendedoras, se descuentan al año siguiente de los cargos por potencia. Es decir que se trasladan a potencia cargos que originalmente se consideraron de energía.

Con respecto a los aspectos institucionales cabe destacar que la

coexistencia de la jurisdicción nacional con las provinciales ha demostrado ser en la práctica fuente de desacuerdos, que nacen de una legislación que no se adapta a la realidad actual.

PARTE II

Análisis de la demanda de electricidad

(Plan de Trabajo: 3.4. Proyecciones de la demanda. Desagregación sectorial y regional).

El primer aspecto que debe estudiarse para definir una política de precios para cualquier empresa eléctrica es el del análisis de la demanda que enfrenta. En el presente trabajo el tema se trata en este capítulo, el que abarca dos aspectos: 1) evolución histórica y 2) proyecciones.

Evolución de las ventas

Categorías

De acuerdo con las modalidades de consumo se trabaja con siete categorías de usuarios, que coinciden con las divisiones tarifarias vigentes.

-Residencial:

Comprende a los consumidores que destinan la electricidad al uso doméstico (casas, departamentos, etc.).

-General:

Abarca a los usuarios, con demandas de potencia iguales o menores de 40 kw, que realizan actividad comercial o industrial.

-Gobierno:

Son los suministros a reparticiones oficiales.

-Alumbrado Público:

Es el consumo de electricidad destinado a "iluminación pública" (calles, avenidas, paseos, etc.).

-Servicios de agua:

Son los suministros para plantas de bombeo de agua corriente o de riego.

-Grandes consumos:

Comprende todos los suministros con demanda máxima de potencia contratada superior a 40 kw.

-Cooperativas:

Son los suministros que EPEC hace a cooperativas eléctricas, quedando a cargo de éstas la distribución y comercialización a los usuarios finales.

Las primeras cuatro categorías se atienden en baja tensión desde las líneas de distribución primaria o secundaria.

La quinta categoría (servicios de agua) también puede ser atendida en media o baja tensión también desde las líneas de distribución.

La categoría grandes consumos ya sea en baja, media o alta tensión puede ser atendida desde líneas de distribución o de transmisión. A su vez las cooperativas se conectan en media o alta tensión.

La evolución de los consumos por categorías se presentan en la Ta-

bla 1, para los últimos 10 años. Se nota que las categorías residencial y gobierno han tenido una evolución sostenida; en cambio, grandes consumos sufrió una disminución en los años 1975 y 1976, para recuperar los valores del año 1974 recién en 1978.

El consumo de los servicios de agua permanece prácticamente constante como consecuencia de que la transferencia de nuevas redes al servicio de Obras Sanitarias eliminó plantas de bombeo obsoletas y posibilitó compensar los requerimientos de los aumentos de demanda de agua con las economías de una mayor eficiencia por la centralización de los servicios.

Por último, las cooperativas, como resultado de planes de expansión del sistema de transmisión de EPEC pudieron integrarse a la red provincial mejorando la prestación de sus servicios y favoreciendo, de esta manera, que se produjese un aumento sostenido de sus ventas. Este tipo de proceso de integración del mercado eléctrico provincial está prácticamente agotado, porque, como se muestra en la Tabla 2, las cooperativas que aún mantienen generación propia totalizan cifras irrelevantes.

Regiones

El mercado eléctrico de la Provincia está dividido en ocho regiones cuyos límites ya fueron presentados antes.

Un resumen de la evolución regional y por categorías del consumo de energía se presenta en las Tablas 3 y 4. La primera corresponde a la

Tabla 1

Evolución del volumen físico de las ventas de energía por categoría de usuarios

Años	Categoría						Total	
	Residencial	General	Gobierno	Alumbrado Público	Servicios de agua	Grandes consumos		Cooperativas
(GWh/anuales)								
1971	266,2	160,8	38,9	40,5	13,1	353,8	82,4	955,7
1972	281,5	163,4	40,7	44,6	13,5	405,7	74,3	1.023,7
1973	291,8	166,6	41,7	45,6	12,9	460,8	69,8	1.089,4
1974	322,2	166,3	42,3	47,1	13,9	458,1	118,7	1.168,6
1975	356,6	154,1	43,9	48,8	12,6	421,3	180,0	1.217,3
1976	361,2	143,1	45,0	47,8	11,9	423,1	205,4	1.237,5
1977	378,6	156,9	46,5	49,1	12,4	478,8	242,7	1.365,1
1978	381,0	158,2	51,8	53,5	12,0	467,8	270,4	1.359,7
1979	412,1	180,0	55,1	57,1	12,1	537,7	310,1	1.564,3
1980	451,6	202,4	61,6	61,7	12,9	576,5	348,8	1.715,5

Fuente: Elaboración propia en base a datos suministrados por EPEC.

Tabla 2

Cooperativas de electricidad con generación propia en 1980

Localidad	Zonificación de EPEC	Venta de energía (KWh/anales)	Número de usuarios	Potencia nominal propia instalada (KW)
1. Cerro Negro	E	29.400	46	40
2. Ciénega del Coro	B	43.600	56	48
3. Del Campillo	F	603.000	405	440
4. Huínca Renanco	F	3.768.000	2.404	2.361
5. Lucio V. Mansilla	E	91.360	90	96
6. San Carlos Minas	B	129.000	150	140
7. San José de las Salinas	E	57.720	81	119
8. Villa Valeria	F	454.635	317	650
Total		5.176.715	3.549	3.894

Fuente: Elaboración propia en base a datos suministrados por EPEC.

Tabla 3

Estructura regional de los consumos por categorías. Año 1971

Zonas	Categorías						Total
	Residencial	General	Gobierno	Alumbrado Público	Servicios de agua	Grandes consumos	
				(%)			
A	65,2	59,9	75,7	56,8	53,8	80,2	64,2
B	6,8	8,6	5,7	9,5	15,3	1,2	4,7
C	5,8	6,5	3,6	7,4	11,8	6,3	6,7
D	4,2	4,9	2,4	3,7	1,4	4,0	6,5
E	3,0	2,8	1,8	4,7	10,4	1,9	4,2
F	7,5	8,2	5,6	7,1	4,2	1,3	4,8
G	5,0	6,5	3,8	7,5	1,3	2,1	4,6
H	2,5	2,6	1,4	3,2	1,8	3,0	4,3
Total Pcia.	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0

Fuente: Elaboración propia en base a datos suministrados por EPEC.

Tabla 4

Estructura regional de los consumos por categorías. Año 1980

Zonas	Categorías						Total
	Residencial	General	Gobierno	Alumbrado Público	Servicios de agua	Grandes consumos	
				(%)			
A	61,5	61,7	68,7	52,3	46,2	73,5	53,0
B	6,6	8,8	9,6	11,7	20,2	1,8	5,2
C	6,3	6,0	3,6	8,8	8,5	6,7	8,3
D	4,6	4,9	3,2	3,4	5,7	3,1	9,6
E	3,3	2,8	2,5	4,2	12,0	3,3	4,7
F	8,6	7,6	6,5	7,6	3,0	4,1	8,6
G	6,3	5,6	3,6	8,4	1,1	2,6	5,3
H	2,8	2,6	2,3	3,6	3,3	5,0	5,3
Total Pcia.	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0

Fuente: Elaboración propia en base a datos suministrados por EPEC.

participación de cada zona en las ventas totales por categoría en el año 1971 y la segunda en el año 1980. Así, en 1971 la Zona A (corresponde a Córdoba-Capital) absorbió el 64,2% del total de la energía vendida y el 80,2% de la vendida a Grandes Consumos.

En el año 1980 la participación de la Zona A pasó a ser el 53% en el total y el 73,5% en los Grandes Consumos. Si consideramos a esta categoría como representativa de la industria, las cifras nos brindan un punto de referencia de como se presentó regionalmente el desarrollo del sector industrial en la Provincia.

En la Tabla 5 se presentan las ventas totales de electricidad por zonas desde 1971 hasta 1980. Las relaciones entre las ventas anuales indican que el consumo de la zona más desarrollada (Zona A) creció a una tasa menor que las zonas menos desarrolladas de la Provincia.

Tasas observadas de crecimiento de las ventas de electricidad

A partir de una función de crecimiento exponencial transformada en su forma logarítmica, se ajustaron las observaciones correspondientes a las ventas totales en volumen físico por categoría de usuarios. De esta manera se obtuvieron las tasas promedio que se presentan en la Tabla 6.

En la Tabla 7 el cálculo de las tasas se repite, esta vez por categorías de usuarios (salvo cooperativas) en cada zona de comercialización de EPEC. Es conveniente tener en cuenta que en ambas tablas se usaron cifras de ventas de energía en términos físicos, correspondientes

Tabla 5

Evolución del volumen físico de las ventas totales por zonas

Años	Zonas								Total
	A	B	C	D	E	F	G	H	
	(GWh)								
1971	613,7	45,2	63,5	62,2	40,1	45,8	44,2	41,0	955,7
1972	648,1	47,5	65,4	69,5	48,5	51,6	49,1	44,0	1.023,7
1973	680,4	51,5	70,0	81,1	49,0	56,6	53,0	47,8	1.089,4
1974	707,3	54,6	81,2	96,3	55,4	61,1	60,0	52,7	1.168,6
1975	720,3	63,7	86,0	104,4	57,6	64,2	65,1	56,0	1.217,3
1976	706,7	67,9	93,9	113,9	59,5	70,0	67,7	57,9	1.237,5
1977	761,2	70,1	108,8	126,5	65,8	93,5	73,6	65,6	1.365,1
1978	750,5	74,8	115,5	136,0	67,2	107,6	76,1	67,0	1.394,7
1979	833,8	81,7	127,9	152,1	75,9	125,1	86,8	81,0	1.564,3
1980	909,2	89,8	141,8	164,0	80,7	147,5	91,1	91,4	1.715,5

Fuente: Elaboración propia en base a datos suministrados por EPEC.

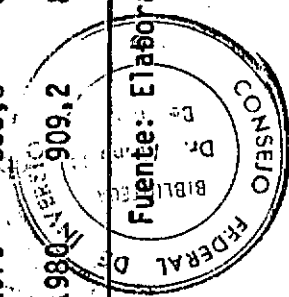


Tabla 6

Tasas de crecimiento promedio de las ventas de energía por categorías de usuarios, en el período 1971-80. Totales de EPEC^{1/}

Ventas a la categoría	Tasa promedio ^{2/} (%)
Residencial	5,8
General	1,4
Grandes consumos	4,1
Gobierno	4,7
Alumbrado Público	4,0
Servicios de agua	^{3/}
Cooperativas	21,4
Ventas totales	6,2

^{1/} Representan alrededor del 90% de los totales en la Provincia.

^{2/} Obtenidas a partir de los datos históricos para los últimos 10 años, mediante el método de mínimos cuadrados aplicado a la serie de observaciones que se ajustan mediante $E_t = E_0(1+t)$

^{3/} No se consigna porque se obtiene un valor negativo, no significativo.

Tabla 7

Tasas de crecimiento promedio de las ventas de energía por categorías de usuarios, en el período 1971-1980^{1/}
(Por zonas de comercialización de EPEC)

Ventas a la categoría	Zonas							
	A	B	C	D	E	F	G	H
	(%)							
Residencial	5,0	5,4	7,1	7,0	7,0	8,0	8,5	7,0
General	0,3	1,5	0,6	1,5	<u>2/</u>	<u>2/</u>	<u>2/</u>	1,8
Grandes Consumos	3,4	10,3	4,5	<u>2/</u>	<u>2/</u>	12,7	5,7	6,2
Gobierno	3,5	13,1	5,7	7,9	6,2	6,2	4,2	10,3
Alumbrado Público	2,7	6,3	6,6	2,9	3,7	5,1	5,6	3,9
Servicios de agua	<u>2/</u>	2,8	<u>2/</u>	23,8	0,5	<u>2/</u>	<u>2/</u>	5,6

^{1/} Excluye cooperativas por las razones que se dan en el texto.

^{2/} No se consignan por ser negativas. El valor adoptado para las proyecciones corresponde a la tasa resultante para los valores extremos del período (años 1971-1980)

Fuente: Elaboración propia

al mercado de EPEC antes de la transferencia de los servicios de A.yEE.^{1/}

El crecimiento atribuible a los consumos de energía del sector Cooperativas fué objeto de un análisis específico, teniendo en cuenta que:

a) las series históricas de ventas de EPEC a las Cooperativas conectadas al sistema provincial reflejan, además del crecimiento vegetativo del consumo, el que surge de incorporar nuevas entidades que se fueron ligando durante el período; ambos factores determinan la tasa del 21,4% que aparece en Tabla 6.

b) las cooperativas que aún faltan incorporarse (Tabla 2) constituyen un mercado reducido y poco significativo. Por lo tanto, su conexión al sistema no incidirá sobre el crecimiento de las ventas como lo hicieron hasta el presente las incorporaciones anteriores.

c) las cooperativas, mientras no se encuentran interconectadas generalmente prestan un servicio caro y poco confiable como resultado de su generación local (equipos pequeños y la más de las veces obsoletos). Esta circunstancia dá lugar a demandas insatisfechas, se manifiestan al conectarse la Cooperativa al Sistema, lo que significa energía en calidad y cantidades suficientes, y a menores precios, con el consiguiente desarrollo del mercado. Este proceso conduce a tasas de crecimiento superiores a las del resto del mercado, interconectado con anterioridad.

Para determinar la incidencia que tienen estos aspectos sobre el crecimiento del consumo sectorial, se siguieron varios pasos.

^{1/} El 50% de la demanda del mercado de A y EE corresponde a FM, es decir es un gran cliente cuya demanda se consideró constante.

Incidencia de las incorporaciones

Durante el lapso 1972-79, para el cual se contó con datos desagregados que reflejan las ventas de EPEC a las Cooperativas, se clasificaron los consumos de cada período, agrupando las instituciones por el año de su interconexión al sistema, obteniendo las tasas de crecimiento correspondientes a cada grupo, los resultados son los que se muestran seguidamente en Tabla 8.

Tabla 8

Tasas de crecimiento de Cooperativas según el año de interconexión

Cooperativas incorporadas en el año	Tasa crecimiento ^{1/} promedio durante el período 1972-79 (% a.a)
1972 y anteriores	21
1973	14
1974	23
1975	7
1976	20
1977	s/d
1978	25

^{1/} Obtenidas considerando la venta de energía que se realizó a cada grupo en particular y aplicando la metodología explicada a pie de página de Tabla 9, llamada 2.

Fuente: Elaboración propia.

También se calcularon la incidencia de las incorporaciones de Cooperativas y de los aumentos de consumos de las que ya estaban interco-

nectadas en las tasas de crecimiento de los consumos globales del sector en cada uno de los años que van de 1974 a 1980.

Tabla 9

Tasas anuales de crecimiento de los consumos de las Cooperativas interconectadas al SIP

Años	Tasas de crecimiento anual		
	Explicadas por mayores consumos de sus usuarios	Explicadas por incorporaciones	Total
(en % a.a)			
1974	66,3	3,7	70,0
1975	41,3	10,3	51,6
1976	3,6	10,5	14,1
1977	-	s/d	18,1
1978	10,1	1,3	11,4
1979	12,8	1,9	14,7
1980	12,5	-	12,5

Fuente: Elaboración propia.

Como se puede apreciar en estas tablas, las incorporaciones son poco explicativas de las altas tasas de crecimiento observadas en el consumo global del sector cooperativas.

Evolución observada de los consumos

A los efectos de conocer el comportamiento de los consumos del con

junto de las Cooperativas de la Provincia, independientemente de si participan o no del sistema interconectado, se proyectó la venta que las mismas realizaron durante el período 1973-79, arribándose a una tasa de crecimiento del 10,4% a.a.

Durante el transcurso de este período, el consumo anual por usuario de las cooperativas que ya estaban interconectadas en 1973, se elevó de 1.725 kwh a 2.262 kwh.

Asimismo, para un grupo de cooperativas elegidas por su representatividad, se calcularon las tasas correspondientes al período 1965-80, como se aprecia seguidamente en Tabla 10.

El consumo total del conjunto de estas cooperativas creció a una tasa del 9,5% a.a en dicho período.

Esta última tasa, que resulta algo inferior a las obtenidas por los otros métodos, es la que se adoptó para proyectar los consumos correspondientes a este sector, teniendo en cuenta que surge del análisis de una serie histórica lo suficientemente extensa y corresponde a un grupo de cooperativas cuya representatividad es notoria.

Relación de las ventas de energía con el P.B.I. y la población

Con el objeto de contar con otros elementos de juicio para la proyección del mercado se ha analizado la demanda total de la Provincia, sin incluir la que atendía A y EE, en función de variables de índole económica y demográfica.

Primero se consideró la relación entre el PBI provincial (desconta

Tabla 10
Tasas de crecimiento de Cooperativas consideradas individualmente

Cooperativas	Tasas de crecimiento (% a.a)
Villa Dolores	10,0
Las Varillas	7,8
Arroyito	12,3
Colonia Caroya	8,3
Oncativo	6,7
Brinckman	19,7
Canals	6,4
Deñ Funes	11,4
Hernando	8,3
Laboulaye	10,1
Las Perdices	5,9
Mina Clavero	7,4
Morteros	10,6
Sampacho	7,3
Villa Mackenna	10,3
Villa del Rosario	12,8
Villa Gral. Belgrano	11,0

Fuente: Elaboración propia.

do el producto agropecuario) y la energía total, para lo cual se utilizó la expresión:

$$E = k (PBI)^X$$

que, transformada mediante logaritmos, permitió estimar los parámetros k y X , así:

$$E = 2,307 (\text{PBI})^{1,6577} \cdot 10^{-7} \text{ 1/}$$

La correlación entre ambas variables resultó ser 0,9747.

La otra función usada contempla la población total de la Provincia. A partir de series históricas de energía y población se calculó el consumo por habitante y su tendencia durante el período. La correlación en este caso fue de 0,9782.

También se estudiaron posibles relaciones sectoriales entre energía consumida por cooperativas y el valor sectorial del producto agropecuario; la energía demandada por grandes consumos y el valor del producto industrial más los de explotación de minas y canteras y construcción, y, por último, las ventas a los sectores comercio, transporte, financiero y de servicios con sus respectivos valores agregados. En estos últimos casos los valores hallados muestran una correlación baja.

Los resultados obtenidos se muestran en la Tabla 13.

Proyecciones de ventas de energía, período 1981-90

Mercado de EPEC

Con las tasas históricas calculadas hasta aquí, se proyectaron las ventas totales y por categoría de usuarios para el mercado de EPEC (antes de la transferencia) para el período 1981-90.

Así la Tabla 11 muestra las proyecciones de las ventas a distintas categorías de usuarios que componen el mercado de EPEC, como asimismo la correspondiente proyección global.

1/ Las estimaciones del coeficiente en el exponente de esta función surgieron de una regresión entre energía (E) y PBI para los últimos diez años, mediante el método de los mínimos cuadrados.

Tabla 11
Proyecciones de demandas de energía por categorías de usuarios
(1981-1990)

Años	Categorías de usuarios							Sumatoria por Categoría	Global
	Residencial	General	Gobierno	Alumbrado Público	Servicio Agua	Grandes Consumos	Cooperativas		
(Gwh/anauales)									
1980	451,6	202,4	61,6	61,7	12,9	576,5	348,8	1.715,5	2.1.715,5
1981	478,0	204,0	64,7	64,4	13,1	595,0	381,9	1.801,1	1.822,1
1982	506,0	205,2	68,0	67,1	13,2	614,3	418,2	1.892,0	1.935,3
1983	535,8	206,7	71,6	70,0	13,4	635,1	457,9	1.990,5	2.055,6
1984	567,4	208,1	75,4	72,8	13,6	657,6	501,4	2.096,3	2.183,3
1985	601,0	209,6	79,5	75,7	13,8	681,4	549,1	2.210,1	2.319,0
1986	636,5	210,8	84,0	79,1	14,0	706,7	601,2	2.332,3	2.463,1
1987	674,5	212,5	88,7	82,1	14,2	734,1	658,4	2.646,5	2.616,2
1988	713,8	214,0	93,8	85,2	14,4	763,3	720,9	2.605,4	2.778,8
1989	757,3	215,6	99,3	89,0	14,6	794,6	789,4	2.759,8	2.951,4
1990	802,7	216,8	102,3	92,6	14,8	829,0	864,4	2.922,6	3.134,8

Fuente: Elaboración propia.

Las proyecciones de consumos sectoriales por zonas hasta 1990 (Tablas A1, A2, A3, A4 y A5)^{1/} se practicaron a partir de las tasas que aparecen en la Tabla 7.

Es de destacar que la proyección del Sector Grandes Consumos de Zona A se basa en valores de 1980 depurados de las demandas más de las empresas consumidoras Renault, Fiat y Corcemar, que luego se adicionan anualmente como un valor constante. Este criterio se siguió considerando que, las magnitudes de dichos suministros, (del orden de 10 MW de potencia^{2/} c/u), sólo se incrementan en cantidades significativas en los períodos en los que estas empresas deciden planes de expansión, sin mostrar una tendencia uniforme.

Mercado integrado (EPEC y servicios transferidos por A. y EE.)

El mercado transferido por A y EE a EPEC presentó en el período 1971-1980 una tasa de crecimiento del 3% a.a; a partir de esta información y de la del consumo de 1980 se proyectaron las ventas anuales hasta 1990 (Tabla 12).

Esta proyección, sumada a las del mercado propio de EPEC (por usuarios y global), como asimismo las que resultan indirectamente del comportamiento de otras variables explicativas (PBI y la población) se presentan en la Tabla 13.

De las cuatro proyecciones de esta tabla, tres fueron realizadas y

^{1/} Las referencias a Cuadros precedidos por la letra A corresponden al Apéndice Estadístico.

^{2/} La demanda de estos tres usuarios representó el 34,5% de la del sector y el 11,63 de la del total en el año 1980.

Tabla 12

Proyección del mercado transferido por A y EE

Años	Ventas en el mercado transferido (Gwh)
1980	188,7
1981	194,4
1982	200,2
1983	206,2
1984	212,4
1985	218,7
1986	225,3
1987	232,1
1988	239,0
1989	246,0
1990	253,6

Fuente: Elaboración propia.

Tabla 13
Resultado de las proyecciones de demanda

Años	Alternativas			
	Basadas en las tendencias históricas (EPEC + A y EE)			n° 4 Proyectada a partir de la población (EPEC + A y EE)
	n° 1 Global	n° 2 Sumatoria de categorías	n° 3 Proyectada a partir del PBI EPEC y A y EE	
(Gwh)				
1980	1.904,2	1.904,2	1.904,2	1.904,2
1981	2.016,5	1.995,5	1.990,6	2.018,1
1982	2.135,5	2.092,2	2.079,1	2.138,4
1983	2.261,8	2.196,7	2.169,3	2.266,4
1984	2.395,7	2.308,7	2.261,3	2.402,9
1985	2.537,7	2.428,8	2.354,9	2.547,0
1986	2.688,4	2.557,6	-	2.700,2
1987	2.898,3	2.696,6	-	2.827,1
1988	3.017,8	2.844,4	-	3.035,0
1989	3.197,4	3.005,8	-	3.218,2
1990	3.388,4	3.176,2	2.848,6	3.412,6

Fuente: Elaboración propia.

utilizando las tasas obtenidas de los análisis globales (alternativas Nos. 1, 3 y 4) y la N° 2 en base a valores por categorías sumados; por lo tan to; esta última es la única que contempla la corrección efectuada a los consumos de las Cooperativas. La variación extrema de valores entre estas diferentes proyecciones para el año 1990 es del 16%.

Las proyecciones a partir del PBI y la población han servido para corroborar las realizadas directamente en base a valores históricos de las ventas. Puede observarse que las diferencias que existen entre las cuatro alternativas resultantes no son significativas; por ello, se adoptó, para las siguientes etapas del trabajo, la N° 2, por considerar que en su elaboración se usó un nivel de mayor desagregación en los datos que le sirven de sustento. Teniendo en cuenta la baja de consumo de electricidad observada este año, por las razones conocidas, la misma ha sido corregida en función de la demanda calculada para 1981, en función de los datos ya conocidos, que se muestra similar a la ocurrida en 1980. Esta corrección se muestra en la Tabla 14.

En esta tabla, a partir del consumo de 1981 (supuesto tasas anuales sucesivas del igual al de 1980) se aplicaron 4% para 1982, 8% en 1983, 7% en 1984 y 6% en 1985, para llegar al año 1986 con igual valor al de la proyección original.

Demanda de potencia

En la Tabla 15 se registra la evolución del factor de carga y de la demanda máxima de potencia de EPEC en el período bajo estudio. Los valores registrados permiten identificar dos sub-períodos:

Tabla 14

Corrección de la proyección de energía

Años	Proyección según la tendencia histórica	Cifras corregidas por baja inicial del consumo
(Gwh/año)		
1980	1.904,2	-
1981	1.995,5	1.904,2
1982	2.092,2	1.980,4
1983	2.196,7	2.138,8
1984	2.308,7	2.288,7
1985	2.428,7	2.425,8
1986	2.557,6	2.557,6
1987	2.696,6	2.696,6
1988	2.844,4	2.844,4
1989	3.005,8	3.005,8
1990	3.176,2	3.176,2

Fuente: Elaboración propia.

Tabla 15

Evolución observada del factor de carga y de la demanda máxima

a) Mercado EPEC

Años	Factor carga	Demanda máxima (MW)
1971	0,557	226,25
1972	0,594	227,90
1973	0,598	236,40
1974	0,600	254,75
1975	0,601	265,70
1976	0,596	275,4
1977	0,601	302,3
1978	0,587	322,2
1979	0,574	372,7
1980	0,572	409,5

b) Mercado consolidado (EPEC y A y EE)

Años	Factor carga	Demanda máxima (MW)
1980	0,585	458

Fuente: Elaboración propia.

a) 1972/1977, durante el que el factor de carga permanece relativa
mente estable (con un máximo de 0,601)

b) 1978/1981, que corresponde a la disminución del factor de carga
hasta 0,572.

Este deterioro obedecería, entre otras, a las siguientes razones:

1) incorporación de nuevos servicios interconectados, con muy ba-
jos factores de utilización iniciales, que mejoran durante el período
de transición,

2) inadecuados incentivos provistos vía tarifas y

3) deterioro de la actividad productiva.

Teniendo en cuenta la experiencia acumulada por EPEC en la aplica-
ción de políticas de precios que procuren orientar hacia un uso más ra-
cional de la energía que se refleje en mejores factores de carga, se
pueden establecer dos hipótesis para el período 1981/1990, que dan lugar
a dos alternativas de proyecciones de potencia.

La hipótesis más conservadora (Alt. I) es que el factor de carga e
volucionará dentro de los valores ya observados en el pasado, recuperan-
do en 1990 el valor que tuvo en 1975 y 1977 (0,601).

La más optimista (Alt. II) implica una política de precios basada
en costos marginales, que permitiría alcanzar en 1990 un valor de
0,639, que corresponde al adoptado para la zona centro en el Plan Nacio-
nal de Equipamiento.

Partiendo de los valores de energía vendida ya calculados se pasa
a los de energía producida (generación más compra) que incluyen las pér-
didas por transmisión y distribución y el consumo propio de las centra-

les de generación (Tabla 16).

Las pérdidas totales registradas en el año 1980 fueron del 23% con relación a las ventas de energía, equivalentes a un 18,9 de la energía producida (generación más compra). Este porcentaje se descompone en un 4,7% de uso propio y 14,2 de pérdidas en la red, valores aceptables que se pueden considerar constantes para el período.

Con los valores correspondientes a la energía producida y los factores de carga se llega a las proyecciones de las dos alternativas (I y II) de la Tabla 19, que corresponden a las potencias máximas anuales (potencias de punta) en el período.

Análisis de la demanda por etapa del proceso productivo
(energía y potencia)

A partir de la información del año 1980, se obtuvo la Tabla 17, donde se visualiza, para las ventas de EPEC, la participación de cada región, en cada una de las tres etapas (transmisión, distribución primaria y distribución secundaria) en las que se divide el proceso productivo de la electricidad.

Las ventas de A. y EE. en cada etapa, por falta de información desagregada a este nivel, fueron estimadas globalmente en función de las características del mercado.

Los porcentajes de pérdidas en cada etapa están referidos al total de la energía que pasa por esa etapa. En alta tensión el 7% incluye el consumo propio (servicios auxiliares) de las centrales de generación y

Tabla 16

Potencias máximas

Años	Energía ^{1/} producida Gwh	Alternativa I			Alternativa II		
		Factor de carga 3	TE (horas) 4	Potencia máxima 5	Factor de carga 6	TE (horas) 7	Potencia máxima 8
1981	2.347	0,575	5.037	466	0,575	5.037	466
1982	2.435	0,578	5.063	481	0,579	5.072	480
1983	2.631	0,581	5.090	517	0,587	5.142	512
1984	2.815	0,584	5.116	550	0,597	5.230	538
1985	2.984	0,587	5.142	580	0,607	5.317	562
1986	3.146	0,590	5.168	608	0,615	5.387	583
1987	3.317	4,593	5.195	638	0,623	5.457	607
1988	3.498	0,596	5.221	670	0,629	5.510	634
1989	3.697	0,599	5.247	705	0,635	5.563	664
1990	3.907	0,602	5.273	741	0,639	5.598	698

Fuente: Elaboración propia.

^{1/} La energía producida proviene de las cifras de la energía vendida (columna 2a de la Tabla 14) incrementadas en 23% por las pérdidas (con relación a venta) la Alternativa I, iguala en el año 1990 el mayor factor de carga registrado en EPEC, mientras la Alternativa II corresponde al adoptado para zona Centro por el Plan Nacional de Equipamiento.

Tabla 17

Energía vendida en 1980 (EPEC) por zonas y nivel de tensión

Zonas	Energía vendida						Total
	Baja tensión		Media tensión		Alta tensión		
	Gwh	%	Gwh	%	Gwh	%	
"A" (Capital)	559,2	61,0	185,6	20,3	171,2	18,7	916,0
"B"	69,1	77,3	20,2	22,6	0,1	0,1	89,4
"C"	61,3	43,1	80,9	56,9	0,1	0,1	142,3
"D"	44,4	27,2	119,3	72,8	-	-	163,7
"E"	31,7	39,3	19,6	24,4	29,3	36,3	80,5
"F"	71,0	49,9	49,2	34,6	22,2	15,5	142,4
"G"	53,3	58,9	37,2	41,1	-	-	90,5
"H"	26,0	28,6	54,6	60,2	10,1	11,2	90,7
Subtotal	916,0	53,4	566,6	33,0	233,0	13,6	1.715,6
A y EE	2,8	1,5	12,3	6,5	173,6	92,0	188,7
Total	918,8	48,3	578,9	30,4	406,6	21,3	1.904,3
Pérdidas ^{1/}	136,9	(13%)	142,0	(8%)	164,3	(7%)	443,2
Generado	1.055,7	45,0	720,9	30,7	570,9	24,3	2.347,5

Fuente: Elaboración propia.

1/ Los porcentajes referidos a la energía que pasa por la etapa en Alta Tensión se encuentran comprendidas las pérdidas por servicios auxiliares.

pérdidas por transformación transmisión. En media tensión el porcentaje de pérdidas (8%) incluye la transformación de alta tensión a media tensión y las líneas de alimentación y distribución primaria, quedando el resto de las pérdidas (rebaje de media tensión a baja y líneas de baja) expresadas en el porcentaje (13%) de baja tensión.

Conclusiones del Capítulo 3.4.

En este capítulo se efectúa la descripción de las categorías de usuarios y se analiza la evolución histórica de su demanda en los últimos 10 años, destacando las pocas cooperativas que restan incorporarse al sistema provincial. Se observa como variaron estas mismas categorías en las diferentes zonas que atiende EPEC. El aspecto más notable es como la zona A (Departamento Capital) va perdiendo importancia respecto al resto. Otro aspecto corresponde a la determinación de tasas históricas de crecimiento de la energía vendida por categorías mediante un análisis del comportamiento del consumo de las cooperativas, debido a la alta tasa histórica, la que se corrigió de acuerdo a los resultados obtenidos.

También se analizaron las ventas frente a la evolución de variables explicativas tales como el PBI y la población. Con este enfoque se realizaron las estimaciones de ventas para la década 1981-90, según las tendencias.

Las proyecciones corresponden a valores globales y por categorías.

Se seleccionó la estimación de ventas de energía basada en el total de las categorías, la que también sirvió para determinar la proyección de la potencia máxima. Finalmente, y a los efectos de posteriormente fundamentar la asignación de costos, se hizo una desagregación de la demanda para las distintas etapas en alta tensión, media tensión, y baja tensión del proceso productivo de la electricidad.

PARTE III

Estudio de los costos de prestación del servicio

(Plan de Trabajo: 3.5. Estudios de los costos de prestación de los servicios. Enfoque financiero y económico. Clasificaciones: criterios empleados y recomendaciones).

El paso siguiente de un estudio que procura definir una política de precios de la electricidad consiste en cuantificar y analizar los costos de prestación del servicio. Estos costos deben estar medidos en función de la responsabilidad de los usuarios y responder al objetivo de recuperarlos, bien sea con un criterio financiero o económico.

Costos del servicio eléctrico

Los costos del servicio eléctrico dependen de un conjunto de factores que son determinados por el proceso técnico de producción y las modalidades que debe reunir su oferta para satisfacer, en tiempo y forma, los requerimientos de la demanda.

Los aspectos más relevantes del proceso técnico que conduce a la oferta se sintetizan en distintas etapas (o niveles) por los que pasa la electricidad. A los fines de este estudio, se consideró suficiente distinguir cuatro: generación (G), transmisión (Tr), distribución primaria (D1) y distribución secundaria (D2)^{1/}

La prestación del servicio a usuarios puede hacerse a cualquiera

^{1/} Las diferencias entre los tres últimos están dadas por distintos niveles de tensión del suministro a los clientes: transmisión (en alta tensión), distribución primaria (en media tensión) y distribución secundaria (en baja tensión).

de los últimos tres niveles (Tr, D1 o D2) variando consiguientemente los costos; mientras mayor sea la tensión de suministro (p. ej. en alta tensión corresponden 132/66 Kv) menores son los costos para la empresa proveedora al evitarse instalaciones y operaciones de transformación a su cargo. En consecuencia, los únicos costos comunes a todos los clientes de un determinado mercado eléctrico, independientemente del nivel de la tensión del servicio, son los de generación (G) y de transmisión (Tr). La inclusión del resto depende de cual sea el nivel de la conexión del servicio.

Los costos de generación ~~se~~ originan en las centrales que funcionan en cada momento del tiempo y varían, sustancialmente, según su tipo: térmica convencional a vapor, turbina a gas o hidráulica. Los restantes, correspondientes a transmisión y distribución (primaria y secundaria) son los que corresponden a la instalación y operación de las redes y equipos de transporte, alimentación y transformación de la electricidad, en su recorrido desde la centrales de generación hasta la conexión del usuario.

La clasificación de cualquiera de los costos utilizada en este estudio comprende tres categorías: capacidad, energía y clientela. Estas categorías surgen como resultado de los principales factores que en cada caso, explican el comportamiento de los costos.

Los costos de capacidad se consideran imputables a las demandas de potencia de punta y se clasifican, a su vez, en cada una de las etapas del proceso productivo eléctrico que los originan. Son, por lo tan

to, de generación, transmisión o de distribución (primaria o secundaria).

Los de energía corresponde imputarse tanto a períodos de consumos de punta como de fuera de punta. En un primer enfoque, la punta se considera, tentativamente, de cuatro horas diarias los días hábiles. Los costos correspondientes a cada período se asignan a los distintos niveles o etapas del proceso productivo eléctrico.

En resumen, la clasificación usada para los costos se presenta en la Tabla 1.

Tabla 1

Clasificación de los costos de provisión de electricidad

Categoría del costo	Etapa del proceso productivo sobre el que incide
1. Capacidad (exclusivamente imputables a las demandas de potencia de punta)	
1.1. De generación	G, Tr, D1, D2
1.2. De transmisión	Tr, D1, D2
1.3. De distribución primaria	D1, D2
1.4. De distribución secundaria	D2
2. Energía	
2.1. Consumos de punta	G, Tr, D1, D2
2.2. Consumos de fuera de punta	G, Tr, D1, D2
3. Clientela (por usuario)	G, Tr, D1, D2
4. Total (1 + 2 + 3)	G, Tr, D1, D2

Interpretando esta tabla a la luz del análisis económico que distingue las situaciones de corto de las de largo plazo, las categorías 2 (Energía) y 3 (Cientela) constituyen costos de corto plazo, mientras que si a éstas se agrega 1 (Capacidad) se tienen los de largo plazo, representados por el rubro 4 o Total.

Esta clasificación es válida tanto cuando los costos responden a un enfoque financiero, como cuando se basan en un criterio económico.

Seguidamente se estudian los costos financieros (o de Ley de creación de la empresa).

Consolidación de los costos totales de EPEC con los de Ex-A. y EE.

Enfoque financiero

Aclaración

A los efectos de cuantificar los costos financieros para los distintos niveles de prestación del servicio, se han utilizado las categorías ya mencionadas de costos de Generación, Transmisión, Distribución Primaria y Distribución Secundaria. Toda la información está elaborada a precios de diciembre de 1980 y para los niveles físicos de producción estimados para 1981.

Costos de generación

Los costos de generación se presentan en las Tablas A.6 y A.7. La

primera corresponde a los costos de capacidad consolidados mientras la segunda muestra los de energía. Ambas categorías de costos se calcularon en base a datos suministrados por EPEC, clasificados en sus principales rubros componentes y para dos situaciones: anterior y posterior a la transferencia de los servicios Ex-A. y EE. (esta última define a los consolidados).

En el caso de los de capacidad puede observarse en la Tabla A.6 que los totales anuales que se añaden con motivo de la transferencia resultan positivos, es decir, que los costos de la potencia incorporada (costos de capital más CFOM) exceden al importe que se pagaría, alternativamente, como compra de potencia.

La situación a la que se llega en los costos de energía es opuesta, ya que, en este caso, se produce una disminución de los costos totales al incorporarse las centrales hidráulicas ex-A y EE. y modificarse la operación del despacho térmico con motivo de su centralización en manos de EPEC. Los resultados aparecen en la Tabla A.7 y permiten inferir que los costos de energía disminuyen para EPEC en alrededor de un 12%, según las cifras halladas.

Considerando conjuntamente ambas categorías (capacidad y energía) el costo total anual de generación se incrementa para EPEC, en alrededor de un 1,2% al transferírsele los servicios de ex-A y EE. Como podrá confirmarse más adelante debido a que las ventas (medidas en kWh) se incrementarían en casi un 18%, el resultado neto mostrará una economía por kWh vendido de aproximadamente 17% en el rubro generación de electricidad. Este porcentaje es el resultado del mejor uso de los

recursos productivos destinados a generar electricidad en el ámbito de la Provincia que ya se había anticipado teóricamente en el Capítulo 3.2.

Los efectos finales sobre los costos totales de prestación del servicio a los usuarios se conocerán una vez que se añadan a estas economías, los resultados netos correspondientes a los costos de transmisión y distribución, aspecto que será tratado en el punto siguiente.

Costos de transmisión y de distribución (primaria y secundaria)

Los costos de los niveles de transmisión, distribución primaria y distribución secundaria fueron clasificados en costos de potencia y energía, con el fin de prepararlos para su asignación a los clientes. Los costos de comercialización se han distribuido en función del número de usuarios.

En la Tabla A.8 se los muestran al nivel de transmisión para EPEC y ex-A. y EE. y los que resultan de su consolidación. En la Tabla A.9 se presentan los correspondientes a energía, propios de este mismo nivel.^{1/}

Los costos totales de EPEC luego de la transferencia, considerando los niveles de generación y transmisión, han aumentado en cerca de un 5%, siendo el costo adicional de transmisión solamente del orden del 15%. Debe destacarse que entre los bienes transferidos por A. y EE. el

^{1/} Debe tenerse presente que en este nivel (transmisión), el sistema de EPEC está interconectado al sistema nacional. En consecuencia, los costos de compra de energía se registran como costos de transmisión. En cambio, EPEC no es compradora de potencia y, por lo tanto, no registran costos de compra de este tipo en la Tabla A.8.

sistema de transmisión tiene una elevada incidencia.

Los costos correspondientes a los niveles de distribución primaria y distribución secundaria, en lo referente a potencia, se muestran en las Tablas A.10 y A.11, respectivamente. Estos niveles no tienen costos propios de energía. La repercusión de la transferencia sobre los costos de distribución resulta en un incremento del 7,2% para distribución primaria y 5,8% para secundaria.

En resumen, el efecto de la transferencia sobre los costos totales anuales de EPEC significa un aumento de los mismos de un 5,4%, porcentaje que incluye costos de capacidad y de energía.

Costos de comercialización

Los costos de comercialización, por su vinculación con la atención de los usuarios, son asignados directamente a los mismos, conformando una categoría distinta a las de capacidad y energía. En la Tabla 2 se observa la incidencia de la transferencia sobre estos costos.

Tabla 2

Costos de Comercialización

Rubro	EPEC	EXA. y EE.	Consolidados
(millones pesos anuales)			
Totales	59.952,63	37.183,4	63.136,4

Fuente: Elaboración propia en base a información suministrada por EPEC.

Intercambios con el SIN o generación propia

Los costos totales de prestación del servicio presentados en la sección anterior corresponden a la operación estimada correspondiente al año 1981. Como EPEC se halla, desde fines de 1980, integrando el Sistema Interconectado Nacional sus costos se ven afectados por las decisiones que adopte la empresa en materia de generación propia o intercambio con dicho sistema. En la Tabla A.12 se detallan los datos físicos que correspondería a las transformaciones previstas para 1981 con el SIN.

En base a estos datos puede simularse la operación del sistema de EPEC, aislado de la red nacional. La modificación que tal supuesto trae aparejada sobre los costos de EPEC se presenta en las Tablas A.13 y A.14 que corresponden a los costos de generación de transmisión respectivamente. Estos resultados pueden ser comparados con los de las Tablas A.7 y A.8 anteriores, que como se recordará corresponden a las mismas categorías de costos pero para la situación de operación normal, es decir con EPEC realizando intercambios con el SIN.

Las economías y costos adicionales que se producen son consecuencias de:

a) costos adicionales de combustibles, por necesidad de generar la energía antes comprada^{1/} al sistema nacional.

1/ Para su cálculo se fijaron los siguientes supuestos:

- i) la energía de punta se genera con TG de 3900 Cal/kWh siendo el combustible consumido 50% DO y 50% Gas.
- ii) la energía de valle se genera con TV de 3000 Cal/kWh consumo gas solamente y
- iii) el resto de la energía se genera: 70% con TV y 30% con TG, consumiendo gas solamente.

- b) ahorro de erogaciones, al no comprar energía al sistema nacional y
- c) disminución de ingresos por no vender excedentes de potencia al sistema nacional.

Para una mejor comparación de los costos de ambas situaciones se ha elaborado la Tabla A.15. que resume los distintos elementos que las conforman.

El resultado de este análisis demuestra la conveniencia para EPEC de integrarse al sistema nacional, que se manifiesta en una economía anual de \$ 23.000 millones de pesos (al dólar de diciembre de 1980: u\$s 11,5 millones). Esta economía está representada principalmente por ahorro de combustibles, lo que la prueba también como beneficiosa para el país.

Costos unitarios

El cálculo de los costos unitarios de capacidad se efectuó a partir de los correspondientes costos totales obtenidos anteriormente, tomando como base los datos consolidados para A y EE y EPEC por etapa del proceso eléctrico (generación, transmisión y distribución) de las Tablas A.6, A.8, A10 y A11. Estos costos totales anuales se relacionaron con las ventas, también anuales, de potencia estimadas en el capítulo 3.4 (Proyecciones de demanda). Los resultados son los de la Tabla 3, Costos Unitarios de Capacidad. Como las demandas de potencia usadas para los cálculos son las que se originaron en los usuarios finales, a los correspondientes costos totales de la etapa de generación se descontaron

Tabla 3

Estimación de Costos Unitarios de Capacidad

Etapa	Costo Total	Potencia Vendida ^{2/}	Costos Unitarios	
			De la etapa	Acumulados
	(millones \$ anuales)	(MW)	(pesos Kw/anuales)	
Transmisión	294.100,5 ^{1/}	789	372.750	372.750
Distribución Primaria	103.793,8	737	140.833	513.583
Distribución Secundaria	117.741,7	600	196.236	709.819

^{1/} Corresponde al costo total de capacidad neto de las ventas de potencia al SIN.

^{2/} Es la potencia vendida en cada etapa más la correspondiente a etapas inferiores, las pérdidas de potencia no se consideran ya que ellas se manifiestan sobre la potencia de pico, que se obtendría de considerar los factores de simultaneidad que afectarían a la potencia vendida.

Fuente: Elaboración propia

los que EPEC recupera directamente por ventas de pontencia al SIN.

Los costos totales anuales de energía (ver Tablas A.7 y A.9) están formados por \$126.793,1 millones en la etapa de generación, más \$29.600,5 millones en la etapa de transmisión, esta última cifra en concepto de compras de energía al SIN, totalizando \$156.393,6 millones anuales.

Para calcular los costos unitarios de esta categoría (energía) se debe conocer como se distribuyen las pérdidas entre las distintas etapas, ya que la energía vendida en cada una produce pérdidas en todas las etapas anteriores. Con este fin se preparó la Tabla A.16 Distribución de Pérdidas de Energía, en donde se asignan las pérdidas a cada etapa y se las añade a las correspondientes ventas.

De esta manera se llega, en la última columna, a las cifras que muestran en GWh/anuales y porcentajes las participaciones de cada etapa en la energía total producida (generación más compra). Estas participaciones permiten distribuir los correspondientes costos totales entre las etapas del proceso.

Los costos unitarios de Comercialización por etapas (Tabla A.17) son el resultado de dividir los correspondientes costos totales por los números de usuarios que toman el servicio en cada etapa, ponderados en función de su incidencia estimada en los costos de este tipo y la importancia relativa de las funciones administrativas y técnicas requeridas para atenderlos. Estas ponderaciones responden a criterios tradicionalmente aceptados en las empresas eléctricas. Los resultados hallados son los que se presentan en la Tabla 4.

Tabla 4

Costos Unitarios de Comercialización por Categoría de Usuario

Categoría	Ponderación	Costo Unitario Básico	Costo Unitario de 1a Categoría
		(\$/usuario/año)	(\$/usuario/año)
Residencial	1	119.292,3	119.292,3
General	2	119.292,3	238.584,6
BT	10	119.292,3	1.119.292,3
G. Consumos MT	15	119.292,3	1.789.384,5
AT	20	119.292,3	2.385.846,0
Gobierno	4	119.292,3	477.169,2
Alumbrado Público	4	119.292,3	477.169,2
Resto	4	119.292,3	477.169,2

La Tabla 5, muestra el cálculo de los costos unitarios de cada etapa que corresponden al KWh vendido.

Tabla 5
Costos Unitarios de Energía por Etapas

Etapa	Distribución de los		Energía Vendida	Costo Unitario de 1a Energía Vendida
	(%)	(millones \$ anuales)		
Transmisión	18,6	29.089,2	406,6	71,5
Distribución Primaria	28,8	45.041,4	578,9	77,8
Distribución Secundaria	52,6	82.263,0	918,8	89,5
Totales	100,0	156.393,6	1.904,3	-

Costos de compra al SIN

La adopción de un enfoque marginalista de tarificación siempre dentro del enfoque financiero requiere plantearse como alternativa de los costos promedios calculados hasta aquí en materia de generación; a los que surgen de comprar al Sistema Interconectado Nacional. La razón es que éstos reflejan los verdaderamente marginales, ya que EPEC tiene abierta la posibilidad de aprovisionarse del Sistema, siempre que la demanda que enfrente de parte de sus usuarios no pueda o no convenga ser atendida desde sus propias centrales. Alternativamente, idéntica marginalidad se visualiza si al reservarse el uso propio de generación se priva de poder vender al Sistema.

En consecuencia para EPEC el Sistema Nacional constituye una fuente o destino marginales, según el caso, de energía y potencia, lo que permite definir los correspondientes costos en función de las tarifas que se apliquen al despacho de la carga del sistema. Esta tarifa está regida en la actualidad por las normas de la Resolución 308 de la ex-Secretaría de Energía de la Nación y cuyos lineamientos generales ya fueron explicados.

Para el caso, solamente se analizarán las tarifas de compra. Además de significar la necesaria referencias para una eventual tarificación marginalista, estas tarifas deberían constituir la base de evaluación de la conveniencia o no de llevar a cabo ampliaciones de la capacidad de generación propia en el marco provincial y operar el parque correspondiente.

Las tarifas que se aplicaron a las demandas de potencia para recuperar costos de capacidad del Sistema Nacional en el último año han sido poco orientativas en esta materia para las empresas compradoras. En efecto, el costo de compra de potencia casi se septuplicó en cinco meses (SIN), al pasar de \$1.059/kW en Diciembre de 1980 a \$6.943/kW de Mayo de 1981. La causa de esta situación debe buscarse en la ya comentada norma de tarificación que lleva a reintegrar vía cargos por potencia, los excedentes que pueden haberse cobrado sobre costos de energía. Frente a esta variabilidad de precios de la potencia resulta difícil justificar el método marginalista que aquí se considera y demuestra la necesidad de revisar el actual régimen de tarificación del Sistema Interconectado.^{1/}

Las tarifas por energía que se establecen en consonancia con la aludida Resolución 308, prevén precios diferenciales para los consumos de punta (\$68,5/kWh) valle (\$51,0/kWh) y resto de hroas (\$56,0/kWh), a valores de Mayo de 1981.

En resumen, este tema es conceptualmente muy importante para definir las políticas de inversión de EPEC y las demás empresas distribuidoras del país y también para sus políticas tarifarias. Lamentablemente, el actual régimen tarifario del DUC no ofrece una base adecuada que permita en la práctica, orientar convenientemente las decisiones que tomen las empresas provinciales.

^{1/} Sobre este tema Cf.: C.A. Givogri, El régimen para los intercambios de energía y potencia en el sistema eléctrico argentino, Estudios, n°16.

Costos económicos

El uso de recursos por parte del sector eléctrico impone un sacrificio a la economía, cuyo valor debería ser medido por lo que estos recursos permitirían obtener en las otras actividades donde se utilizarían alternativamente. Este principio, conocido como el de costo de oportunidad, permite comparar los resultados de asignaciones alternativas de un mismo recurso y facilita el correspondiente proceso de toma de decisiones, orientándolo hacia resultados óptimos.

Para que este esquema basado en principios económicos conduzca a los resultados deseados, es necesario que los costos resultantes se reflejen adecuadamente en las tarifas, para que sean los usuarios quienes al demandar el servicio eléctrico decidan si los costos así trasladados a precios justifican o no sus consumos.

Un análisis pormenorizado de este enfoque, como así de sus alcances, especialmente en lo que atañe con su relación con la política de inversiones en obras de ampliación del servicio, puede consultarse en el trabajo del IEERAL, Estudio de las Tarifas de los Servicios Públicos y Precios Oficiales. ^{1/} (en adelante, el Estudio).

En consecuencia, los costos económicos provienen del uso óptimo de los recursos y su cómputo, que incluye tanto los de capacidad como los operativos, requiere la definición previa de los correspondientes planes de equipamiento cuyo costo es, en el enfoque del largo plazo, el componente más importante.

^{1/} Consultar, asimismo, el anexo metodológico 1.

El caso de EPEC es similar al del resto de las empresas vinculadas con el Sistema Interconectado Nacional, en lo que atañe a los costos de generación y transporte de la electricidad. Para estas categorías de inversiones y operación del Sistema, los costos son casi totalmente comunes, 1/ por lo que el criterio adoptado en este informe consistió en tomar los resultados del Estudio ya citado, actualizarlos a diciembre de 1980 y aplicarlos al caso de EPEC. El procedimiento cubre, como se dijo, exclusivamente los costos de generación y transporte. Para los restantes costos, que corresponden a los niveles de transmisión y distribución, se desarrolló una metodología en todo similar a la del Estudio pero aplicado al caso específico de EPEC.

Costos de capacidad - Generación y Transporte

A la fecha del Estudio, los equipamientos térmicos adelantados (Sorrento "B" y Costanera 7) estaban valuados a u\$s 700/kW, tomados en un 52% en moneda extranjera y 68% en moneda local, según el programa de inversiones del Plan Nacional de Equipamiento, publicado por la ex-Secretaría de Energía.

La componente extranjera, en dólares, fue actualizada con la inflación internacional para este tipo de equipamientos, estimada para los dos años en el 28% y reducida a pesos con el tipo de cambio a Diciembre de 1980.

La parte nacional se ajustó con un factor de 3,805 resultante de la

1/ Sólo podrían diferenciarse, en situaciones especiales, una parte de los de transporte, aspecto que requiere información sobre flujos de energía y potencia en la red nacional, no disponible.

evolución de un índice "ad-hoc", formado por la de los precios mayoristas no agropecuarios (66%), y la de los precios al consumidor (33%), que se consideró representativa de los correspondientes costos. El cálculo da \$ 2.202.638/kW instalado.

Para los costos fijos de operación y mantenimiento, se calcula el valor actualizado a diciembre de 1980 de la cifra original, aplicando idéntico índice, lo que da \$ 31.284.

Las economías de combustible se estimaron llevando los valores obtenidos en dólares de Diciembre de 1978 a pesos de esa misma fecha. De aquí se actualizaron con la evolución del precio del fuel-oil hasta Diciembre de 1980.

Se trabajó con una tasa de descuento del 12% anual y el resultado obtenido para los costos de generación actualizados a Diciembre de 1980, es de \$ 161.883,4 \$/kW/año.

Para los costos de transporte, se usó el mismo criterio que para la parte nacional en generación, aplicando el coeficiente 3,805 para ajustar los precios, ya que prácticamente todo el equipamiento de esta categoría es local; resulta un costo a precios de diciembre de 1980 de \$ 97.620,1 \$/kW/año.

Tomando un coeficiente de pérdidas de potencia de 1,02 se llega a nivel de transporte a:

-costos de capacidad de generación, más costo de capacidad de transporte = \$ 161.883,4 + 1,02 x 97.620,1 = \$ 262.741,1/kW/año.

Costos de energía - Generación y Transporte

Se actualizaron en función de los precios del fuel-oil, quedando así:

-Energía de punta: \$ 70,74/kWh consumido

-Energía de fuera de punta: \$ 63,79/kWh consumido

El valor medio, en función de la participación de cada período en la energía vendida, (23% en punta y 77% fuera de punta), es de \$ 65,40/kWh.

Costos de capacidad-Transmisión y Distribución

La metodología empleada consistió en vincular los principales bienes físicos empleados para atender la demanda, (líneas, estaciones transformadoras, etc.), y el crecimiento de la misma. Esto se logra a través de una regresión de las series históricas de existencias de equipamiento y la demanda máxima que los utilizaba. El coeficiente de este análisis mide el crecimiento de potencia instalada por unidad de aumento de la demanda máxima.

Así, la Tabla A.18 muestra la determinación del coeficiente de regresión para las líneas de transmisión. Las estaciones transformadoras se asignan a distribución primaria, por no necesitarlas los usuarios que toman el servicio en alta tensión.

En la Tabla A.19 se relaciona la potencia instalada en estaciones transformadoras con la demanda máxima; igual procedimiento se siguió con

respecto a las líneas de Distribución Primaria con la salvedad de que, por no contar con datos físicos, se utilizó como dato la inversión realizada, la que se actualizó con un índice "ad-hoc", ésto, se muestra en Tablas A.20 y A.21; estas dos categorías de bienes, líneas y estaciones, se asignaron a Distribución Primaria. A Distribución Secundaria le correspondió los requerimientos de líneas de baja tensión, subestaciones de distribución por cada kW de demanda. La regresión correspondiente a subestaciones se presenta en la Tabla A.22 y con respecto a líneas de baja tensión se utilizó igual proceder que respecto a las de Distribución Primaria. Los resultados se detallan en Tablas A.23 y A.24.

A partir de los coeficientes de regresión calculados se determinaron los costos marginales de las distintas etapas, calculando el costo de cada bien como, el valor anualizado de inversión más el costo de operación y mantenimiento anual por unidad de bien físico; multiplicado por el valor de regresión obteniéndose el costo por kW incremental.

Los resultados se muestran en la Tabla A.25 donde los costos correspondientes a líneas de distribución, tanto primaria como secundaria, se calcularon directamente en pesos por carecerse de información confiable sobre las existencias físicas. Los datos sobre precios utilizados y los de costos de operación y mantenimiento se muestran en el Apéndice Tablas A.26-A.29.

Basándose en los costos marginales obtenidos para los distintos equipos intervinientes, se asignaron éstos a las distintas etapas del proceso y se acumularon utilizando multiplicadores de pérdidas, cuya metodología de cálculo se explica en el Anexo Metodológico 3, para

determinar los costos marginales totales correspondientes a cada etapa.

En Tabla A.30 se muestran los Multiplicadores de Pérdidas utilizados y en la Tabla 6 los resultados finales de los costos de capacidad.

Tabla 6
Costos marginales de potencia por etapas

Costos marginales a nivel de etapa de:	Costo propio de la etapa (\$/kw/año)	Multiplicador ^{1/} de pérdidas	Costo ^{2/} acumulado (\$/kw/año)
Generación y transporte	262.741,1	-	262.741,1
Transmisión	60.761,1	1,1377	359.681,7
Distribución Primaria	312.184,4	1,1556	727.832,5
Distribución Secundaria	460.740,6	1,295	1.403.283,7

^{1/} Se aplica sobre el costo acumulado de la etapa anterior.

^{2/} Es el resultado de agregar a los costos propios de la etapa los acumulados hasta la anterior, corregidos por el correspondiente multiplicador de pérdidas.

Fuente: Elaboración propia.

Costos de Energía - Transmisión y Distribución

Los costos marginales de energía, son aquellos en que se incurre cuando se debe atender una unidad (kWh) más, demandada y son esencialmente los costos del combustible utilizado para atenderla. Por ello, se presentan en el nivel de generación y el efecto que se produce

de realizarse la demanda en niveles inferiores, transmisión, distribución, es el explicado en el Anexo Metodológico 3. Su cuantificación se logra por medio de los multiplicadores de pérdidas de energía, detallados en la Tabla A.30, y los resultados son los de la Tabla 7.

Tabla 7
Costos marginales de energía por etapas

Costos marginales a nivel de etapa de:	Costo propio de la etapa (\$/kwh)	Multiplicador ^{1/} de pérdidas	Costo ^{2/} acumulado (\$/kwh)
Generación y transporte	65,4	-	65,4
Transmisión	-	1,1652	76,2
Distribución Primaria	-	1,1871	90,4
Distribución Secundaria	-	1,3635	123,3

^{1/} Se aplica sobre el costo acumulado de la etapa anterior.

^{2/} Es el resultado de agregar a los costos propios de la etapa los acumulados hasta la anterior, corregidos por el correspondiente multiplicador de pérdidas.

Fuente: Elaboración propia.

Conclusiones del capítulo 3.5

Los costos de prestación del servicio se clasifican, con vistas a ser utilizadas en tarifas por etapas del servicio: generación, transmisión, distribución primaria y secundaria. Simultáneamente, se imputan a tres categorías: potencia, energía y usuarios. Al consolidar los costos de EPEC y Ex-A. y EE., las principales observaciones para la etapa de generación en el caso de utilizar un enfoque financiero en su cálculo son:

i) los costos de capacidad se incrementan (los costos de la potencia incorporada exceden el importe que se pagaría como compra de potencia).

ii) los costos de energía disminuyen para EPEC alrededor del 12%;

iii) el resultado de las dos categorías (capacidad y energía) consiste en un aumento del 1,2%.

iv) debido a que las ventas se incrementarían un 18%, el resultado por unidad vendida significa una economía del 17% aproximadamente.

Para las etapas siguientes (transmisión, distribución primaria y distribución secundaria) los aumentos son alrededor del 15%, 7,2% y 5,8% respectivamente y resultando para el total general un aumento del 5,4%.

También se analiza la consecuencia sobre los costos de la incorporación al SIN de EPEC simulando su operación interconectada o aislada, el resultado es una economía del 4,8% al vincularse al sistema.

A partir de los costos totales hallados y relacionándolos con las ventas estimadas en el capítulo anterior, se obtienen costos unitarios que se utilizarán luego como base para tarifa financiera.

Determinados los costos financieros se destaca la necesidad de un enfoque marginalista que se intenta, en principio, a partir de la tarifa que aplica el despacho de cargas (regidas por Resolución 308 de la ex-S.E.E.) . Este enfoque debió abandonarse por las variaciones que se producen en los niveles de precios del DUC debido a los ya comentados reintegros vía cargos por potencia de excedentes de energía, a más de otros inconvenientes que surgen de normas de la citada resolución.

Finalmente, se elabora un cálculo de los costos económicos para las distintas etapas del proceso eléctrico clasificado en función de la potencia y la energía, que se usarán como base para una tarifa alternativa de la financiera, que ofrezca una estructura de precios de la electricidad capaz de orientar la demanda en función de los costos reales de oportunidad de los recursos que debe utilizar la empresa eléctrica para satisfacerla.

PARTE IV

Régimen tarifario de la electricidad

(Plan de Trabajo: 3.6. Características de los actuales regímenes de tarifas. Financiamiento de los costos. Recargos y Gravámenes. Comparación con la situación nacional y la de otros entes provinciales. Efectos económicos de las tarifas).

Características de los actuales regímenes de tarifas

A los efectos de la facturación a sus usuarios, EPEC los clasifica en categorías y, dentro de éstas y teniendo en cuenta las modalidades de consumo, por sus niveles de demanda (máxima no coincidente o de punta), de consumos y tensiones en las que reciben el suministro, etc. Un resumen del actual régimen tarifario ya fué presentado en el Capítulo 3.1. bajo el título Política de Precios de la Electricidad. En este nuevo capítulo se destacan las características más relevantes del mismo con vistas al análisis posterior.

Existen siete categorías en el cuadro tarifario de la empres que son: 1) residencial, 2) general, 3) grandes consumos, 4) cooperativas, 5) gobierno (Nacional, Provincial, Municipal y otros usuarios especiales), 6) alumbrado público y 7) servicios de agua.

Estas categorías, a su vez, presentan subdivisiones que se orientan a reflejar las modalidades específicas del servicio, convenientemente agrupadas.

Las principales características de cada categoría son:

Categoría Residencial

El precio medio de la electricidad destinada a usos familiares varía de menor a mayor según el consumo mensual de energía registrado

(bimestralmente en kWh) en el medidor de cada usuario. Los escalones de tarificación son: a) 60 kWh/mes iniciales, b) entre 61 y 120 kWh/mes y c) más de 120 kWh/mes. Además, se factura un cargo fijo mensual y no se plantean diferencias tarifarias según el horario o épocas de consumo.

Categoría General.

Presenta dos grandes subdivisiones que ubican al usuario según el destino final que le da a la energía, o sea según la actividad que realiza (comercial o industrial). Las demás características se adaptan al mismo lineamiento mencionado al presentar la categoría Residencial, con la salvedad de que, en este nuevo caso de tarificación de la energía consumida los escalones son: a) primeros 500 kWh mensuales, b) siguientes 4.500 kWh/mes y c) el consumo excedente de 5.000 kWh/mes.

Categoría Grandes Consumos

Es aquí donde se tiene en cuenta otro parámetro de tarificación, a más de la energía consumida que es la demanda máxima individual de potencia (expresada en kw); reglamentariamente se ubican en esta categoría todos los usuarios que tengan una demanda autorizada superior a 40 kw. Otro hecho significativo es la diferenciación horaria de las demandas máximas en 1) horas de "punta" y 2) de "fuera de punta", facturándose su semisuma. Esta categoría presenta múltiples subdivisiones, según dos aspectos del consumo; a) el valor absoluto de la demanda máxima autorizada y b) el nivel de tensión en el que se conecta el suministro. Ofrece precios medios descendentes, tanto para

potencia (kW) como energía (kWh), a medida que estas magnitudes físicas aumentan.

Categoría Cooperativas de Electricidad

Presenta características similares a la categoría antes descripta, con las mismas subdivisiones, determinadas por idénticos valores de los parámetros físicos de las demandas de energía y potencia. Las tarifas medias de cada subdivisión son ligeramente inferiores a las correspondientes a Grandes Consumos. Como su nombre lo indica, las tarifas se aplican a entes cooperativos distribuidores de electricidad interconectados al sistema eléctrico de la Provincia.

Categoría Gobierno

Presenta un cargo fijo mensual y precio medio único para el consumo de energía, salvo para locales donde funcionen entidades de bien público siempre que las últimas se dediquen en forma exclusiva, a la atención, cuidado y ayuda de niños, inválidos y ancianos con fines puramente humanitarios, en cuyo caso a los primeros 150 kWh se los factura al 10% del valor que resulta para la energía. Idéntico temperamento se aplica a las entidades religiosas.

Categoría Alumbrado Público

Esta categoría es la de más simple estructura, ya que contempla un cargo fijo mensual y un precio único para la energía independientemente

del nivel del consumo mensual.

Categoría Servicio de Agua

Existen dos alternativas según que el consumo reconozca o no discriminación horaria. En el caso de no tenerla, la energía se factura en base a un cargo variable uniforme más uno fijo mensual.

La discriminación horaria contempla: a) consumos entre las 10 y 22 horas de un mismo día y b) entre las 22 de un día y las 10 horas del siguiente. Se aplican precios tres veces superiores a los consumos diurnos con respecto a los nocturnos, siendo el cargo fijo similar al que corresponde a las alternativas sin discriminación horaria.

Recargos y Gravámenes. Comparación con la Situación Nacional y de Otras Provincias

Recargos y Gravámenes

Los recargos y gravámenes a las ventas de electricidad en Argentina son de origen nacional, provinciales o municipales. Los de origen nacional se aplican en todo el ámbito del país y surgen de los Fondos: a) Nacional de la Energía, b) Chocón Cerros Colorados y c) Grandes Obras Eléctricas. Suman un 15% del precio, neto de impuestos. En Córdoba no existen impuestos provinciales a la electricidad y los Municipales son variables según la localidad y la categoría del suministro^{1/} y oscilan

^{1/} EPEC no proporcionó esta información en detalle.

en alrededor de un 10%.

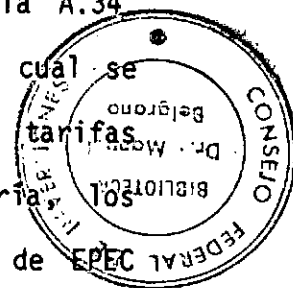
Es interesante comparar la situación en materia de recargos y gravámenes en distintas jurisdicciones del país, lo que puede hacerse por categorías de usuarios consultando las Tablas 1, 2 y 3. Puede observarse que la incidencia de los recargos por estos conceptos oscila entre el 15% y el 40% según el caso. En Córdoba el promedio arroja un 25%.

Comparación con la Nación y Otras Provincias

En las Tablas A.31, A.32 y A.33 tituladas Comparación tarifaria entre diferentes empresas se detallan para las categorías residencial, comercial e industrial (Grandes Consumos, en el caso de EPEC), los cuadros tarifarios ^{1/} resumidos correspondientes a las empresas A. y EE., que prestaba servicio en varias jurisdicciones y SEGBA, que atiende el servicio de la Capital Federal y Gran Buenos Aires, DEBA, cuyo ámbito de acción es la Provincia de Buenos Aires y EPEC.

Como puede observarse en ellos, los cargos de EPEC están por lo general por arriba de los del resto de las empresas, circunstancia conocida que exime de otros comentarios.

Basados en estos cuadros tarifarios se elaboró la Tabla A.34 Aplicación de las diferentes tarifas a consumos tipos, en la cual se observan los resultados a los que se arriban en términos de tarifas monómicas al aplicar, a los consumos tipo en cada categoría, los diferentes cargos. Los valores que se obtienen en el caso de EPEC



^{1/} Ultimos datos consistentes referidos a fines de 1980. Las estructuras no han variado significativamente en 1981.

Tabla 1

Servicio residencial (T.1). Impuestos que gravan el consumo de energía eléctrica

Jurisdicción	Nacionales			Provinciales	Municipales	Total	Observaciones
	Fdo. Nac. Ener.	Or. bras. léct.	Fondo E. Cho- cón				
Cap. Federal	5%	5%	5%	-	1%	16,0%	(1) Campaña exclusivamente
Prov. Bs. As.	5%	5%	5%	7%	8%(1)	22%	(1) Ciudad de Catamarca
Catamarca	5%	5%	5%	12%	12%(1)	27%	(1) Varios (x)
Córdoba	5%	5%	5%	-	10%(1)	25%	(1) Corrientes Capital (x)
Corrientes	5%	5%	5%	0,01 \$/kWh(1)	0,002 \$/kWh(1)	15%+0,012 \$/kWh	
Chaco	5%	5%	5%	12 \$/kWh	5%	20%+12 \$/kWh	
Chubut	5%	5%	5%	10%	-	25%	
Entre Ríos	5%	5%	5%	0,005 \$/kWh+(1) (xx)	8%(2)	23%+(1)+0,001\$/kWh	(1) 15% Tariff media 150kWh/mes T1 (2) Paraná (x)
Formosa	5%	5%	5%	5%	5%(1)	20%	(1) Ciudad Formosa
Jujuy	5%	5%	5%	-	1%(1)	16%	(1) San Salvador de Jujuy
La Pampa	5%	5%	5%	-	-	15%	
La Rioja	5%	5%	5%	-	30%(1)	45%	(1) La Rioja (x)
Mendoza	5%	5%	5%	5%	-	20%	
Misiones	5%	5%	5%	10%+0,30 \$/kWh	-	25%+0,30 \$/kWh	
Neuquén	5%	5%	5%	-	-	15%	
Río Negro	5%	5%	5%	-	-	15%	
Salta	5%	5%	5%	11%	2%(1)	28%	(1) Salta Capital (x)
San Juan	5%	5%	5%	5%	-	20%	
San Luis	5%	5%	5%	5%	9%(1)	29%	(1) Varios (x)
Santa Cruz	5%	5%	5%	-	9%(1)	24%	(1) Caleta Olivia (x)
Santa Fe	5%	5%	5%	35,49 \$/kWh	2,4%(1)	17,4%+35,49 \$/kWh	(1) Rosario (x)
S. del Estero	5%	5%	5%	1,5%	8%(1)	24,5%	(1) Santiago del Estero (x)
Tucumán	5%	5%	5%	-	10%(1)	25%	(1) San Miguel de Tucumán (x)

(x) Incluido en el Total.

(xx) Excluido Federación.

Tabla 2

Servicio Industrial (T.5 - Grandes Consumos). Impuestos que gravan el consumo de energía eléctrica

Jurisdicción	Nacionales				Municipales	Total	Observaciones
	Fdo. Nac. Ener.	Or. br. E. lect.	0- Cho- cón	Provinciales			
Cap. Federal	5%	5%	5%	-	1,5%	16,5%	(1) Campaña exclusivamente. Hasta 6000 MWh - Exced. exento.
Prov. Bs. As.	5%	5%	5%	23%	4%(1)	38%	(1) S. Fdo. del Valle de Cat. (x)
Catamarca	5%	5%	5%	12%	12%(1)	39%	(1) Varios (x)
Córdoba	5%	5%	5%	-	10%(1)	25%	(1) Corrientes Capital
Corrientes	5%	5%	5%	0,01 \$/kWh	0,002 \$/kWh(1)	15%+0,012 \$/kWh	(1) Varios (x)
Chaco	5%	5%	5%	12 \$/kWh	5%(1)	20%+12 \$/kWh	(1) Corrientes Capital
Chubut	5%	5%	5%	10%	-	25%	(1) Varios (x)
Entre Ríos	5%	5%	5%	0,005 \$/kWh+(1)	2%(2)	17%+(1)+ 0,005 \$/kWh	(1) 15% Tarif. media 150kWh/mes T (2) Paraná (x)
Formosa	5%	5%	5%	5%	5%(1)	20%	(1) Ciudad Formosa
Jujuy	5%	5%	5%	-	1%(1)	16%	(1) San Salvador de Jujuy (x)
La Pampa	5%	5%	5%	-	-	15%	(1) La Rioja (x)
La Rioja	5%	5%	5%	-	15%(1)	30%	-
Mendoza	5%	5%	5%	12%	-	27%	-
Misiones	5%	5%	5%	10%+0,30 \$/kWh	-	25%+0,30 \$/kWh	-
Neuquén	5%	5%	5%	-	-	15%	-
Río Negro	5%	5%	5%	-	-	15%	-
Salta	5%	5%	5%	11%	2%(1)	28%	(1) Salta (x)
San Juan	5%	5%	5%	5%	-	20%	(1) Varios (x)
San Luis	5%	5%	5%	5%	9%(1)	29%	(1) Caleta Olivia (x)
Santa Cruz	5%	5%	5%	-	9%(1)	24%	(1) Rosario (x)
Santa Fe	5%	5%	5%	35,49% \$/kWh	2,4%(1)	17,4%+35,49 \$/kWh	(1) Santiago y La Banda (x)
S. del Estero	5%	5%	5%	1,5%	10%	26,5%	(1) San Miguel de Tucumán (x)
Tucumán	5%	5%	5%	-	10%(1)	25%	-

(x) Incluido en el Total.

Tabla 3
Servicio Comercial (T.2). Impuestos que gravan el consumo de energía eléctrica

Jurisdicción	Nacionales			Provinciales	Municipales	Total	Observaciones
	Fdo. Nac. Ener.	Or. bras. léc.	Fondo Cho- con				
Cap. Federal	5%	5%	5%	-	1.5%	10.5%	(1) Campaña exclusivamente
Prov. Bs. As.	5%	5%	5%	23%	6%(1)	39%	(1) Catamarca (x)
Catamarca	5%	5%	5%	12%	12%(1)	39%	(1) Varios (x)
Córdoba	5%	5%	5%	-	10%(1)	25%	(1) Corrientes Capital (x)
Corrientes	5%	5%	5%	0.01 \$/kWh	0.002 \$/kWh(1)	15%+0.012 \$/kWh	
Chaco	5%	5%	5%	12 \$/kWh	5%	20%+12 \$/kWh	
Chubut	5%	5%	5%	10%	-	25%	
Entre Ríos	5%	5%	5%	(1)+0.005 \$/kWh	5.5%(2)	20.5%+(1)+ 0.005 \$/kWh	(1) 15% Tarif. media 150kWh/mes T1 (2) Paraná (x)
Formosa	5%	5%	5%	5%	5%(1) (x)	25%	(1) Ciudad Formosa
Jujuy	5%	5%	5%	-	1.5%(1)	16.5%	(1) San Salvador de Jujuy (x)
La Pampa	5%	5%	5%	-	-	15%	
La Rioja	5%	5%	5%	-	25%(1)	40%	(1) La Rioja (x)
Mendoza	5%	5%	5%	12%	-	27%	
Misiones	5%	5%	5%	10%+0.30 \$/kWh	-	25%+0.30 \$/kWh	
Neuquén	5%	5%	5%	-	-	15%	
Río Negro	5%	5%	5%	-	-	15%	
Salta	5%	5%	5%	11%	2%(1)	28%	(1) Salta (x)
San Juan	5%	5%	5%	5%	-	20%	
San Luis	5%	5%	5%	5%	9%(1)	29%	(1) Varios (x)
Santa Cruz	5%	5%	5%	-	9%(1)	24%	(1) Caleta Olivia (x)
Santa Fe	5%	5%	5%	35.49 \$/kWh	2.4%(1)	17.4%+35.49 \$/kWh	(1) Rosario (x)
S. del Estero	5%	5%	5%	1.5%	10%(1)	26.5%	(1) Santiago del Estero (x)
Tucumán	5%	5%	5%	-	10%(1)	25%	(1) San Miguel de Tucumán (x)

(x) Incluido en el Total.

resultan los más elevados, tal como puede inferirse en las Tablas anteriores. Estas diferencias pueden originarse en diferentes factores cuya consideración requería estudios analíticos de los costos de las demás empresas.

Por último la Tabla A.35 brinda cual ha sido la evolución a valores constantes (calculados a partir de las tarifas nominales y los índices de precios mayoristas) de las tarifas residenciales y para grandes consumos de las empresas consideradas. En la primera categoría la recuperación de la tarifa real cobrada por EPEC es notable en 1980 y también significativa en el caso de grandes consumos, lo que estaría señalando una política de precios de la electricidad muy distinta en Córdoba a la del resto del país en términos de la incidencia de las tarifas de los servicios públicos sobre el nivel de vida de la población y los costos industriales.

(Plan de Trabajo: 3.8. Principales conclusiones del estudio de costos y su aplicación al cálculo de tarifas. Responsabilidad del usuario en las tarifas. Criterios sugeridos y proposiciones tarifarias.

Costos y su aplicación según la responsabilidad del usuario

Resultados: financiero y económico

Los costos relevantes obtenidos en el capítulo 3.5 corresponden a dos enfoques: 1) financiero y 2) económico. El primero surge del cómputo de las erogaciones corrientes y de los gastos implícitos (rentabilidad y depreciación) de la empresa respetando las normas contenidas de valuación en la ley de creación de EPEC. Es por esto que se denominan financieros ya que, conjuntamente con los ingresos, determinan la situación correspondiente de la entidad y sus posibilidad de hacer frente a las erogaciones corrientes y de capital.

El segundo corresponde a la medición de los mismos insumos, aunque procura expresarlos en valores que reflejen su incidencia para el conjunto del sector eléctrico argentino y la economía del país, circunstancia que obliga a considerarlos con un enfoque marginal. Como se explica en el Anexo Metodológico 1 los precios imputados en este último caso deberían basarse en costos de oportunidad. Las limitaciones que significa no disponer de estos valores bajo la forma de precios de cuenta aceptados para la evaluación de proyectos públicos, obligó a no considerarlos, tomando en cambio los valores corrientes o precios de mercado.

En la Tabla 1 se presenta un resumen de costos según el enfoque financiero, en términos de valores medios correspondientes a los

Tabla 1

Costos financieros unitarios estrictos

Etapas	Categorías	Costos unitarios de:		
		Comercialización	Energía	Potencia
		(\$/usuario-año)	(\$/kwh)	(\$/kw-año)
Distribución secundaria {	Residencial	119.292,3	89,5	709.819
	General	238.584,6	89,5	709.819
	Grandes consumos	1.192.923,0	89,5	709.819
	Gobierno	477.169,2	89,5	709.819
	Alumbrado público	477.169,2	89,5	709.819
	Resto	477.169,2	89,5	709.819
Distribución primaria	Grandes consumos	1.789.384,5	77,8	513.583
Transmisión	Grandes consumos	2.385.846,0	71,5	372.750

Fuente: Elaboración propia en base a datos del Capítulo 3.5 (Plan de Trabajo).

distintos niveles de prestación del servicio para las categorías conocidas de usuarios. Esta misma información ampliada para varios grupos de consumos dentro de cada categoría, puede consultarse en las Tablas A.36/41.

Responsabilidad de los usuarios en los costos financieros

El concepto de recuperación de costos que se ha adoptado en este informe respeta el principio básico ya comentado en el capítulo anterior referido al equilibrio financiero.

En consecuencia, se analiza si los actuales cargos tarifarios, por categorías y subdivisiones, se ajustan en su estructura a la que surge de la asignación de los costos financieros que respeta los lineamientos convencionales (Ley de creación) que se aceptan en la empresa.

Relaciones entre las tarifas y los costos financieros

Los datos físicos correspondientes al número de usuarios, demandas de potencia no coincidentes ^{1/} y energía vendida para las distintas categorías y tensiones de suministros se presentan en la Tabla A.42, a la que también se han agregado los costos financieros totales que corresponden recuperar de cada categoría de usuarios. Estos costos son los que provienen de los cálculos del capítulo 3.5, asignados por escalón del proceso productivo de la electricidad.

Enseguida (Tabla A.43) se estiman los ingresos que produce, sobre

^{1/} Sólo se utilizan para facturar las demandas de Grandes Consumos en Tr, D2 y D1.

estas mismas demandas (potencia y energía), la aplicación de las tarifas de EPEC (a idénticos niveles de precios que los costos), los que también se discriminan entre las categorías de usuarios.

Por último, se establecen las correspondientes relaciones entre ingresos tarifarios y costos (T/C) en la Tabla 2, para cada categoría. Esta relación muestra que el financiamiento global resulta deficitario en alrededor de un 15%. Por categorías los (déficits) y superávits son:

- Residencial	(112,8%)
- General	44,0%
- Grandes Consumos D2	(17,6%)
- Grandes Consumos D1	21,0%
- Grandes Consumos Tr	44,0%
- Gobierno	43,0%
- Alumbrado Público	9,0%
- Resto	40,0%

Cabe señalar que los suministros a Cooperativas en D2, D1 y Tr conforman situaciones equivalentes a la correspondiente a Grandes Consumos.

De estas cifras porcentuales surge que las actuales tarifas implican una fuerte transferencia de responsabilidad en los costos desde la categoría residencial a las demás (salvo el caso de Grandes Consumos en Distribución Secundaria).

Financiamiento de los Costos

La prestación del servicio eléctrico que hace EPEC requiere que las recaudaciones por ventas al conjunto de sus usuarios, cubran los costos

Tabla 2
Relaciones entre ingresos tarifarios y costos totales por categorías de usuarios finales^{1/}

Categoría	Ingresos tarifarios (T)	Costos totales a recuperar (C)	Relaciones (T/C)
	(\$ x 10 ⁹)		
Residencial	175,0	368,4	0,47
General	128,2	89,3	1,44
Grandes consumos en D2	42,8	50,2	0,85
Grandes consumos en D1	139,7	115,9	1,21
Grandes consumos en Tr	69,7	48,5	1,44
Gobierno	40,4	28,3	1,43
Alumbrado público	28,9	26,6	1,09
Resto	10,9	7,8	1,40
Totales	635,6	735,0	0,86

Fuente: Elaboración propia.

^{1/} Excluye ventas y sus costos al SIN.

en los que incurre a tal efecto. El aspecto está contemplado expresamente en la Ley de creación de la empresa la que establece este principio general, con explicitación de los elementos que conforman los costos que deben cubrirse mediante tarifas.

Esta enunciación permite interpretar que el propósito tenido en cuenta en el ordenamiento legal del servicio eléctrico apunta a que EPEC recupere globalmente sus costos financieros^{1/}, entendiéndose por tales los que se producen vía: a) erogaciones corrientes en insumos del servicio (salarios, combustibles, materiales de operación, etc.) y b) costos implícitos de capital, conformados por los rubros de depreciación de los bienes destinados al servicio y rentabilidad; esta última es calculada sobre una Base Tarifaria, cuya definición también se establece en el instrumento legal citado.

Estas disposiciones reglamentarias constituyen un punto de referencia general destinado a finar la necesidad del autofinanciamiento de la empresa, lo que, de por sí, juega como una restricción que debe respetarse en su administración y conduce a un nivel de tarifas predeterminado.

Sin embargo, es obvio que para llegar a este nivel promedio, que lleva al equilibrio presupuestario, pueden aplicarse diferentes estructuras tarifarias, o sea a cargos diferentes a las distintas categorías o subdivisiones de los usuarios o sus modalidades. Las asignaciones de costos a los usuarios que surgen de estas estructuras de tarifas pueden responder a distintos criterios, que procuran responsabilizar al cliente lo más apropiadamente posible. Esta sección se limita al enfoque financiero (legal) o sea al equilibrio de la empresa.

En la Tabla 3 se presente el Cuadro de Fuentes y Usos de Fondos, correspondiente a los años 1980 y 1981. Este último, constituye una estimación hecha en base a los costos financieros calculados en el capítulo anterior (niveles de actividad para 1981 y precios de diciembre de 1980) y puede ser usado como referencia para determinar si el nivel tarifario vigente es adecuado.

Puede observarse un desahorro en la cuenta corriente (parte A de la Tabla) el que no debería existir si las tarifas garantizaran la recuperación de costos de capital previstos por ley, los que pasarían a financiar la cuenta de capital (parte B de la Tabla).

Este desahorro desaparecería con un ajuste tarifario del 15,3%, según se desprende del siguiente cálculo:

$$\text{Ajuste requerido} = \frac{\$ 99,5}{\$ 649,9} \times 100\% = 15,3\%$$

En estas condiciones, el endeudamiento requerido disminuiría a solamente \$ 15,6 miles de millones. Sin embargo, es prudente no abrir juicio sobre este último, ya que ello significaría admitir que la inversión anual estimada está justificada, aspecto éste que será tema del próximo capítulo.

Asignación de los costos económicos

A partir de los valores encontrados anteriormente para los costos económicos, se puede estructurar la tarifa que se detalla en tabla 4 donde, a las diferentes categorías, se les asignó un cargo por potencia, otro por energía y uno por usuario, según el nivel de tensión en el que

Tabla 3

Fuentes y usos de fondos

Concepto	Años	
	1980 ^{1/}	1981 ^{2/}
(miles de millones de \$)		
A. Cuenta Corriente		
1. Ingresos ventas	432,3	649,9
2. Erogaciones corrientes	377,7	477,4
3. Costos de capital	157,2	272,0
-Depreciación	64,2	111,8
-Rentabilidad	93,0	160,2
4. Ahorro (1-2-3)	(102,6)	(99,5)
B. Cuenta Capital		
1. Inversión (Estimada)	139,6	280,0
2. Financiamiento	54,6	172,5
-Ahorro	(102,6)	(99,5)
-Costos de capital	157,2	272,0
3. Endeudamiento	85,0	107,5

Fuente: Elaboración propia en base a datos de EPEC.

^{1/} A valores corrientes del año 1980.

^{2/} Proyecciones a valores constantes de Diciembre de 1980.

Tabla 4

Cargos tarifarios promedios basados en costos marginales

Categorías del Usuario	Cargos Promedios		
	Potencia (\$/kw/año)	Energía (\$/kw-hora)	Comercialización (\$/usuario/año)
Residencial	1.403.283,7	123,34	119.292,3
General	1.403.283,7	123,34	238.584,6
Gobierno, Alumbrado Público, Resto	1.403.283,7	123,34	477.169,2
Grandes Consumos y Cooperativas:			
- Baja Tensión	1.403.283,7	123,34	1.192.923,0
- Media Tensión	727.832,5	90,46	1.789.384,5
- Alta Tensión	359.681,7	76,20	2.385.846,0

Fuente: Elaboración propia.

se presta el servicio.

Relaciones entre las tarifas y los costos económicos

Una estructura tarifaria que pretenda orientar eficientemente la demanda de electricidad debe trasladar al usuario los costos económicos.

Con el propósito de analizar la medida en que se cumple con este principio en la estructura tarifaria de EPEC, se han elaborado las Tablas (A.44 a A.48), que muestran las situaciones en cada categoría de clientes, para distintos niveles y características de sus consumos. Las relaciones entre tarifas y costos se refieren a los niveles medios, sin tener en cuenta consideraciones referidas a punta/fuera de punta.

Los subsidios implícitos^{1/} se observan para los niveles de consumos más bajos, en la mayoría de los casos. Las penalidades, por oposición, recaen sobre los mayores.

Las distorsiones más notorias corresponden a:

- Residencial para los que los subsidios van desde un 376% hasta un 41%.
- Grandes Consumos y Cooperativas en transmisión con consumos de más de 500.000 kWh/mes con penalidades entre un 17% hasta un 28%.

Las situaciones resultantes pueden visualizarse, rápidamente, en los gráficos 1 y 2 que muestran los casos extremos, correspondientes a Grandes Consumos (Tr) y Residencial.

La conclusión de esta sección es que se requiere procurar un ajuste de tarifas entre categorías y aún intracategorías de manera de acortar las mayores diferencias (subsidios/penalidades) entre tarifas y costos. No debe olvidarse que tanto los subsidios como las penalidades (éstos

¹ / Diferencias positivas entre costos y tarifas.

últimos actúan como impuestos) no trasladan debidamente al usuario su responsabilidad en los costos y provocan decisiones de consumir que no tienen en cuenta los costos en términos de recursos que demandan a la economía.

Por ejemplo, en la categoría residencial se da el caso de consumidores directos de EPEC fuertemente subsidiados y la posibilidad de que los indirectos (clientes de Cooperativas) estén penalizados.

Costos y Tarifas Horarios

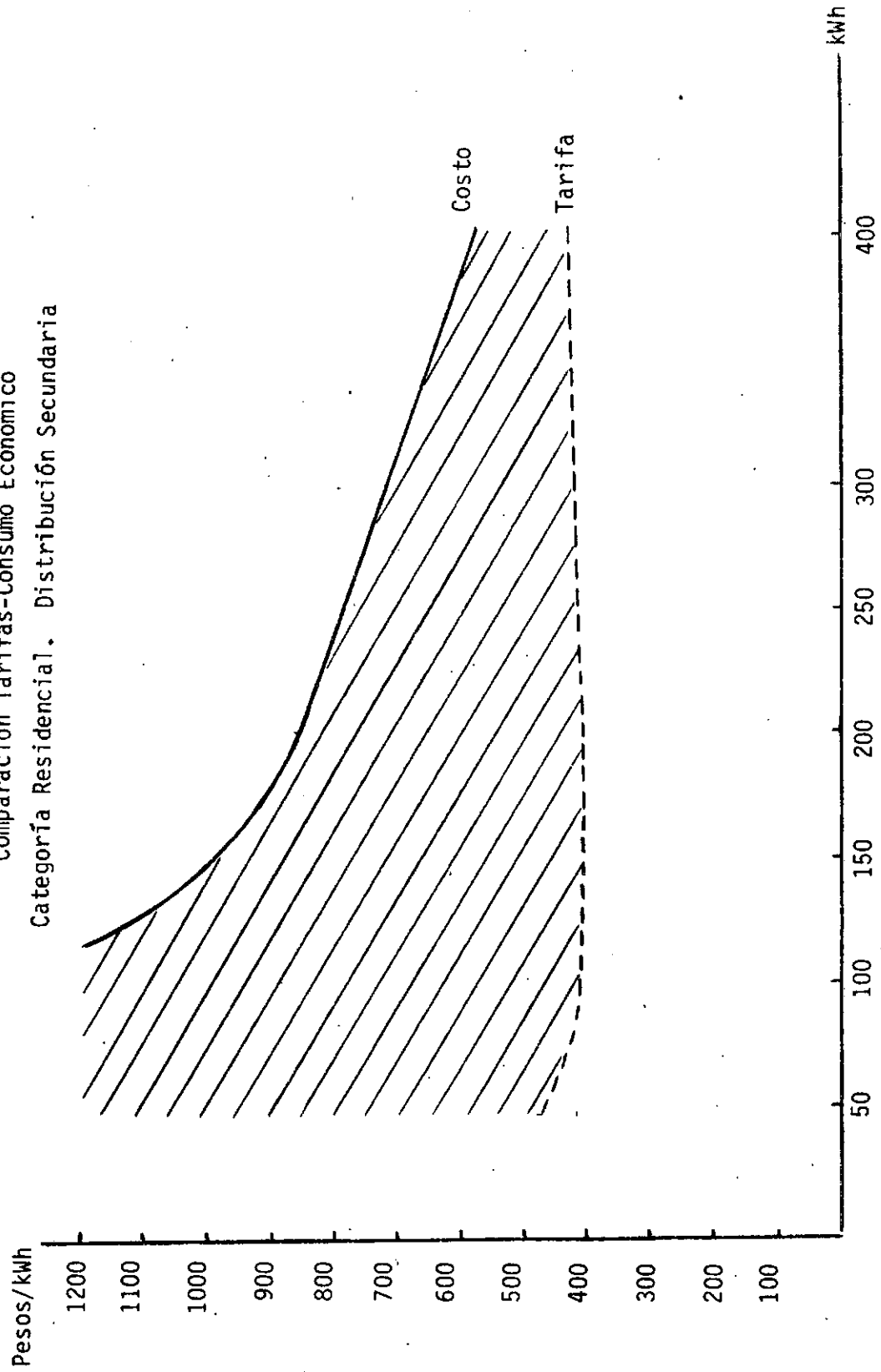
En la Tabla A.49 se resumen por niveles de tensión, categorías y códigos de usuario las tarifas que aplica EPEC, que reconocen diferenciación horaria. Asimismo, se presentan los costos económicos estrictos que surgen de los resultados anteriores.

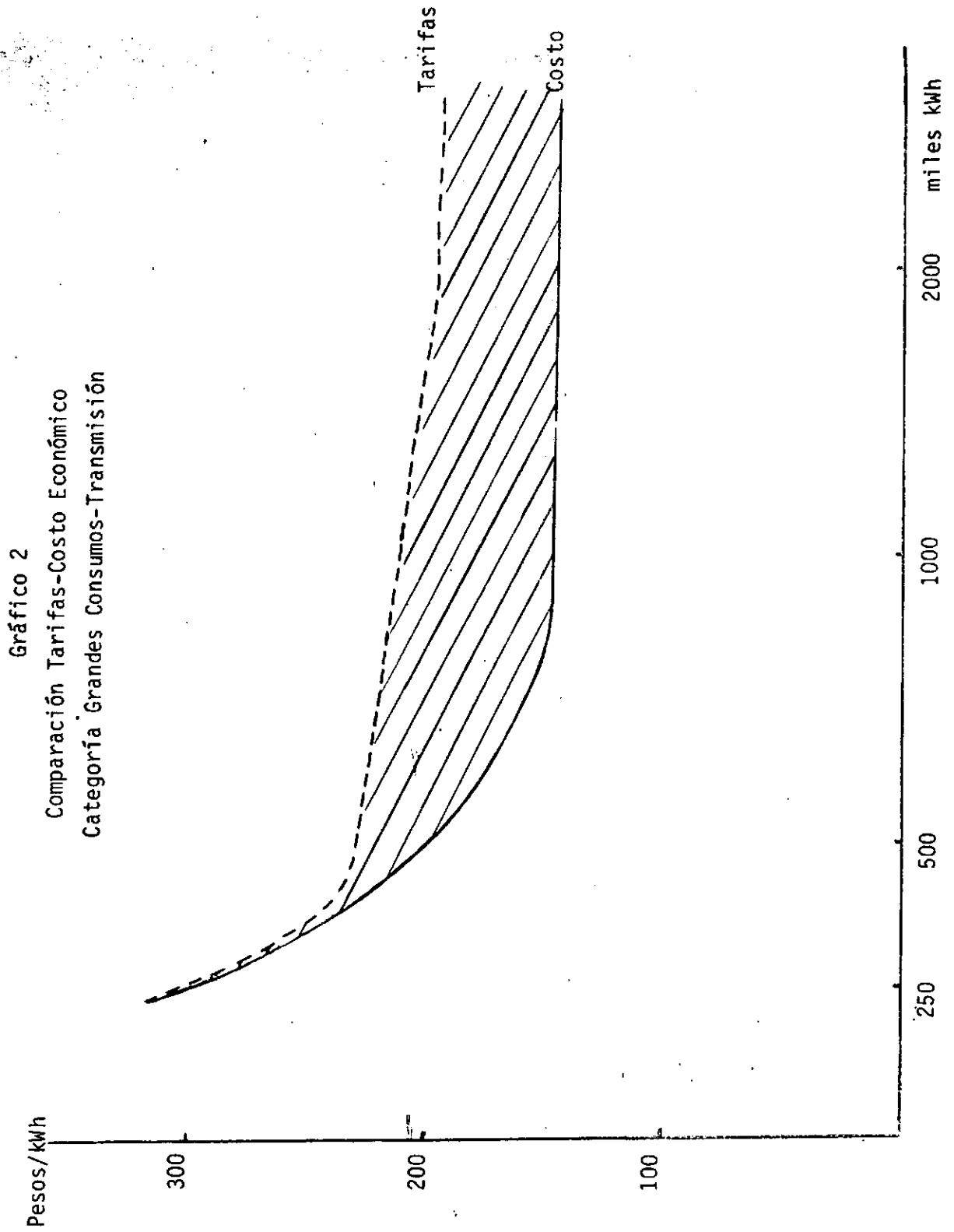
Las tarifas de EPEC cargan el costo de potencia a partir de una fórmula donde esta surge de la semisuma de las potencias demandadas en la punta y fuera de ésta. La energía se carga según sea diurna o nocturna. Una distribución estricta de los costos económicos hace aconsejable, por el contrario, cobrar todo el costo de potencia a la demanda de punta, y contemplar en materia de energía cargos diferenciales para los consumos de fuera de punta. Independientemente, debe facturarse los costos de comercialización.

La tabla mencionada muestra ambas posiciones (Tarifas de EPEC vs. Costos económicos Estrictos). De ella surge que las mayores diferencias ocurren en el cargo por potencia y en los costos de comercialización.

Gráfico 9

Comparación Tarifas-Consumo Económico
Categoría Residencial. Distribución Secundaria





Sugerencias

De lo anterior pueden inferirse varios aspectos que deberían ser evaluados y discutidos con vistas a ser contemplados en próximos ajustes de tarifas.

- 1) Procurar adecuar los niveles tarifarios globales a los costos financieros, previa evaluación de la eficiencia operativa y del plan de inversiones de la empresa.
- 2) Llevar gradualmente la estructura tarifaria hacia lo que muestran los costos económicos, tratando de evitar subsidios implícitos o penalidades no explicitadas. Todo subsidio debe ser explícito y mostrar quién termina soportando el correspondiente costo.
- 3) Debe revisarse la fórmula de facturación por potencia, de manera de acercar los correspondientes cargos a los costos estrictos, con vistas a mejorar el factor de carga que enfrente EPEC y reducir costos medios.
- 4) El actual cuadro tarifario es complicado, ya que muestra subdivisiones dentro de las categorías que no se justifican en función de las diferencias tarifarias que ofrecen.
- 5) Se nota una exagerada exactitud en las cifras tarifarias llevadas a decimales, sin verdaderamente ningún sentido teórico o práctico.

Conclusiones de los capítulos 3.6 y 3.8

Se presenta un panorama que abarca las características de los actuales regímenes de tarifas de EPEC, los recargos y gravámenes vigentes y la comparación de estos con la situación nacional y la de otros entes provinciales. Además, se analiza el financiamiento de los costos. Algunos aspectos que merecen comentarse de este panorama son:

a) Los recargos y gravámenes son de origen nacional o municipales. Los nacionales suman el 15% del precio neto de impuestos. En Córdoba, a diferencia de otros estados, no existen impuestos provinciales y los municipales oscilan alrededor de un 10%.

b) En la comparación tarifaria surge que los cargos de EPEC están por lo general arriba de los del resto de las empresas. Otro aspecto que merece mención es que la evolución a valores constantes de las tarifas residencial y grandes consumos muestra, para EPEC, una recuperación notable en 1980, muy distinto a lo sucedido en el resto del país, lo que estaría señalando una política diferente de precios de la electricidad, en el ámbito local de la que siguió la Nación.

Con respecto al financiamiento de los costos, se observa que existen fuertes distorsiones dentro del cubrimiento de cada categoría, siendo los casos extremos los de residencial con un déficit de 112,8% y grandes consumos en transmisión con un superavit de 44,0%. El resultado global es un déficit de 15%.

Comparando la tarifa actual con los costos económicos, se extraen las siguientes conclusiones:

a) Se observan subsidios para los niveles de consumo más bajos, por oposición las penalidades recaen sobre los mayores.

b) Las distorsiones más notorias corresponden a residencial con subsidios que van desde 376% hasta 41% y grandes consumos-cooperativas en transmisión con un consumo mayor de 500.000 kW/mes con penalidades entre 17% y 28%.

Como conclusión, se aconseja un ajuste de tarifas entre categorías y aún intracategorías, procurando acortar las diferencias mayores (subsidios/penalidades) entre tarifas y costos, a través de un proceso gradual.

PARTE V

Financiamiento del servicio

(Plan de Trabajo: 3.7.: Planes de Inversión. Definición de sus alcances. Distribución Regional. Requerimientos financieros).

Planes de Inversión. Definición de sus alcances

Con el propósito de atender a sus usuarios, EPEC debe realizar inversiones en obras de distinta naturaleza de manera casi continua en el tiempo. Estas obras consisten en reemplazos y ampliaciones de centrales, equipos e instalaciones de generación, transmisión y distribución de la electricidad en todo el territorio provincial.

Siguiendo primeramente el criterio de clasificar las inversiones por etapas del proceso productivo eléctrico, se ha elaborado la información que se presenta en la Tabla A.50, Inversiones correspondientes al año 1981, donde se presenta el total de las inversiones realizadas en dicho año, tomadas a precios de Diciembre de 1980 con el objeto de mantener los valores adoptados en el cálculo tarifario. Como puede observarse, la inversión total es del orden de 160 miles de millones de pesos, de los cuales un 34% corresponde a generación, 31% a transmisión, 30% a distribución y 5% a comercialización y servicios generales.

Resulta evidente la importancia que siguen teniendo las inversiones en generación en la política de ampliación de la empresa, hecho que resulta significativo y de no fácil interpretación, si se tiene en cuenta que las correspondientes obras se decidieron y ejecutaron en momentos que EPEC aceptaba interconectarse al sistema nacional.^{1/}

^{1/} La conveniencia económica de la interconexión ha quedado demostrada en el Capítulo 3.5, bajo el título: Intercambios con el SIN o generación propia.

La racionalidad económica del sector eléctrico argentino conformado por dicho sistema, se basa en un Plan Nacional de Equipamientos en obras de generación, en el que no figuran las inversiones realizadas por EPEC en materia de centrales de generación.

En el presupuesto de la empresa para 1981 la inversión estimada, era del orden de 183 miles de millones, a pesos de Diciembre de 1980; la inversión resultó inferior debido a que no se iniciaron algunas obras. La Tabla A. 51 presenta la inversión anual clasificada según su iniciación, anterior a 1981 o en dicho año. Así se ve que, en términos globales, un 56% de la inversión realizada en el año se aplicó a continuar obras que ya estaban iniciadas y el 44% remanente a nuevas.

Esta participación es variable, si se considera cada una de las etapas del proceso eléctrico. En generación un 75% corresponde a obras anteriores a 1981, entre las que merecen mencionarse la instalación de turbinas de gas en la Central Sur Oeste, San Francisco y Gral. Levalle. Las obras iniciadas en 1981 son reparaciones (con provisiones de materiales) de cuatro turbinas de gas ya existentes, con sus trabajos complementarios, demasías y obras civiles, siempre afectadas al proceso de generación.

Las obras de nivel de transmisión son líneas en 132 y 66 kv; y estaciones de maniobra y transformación de alta a media tensión. En la tabla A.51 se observa que las obras iniciadas en 1981 demandaron una inversión que representaba el 60% del total en la etapa y corresponden al rubro transformadores, que representa el 38% del total. Estas son licitados en forma independiente de la construcción de la respectiva obra principal (subestación), e incluyen las unidades que se requieren para el parque de reserva del sistema, a fin de facilitar la

normalización y adecuación mediante cambios de la potencia instalada en las estaciones, frente a los aumentos de la demanda. Las demás obras involucradas en la etapa transmisión surgen de la Tabla A.52, Obras del sistema de transmisión.

Por su parte, las obras de la etapa distribución son líneas de media y baja tensión, con el nuevo sistema de cable preensamblado en su mayoría, y estaciones de transformación entre dichas tensiones. La Tabla A.53, Obras del sistema de distribución un detalle de estas obras con sus respectivos montos.

La etapa comercialización incluye servicios generales comunes con otras etapas y engloba obras civiles en edificios administrativos, varias viviendas, sistemas de telecomunicaciones y el helipuerto del edificio de la administración central de la empresa. Un detalle se presenta en la tabla A.54, Obras en la etapa de comercialización.

Planes de Inversión. Distribucion Regional

Según ya se sabe, la Provincia se encuentra dividida, a los efectos de la prestación del servicio eléctrico, en zonas con localidades asientos de las delegaciones de EPEC. Respetando esta zonificación, se clasificaron las inversiones según la ubicación geográfica de las respectivas, lo que puede apreciarse en la Tabla A.55, Inversiones de 1981 clasificadas por zonas.

La participación de las inversiones correspondientes a distribución y comercialización es un buen índice de la importancia Comercial de una zona, no así la de las de generación (y transmisión), cuya localización se motivan, no sólo en relación al peso del mercado, sino también en

otras consideraciones.

Sumando las inversiones para distribución y comercialización por zonas, se llega a la siguiente participación de cada una, en orden de importancia:

Zona A	Cabecera	Córdoba	57%
Zona B	"	La Falda	15%
Zona F	"	Bell Ville	8%
Zona H	"	Alta Gracia	7%
Zona E	"	Río Cuarto	4%
Zona G	"	Río Ceballos	4%
Zona C	"	Villa María	3%
Zona D	"	San Francisco	2%

Planes de Inversión. Requerimientos Financieros Globales

La inversión realizada por EPEC durante 1981, que fué descripta en los puntos anteriores, resultó compatible con la programación financiera del año, tal como surge de la información de la Tabla 1, Fuentes y Usos de Fondos. En efecto, a pesar del desahorro observado no fúe necesario modificar los niveles de endeudamientos previstos originariamente. 1/

Pueden destacar los siguientes aspectos:

a) sólo se realizó un porcentaje reducido de las inversiones previstas originalmente en el presupuesto para obras nuevas correspondientes a 1981 .

1/ Cf. Tabla 3 del Capítulo 3.8.

Tabla 1
Fuentes y usos de fondos

Concepto	1981	1982 <u>1/</u>
	(mlles de millones de pesos, Dic.80)	
A. Cuenta Corriente		
1. Ingresos Ventas	649,9	675,9
2. Erogaciones corrientes	477,4	499,6
3. Costos de Capital	272,0	278,4
-Depreciación	111,8	115,2
-Rentabilidad	160,2	163,2
4. Ahorro (1-2-3)	(99,5)	(102,1)
B. Cuenta Capital		
1. Inversión	155,0	310,0
2. Financiamiento	172,5	176,3
-Ahorro	(99,5)	(102,1)
-Costos de Capital	272,0	278,4
3. Endeudamiento	(17,5)	133,7

1/ los valores correspondientes a 1982 están estimados, en base a 1981 y al crecimiento de la demanda, incorporaciones al activo y presupuesto oficial del año.

Fuente: elaboración propia en base a datos de EPEC.

b) puede preverse que para el año 1982 el desahorro se profundizará, significando alrededor de un 20% de los ingresos por ventas de electricidad.

c) la inversión de este último año está originada, en gran medida, por obras de arrastre; como consecuencia se dará un endeudamiento forzoso, si no se desea interrumpir planes en marcha.

De allí que se infiera que los ingresos serán insuficientes, más si se tiene en cuenta que la inversión estimada para el período subsiguiente : 1983/85, se origina en el plan de 1982 y está formado principalmente por obras de arrastre.

Planes de Inversión. Análisis Regional de su Financiamiento

Con el propósito de tener un panorama de los alcances regionales de las inversiones de EPEC en términos de su financiamiento, en esta sección se procede a compararlas con algunos parámetros que miden la importancia relativa de las zonas en las que se localizan.

En primer lugar, en la Tabla A.56, se presenta la distribución por zonas del número de usuarios : seguidamente, en la Tabla A.57, se muestra la correspondiente a los ingresos por ventas de electricidad y, por último, en la Tabla A.58, se consignan las inversiones, clasificadas por etapa del proceso productivo.

La información de base para elaborar esta última, proviene de la Tabla A.55, y se refiere, exclusivamente, a los niveles de distribución y comercialización, que son los únicos directamente imputables y relacionables con las ventas de electricidad de cada mercado. (X)

La Tabla A.59 presenta, en términos absolutos y en porcentajes del

total de EPEC, las inversiones directas, el número de usuarios y las ventas de electricidad por zonas.

De estas informaciones surge que las inversiones de la zona A, capital, representan un porcentaje respecto del total superior a los ingresos, situación que se reitera en zonas B y H en menor medida. Esta situación lleva a pensar en una transferencia desde los usuarios del interior a los de capital. Estos últimos, como se ve, representan escasamente un 24% del total.

(Plan de Trabajo: 3.9. Comparación de los resultados actuales con los que deben esperarse de los criterios propuestos) x

Los alcances del tema

Para evaluar los efectos que pueden esperarse al aplicar una estructura tarifaria diferente a la actual, es menester formular algunas hipótesis acerca de cual será la reacción de los usuarios frente a las nuevas circunstancias. Esta reacción debe implicar, posiblemente, nuevas pautas de consumo de la electricidad, que se manifestarán en cambios en la energía y potencia demandadas y, eventualmente, en condiciones diferentes de los suministros a algunas categorías de clientes (p. ej: más conexiones en los niveles de media o alta tensión para usuarios industriales, etc.)

Ha sido y continúa siendo convencional que las empresas de servicios públicos de Argentina basen los cálculos de los efectos de cambios tarifarios en el supuesto de que los usuarios mantendrán inalteradas sus pautas de consumo frente a los nuevos precios. Este tipo de conducta significa que se espera que las variaciones tarifarias se trasladarán, en la misma proporción y signo, sobre los ingresos por ventas de la empresa de servicios que las dispone. En teoría económica, tal comportamiento se conoce como el caso de una demanda perfectamente inelástica con relación al precio que rige para un servicio.^{1/}

Con el objeto de adecuar este estudio a las prácticas usuales de

^{1/} El respectivo coeficiente está expresado así: $E = \frac{p}{Q} \frac{dQ}{dp} = 0$ donde E mide la elasticidad, p el precio, Q la cantidad demandada y $\frac{dQ}{dp}$ representa la derivada de la función de demanda con respecto al precio.

las empresas eléctricas, se ha aceptado dicho supuesto, tomándolo como una de las situaciones que se analizan y que se denomina Alternativa a). En consecuencia, esta Alternativa corresponde al tratamiento convencional del tema en la práctica de nuestro país y su validez depende, en última instancia, de que el supuesto de inelasticidad perfecta de demanda se verifique en la práctica. Caso contrario, los ajustes tarifarios que procuran cierta magnitud de incremento de los ingresos netos de las empresas conducirán a resultados distintos a los esperados, provocados por cambios en los ingresos brutos diferentes a los de las tarifas y/o modificaciones de los costos variables, originados en cambios en los niveles físicos de las ventas de energía y potencia debidos a elasticidades de demanda distintas de cero.

Teniendo en cuenta esta posibilidad, en el estudio se define otra situación: la Alternativa b). Es la que corresponde al caso de elasticidades de demanda no nulas, tomadas del único trabajo conocido que se ha elaborado para la Argentina sobre este tema cuyos autores son J. A. Delfino y C. A. Givogri.^{1/} En dicho trabajo se pueden encontrar estimaciones de los coeficientes de la elasticidad precio para distintas categorías de usuarios en Córdoba. En consecuencia, esta última Alternativa corresponde al uso de valores de las elasticidades que ya fueron verificados en la práctica, de los que pueden esperarse niveles físicos e ingresos por ventas, cuya experiencia puede acotarse dentro de

1/ Se titula: La Demanda de Electricidad en Argentina, y fué difundido como Serie de Investigaciones del Instituto de Economía y Finanzas de la Universidad Nacional de Córdoba, en 1980. Próximamente aparecerá publicado en la Revista de Economía y Estadística de la misma Facultad. En el Anexo Metodológico 2 se ofrece su versión completa.

márgenes preestablecidos de probabilidad y que permiten manejar el riesgo de las decisiones tarifarias.

Información básica

Las Tablas A.60 a A.64, que se acompañan muestran la información que se usó para hacer los cálculos de los efectos esperados de la aplicación de los criterios propuestos.

En pimer lugar, la Tabla A60 presenta los cargos tarifarios promedios que resultarían de la implementación de los criterios en cuestión. Como conducen a una tarifa trinómica, surgen cargos por: 1) potencia (\$/kW/año), 2) energía (\$/kWh) y 3) comercialización (\$/usuario).

Seguidamente, en las Tablas A.61-A.63 se presentan los consumos anuales de energía (en MWh), demandas máximas de potencia individuales (en kW) y número promedio de usuarios en el año, por categorías de tarifación. En los casos de clientes residenciales y generales esta información llega hasta clasificarlos en intervalos de consumos que se adaptan a los requerimientos técnicos de las correspondientes prestaciones.^{1/}

Por último, la Tabla A.64 muestra las tarifas medias actuales (correspondientes a la época del estudio), las propuestas, los porcentajes de variación que éstas últimas significan, las elasticidades que se tomaron para la Alternativa b) (debe recordarse que en el caso de

^{1/} Lamentablemente, EPEC no suministró los datos oficiales que se le solicitaron por lo que la clasificación hecha se basó en datos parciales.

la Alternativa a) son nulas) y las variaciones de los consumos físicos de energía que deben esperarse como consecuencia de las elasticidades y ajustes de tarifas de las columnas anteriores. Toda esta información se ofrece para las categorías de usuarios e intervalos definidos en las tablas respectivas.

Cálculo de los niveles esperados de ventas y resultados

En el caso de la Alternativa a) el cálculo de los nuevos ingresos por ventas surge de la aplicación de las tarifas propuestas a los niveles físicos anteriores (supuesto de elasticidad nula) y los resultados por categorías de usuarios se presentan en la Tabla 1, donde también aparece su distribución relativa, que destaca la participación casi mayoritaria de los ingresos por ventas a los clientes residenciales.

En cambio, para calcular los resultados correspondientes a la Alternativa b) es necesario pasar previamente por la estimación de los nuevos consumos físicos de energía, por cambio en las tarifas, bajo el supuesto de las elasticidades consideradas. En las categorías residencial y general juegan sobre los resultados no solamente los valores de estos coeficientes sino también los porcentajes diferenciales de variación de la tarifa media que surgen para cada intervalo de consumo, según puede observarse en la ya citada Tabla A.64.

Las Tablas A.65-A.67 muestran los nuevos niveles de consumo que interesan. En la 2 se presentan en resumen estos niveles confrontándolos con los de la situación original (que es idéntica a la de la Alternativa a). Puede observarse que es la categoría residencial la que presenta la

Tabla 1
Estimación de los ingresos por ventas por categorías
correspondientes a la Alternativa a)

Categoría	Ingresos por ventas				Total %
	Potencia	Energía	Comercia lización	(miles de millones de pesos)	
Residencial	277,1	39,1	43,8	360,0	49,8
General	64,0	18,4	13,5	95,9	13,3
Gobierno	19,2	6,6	2,6	28,4	3,9
Alumbrado Público	17,7	7,4	1,5	26,6	3,7
Grandes Consumos y Cooperativas en					
- Baja Tensión	41,3	9,8	0,9	52,0	7,2
- Media Tensión	56,4	45,1	0,5	102,0	14,1
- Alta Tensión	20,4	29,4	0,0	49,8	6,9
Resto	5,0	2,5	0,3	7,8	1,1
Total	501,1	158,3	63,1	722,5	100,0

Fuente: Elaboración propia en base a datos de Tablas A.60, A.61, A.62 y A.63.

Tabla 2

Comparación de los consumos de energía

Categorías	Actual y Alternat. a) (Mwh/año)	Alternativa b) (Mwh/año)	Relación $\frac{b}{a}$
Residencial	437.464	345.825	0,79
General	206.289	214.919	1,04
Gobierno	73.500	78.866	1,07
Alumbrado Público	82.700	84.027	1,02
Grandes Consumos y Cooperativas en :			
- Baja Tensión	110.000	101.996	0,93
- Media Tensión	578.899	632.158	1,09
- Alta Tensión	410.957	450.820	1,10
Resto	27.600	29.228	1,06
Total	1.927.409	1.937.839	1,00

Fuente: Elaboración propia en base a datos de Tablas A.61, A.62, A.63 A.65, A.66 y A.67.

mayor variación individual del consumo físico de electricidad (que equivale a una disminución del 21%).

Los restantes aumentan, salvo ventas a Cooperativas y Grandes Consumos en baja tensión, en porcentajes que varían entre un 2% y un 9%. El resultado total es una venta de energía por parte de EPEC, que en términos físicos y al conjunto de los consumidores de la Provincia es equivalente a la anterior.

En términos monetarios, las ventas de la Alternativa b) se presentan en la Tabla 3 y una comparación con las iniciales y las de la Alternativa a) en la Tabla 4.

Puede inferirse de esta última que las diferencias entre alternativas, en términos de ingresos por ventas, no es importante, lo que significa que los valores de las elasticidades tomados, por ser bajos, no modifican substancialmente los cálculos finales cuando se los expresa en valores monetarios correspondientes a los ingresos. Sin embargo, es importante considerarlos desde el punto de vista de las ventas tomadas en términos físicos, dado que pueden traer aparejados efectos significativos sobre los costos de prestación del servicio a las distintas categorías de usuarios y para la programación de las inversiones en obras e instalaciones requeridas para la distribución de la electricidad.

Por último, si se comparan las participaciones de los ingresos de cada categoría en el total para las diferentes situaciones, puede tenerse una buena idea del tipo de subsidios cruzados que implica la actual estructura tarifaria. Por ejemplo, mientras que de la Tabla 4 surge que los servicios residenciales debieran producir alrededor de un 48% de los ingresos de la empresa (Alternativa b), sólo generan

Tabla 3

Estimación de ingresos por ventas por categorías de usuarios
(Alternativa b)

Categoría	Ingresos por ventas				Total %
	Potencia	Energía	Comercia lización		
	(miles de millones de pesos)				
Residencial	277,1	30,5	43,8	351,8	48,3
General	64,0	19,2	13,5	96,7	13,3
Gobierno	20,5	7,1	2,6	30,2	4,1
Alumbrado Público	18,0	7,5	1,5	27,0	3,7
Grandes Consumos y Cooperativas en:					
- Baja Tensión	38,3	9,1	0,9	48,3	6,6
- Media Tensión	61,6	49,2	0,5	111,3	15,3
- Alta Tensión	22,4	32,2	0,0	54,6	7,5
Resto	5,3	2,6	0,3	8,2	1,2
Total	507,2	157,8	63,1	728,1	100,0

Fuente: Elaboración propia en base a datos de tablas A.60, A.65, A.66 y A.67.

Tabla 4

Resumen comparativo de los ingresos por ventas actuales con los estimados

Categoría	Ingresos por ventas					
	Situación Actual		Alternativa a)		Alternativa b)	
	(miles de millones)	(%)	(miles de millones)	(%)	(miles de millones)	(%)
Residencial	175,0	27,5	360,0	49,8	351,8	48,3
General	128,2	20,2	95,9	13,3	96,7	13,3
Gobierno	40,4	6,4	28,4	3,9	30,2	4,1
Alumbrado Público	28,9	4,6	26,6	3,7	27,0	3,7
Grandes Consumos y Cooperativas en:						
- Baja Tensión	42,8	6,7	52,0	7,2	48,3	6,6
- Media Tensión	139,7	22,0	102,0	14,1	111,3	15,3
- Alta Tensión	69,7	11,0	49,8	6,9	54,6	7,5
Resto	10,9	1,6	7,8	1,1	8,2	1,1
Total	635,6	100,0	722,5	100,0	728,1	100,0

Fuente: Elaboración propia en base a los cuadros anteriores.

actualmente un 27% (situación inicial). La compensación se da en los restantes servicios, especialmente: General, Gobierno y clientes en media y alta tensión, cuyas contribuciones actuales son muy inferiores a las que tendrían aplicando los criterios propuestos.

(Plan de Trabajo: 3.10. Relación entre las tarifas y la política de inversiones. Planes de obra. Evaluación. Programación financiera de proyectos. Criterios).

Programación Financiera de Proyectos

Relación entre tarifas e inversiones

Los proyectos de inversión de EPEC son los que conforman el Programa de Inversión en Trabajos Públicos del presupuesto del año 1982. En este documento oficial aparecen las obras ya empezadas, a comenzar en el año y su incidencia sobre los períodos venideros; esto último sin ofrecer un cronograma preciso de su ejecución. Un resumen de estas inversiones se presenta en la tabla A.68 y será utilizado para analizar el equilibrio financiero de la empresa, circunscribiéndolo al año 1982, por ser para él que se cuenta con información completa.

De la inversión prevista, 310 miles de millones, 76,9 corresponden a obras ya iniciadas y 233 a obras nuevas.

Con el objeto de analizar la programación financiera de las obras de dicho Programa oficial, se estudiaron varias alternativas. Del lado de los egresos, se consideraron dos situaciones: a) la correspondiente al plan oficial, sin modificaciones, y b) una versión reducida de éste, limitándolo a la continuación de obras ya comenzadas antes de 1982.

En cuando a los ingresos, se tomaron las siguientes situaciones diferentes, las que implican incorporar puntos de vista de tarificación que van más allá de los considerados hasta ahora, aunque los principales son los ya definidos:

- 1) Tarifa media actual
- 2) Tarifa media financiera, según ley de creación de EPEC (coincide con la definida en el capítulo 3.8.).
- 3) Tarifa media financiera de equilibrio presupuestario (definida como la que cubre el correspondiente plan de inversiones) y
- 4) Tarifa marginalista promedio (corresponde a la definida en el Capítulo 3.8).

En la Tabla 1 se presentan las estimaciones de fuentes y usos de los fondos para el financiamiento del Plan Oficial bajo las distintas situaciones tarifarias mencionadas.

En la Tabla 2 se presenta la misma información, en la oportunidad correspondiente del Plan de obras reducido.

Considerar la reducción e los planes de inversión lleva a que las alternativas de tarifa media actual y financiera según ley de creación, que daban una situación de endeudamiento con el plan de obras oficial, de \$133,7 y \$31,6 miles de millones respectivamente, ofrezcan superavit de \$ 99,4 y \$ 201,5 miles de millones. La tarifa financiera de equilibrio, por definición, dá un resultado nulo en ambos casos, y la basada en costos marginales, superavit de \$391,2 y \$624,3 miles de millones.

Finalmente, en la Tabla 3 se muestran las tarifas medias, expresadas en números índices, en ambas situaciones, lo que permite extraer las siguientes conclusiones:

- i) La tarifa actual es inferior en un 15% a la correspondiente por ley de creación.

Tabla 1

Programación Financiera de las Inversiones, 1982

Plan de Obras Oficial

Fuentes y Usos de los fondos	Tarifa media Actual	Tarifa media financiera según Ley de Creación	Tarifa media financiera de Equilibrio	Tarifa Marginalista
(en miles de millones de pesos, Dic. 1980)				
<u>A - Cuenta Corriente</u>				
1. Ingreso Ventas	675,9	778,0	809,6	1.200,8
2. Errogaciones Corrientes	499,6	499,6	499,6	499,6
3. Costos Capital	278,4	278,4	278,4	278,4
- Depreciación	115,2	115,2	115,2	115,2
- Rentabilidad	163,2	163,2	163,2	163,2
4. Ahorro (1-2-3)	(102,1)	0,0	31,6	422,8
<u>B - Cuenta Capital</u>				
1. Inversión	310,0	310,0	310,0	310,0
2. Financiamiento	176,3	278,4	310,0	701,2
- Ahorro	(102,1)	0,0	31,6	422,8
- Costos de Capital	278,4	278,4	278,4	278,4
3. Endeudamiento	133,7	31,6	0,0	(391,2)

Fuente: Elaboración propia.

Tabla 2

Programación Financiera de las Inversiones, 1982

Plan de Obras Reducido

Fuentes y Usos de los fondos	Tarifa media Actual	Tarifa media financiera según Ley de Creación	Tarifa media financiera de Equilibrio	Tarifa Marginalista
(en miles de millones de pesos, Dic. 1980)				
<u>A - Cuenta Corriente</u>				
1. Ingreso Ventas	675,9	778,0	576,5	1.200,8
2. Erogaciones Corrientes	499,6	499,6	499,6	499,6
3. Costos de Capital	278,4	278,4	278,4	278,4
- Depreciación	115,2	115,2	115,2	115,2
- Rentabilidad	163,2	163,2	163,2	163,2
4. Ahorro (1-2-3)	(102,1)	0,0	(201,5)	422,8
<u>B - Cuenta Capital</u>				
1. Inversión	76,9	76,9	76,9	76,9
2. Financiamiento	176,3	278,4	76,9	701,2
- Ahorro	(102,1)	0,0	(201,5)	422,8
- Costo de Capital	278,4	278,4	278,4	278,4
3. Endeudamiento	(99,4)	(201,5)	0,0	(624,3)

Fuente: Elaboración propia.

Tabla 3

Programación Financiera de las Inversiones, 1982

Alternativas de Ajustes Tarifarios

(Tarifa Actual = 100)

Concepto	Plan de Obras	
	Oficial	Plan de Obras Reducido
Tarifa media financiera Actual	100,0	100,0
Tarifa media financiera según Ley de Creación	115,0	115,0
Tarifa media financiera de Equilibrio	119,8	85,3
Tarifa marginalista	177,6	177,6

ii) De mantenerse el plan de obras actual es necesario un aumento del 9,8% sobre la tarifa media para evitar endeudamiento.

iii) Si las obras evitables (nuevas) no se iniciaran en 1982, la tarifa de equilibrio podría ser un 85% de la actual.

iv) Una tarifa basada en los costos marginales, requeriría un aumento del aproximadamente 78% en promedio sobre la actual.

(Plan de Trabajo: 3.11. Compatibilización entre los criterios financiero y económico en materia de conducción de la empresa pública).

Compatibilización entre los criterios financieros y económicos

Como se ha dicho, la aplicación de una tarifa, basada en costos marginales trasladaría a los usuarios la decisión de incurrir o no en el costo que provoca a EPEC en términos de usos de recursos, su consumo.

Si, por alguna razón práctica, tal como si esta tarifa representa un aumento promedio cuya magnitud no se considera posible aplicar, correspondería procurar que, por lo menos se respetase su estructura, variando convenientemente los valores de la tarifa actual, para evitar distorsiones relativas en la distribución de los costos entre las diversas categorías de clientes y modalidades de consumo.

Las tablas 1 y 2 muestran los ingresos clasificados por sus orígenes en cargos tarifarios y sus participaciones porcentuales, cuando responden al criterio de los costos marginales, por categoría de usuario. La primera presenta valores nominales y la segunda los relativos.

En la Tabla 3 se presentan los ingresos que se producirían aplicando la estructura tarifaria marginalista, de manera de obtener una tarifa media equivalente a la financiera basada en la ley de creación de EPEC.

La Tabla 4 presenta los valores de los cargos tarifarios que deberían aplicarse por categoría para arribar a los resultados de la tabla anterior.

Por último la Tabla 5 compara las tarifas actuales con las correspondientes a la tabla anterior, mostrando sus variaciones por

Tabla 1

Estimación de los Ingresos para una tarifa costo marginal^{1/}

Categoría	Ingresos por cargos de:				
	Potencia	Energía	Usuario	Total	%
	(en miles de millones de pesos)				
Residencial	547,9	53,9	43,8	645,6	53,8
General	126,5	25,4	13,5	165,4	13,8
Gobierno, Alumbrado Público, Resto	82,8	22,7	4,4	109,9	9,2
Grandes Consumos y Cooperativas					
- Baja Tensión	81,6	13,6	0,9	96,1	8,0
- Media Tensión	79,9	52,4	0,5	132,8	11,0
- Alta Tensión	19,7	31,3	0,0	51,0	4,2
TOTAL	938,4	199,3	63,1	1.200,8	100,0

Fuente: Elaboración propia.

^{1/} Bajo el supuesto de demandas perfectamente inelásticas

Tabla 2

Participación de los ingresos originados en los distintos cargos
tarifarios basados en costos marginales
por categoría de usuarios

Categoría	Ingresos por cargos Tarifarios de: ^{1/}			
	Potencia	Energía	Usuario	Total
	(%)			
Residencial	84,8	8,4	6,8	100,0
General	76,5	15,4	8,1	100,0
Gobierno, Alumbrado Público				
Resto	75,3	20,7	4,0	100,0
Grandes Consumos y Cooperativas en:				
- Baja Tensión	84,9	14,2	0,9	100,0
- Media Tensión	60,2	39,5	0,3	100,0
- Alta Tensión	38,6	61,4	0,0	100,0

Fuente: Elaboración propia

^{1/} La participación porcentual de los distintos cargos surge de los ingresos detallados en la tabla anterior.

Tabla 3

Ingresos estimados por rubro tarifario por categoría de usuarios
con una estructura tarifaria marginalista, 1982

Categoría	Ingresos correspondientes a:			
	Potencia	Energía	Usuario	Total
(miles de millones de pesos, dic.80)				
Residencial	329,6	32,6	26,5	388,7
General	76,3	15,3	8,1	99,7
Gobierno, Alumbrado Público	50,1	13,7	2,7	66,5
Resto	50,1	13,7	2,7	66,5
Grandes Consumos y Cooperativas en:				
- Baja Tensión	49,1	8,2	0,5	57,8
- Media Tensión	47,8	31,4	0,3	79,5
- Alta Tensión	11,7	18,6	0,0	30,3
TOTAL	564,6	119,8	38,1	722,5 ^{1/}

Fuente: Elaboración Propia

1/ Corresponde al ingreso total estimado para 1981 de aplicarse un criterio financiero de cubrimiento de costos.

Tabla 4

Tarifación que respeta una estructura marginalista

Categoría	Cargos Tarifarios de:		
	Potencia	Energía	Usuario
	(\$/Kw-año)	(\$/Kw-h)	(\$/usuario)
Residencial	844.221,2	74,5	72.150,3
General	846.348,4	74,2	143.081,7
Gobierno, Alumbrado Público, Resto	849.152,5	74,5	292.429,3
Grandes Consumos y Cooperativas en:			
- Baja Tensión	844.121,2	74,5	693.481,3
- Media Tensión	435.337,0	54,2	1.016.949,2
- Alta Tensión	214.042,6	45,3	2.153.898,8

Fuente: Elaboración propia.

Tabla 5
Comparación entre las tarifas medias actuales y
las resultantes de una estructura marginalista

Categoría	Tarifas Medias		Variación (%)
	Actual (\$/Kwh)	De estimación marginalista (\$/Kwh)	
(a valores de diciembre 1980)			
Residencial			
0 - 119(Kwh-bim)	467,1	1.447,4	209,8
120 - 399(Kwh-bim)	324,4	838,1	158,3
400 - 1999(Kwh-bim)	330,3	508,6	54,0
2000 - o más(Kwh-bim)	331,0	253,4	(23,5)
General			
0 - 119(Kwh-bim)	898,5	1.644,4	83,0
120 - 399(Kwh-bim)	593,3	897,2	51,2
400 - 1999(kwh-bim)	435,7	514,5	18,1
2000 - o más(kwh-bim)	409,3	256,3	(27,4)
Gobierno	549,7	408,1	34,7
Alumbrado Público	349,5	342,1	(2,1)
Grandes Consumos y Cooperativas en:			
- Baja Tensión	389,1	525,4	35,0
- Media Tensión	241,3	54,5	(77,5)
- Alta Tensión	169,6	50,8	(70,1)

categorías según intervalos de consumo.

Resulta destacable las disminuciones de niveles tarifarios para los consumos en media y alta tensión con respecto a los actuales. Asimismo, los aumentos en las categorías residencial y general para los consumos más elevados dentro de éstas.

Debido a estas variaciones en las tarifas, que pueden resultar muy pronunciadas para algunas categorías o intervalos de consumos dentro de ellas, es aconsejable tomarlas en una primera etapa sólo como referencias, que permiten poner en evidencia en cuanto las tarifas actuales se acercan a las que orientarían convenientemente el consumo^{1/}.

El objetivo de la política de precios de la electricidad debería ser procurar orientar los futuros cambios tarifarios en dirección a lo que muestra una tarificación marginalista. Ello implica un proceso cuyos alcances y modalidades deberían definirse cuidadosamente y basarse en estudios tendientes a descubrir cual es la respuesta de los consumidores frente a los cambios que se apliquen.

Este último aspecto requiere investigaciones sobre las elasticidades de demanda, hacia las cuales correspondería orientar los futuros esfuerzos. Asimismo, sería menester acompañarlos de una amplia difusión pública de los alcances de los nuevos criterios de tarificación, de sus formas de implementación y de las opciones que se les ofrecerá a los usuarios del servicio eléctrico.

^{1/} Debe tenerse presente que las tarifas propuestas son sólo de estructura marginalista. Tarifas marginales estrictas implicarían aún mayores cambios.

Conclusiones Capítulos 3.7, 3.9, 3.10 y 3.11

En primer lugar, se hizo una clasificación de los planes de inversión de EPEC, para el año 1981, siguiendo el criterio de asignar las inversiones por etapas del proceso productivo. De allí surge la elevada incidencia que tienen las correspondientes a la etapa de generación sobre el resto.

La inversión realizada por EPEC en 1981 resultó compatible con las disponibilidades financieras del año; sin embargo, se pueden destacar los siguientes aspectos:

a) de las inversiones previstas originalmente en el presupuesto 1981, para obras nuevas, sólo se realizó una parte;

b) para 1982 el desahorro se profundizará alcanzando a representar alrededor del 20% de los ingresos por ventas,

c) la inversión de este último año está originada, en gran medida, en obras de arrastre, lo que traerá como consecuencia el endeudamiento forzoso, si se desea no interrumpir planes aprobados.

Seguidamente, se estudiaron los cambios que traerían aparejados las aplicaciones de criterios, tales como el de una tarifa financiera.

El punto se desarrolla teniendo en cuenta la elasticidad precio de la demanda, para lo cual se toman dos alternativas. Una, totalmente inelástica, y otra con elasticidades mayores, definidas por categorías. En base a ellas se calculan las variaciones que produce la aplicación de la nueva estructura tarifaria sobre la distribución de los consumos y se calculan los nuevos ingresos resultantes.

Algunos hallazgos destacables, son:

a) la categoría residencial muestra una variación del consumo físico equivalente a una disminución del 21%.

b) las restantes categorías aumentan sus consumos. Sin embargo las ventas a Cooperativas y Grandes Consumos en baja tensión disminuyen.

c) las ventas totales en términos físicos son similares a las anteriores al cambio tarifario, es decir que las diferencias entre categorías se compensan;

d) la diferencia, entre alternativas, en los ingresos no es importante;

e) la actual estructura tarifaria presenta subsidios cruzados, que se pueden observar contrastando la participación de los ingresos de cada categoría en el total de ingresos con la correspondiente a los costos. Por ejemplo, la categoría residencial representa un 27%, contra un 48% que debería producir para cubrir sus costos.

Esta falta de ingresos se ve compensada en las restantes categorías, especialmente General, Gobierno y clientes en media y alta tensión.

Con relación a la programación financiera de las inversiones se trabajó con el plan de obras previsto por EPEC para el año 1982, considerando cuatro alternativas tarifarias:

- a) tarifa actual;
- b) tarifa según ley de creación;
- c) tarifa de equilibrio financiero y
- d) tarifa marginalista

Simultáneamente se consideró la posibilidad de reducir el plan de inversiones, no ejecutando obras nuevas. Las conclusiones de estas hipótesis se pueden resumir así:

a) la tarifa actual es inferior en un 15% a la correspondiente a la ley de creación;

b) para poder ejecutar el plan de obras actual se requeriría un aumento del 20% de la tarifa media vigente;

c) si se evitan iniciar obras en el año, la tarifa de equilibrio podría reducirse al 85% de la actual;

d) una tarifa basada en los costos marginales estrictos, requeriría un aumento del 77% del nivel tarifario medio;

Debido a que la tarifa basada en costos marginales estrictos no aparece como viable frente a este aumento, se propuso una tarifa sustitutiva cuya estructura reflejase la de los costos marginales y su aplicación permita obtener un resultado, en términos de ingresos totales, equivalentes al de una tarifa financiera, según la Ley de creación.

Se observa, comparándola con la actual, que en este caso:

a) disminuyen razonablemente los niveles tarifarios para los consumos en media y alta tensión;

b) a las categorías residencial, general para consumos bajos y grandes consumos en baja tensión, aumentan sus tarifas medias dentro de márgenes factibles.

PARTE VI

Conclusiones y recomendaciones

Conclusiones y Recomendaciones

A modo de resumen y con el objeto de facilitar los alcances prácticos del estudio, se ha considerado conveniente analizar algunas de sus conclusiones^{1/}, principalmente cuando de ellas surgen recomendaciones que se consideran de utilidad para tomar decisiones, referidas especialmente a la política de precios de la electricidad en el ámbito de la provincia.

1. El estudio enfatiza el papel que deben jugar las tarifas que se fijen para los servicios que suministra EPEC. Ampliando el criterio convencional que les reconoce sólo un rol financiero, se procuró fundamentar la necesidad de que el régimen tarifario no descuide la influencia que tienen los precios sobre la conducta de los consumidores de la electricidad y la repercusión de los niveles y modalidades de consumo de éstos, sobre el costo de la empresa eléctrica. Este último aspecto justifica el criterio de eficiencia en la asignación de recursos que debe ser considerada explícitamente por las empresas públicas y compatibilizado con los que emanan de otros objetivos (p.ej., el aludido financiero, tal como el social).

^{1/} Una presentación más en detalle es la que se hizo al completar cada uno de los temas centrales.

2. Dentro de esta nueva forma de ver el tema de los precios, cabe señalar que debería iniciarse un proceso de esclarecimiento o educativo, que abarcaría tanto a los usuarios, que deben interpretar su responsabilidad en los resultados de la asignación de recursos, como a los ejecutivos de la empresa eléctrica, que deberán ser los encargados de definir las modalidades específicas de estas políticas de precios y de aplicarlas.
3. La incorporación de los bienes y servicios de A. y EE. localizados en la Provincia al dominio y atención de EPEC, constituye un factor coadyuvante a la mejor asignación que procura para los recursos que se usan en el sector eléctrico, una política tarifaria como la que se propone. Los resultados hallados mostraron que los costos unitarios descienden luego de la transferencia, por un mejor aprovechamiento de los recursos utilizados para generar electricidad y por una recomposición favorable de la clientela de la empresa.
4. La descripción y el estudio de la demanda de electricidad en Córdoba permite fundamentar sobre bases técnicas y económicas su evolución más probable, y el comportamiento esperado de los requerimientos de potencia y energía, globales, sectoriales y regionales. Sin embargo, la aplicación de un régimen tarifario que apuesta a orientar la demanda hacia un uso más eficiente de la electricidad a través de la estructura de sus precios, requerirá en un futuro inmediato profundizar los estudios del

comportamiento de los usuarios.

Con esta finalidad, será menester efectuar trabajos que estimen el grado de respuesta de los consumidores frente a cambios en los precios, a fin de aprovechar este conocimiento en el diseño de las futuras estructuras tarifarias que se vayan proponiendo para adecuarlas a los costos económicos.

5. Los costos de prestación del servicio se han calculado en función de criterios financieros y económicos.

Estos últimos son los que interesan a los fines de la tarificación propuesta, con vistas a orientar la demanda. La metodología de cálculo usada debe servir de base para futuros trabajos en esta área que tome a su cargo la empresa y su difusión, entre el personal responsable de la misma, es imprescindible. Se sugiere organizarla mediante actividades de capacitación.

Los correspondientes costos se han clasificado con un enfoque productivo (por etapas del proceso eléctrico) y asignado en función de tres parámetros de tarificación: capacidad, energía y número de usuarios.

6. Aplicando un criterio estrictamente financiero a la evaluación de los costos de EPEC bajo las alternativas de 1) interconexión al SIN y 2) generación propia, se ha demostrado la conveniencia de la primera.

Los resultados en esta materia resultan condicionados por el actual régimen tarifario que contempla, para las transacciones

obras ya comenzadas, el actual nivel de tarifas es suficiente y aún excesivo.

d) La aplicación estricta del criterio marginalista de tarificación llevaría a la necesidad de efectuar un fuerte ajuste del nivel promedio de las tarifas, que sobrepasaría el 70%. De aquí que se considere inconveniente aplicar este enfoque estricto y que, en su reemplazo, la propuesta sea la de contemplar la posibilidad de ceñirse a la situación; a) anterior, modificando la estructura de las tarifas de las diferentes categorías de usuarios o modalidades de consumo, de manera que se respetan los precios relaciones de una tarificación marginalista.

9. Las conclusiones específicas tienen que ver con la individualización de las distorsiones de los precios relativos implícitas en el actual régimen tarifario "vis à vis" uno que se base en los costos marginales:

- a) la categoría residencial está subsidiada, salvo el caso de los clientes con elevados consumos mensuales.

- b) los consumos en media y alta tensión está fuertemente penalizados.

10. Una tarificación trinómica (cargos por potencia, energía y usuario) como la que se presenta en la Tabla 4 del Capítulo anterior ofrece la estructura de precios medios por categorías, que respetando el actual nivel promedio de la tarifa de EPEC, se ajusta a una estructura de costos marginales.

ANEXO ESTADISTICO

Tabla A.1
Proyección de la demanda del sector residencial por zonas

Años	Zonas								Sumatoria zonas
	A	B	C	D	E	F	G	H	
(Gwh)									
1980	277,7	29,9	28,5	21,0	15,0	38,6	28,5	12,4	451,6
1981	291,5	31,5	30,6	22,4	16,0	41,7	31,0	13,3	478,0
1982	306,1	33,2	32,7	24,0	17,1	45,0	33,7	14,2	506,0
1983	321,4	35,0	35,0	25,7	18,3	48,6	36,6	15,2	535,8
1984	337,4	36,8	37,5	27,5	19,6	52,5	39,8	16,3	567,4
1985	354,3	38,8	40,1	28,4	21,0	56,7	43,3	17,4	601,0
1986	372,0	40,9	43,0	31,4	22,4	61,2	47,0	18,6	636,5
1987	390,6	43,2	46,0	33,6	24,0	66,1	51,1	19,9	674,5
1988	410,1	45,1	49,3	35,0	25,6	71,4	55,6	21,3	713,8
1989	430,6	47,9	52,7	53,5	27,4	77,1	60,4	22,7	757,3
1990	452,2	50,5	56,4	41,2	29,3	83,2	65,6	24,3	802,7

Fuente: Elaboración propia.

Tabla A.2

Proyección de la demanda del sector general por zonas

Años	Zonas								Sumatoria zonas
	A	B	C	D	E ^{1/}	F ^{1/}	G ^{1/}	H	
	(Gwh)								
1980	125,0	17,8	12,1	10,1	5,4	15,3	11,4	5,3	202,4
1981	125,4	18,1	12,2	10,3	5,5	15,6	11,5	5,4	204,0
1982	125,7	18,3	12,3	10,4	5,6	15,8	11,6	5,5	205,2
1983	126,1	18,6	12,3	10,6	5,7	16,1	11,7	5,6	206,7
1984	126,4	19,0	12,4	10,7	5,8	16,3	11,8	5,7	208,1
1985	126,8	19,2	12,5	10,9	5,9	16,6	11,9	5,8	209,6
1986	127,1	19,5	12,5	11,0	6,0	16,8	12,0	5,9	210,8
1987	127,5	19,8	12,6	11,2	6,1	17,1	12,2	6,0	212,5
1988	127,8	20,1	12,7	11,4	6,2	17,4	12,3	6,1	214,0
1989	128,2	20,4	12,8	11,6	6,3	17,7	12,4	6,2	215,6
1990	128,5	20,7	12,8	11,7	6,4	17,9	12,5	6,3	216,8

Fuente: Elaboración propia.

^{1/} Las zonas E, F y G se han proyectado con tasas de 1,7; 1,6; 0,9% respectivamente, que corresponden a las tasas anuales acumuladas entre los valores de demanda de 1971 y 1980 ya que la tendencia de las tres zonas incluyendo los años intermedios es negativa.

Tabla A.3

Proyección de la demanda del sector gobierno, por zonas

Años	Zonas								Total
	A	B	C	D	E	F	G	H	
	(Gwh)								
1980	42,3	5,9	2,3	1,9	1,5	4,0	2,2	1,4	61,6
1981	43,8	6,7	2,4	2,1	1,6	4,3	2,3	1,6	64,7
1982	45,3	7,6	2,6	2,3	1,7	4,5	2,4	1,7	68,0
1983	46,9	8,6	2,7	2,4	1,8	4,9	2,5	1,9	71,6
1984	48,5	9,7	2,9	2,6	1,9	5,1	2,6	2,1	75,4
1985	50,2	11,0	3,0	2,8	2,1	5,4	2,7	2,3	79,5
1986	52,0	12,4	3,2	3,1	2,2	5,7	2,8	2,6	84,0
1987	53,8	14,1	3,4	3,3	2,3	6,1	2,9	2,8	88,7
1988	55,7	15,9	3,6	3,6	2,5	6,5	3,0	3,1	93,8
1989	57,6	18,0	3,8	3,9	2,6	6,9	3,2	3,4	99,3
1990	59,7	20,3	4,0	4,2	2,8	7,3	3,3	3,8	102,3

Fuente: Elaboración propia.

Tabla A.4

Proyección de la demanda del sector alumbrado público por zonas

Años	Zonas								Sumatoria zonas
	A	B	C	D	E	F	G	H	
(Gwh)									
1980	32,3	7,2	5,5	2,1	2,5	4,7	5,2	2,2	61,7
1981	33,3	7,7	5,9	2,2	2,6	4,9	5,5	2,3	64,4
1982	34,4	8,1	6,3	2,2	2,7	5,2	5,8	2,4	67,1
1983	35,4	8,7	6,7	2,3	2,8	5,5	6,1	2,5	70,0
1984	36,4	9,2	7,1	2,4	2,9	5,7	6,5	2,6	72,8
1985	37,4	9,8	7,6	2,4	3,0	6,0	6,8	2,7	75,7
1986	38,5	10,4	8,1	2,5	3,1	6,3	7,2	2,8	79,1
1987	39,5	11,0	8,6	2,6	3,2	6,7	7,6	2,9	82,1
1988	40,5	11,7	9,2	2,6	3,3	6,9	8,0	3,0	85,2
1989	41,5	12,5	9,8	2,7	3,5	7,4	8,5	3,1	89,0
1990	42,6	13,3	10,4	2,8	3,6	7,7	9,0	3,2	92,6

Fuente: Elaboración propia.

Tabla A.5

Proyección de las demandas del sector grandes consumos por zonas

Años	Zonas								Sumatoria zonas
	A ^{1/}	B	C	D ^{2/}	E	F	G	H	
	(Gwh)								
1980	423,8	10,2	38,7	17,7	18,9	23,3	15,0	28,9	576,5
1981	431,4	11,3	40,4	18,1	20,9	26,3	15,9	30,7	595,0
1982	439,3	12,4	42,2	18,4	23,0	29,6	16,8	32,6	614,3
1983	447,5	13,7	44,1	18,8	25,4	33,3	17,7	34,6	635,1
1984	456,0	15,1	46,1	19,2	28,1	37,6	18,7	36,8	657,6
1985	464,7	16,7	48,2	19,6	31,0	42,4	19,8	39,0	681,4
1986	473,7	18,4	50,3	20,0	34,2	47,7	20,9	41,5	706,7
1987	483,1	20,3	52,6	20,4	37,8	53,8	22,1	44,0	734,1
1988	492,7	22,4	54,9	20,8	41,7	60,6	23,4	46,8	763,3
1989	502,7	24,6	57,4	21,2	46,0	68,3	24,7	49,7	794,6
1990	513,0	27,2	59,9	21,7	50,8	77,0	26,1	52,7	829,0

Fuente: Elaboración propia.

1/ Para la proyección de la zona A se descuentan 199,1 Gwh, al valor inicial, pertenecientes a Fiat, Corcemar y Renault que se adicionan anualmente una vez efectuada la proyección como valor constante.

2/ Se adoptó el 2% correspondiente a la tasa anual acumulada entre los valores de demanda de 1971 y 1980 debido a que la tendencia en los años intermedios es negativa.

Tabla A.6

Costos totales de generación y compra.^{1/} Consolidación de los costos de capacidad

Rubro	Anteriores	Incorporados por la transferencia	Consolidados
(millones de pesos anuales)			
Totales	<u>184.270,2</u>	<u>20.463,7</u>	<u>204.733,0</u>
Costos de capital	94.023,0	17.138,4	111.161,4
- Rentabilidad	55.415,0	10.078,2	65.493,2
- Depreciación	38.608,0	7.060,2	45.668,2
Costo de compra de potencia a A y EE	13.124,8	-13.124,8	---
Costos fijos de operación y mantenimiento (CFOM)	77.122,4	16.450,1	93.572,5

^{1/} Se refiere a compras a A y EE. Los intercambios con el SIN aparecen en la etapa transición

Fuente: elaboración propia en base a datos suministrados por EPEC.

Tabla A.7
Costos totales de generación y compra^{1/} - Consolidación de los costos de energía

Rubros	Anteriores	De la transferencia		Consolidados
		Incorporados	Economías	
(millones de pesos anuales)				
Totales	<u>143.187,5</u>	-----	<u>16.394,4</u>	<u>126.793,1</u>
Combustibles	128.859,1	-----	2.066,0 ^{2/}	126.793,1
Compra energía a A y EE	14.328,4	-----	14.328,4	-----

^{1/} Las compras al SIN entran en la etapa transmisiva

^{2/} Economías de despacho, al optimizar el programa de generación centralizado luego de la transferencia.

Fuente: elaboración propia en base a datos suministrados por EPEC.

Tabla A.8

Costos totales de transmisión. Consolidación de los costos de capacidad

Rubro	EPEC	Ex-A y.EE.	Consolidados
	(millones pesos anuales)		
<u>Totales</u>	<u>86.112,7</u>	<u>17.574,2</u>	<u>103.686,9</u>
Costos de Capital	46.452,4	9.480,7	55.933,1
- Rentabilidad	31.300,0	4.806,4	36.106,4
- Depreciación	15.152,4	4.674,3	19.826,7
Costos fijos de Operación y Mantenimiento (CFOM)	39.660,3	8.093,5	47.753,8

Fuente: elaboración propia en base a información suministrada por EPEC.

Tabla A.9

Costos totales de transmisión. Consolidación de los costos de energía

Rubro	Anteriores	Incorporados por la transferencia	Consolidados
(millones de pesos anuales)			
<u>Totales</u>	<u>29.600,5</u>	---	<u>29.600,5</u>
Compra de energía del Sistema Nacional	29.600,5	---	29.600,5

Fuente: Elaboración propia en base a información suministrada por EPEC.

Tabla A.10
Costos totales de distribución primaria. Consolidación de los costos de potencia

Rubro	EPEC	Ex A.y EE.	Consolidados
(millones de pesos anuales)			
<u>Totales</u>	<u>96.822,1</u>	<u>6.971,7</u>	<u>103.793,8</u>
Costos de Capital	41.430,9	1.134,1	42.565,0
- Rentabilidad	25.370,8	558,6	25.929,4
- Depreciación	16.060,1	575,5	16.635,6
Costos fijos de Operación y Mantenimiento (CFOM)	55.391,2	5.837,6	61.228,8

Fuente: Elaboración propia en base a información suministrada por EPEC.

Tabla A.11

Costos totales de distribución secundaria. Consolidación de los costos de potencia

Rubro.	EPEC	Ex A y EE.	Consolidados
<u>Totales</u>	<u>111.331,4</u>	<u>6.410,3</u>	<u>117.741,7</u>
(millones de pesos anuales)			
Costos de Capital	54.450,6	322,8	54.773,4
- Rentabilidad	28.150,3	142,1	28.274,4
- Depreciación	26.300,3	198,7	26.499,0
Costos Fijos de Operación y mantenimiento	56.880,8	6.087,5	62.968,3

Fuente: Elaboración propia en base a información suministrada por EPEC

Tabla A.12

Estimaciones de potencia, demanda de energía de los usuarios e intercambios con el SIN. 1981

Rubro	EPEC	Intercambio con el SIN
<u>Potencia Efectiva (MW)</u>	<u>689</u>	
Antes de la transferencia	400	
Transferida	150	
Añadida	139	
<u>Demanda de energía de los Usuarios: (GWh/año)</u>	<u>2.129</u>	
<u>Potencia Vendida (MW)</u>		<u>40</u>
<u>Energía Comprada (GWH/año)</u>		<u>526</u>
En la punta		68
En el valle		148
En otros		310

Tabla A.13
Costos totales correspondientes al nivel de generación (energía)
(Hipótesis: EPEC aislada)

	De la transferencia			Consolidación
	Anteriores	Incorporados	Economías	
	(millones pesos anuales)			
<u>Totales</u>	<u>181.523,2</u>	---	<u>16.394,4</u>	<u>165.128,8</u>
Combustibles	167.194,8	---	2.066,0 ^{1/}	165.128,8
Original	128.859,1	---	---	---
Incremento	38.335,7	---	---	---
Compra Energía (a Ex A y EE.)	14.328,4	---	14.328,4	---

^{1/} Economías de despacho, por optimización del programa de generación
Fuente: Elaboración propia en base a datos suministrados por EPEC.

Tabla A.14
Costos totales correspondientes al nivel de transmisión (Capacidad)
(Hipótesis: EPEC aislada)

Rubro	EPEC	Ex A y EE.	Consolidación
(millones de pesos anuales)			
<u>Totales</u>	<u>86.112,7</u>	<u>17.574,2</u>	<u>103.686,9</u>
Costo de capital	46.452,4	9.480,7	55.933,1
- Rentabilidad	31.300,0	4.806,4	36.106,4
- Depreciación	15.152,4	4.674,3	19.826,7
C.F.O.M.	39.660,3	8.093,5	47.753,8

Fuente: Elaboración propia en base a datos suministrados por EPEC.

Tabla A.15

Comparación de los costos totales de generación y transmisión

Categoría del Costo	EPEC		Diferencia (2) - (1)
	Interconectada ^{1/} (1)	Aislada ^{2/} (2)	
(millones pesos anuales)			
<u>Totales</u>	450.494,1	473.549,6	23.055,5
Generación	317.206,7	369.862,7	52.656,0
- Capacidad	190.413,6 ^{3/}	204.733,9	14.320,3
- Energía	126.793,1	165.128,8	38.335,7
Transmisión	133.287,4	103.686,9	-29.600,5
- Capacidad	103.686,9	103.686,9	---
- Energía	29.600,5	---	-29.600,5

^{1/} Esta columna surge de los resultados presentados en Tablas anteriores, que, como se recordará, surgen de la situación de EPEC incorporada al SIN, con generación propia e intercambio (venta de potencia y compra de energía).

^{2/} Son los costos de la hipótesis elaborada en las Tablas 35 y 36, que se denominó "EPEC aislada".

^{3/} Difiere del importe obtenido en la Tabla 27 (ó, lo que es lo mismo, de la columna (2) contigua) en \$14.320,3 millones, importe éste que corresponde a la venta de potencia que hace EPEC al SIN.

Tabla A.16

Distribución de Pérdidas de Energía y Ventas entre las Etapas de Producción

Etapa	Energía Vendida	Pérdidas de Energía	Asignada a:			Totales de Ven tas y Pérdidas
			Transmí.	Distr.1°	Distrib.2° Total	
GWh/anuales						
Transmisión	406,6	164,3	30,6	-	30,6	437,2
						18,6
						(%)
Distribución Primaria	578,9	142,0	47,3	50,3	97,6	676,5
						28,8
Distribución Secundaria	918,8	136,9	86,4	91,7	136,9	1.233,8
					315	52,6
Totales	1.904,3	443,2	164,3	142	136,9	2.347,5
					443,2	100,0

Tabla A.17

Costos de Comercialización

a. Usuarios ponderados por categoría

Categoría	Usuarios	Ponderación	Total
Residencial	367.289	1	367.289
General	56.611	2	113.222
BT	721	10	7.210
G. Consumos MT	295	15	4.425
AT	9	20	180
Gobierno	5.455	4	21.820
Alumbrado Público	3.093	4	12.372
Resto	685	4	2.740
	433.854		529.258

b. Cálculo de los costos unitarios básicos

Costo Total de Comercialización	Total Usuarios Ponderados	Costo Unitario Básico
(millones pesos año)		(pesos/usuarios/año)
63.136,4	529.258	119.292,3

Tabla A.18

Transmisión: Serie histórica de existencias de líneas aéreas de transmisión. (132-66 kv)

Año	Total instalado (km línea)	Demanda máxima (Mw)
1972	2.068	227,9
73	2.336	236,4
74	---	---
75	---	---
76	---	---
77	2.339,3	302,3
78	2.506,0	322,2
79	2.586,0	372,7
80 ^{1/}	3.578,9	477,4

Coefficiente de regresión $b = 2,88$ (km/MW)

Fuente: Elaboración propia.

1/ El fuerte aumento en el total de líneas y en la demanda máxima se debe a la inclusión de A. y EE., lo que hizo aconsejable desecharlo para la determinación del coeficiente de regresión.

Tabla A.19
Distribución Primaria. Serie histórica de estaciones transformadoras
(At/MT)

Año	Potencia instalada	Demanda máxima
	(KVA)	(MW)
1972	585.300	172,5
73	612.245	178,9
74	631.810	192,8
75	754.300	201,1
76	852.407	208,5
77	865.111	228,8
78	865.111	243,9
79	---	---
80	999.356	310,0

Coefficiente de regresión $b = 3.041$ (KVA/MW)

Fuente: Elaboración propia.

Tabla A.20
Distribución Primaria. Inversiones realizadas en líneas
aéreas y subterráneas

Año	Incorporación del año	Indice act. a Dic.80	Inversión	
			Actualizada	Acumulada
	(a valores corrientes)		(millones de pesos)	
1972	3.291.722	1.180,98	3.887,4	3.887,4
1973	84.015	770,84	64,8	3.952,2
1974	---	632,81	---	3.952,2
1975	---	219,54	---	3.952,2
1976	22.524.134	37,77	850,7	4.802,9
1977	84.706.577	14,67	1.242,6	6.045,5
1978	40.918.891	5,74	234,9	6.280,4
1979	1.644.831.963	2,27	3.733,8	10.014,2
1980	2.828.096.808	1,23	3.478,5	13.492,7
1981	21.051.416.824	0,59	12.420,3	25.913,0

Fuente: Elaboración propia.

Tabla A.21

Distribución Primaria. Líneas de distribución y su correlación con potencia

Año	Inversión Acumulada 1/ (millones de pesos)	Demanda Máxima (MW)
1972	3.887,4	172,5
1973	3.952,2	178,9
1974	3.952,2	192,8
1975	3.952,2	201,1
1976	4.802,9	208,5
1977	6.045,5	228,8
1978	6.280,4	243,9
1979	10.014,2	282,1
1980	13.492,7	310,0
1981	25.913,0	359,6

Coefficiente de regresión $b = 105,77 \text{ } \$ \cdot 10^6 / (\text{MW})$

1/ Columna 4 de la Tabla A.20.

Fuente: Elaboración propia.

Tabla A.22
Distribución Secundaria. Serie histórica de subestaciones

Año	Potencia Instalada	Demanda máxima
	(KVA)	(MW)
1972	366.765	102,5
73	382.726	106,4
74	394.095	114,6
75	423.446	119,6
76	439.104	123,9
77	458.069	136,1
78	479.070	145,0
79	496.505	167,7
80	549.808	184,3
81	580.463	213,8

Coefficiente de regresión $-b = 1.898 \text{ KVA/MW}$.

Fuente: Elaboración propia.

Tabla A.23

Distribución Secundaria. Inversión realizada en líneas
aéreas y subterráneas

Año	Incorporación del año	Índice act. a Dic. 80	Inversión	
			Actualizada	Acumulada
1971	17.051.348	2.017,51	34.401,2	34.401,2
1972	52.178.583	1.180,98	61.622,1	96.023,3
1973	32.237.767	770,84	24.850,2	120.873,5
1974	18.503.607	632,81	11.709,4	132.582,9
1975	31.345.949	219,54	6.881,7	139.464,6
1976	264.086.976	37,77	9.973,8	149.438,4
1977	566.753.557	14,67	8.314,3	157.752,7
1978	1.315.547.062	5,74	7.551,2	165.303,9
1979	1.923.373.995	2,27	4.366,0	169.669,9
1980	7.014.955.322	1,23	8.627,7	178.297,6
1981	58.853.691.997	0,59	34.723,6	213.021,2

Fuente: Elaboración propia.

Tabla A.24

Distribución Secundaria. Línea de distribución secundaria y su correlación con la demanda máxima.

Año	Inversión Acumulada 1/ (millones de pesos)	Demanda Máxima (MW)
1971	34.401,2	101,7
1972	96.023,3	102,5
1973	120.873,5	106,4
1974	132.582,9	114,6
1975	139.464,6	119,6
1976	149.438,4	123,9
1977	157.752,7	136,1
1978	165.303,9	145,0
1979	169.669,9	167,7
1980	178.297,6	184,3
1981	213.021,2	213,8

Coefficiente de regresión $b = 1.066,79 \text{ } \$ \cdot 10^6/\text{MW}$

1/ Columna 4 de la Tabla A.23.

Tabla A.25
Costos Económicos

Concepto	Requerimiento Incremental	Costo promedio 1/	Costo marginal
	(unidad física/ KW)	(miles de pesos/ unidad física)	(pesos/ KW)
Líneas de transmisión	0,00288	21.097,6	60.761,1
Estaciones Transformadoras	3,041	33,4	101.569,4
Líneas Distribución Primaria	---	---	210.615
Subestaciones Transformadoras	1.898	35,7	67.758,6
Líneas Distribución Secundaria	---	---	392.982

1/ Calculado como costo de inversión anualizado más los costos fijos de operación y mantenimiento.

Tabla A.26.

Transmisión y Distribución. Costos Fijos de operación y mantenimiento
Situación a Diciembre 1980.

Concepto	Cantidad	Unidad	C.F.O.M. (millones de pesos)	(costo promedio) (miles de pesos/ unidad)
Líneas de Transmisión	3.578,9	KM	19.101,5	5.337,2
Estaciones Transformadoras	999.356	KVA	28.652,3	28,7
Líneas distribuc. primaria	310.000	KW ^{1/}	61.228,8	197,5
Subestaciones transformadoras	580.463	KVA	14.912,8	25,7
Líneas distribuc. secundaria	184.300	KW ^{1/}	48.055,5	260,7

^{1/} Dado que se carece de datos físicos referidos a Km. de líneas se tomaron los KW correspondientes a la demanda máxima que atendió en 1980.

Tabla A27

Transmisión-Costo de Inversión en Líneas

Descripción	Costo Unitario	Ponderación ^{1/}	Precio
	(millones de pesos/Km)		(millones de pesos/Km)
Líneas en 132 kv	161,0	0,32	51,5
Líneas en 66 kv.	118,1	0,64	75,6
Promedio de Líneas de Transmisión de EPEC			127,1

^{1/} Correspondiente a la participación observada a fines de 1980.

Tabla A28

Transmisión-Costo de Inversión en Estaciones transformadoras

para el sistema de transmisión

Descripción	Costo de Inversión	Ponderación ^{1/}	Inversión	Potencia
	(Millones \$)			(MVA)
E.T. 132/13,2 kv. 2 x 25MVA-Doble barra 132kv 2 - Salidas 132 kv. 4 - Alimentadores 132 kv.	5.509,6	0,30	1.652,9	50
E.T. 66/13,2 kv. 2 x 10 MVA-una barra 66kv. 2 - Salidas - 66kv. 4 - Alimentadores - 13,2kv.	3.300,4	0,35	1.155,1	20
E.T. 132/66/13,2 kv. 2 x 10MVA - Doble barr 132kv. 2 - Salidas 132 kv.-2 salidas 66kv. 4 - Alimentadores 13,2 kv.	6.779,7	0,20	1.355,9	20
E.T. 132/66kv.-2x25 MVA 66/13,2kv-2x5MVA 2 - Salidas 132kv.- 2 salidas 66 kv. 4 - Alimentadores 13,2 kv.	7.785,0	0,15	1.167,8	50
Promerío de estaciones transformadoras de EPEC			5.331,7	140

Inversión Unitaria

38.083,6 \$/KVA

^{1/} Estimada en base a composición observada en 1980.

Tabla A29

Distribución-Costo de Inversión en Subestaciones de Distribución

Potencia de Subestación (KVA)	Cantidad	Costo por Subestación (millones \$)	T O T A L		Costo Unitario (miles \$/KVA)
			Potencia (KVA)	Costo (millones \$)	
1.000	6	50,1	6.000	300,6	50,1
630	14	33,1	8.820	463,4	52,5
500	187	27,1	93.500	5.067,7	54,2
315	157	23,8	49.455	3.736,6	75,5
250	468	18,4	117.000	8.611,2	73,6
200	66	16,9	13.200	1.115,4	84,5
160	253	15,8	40.480	3.997,4	98,7
150	4	15,6	600	62,4	104,0
125	33	14,9	4.125	491,7	119,2
100	213	14,3	21.300	3.045,9	143,0
80	32	13,1	2.560	419,2	163,7
75	13	12,7	975	165,1	169,3
63	122	12,0	7.686	1.464,0	190,4
50	29	10,9	1.450	316,1	218,0
25	60	8,8	1.500	528,0	352,0
TOTAL			368.651	29.784,7	80,8

Tabla A30

Multiplicadores de Pérdidas^{1/}

Etapa	Multiplicadores de Pérdidas	
	Potencia	Energía
Transmisión	1,1377	1,1652
Distri. Primaria	1,1556	1,1871
Distri. Secundaria	1,295	1,3635

^{1/} Son coeficientes que debe aplicarse a los costos de la etapa anterior para elevarlos al de la siguiente.

Tabla A.31
Comparación tarifaria entre diferentes empresas
Tarifa Residencial

Concepto del Cargo	Unidad	E M P R E S A S				
		A y EE		La Pampa	SEGBA	DEBA
		Central 1/	Neuquen Río Negro			
Cargo fijo Mensual	\$	7.100	7.100	7.100	6.200	6.191,5
Primer 2/ Escalón	\$/kwh	219	170	186	229	164,3
Segundo Escalón	\$/kwh	-	-	-	244	260,8
Excedente	\$/kwh	283	210	231	316	310,6
						373,7

1/ Comprende además Cuyo, Litoral, Norte, Mar del Plata, Nordeste y Patagonia.

2/ El escalonamiento de los precios según los consumos no es coincidente en las distintas empresas; así A y EE para todas las regiones tiene un valor para los primeros 110 kwh mensuales y otro para el excedente; SEGBA, Ex CIAF para los primeros 80 kwh/mes siguientes 100 kwh/mes y excedente de 180 kwh/mes; DEBA para los primeros 50 kwh/mes siguiente 50 kwh/mes y excedente de 100kwh/mes y EPEC para los primeros 60 kwh/mes, siguientes 60 kwh/mes y excedentes de 120 kwh/mes.

Fuente: Informe Final Comisión Resolución Ministerio de Economía N° 663/80

Tabla A.32

Comparación tarifaria entre diferentes empresas

Tarifa Comercial

Concepto del Cargo	Unidad	E M P R E S A S				
		A y EE		Neuquen Rfo Negro	SEGBA	DEBA
		Central ^{1/}	EE			
Gasto fijo Mensual	\$	7.700	7.700	7.700	6.200	7.739
Primer Escalón ^{2/}	\$/kwh	364	325	325	316	418,7
Segundo Escalón	\$/kwh	-	-	-	-	-
Excedente	\$/kwh	309	299	299	255	291,5
						315,5

1/ Comprende además a Cuyo, Litoral, Norte, La Pampa, Mar del Plata, Nordeste y Patagonia

2/ El primer escalón significa los siguientes consumos: A y EE -400 kwh/mes, SEGBA - 1000 kwh/mes; DEBA - 4000 kwh/mes; EPEC - 500 kwh/mes; la única que presenta un segundo escalón es EPEC con 4500 kwh/mes y el excedente se refiere a los consumos superiores.

Fuente: Informe Final Comisión Resolución Ministerio de Economía N° 663/80.

Tabla A.33

Comparación tarifaria entre diferentes empresas

Tarifa Industrial

Concepto del Cargo	Unidad	E M P R E S A S				
		A y EE				
		Central ^{1/}	La Pampa	Neuquen Rio Negro	SEGBA	DEBA EPEC
Carga Potencia	\$/kw/mes	10.400	10.400	10.100	10.950	- 28.813,9
Primer Escalón ^{2/}	\$/kwh	184	131	124	110	275,6 180,2
Segundo Escalón	\$/kwh	155	124	116	85	236,4 180,2
Tercer Escalón	\$/kwh	127	90	85	-	- 180,2
Excedente	\$/kwh	82	73	69	71	213,1 180,2

^{1/} Incluye además a Cuyo, Litoral, Morte, Mar del Plata, Nordeste y Patagonia.

^{2/} Los escalones de consumo están determinados: A y EE en función de la demanda de potencia, asignándole a la misma tiempos de utilización de 100 horas para el primer escalón 100 horas para el segundo, 200 horas para el tercero. SEGBA fija 40.000 kwh para el primer escalón, el segundo en 360.000 kwh adicionales, no teniendo un tercer escalón; DEBA los siguientes valores para el primero 32.000 kwh, el segundo es 68 kwh, no existiendo un tercero; EPEC no subdivide en escalones teniendo precio único para todo el consumo.

Fuente: Informe Final Comisión Resolución Ministerio de Economía N° 663/80

Tabla A.34
Aplicación de las diferentes tarifas a consumos tipos

Categoría	D e m a n d a		T a r i f a M o n ó m i c a				EPEC
	Potencia	Energía Mensual	A y EE	SEGBA	DEBA		
	(kw)	(kwh)	(\$/kwh)				
Residencial	1,1	100	290,0	294,0	274,5	365,5	
Comercial	1,6	500	368,4	328,4	434,2	535,1	
Grandes Consumos	200	80.000	174,2	124,9	252,1	252,2	

DEG

Fuente: Elaboración propia en base a datos del Informe Final Comisión Resolución Ministerio de Economía N° 663/80

Tabla A.35

Evolución en moneda constante año 1968 = 100

Año	Tarifa Residencial (1)			Tarifa p/Grandes Consumidores (2)		
	ASE/SEGBA	A. y E.E.	E.P.E.C.	ASE/SEGBA (T5)	A. y E.E.(T7)	E.P.E.C.
1968	100	100	100	100	100	100
1969	89	89	93	85	87	73
1970	73	79	82	62	78	62
1971	77	68	81	62	62	50
1972	45	52	90	60	53	56
1973	39	44	78	72	47	55
1974	43	40	73	65	64	55
1975	25	23	60	47	49	58
1976	33	48	60	57	96	65
1977	39	46	73	92	78	73
1978	61	60	72	69	91	70
1979	53	54	69	50	64	66
1980 (3)	58	66	109	53	67	75

(1) Deflacionado con índice de Precios al Consumidor.

(2) Deflacionado con índice de Precios Mayoristas no Agropecuarios Nacionales.

(3) Valor a mayo.

Fuente: Comisión Res. 633/80.

Tabla A.36
Comparación de las tarifas con los costos
Categoría residencial en distribución secundaria

Concepto	Unidad	Residencial		
Consumo mensual	kwh	50	100	150
Demanda máxima	kw	0,8	1,1	1,1
<u>Tarifas</u>				
Cargo fijo mensual	miles de \$	9,7	9,7	9,7
Cargo por energía	miles de \$	13,5	31,6	51,9
Cargo total	miles de \$	23,2	41,3	61,6
Tarifa media	\$/kwh	465,2	412,8	410,7
<u>Costos financieros</u>				
Costo de potencia	miles de \$	47,3	65,0	65,0
Costo de energía	miles de \$	4,5	8,9	13,4
Costo de comercialización	miles de \$	9,9	9,9	9,9
Costo total	miles de \$	61,7	83,8	88,3
Costo medio	\$/kwh	1.234,7	839,5	589,6
<u>Costos económicos</u>				
Costo de potencia	miles de \$	42,0	57,8	57,8
Costo de energía	miles de \$	4,2	8,3	12,5
Costo de comercialización	miles de \$	9,9		9,9
Costo total	miles de \$	56,1		80,2
Costo medio	\$/kwh	1.122,6	760,5	534,2

Fuente: Elaboración propia.

Tabla A.37
Comparación de las tarifas con los costos categoría
general (industrial) en distribución secundaria

Concepto	Unidad	General (industrial)		
Consumo mensual	kwh	200	350	500
Demanda máxima	kw	1,2	1,4	1,6
<u>Tarifas</u>				
Cargo fijo mensual	miles de \$	14,8	14,8	14,8
Cargo por energía	miles de \$	74,1	129,6	185,2
Cargo total	miles de \$	88,9	144,4	200,0
Tarifa media	\$/kwh	444,5	412,7	400,0
<u>Costos financieros</u>				
Costo de potencia	miles de \$	71,0	82,8	94,6
Costo de energía	miles de \$	17,9	31,3	44,7
Costo de comercialización	miles de \$	19,9	19,9	19,9
Costo total	miles de \$	108,8	134,0	159,2
Costo medio	\$/kwh	543,8	382,9	318,5
<u>Costos económicos</u>				
Costo de potencia	miles de \$	63,0	73,5	84,0
Costo de energía	miles de \$	16,7	29,1	41,6
Costo de comercialización	miles de \$	19,9	19,9	19,9
Costo total	miles de \$	99,6	122,5	145,5
Costo medio	\$/kwh	497,9	350,2	291,2

Fuente: Elaboración propia.

Tabla A.38

Comparación de las tarifas con los costos categoría
grandes consumos en distribución secundaria

Concepto	Unidad	Grandes consumos		
Consumo mensual	kwh	7.200	10.500	14.400
Demanda máxima	kw	50	50	50
<u>Tarifas</u>				
Cargo por potencia	miles de \$	1.602,6	1.602,6	1.602,6
Cargo por energía	miles de \$	1.443,1	2.164,6	2.886,2
Cargo total	miles de \$	3.045,7	3.767,2	4.488,8
Tarifa media	\$/kwh	423,0	348,8	311,7
<u>Costos financieros</u>				
Costo de potencia	miles de \$	2.957,6	2.957,6	2.957,6
Costo de energía	miles de \$	644,4	966,6	1.288,8
Costo de comercialización	miles de \$	99,4	99,4	99,4
Costo total	miles de \$	3.701,4	4.023,6	4.345,8
Costo medio	\$/kwh	514,0	372,5	501,7
<u>Costos económicos</u>				
Costo de potencia	miles de \$	2.626,5	2.626,5	2.626,5
Costo de energía	miles de \$	599,8	899,6	1.199,5
Costo de comercialización	miles de \$	99,4	99,4	99,4
Costo total	miles de \$	3.325,7	3.625,5	3.925,4
Costo medio	\$/kwh	461,9	335,7	272,6

Fuente: Elaboración propia.

Tabla A.39
Comparación de las tarifas con los costos categoría grandes consumos en distribución primaria

Concepto	Unidad	Grandes consumos		
Consumo mensual	kwh	7.200	10.800	14.400
Demanda máxima	kw	50	50	50
Tarifas				2.000
Cargo por potencia	miles de \$	1.468,1	1.468,1	1.468,1
Cargo por energía	miles de \$	1.137,1	1.705,6	2.274,2
Cargo total	miles de \$	2.605,2	3.173,7	3.742,3
Tarifa media	\$/kwh	361,8	293,8	259,9
<u>Costos financieros</u>				
Costo de potencia	miles de \$	2.139,9	2.139,9	2.139,9
Costo de energía	miles de \$	560,1	840,2	1.120,3
Costo de comercialización	miles de \$	149,1	149,1	149,1
Costo total	miles de \$	2.849,1	3.129,2	3.409,3
Costo medio	\$/kwh	395,7	289,7	236,7
<u>Costos económicos</u>				
Costo de potencia	miles de \$	1.808,8	1.808,8	1.808,8
Costo de energía	miles de \$	515,5	773,3	1.031,0
Costo de comercialización	miles de \$	149,1	149,1	149,1
Costo total	miles de \$	2.473,4	2.731,2	2.988,9
Costo medio	\$/kwh	343,5	252,9	207,5
Fuente: Elaboración propia.				

Tabla A.40

Comparación de las tarifas con los costos categoría cooperativas en distribución primaria

Concepto	Unidad	Cooperativas			
Consumo mensual	kwh	7.200	10.800	14.400	800.000
Demanda máxima	kw	50	50	50	2.000
<u>Tarifas</u>					182,0
Cargo por potencia	miles de \$	1.451,1	1.451,1	1.451,1	47.550,2
Cargo por energía	miles de \$	1.134,4	1.701,6	2.268,7	119.272,0
Cargo total	miles de \$	2.585,5	3.152,7	3.719,3	166.822,2
Tarifa media	\$/kwh	359,1	291,9	258,3	208,6
<u>Costos financieros</u>					
Costo de potencia	miles de \$	2.139,9	2.139,9	2.139,9	85.597,2
Costo de energía	miles de \$	560,1	840,2	1.120,3	62.240,0
Costo de comercialización	miles de \$	149,1	149,1	149,1	149,1
Costo total	miles de \$	2.849,1	3.129,2	3.409,3	147.986,3
Costo medio	\$/kwh	395,7	289,7	236,7	185,0
<u>Costos económicos</u>					
Costo de potencia	miles de \$	1.808,8	1.808,8	1.808,8	72.354,0
Costo de energía	miles de \$	515,5	773,3	1.031,0	57.280,0
Costo de comercialización	miles de \$	149,1	149,1	149,1	149,1
Costo total	miles de \$	2.473,4	2.731,2	2.988,9	129.783,1
Costo medio	\$/kwh	343,5	252,9	207,5	162,2

Fuente: Elaboración propia.

Tabla A.41
Comparación de las tarifas con los costos categoría grandes consumos y cooperativas en transmisión

Concepto	Unidad	Grandes consumos		Cooperativas	
Consumo mensual	kwh	800.000	2.000.000	800.000	2.000.000
Demanda máxima	kw	2.000	5.000	2.000	5.000
<u>Tarifas</u>					
Cargo por potencia	miles de \$	44,7	107,4	41,9	102,7
Cargo por energía	miles de \$	112,3	276,9	112,8	270,0
Cargo total	miles de \$	157,0	384,3	154,7	372,7
Tarifa media	\$/kwh	196,2	193,4	192,2	186,4
<u>Costo financieros</u>					
Costo de potencia	miles de \$	62,1	155,3	62,1	155,3
Costo de energía	miles de \$	57,3	134,2	57,3	134,2
Costo de comercialización	miles de \$	198,8	198,8	198,8	198,8
Costo total	miles de \$	119,6	289,7	119,6	289,7
Costo medio	\$/kwh	149,5	149,3	149,5	149,3
<u>Costos económicos</u>					
Costo de potencia	miles de \$	48,9	122,2	48,9	122,2
Costo de energía	miles de \$	52,3	130,8	52,3	130,8
Costo de comercialización	miles de \$	198,8	198,8	198,8	198,8
Costo total	miles de \$	101,4	253,2	101,4	253,3
Costo medio	\$/kwh	126,7	126,6	126,7	126,6

Fuente: Elaboración propia.

Tabla A.42

Costos financieros totales a recuperar por categoría de usuario^{1/}

Categoría	Cantidad usuarios	Demandas máximas no coincidentes (MW)	Energía vendida (Gwh/año)	Costos totales (miles de millones de \$)
Residencial	367.289	404	422,6	368,4
General	56.611	79	220,5	89,3
Grandes consumos en D2	721	58	91,9	50,2
Grandes consumos en D1	295	137	578,9	115,9
Grandes consumos en Tr	9	52	406,6	48,5
Gobierno	5.455	27	73,5	28,3
Alumbrado público	3.093	25	82,7	26,6
Resto	685	7	27,6	7,8
Totales	433.854	789	1.904,3	735,0

Fuente: Elaboración propia en base a datos de EPEC.

^{1/} Excluye los apropiables a ventas al SIN.

Tabla A.43
Estimación de ingresos por ventas de electricidad. 1981

Categoría	Totales de energías vendidas (Gwh/año)	Potencias facturadas	Ingresos estimados (miles de millones de \$)	Tarifa media monómica (\$/kwh)
Residencial	422,6	-	175,0	414,2
General	220,5	-	128,2	581,6
Grandes consumos en D2	91,9	58	42,8	465,9
Grandes consumos en D1	578,9	137	139,7	241,3
Grandes consumos en Tr	406,6	52	69,7	171,4
Gobierno	73,5	-	40,4	549,6
Alumbrado público	82,7	-	28,9	349,2
Resto	27,6	-	10,9	395,4
Potencia al SIN	-	-	14,3	-
Totales	1.904,3	247	649,9	333,8

Fuente: Elaboración propia en base a datos de EPEC.

Tabla A.44
Relaciones tarifas-costo económico residencial-Distribución secundaria

Consumo		Costo económico monómico (C)	Tarifa media (T)	Relación (T/C)
Demanda máxima (kw)	Energía mensual (kwh)			
0,8	50	2.193,2	465,2	0,21
1,1	100	1.509,1	412,8	0,27
1,1	150	1.047,2	410,7	0,39
1,5	250	864,7	415,3	0,48
1,5	400	586,7	417,9	0,71

Fuente: Elaboración propia.

Tabla A.45
Relaciones tarifas-costo económico general (industrial)-Distribución secundaria

Consumo		Costo económico monómico (C)	Tarifa media (T)	Relación (T/C)
Demanda máxima (kw)	Energía mensual (kwh)			
1,2	200	924,4	444,5	0,48
1,4	350	647,9	412,7	0,64
1,6	500	537,3	400,0	0,74
2,5	1.000	435,6	356,0	0,82

Fuente: Elaboración propia.

Tabla A.46
Relaciones tarifas-costo económico grandes consumos-Distribución secundaria

Consumo		Costo económico monómico (C)	Tarifa media (T)	Relación (T/C)
Demanda máxima	Energía mensual			
(kw)	(kwh)	(\$/kwh)		
50	7.200	949,2	423,0	0,44
50	10.800	673,9	348,0	0,52
50	14.400	536,3	311,7	0,58

Fuente: Elaboración propia.

Tabla A.47
Relaciones tarifas-costo económico grandes consumos-Distribución primaria

Consumo		Costo económico monómico (C)	Tarifa media (T)	Relación (T/C)
Demanda máxima (kw)	Energía mensual (kwh)			
50	7.200	532,4	361,8	0,68
50	10.300	385,1	293,8	0,76
50	14.400	311,4	259,9	0,83
2.000	800.000	242,3	215,2	0,89

Fuente: Elaboración propia.

Tabla A.48
Relaciones tarifas-costo económico grandes consumos-Transmisión

Consumo		Costo económico monómico (C)	Tarifa media (T)	Relación (T/C)
Demanda máxima	Energía mensual			
(kw)	(kwh)	(\$/kwh)		
2.000	250.000	316,8	319,1	1,01
2.000	500.000	196,5	229,7	1,17
2.000	600.000	176,4	214,9	1,22
2.000	800.000	151,4	196,2	1,29
5.000	2.000.000	151,2	193,4	1,28

Fuente: Elaboración propia.

Tabla A.49

Comparación entre Tarifas y Costos Económicos (Punta y Fuera de Punta)

Etapas	Categoría del Usuario	Código Tarifario	Tarifas de EPEC		Costos Económicos Estadísticos		
			Carga P = 1/2(Pp+Pfp) (\$/kw)	Carga Energía (\$/kwh)	Potencia Punta \$/kw	Energía (\$/kwh)	
						Punta	F. de Punta (\$/ usuario)
Distribución Secundaria	Grandes Consumos	3-1-1	32.053,30	200,42	100,22	116.940,3	110,8
	Cooperativas (más de 40kw y hasta 1200kw)	4-2-1	31.508,99	199,01	99,51		99.368,0
Distribución Primaria	Grandes Consumos	3-1-2-b)	24.800,34	153,25	76,63		
	Cooperativas (1200 kw a 5000 kw)	4-2-2-b)	26.938,5	149,09	74,55	60.652,7	88,2
Transmisión	Grandes Consumos	3-1-3-b)	21.485,87	138,43	69,22	29.306,8	74,3
	Cooperativas (más 5000 kw)	4.-2-3-b)	20.551,6	135,00	67,50		198.820,0

1/ P = potencia

Pp = potencia de punta

Pfp = potencia fuera de punta

Fuente: Elaboración propia

Tabla A.50
Inversiones correspondientes al año 1981

Etapa del proceso	Inversión anual	
	(en millones de pesos)	(%)
Generación	54.177	34,1
Transmisión	48.475	31,1
Distribución	46.011	29,5
Comercialización ^{1/}	7.316	4,7
Total	155.979	100,0

1/ incluye servicios generales

Fuente: elaboración propia en base a datos suministrados por EPEC sobre uso de fondos.

Tabla A.51

Inversiones en 1981 correspondientes a obras iniciadas
anteriormente comenzadas en el año

Etapa del proceso de producción	Inversiones debidas a obras	
	anteriores a 1980	comenzadas en 1981
	(en millones de pesos)	
Generación	40.453	13.724
Transmisión	19.474	29.001
Distribución	22.909	23.102
Comercialización y Servicios Generales	4.629	2.687
Totales	87.465	68.514

Fuente: Elaboración propia en base a datos suministrados por EPEC.

Tabla A.52

Obras del Sistema de Transmisión en 1981

Descripción de la Obra	Cantidad	Inversión
		(en millones de pesos)
Línea 132 kv	2	4.696
Línea 66 kv	5	12.070
Estación transformadora	3	12.773
Construcción de transformadores	-	18.556
Obra civil electromecánica demasías y trabajos complementarios	-	380

Fuente: Elaboración propia en base a presupuesto de EPEC, 1981.

Tabla A.53
Obras del Sistema de Distribución. 1981

Descripción de la Obra	Cantidad	Inversión
(en millones de pesos)		
Cable preensamblado en distintos barrios de la Ciudad de Córdoba la Ciudad de Córdoba	---	26.386
Líneas media tensión en el interior de la Provincia.	---	12.431
Línea media tensión y Sub-Estacio- nes en barrios de la C. de Córdoba	---	2.140
Tendido de cable armado subterráneo construcción líneas aéreas, puesto de maniobra (SEA) cámaras subterrá- neas, subestaciones de transforma- ción en la C. de Córdoba e Interior		5.880

Fuente: Elaboración propia en base a presupuesto de EPEC. 1981.

Tabla A.54

Obras en la etapa de comercialización

Obra	Cantidad	Inversión
Edificios administrativos	4	2.722
Viviendas en Pilar	18	384
Museo energfa en Mollet	1	273
Helipuerto-Córdoba	1	1.130
Telecomunicaciones	--	1.233
Obras civiles varias en C. de Córdoba e Interior y trabajos complementarios		1.574

Fuente: Elaboración propia en base a presupuesto de EPEC. 1981.

Tabla A.55

Inversiones de 1981 clasificadas por zonas

Etapa del proceso de producción	Inversiones distribuidas por zona							
	A	B	C	D	E	F	G	H
	(millones de pesos)							
Generación	28.806		3.681	7.193		14.385		112
Transmisión	--	2.680	6.924	13.433	8.225	10.757	2.651	3.805
Distribución	29.261	7.385	735	735	735	2.476	1.963	3.721
Comercialización 1/	1.568	351	898	351	1.190	1.872	351	735
Totales	59.635	10.416	12.238	21.712	10.150	29.490	4.965	7.373

1/ incluye servicios generales.

Fuente: elaboración propia en base a presupuesto 1981 de EPEC.

Tabla A.56

Distribución de los usuarios por zonas

Categoría de los usuarios	Cantidades por zonas								
	Totales	A	B	C	D	E	F	G	H
Residencial	367.289	86.742	61.157	44.612	28.439	24.857	58.673	42.354	20.455
General	56.611	32.902	6.614	4.406	2.637	966	4.793	2.260	2.033
Grandes Consumos en D2	721	405	35	49	42	26	64	70	30
Grandes Consumos en D1	295	86	10	38	56	18	36	38	13
Grandes consumos en Tr	9	4	--	--	--	2	2	--	1
Gobierno	5.455	2.182	658	587	325	313	634	533	223
Alumbrado Público	3.093	1.624	323	312	127	167	120	272	148
Resto	685	279	189	39	11	116	16	6	29

Fuente: Elaboración propia en base a facturados de EPEC.

Tabla A.57

Distribución por zonas de los ingresos por venta de electricidad en 1981

Categoría	Ingresos por zona								
	Totales	A	B	C	D	E	F	G	H
(miles de millones de pesos)									
Residencial	175,0	41,3	29,1	21,3	13,6	11,9	27,9	20,2	9,7
General	128,2	74,5	15,0	10,0	6,0	2,2	10,8	5,1	4,6
Grandes Consumos en D2	42,8	24,0	2,1	2,9	2,5	1,5	3,8	4,2	1,8
Grandes Consumos en D1	139,7	40,7	4,7	18,0	26,5	8,5	17,1	18,0	6,2
Grandes Consumos en Tr	69,7	51,4	--	--	--	8,8	6,5	--	3,0
Gobierno	40,4	16,2	4,9	4,3	2,4	2,3	4,7	3,9	1,7
Alumbrado Público	28,9	15,2	3,0	2,9	1,2	1,6	1,1	2,5	1,4
Resto	10,9	4,4	3,0	0,6	0,2	1,8	0,3	0,1	0,5
Totales	635,6	267,7	61,8	60,0	52,4	38,6	72,2	54,0	28,9

Fuente: Elaboración propia en base a datos suministrados por EPEC.

Tabla A.58

Distribución de las inversiones directas por zonas en 1981

Etapas del proceso de producción	Inversiones por zonas							
	A	B	C	D	E	F	G	H
	(millones de pesos)							
Distribución	29.261	7.385	735	735	735	2.476	1.963	2.721
Comercialización <u>1/</u>	1.568	351	898	351	1.190	1.872	351	735
Totales	30.829	7.736	1.633	1.086	1.925	4.348	2.312	3.456

1/ Incluye Servicios Generales.

Fuente: Elaboración propia en base a presupuesto 1981.

Tabla A.60

Cargos promedio para una tarifa basada en costos

Categorías del usuario	Cargos promedio		
	Potencia (\$/Kw año)	Energía (\$/Kw hora)	Comercialización (\$/usuario)
Residencial	709.819,0	89,5	119.292,3
General	709.819,0	89,5	238.584,6
Gobierno, Alumbrado Público y Resto	709.819,0	89,5	477.169,2
Grandes Consumos y Cooperativas:			
- Baja Tensión	709.819,0	89,5	1.192.923,0
- Media Tensión	513.583,0	77.8	1.789.384,5
- Alta Tensión	372.750,0	71,5	2.385.846,0

Fuente: Elaborada en base a los costos que fueron estimados en el Informe N° 6 (Tabla 12).

Tabla A.61

Estimación de consumos, potencia demandada y usuarios

Categoría Residencial

Intervalos de Consumos (Kwh/bimestre)	Cantidad Pro- medio de u- suarios	Energía Anual (Mwh)	Demanda Máxima (Kw)
0 - 119	84.527	23.523	42.263
120 - 399	251.116	307.190	251.116
400 - 1.999	30.595	90.065	91.785
2.000 o más	1.051	16.686	5.255
Total	367.289	437.464	390.419

Fuente: Estimación propia en base a facturados correspondientes a 1981.
Los datos oficiales no fueron suministrados por EPEC.

Tabla A.62

Estimación de consumos, potencia demandada y usuarios

Categoría General

Intervalo de Consumos (kwh/bimestre)	Cantidad Pro medio de u- suarios	Energía Anual (Mwh)	Demanda Máxima (Kw)
0 - 119	19.010	6.091	9.505
120 - 399	18.456	29.774	18.456
400 - 1.999	16.767	100.716	50.890
2.000 o más	2.378	69.708	11.890
Total	56.611	206.289	90.152

Fuente: Estimación propia en base a facturados correspondientes a 1981.
Los datos oficiales no fueron suministrados por EPEC.

Tabla A.63

Estimación de Consumos, potencia demandada y usuarios

Otras Categorías

Categorías	Cantidad Pro medio de u- suarios	Energía Anual (Mwh)	Demanda Máxima (Kw)
Gobierno	5.455	73.500	27.000
Alumbrado Público	3.093	82.700	25.000
Grandes Consumos y Cooperativas en			
- Baja Tensión	721	110.000	58.167
- Media Tensión	295	578.899	109.800
- Alta Tensión	10	410.957	54.662
Resto	685	27.600	7.000

Fuente: Estimación propia en base a facturados correspondientes a 1981.

Los datos oficiales no fueron suministrados por EPEC.

Tabla A.64

Comparación entre tarifas media actual y propuesta y elasticidades
consideradas en la Alternativa b)

Categoría	Tarifa media		Varia- ción (%)	Elasti- cidad	Variación del consu- mo en kWh (%)
	Actual (\$/kwh)	Propues- ta (\$/kwh)			
Residencial					
0 - 119 (kwh/bim)	467,1	1.406,7	200,0	-0,20	(40,0)
120 - 399 (kwh/bim)	324,4	780,4	140,0	-0,20	(28,0)
400 - 1.999 (kwh/bim)	330,3	276,9	(16,0)	-0,20	3,2
2.000 o más (kwh/bim)	331,0	242,3	(27,0)	-0,20	5,4
General					
0 - 119 (kwh/bim)	898,5	1.738,1	93,0	-0,20	(18,6)
120 - 399 (kwh/bim)	593,3	879,8	48,3	-0,20	(9,7)
400 - 1.999 (kwh/bim)	435,7	286,8	(34,2)	-0,20	6,9
2.000 o más (kwh/bim)	409,3	247,3	(39,6)	-0,20	7,9
Gobierno	549,7	386,4	(29,7)	-0,20	6,0
Alumbrado Público	349,5	321,6	(8,0)	-0,20	1,6
Grandes Consumos y Cooperativas en:					
- Baja Tensión	389,1	472,7	21,5	-0,34	(7,3)
- Media Tensión	241,3	176,2	(27,0)	-0,34	9,2
- Alta Tensión	169,6	121,2	(28,5)	-0,34	9,7
Resto	394,9	282,6	(29,4)	-0,20	5,9

Fuente: Elaboración propia en base a datos de Tablas A.61, A.62, A.63 y
Cuadro Tarifario de EPEC.

Tabla A.65

Nueva distribución por intervalos de Consumos Residenciales

(Alternativa b)

Intervalos de Consumo (kwh/bimestre)	Cantidad Pro medio de u- suarios	Energfa Anual (Mwh)	Demanda Máxima (Kw)
0 - 119		14.114	42.264
120 - 399		221.177	251.116
400 - 1.999		92.947	91.785
2.000 o más		17.587	5.255
Total	367.289	345.825	390.419

Fuente: Elaboración propia en base a datos de Tablas A.61 y 1.

Tabla A.66

Nueva distribución por intervalos de los Consumos Generales
(Alternativa b)

Intervalos de Consumo (Kwh/bimestre)	Cantidad Pro medio de u- suarios	Energía Anual (Mwh)	Demanda Máxima (Kwh)
0 - 119		4.349	9.505
200 - 399		27.690	18.456
400 - 1.999		107.665	50.301
2.000 o más		75.215	11.890
Total	56.611	214.919	90.152

Fuente: Elaboración propia en base a datos de Tablas A.62 y 1.

Tabla A.67

Nueva distribución de Consumos y Demandas en Otras Categorías
(Alternativa b)

Categoría	Cantidad Pro medio de u- suarios	Energía Anual (Mwh)	Demanda Máxima (Kw)
Gobierno	5.455	78.866	28.971
Alumbrado Público	3.093	84.027	25.400
Grandes Consumos y Cooperativas en:			
- Baja Tensión	721	101.996	53.921
- Media Tensión	295	632.158	119.927
- Alta Tensión	10	450.820	59.964
Resto	685	29.228	7.413

Fuente: Elaboración propia en base a datos de Tablas A.63 y 1.

Tabla A.68
Plan de Obras año 1982 y siguientes

Etapas	Inversión año 1982 debido a:			Inversión años 1983 y siguientes debido a:		
	Obras anteriores	Obras nuevas	Total	Obras anteriores	Obras nuevas	Total
Generación	41,8	182,5	224,3	36,7	600,4	637,1
Transporte	18,3	13,1	31,4	1,6	6,0	7,6
Distribución	10,6	18,7	29,3	--	79,6	79,6
Comercialización y Servicios Generales	6,2	18,7	24,9	3,0	43,7	46,7
Total	76,9	233,0	309,0	41,3	729,7	771,0

Fuente: Presupuesto de EPEC - Año 1982.

ANEXO METODOLOGICO 1

ANEXO METODOLOGICO

Alcances de la tarificación de los Servicios Públicos 1/

Presentación

El sector de los servicios públicos tiene un conjunto de características que le otorgan una importancia fundamental para la economía de una región o del país y que hace que su conducción deba constituir una parte sustantiva de toda política económica.

Estas características tienen que ver con las condiciones de oferta por las empresas prestatarias y de demanda por parte de sus consumidores. Por el lado de la oferta se presentan situaciones que definen monopolios naturales en casi todos los servicios públicos, su provisión a nivel regional requiere ingentes inversiones en transporte y el proceso de abastecimiento se enfrenta, la mayoría de las veces, ante dificultades técnicas y económicas de almacenamiento. Si a ésto se añade que, en varios servicios, se observan congestiones estacionales u horarias de demanda, se tiene como resultado que las decisiones de conducción del sector son complejas y que necesariamente debe llegar a coordinarse la política de inversiones y oferta con la de precios o tarificación.

Los demandantes de los servicios públicos tienen pautas de consumo que dependen de su uso como bienes finales o intermedios, condicionados por causas diversas que responden a sus necesidades y hábitos. Puede

1/ Este anexo responde en líneas generales al primer capítulo del Estudio sobre Tarifas de los Servicios Públicos y Precios Oficiales, elaborado en 1980 por el IEERAL a pedido del Ministerio de Economía de la Nación.

esperarse que estas pautas no sean necesariamente rígidas frente a cambios en los precios. Si se tratara de un comportamiento insensible frente a estos, podría pensarse que la contribución de un régimen de incentivos que se dieran a través de los precios para lograr resultados en materia de adaptación de las modalidades de demanda a las de oferta sería poco significativa. En consecuencia, solamente en condiciones de demanda inelástica por los servicios públicos y los combustibles la política de precios debería limitarse a satisfacer requerimientos financieros, ésto es, a generar recursos suficientes para solventar en tiempo y forma las erogaciones ocasionadas en la atención y provisión de los mismos, acompañando el crecimiento de su demanda.

Esta ha sido la política tradicional en materia de precios de los servicios públicos en nuestro país, habiendo constituido, por lo tanto, un lugar común, determinar su bondad o inconveniencia por la capacidad de recaudación de fondos de las propias empresas y del sector. Los únicos efectos económicos que eventualmente se han tenido en cuenta han sido, por lo general, las repercusiones que determinados niveles tarifarios y de precios tuvieron sobre las economías familiares en términos de costo de vida, propiciándose tarifas políticas, a través de las que se buscaba aliviar los presupuestos de los hogares para ciertos gastos como electricidad, gas, agua corriente, etc.

Los efectos negativos sobre el financiamiento de las empresas de servicio público que originaba esta política se compensaban con aportes del gobierno, impuestos y sobrepagos a los mismos u otros servicios o categorías de clientes, o simplemente con deterioros en la calidad del propio servicio. Estas desmejoras de calidad llegaron a significar una

baja eficiencia en la prestación y también fueron acompañadas por notorias restricciones de las cantidades disponibles.

Frente a este panorama puede trazarse un rápido bosquejo que destaca los rasgos generales de la política de precios de los servicios públicos: hasta fecha reciente se sucedieron tarifas cada vez más alejadas de las que determinaban los requerimientos financieros de las empresas, que debieron recurrir a pedidos de auxilio a las tesorerías y a transferir la responsabilidad en los costos de un sector de consumidores o zonas a consumidores diferentes o de otras zonas. Esta tendencia, que puede observarse en distinto grado en las diferentes empresas, no respondió a directivas centrales dispuestas en función de propósitos definidos con conocimiento de los beneficios y costos de las medidas adoptadas. Más bien, las decisiones de diferentes administraciones o aún de una misma administración, se fueron sumando y produciendo resultados de alcances que nunca llegaron a evaluarse en conjunto. Tal apartamiento de una línea definida de política de precios hizo más dificultosos los pocos intentos de reordenamiento parciales de las políticas tarifarias que eventualmente se intentaron, frente a lo complejo y confuso de la situación a la que se había llegado. Puede comentarse el caso de una empresa pública con más de sesenta tarifas distintas, a las que deben sumarse las que surgen de un extenso catálogo de cargos por derecho de conexión, concepto que debería asimilarse al de precio.

Atendiendo a esta situación conviene reconstruir el proceso de tarifación desde su nivel más elemental, tratando de esquematizar los conceptos básicos y principios centrales que permiten definir una tarifa, para seguidamente ensayar, a manera de aproximación, el cálculo

tentativo de cuál hubiese sido la estructura razonable de precios teniendo en cuenta los costos económicos de prestación de los servicios.

Con esta información se evaluaron las tarifas y precios vigentes buscando identificar los casos que más se alejan de la estructura de costos hallada.

Los resultados encontrados son suficientemente válidos para extraer conclusiones importantes y ofrecer recomendaciones tentativas para ayudar al proceso de toma de decisiones en materia de política de precios de los servicios públicos provinciales. Debe enfatizarse que no podrán ser interpretados sin tener en cuenta las pautas de tarificación en las que se basan, las que constituyen el aspecto central y más importante del trabajo.

El concepto económico de Tarifas y precios

La interpretación económica de un precio debe hacerse dentro del contexto de la política económica de un país. En una economía de mercado, el precio juega como el mecanismo que procura una eficiente asignación de los recursos, racionando los bienes disponibles entre los demandantes. Admitirlo significa aceptar que la demanda reacciona económicamente ante el incentivo que se le brinda, lográndose que los bienes y servicios se dirijan hacia aquellos consumidores finales o intermedios del proceso económico para los que tienen más valor, que son los que están dispuestos a abonar mayores precios.

De la misma forma, el precio orienta adecuadamente la oferta posibilitando que ésta se adapte a la conveniencia de asignar o no recursos productivos a determinadas actividades de elaboración de bienes y servicios. Si una empresa fija su precio al nivel del costo en el que

incurre para prestar un servicio o producir un bien y a ese precio existe demanda, cada uno de los consumidores que la conforman ha respondido al precio decidiendo la conveniencia de adquirir el bien o servicio. Desde el punto de vista de la economía en su conjunto es como si el productor hubiese trasladado la decisión de asignar los recursos a los propios demandantes, provocando su eficiente utilización.

La consecuencia de una política que se aparte de esta línea de interpretación de lo que debe entenderse por precio y de la función que éste cumple en lo que se refiere a la asignación de los recursos productivos, se manifiesta en términos de mayores costos y consiguientemente menor eficiencia. Si se encuentran casos de servicios públicos cuyos precios no cubren los costos, es evidente que la cantidad demandada, salvo en la hipótesis poco realista de que sea perfectamente inelástica, será mayor de la que requiere la asignación eficiente de los recursos. Si la empresa ha conseguido, no obstante, alcanzar el equilibrio financiero compensando estas diferencias entre costos y precios para algunos clientes cobrando excedentes a otros consumidores, el resultado no será neutro en términos de eficiencia en la asignación de los recursos y además se presentarán efectos distributivos con un sector de consumidores subsidiado y otro u otros que sufrirán un castigo, representado por los costos adicionales que tendrán con respecto a los de su responsabilidad.

Alternativamente, la diferencia entre costo y precio de una tarifa política puede ser atemperada en sus efectos negativos sobre el financiamiento de las empresas llevando a cabo racionamientos físicos, una de cuyas versiones es la ya comentada disminución de calidad. La realidad de Argentina en materia de servicios públicos ofrece numerosos

ejemplos de este tipo, que muestran bien a las claras los inconvenientes que provocan los precios políticos. De poco vale un servicio artificialmente barato si es escaso, no resulta confiable y provoca fuertes ineficiencias.

Finalmente, la política de subsidios directos del gobierno a las empresas deficitarias no ofrece solución con vistas a disminuir la ineficiencia que provocan los precios que no cubren los costos. Es sólo una manera de corregir la situación financiera de las empresas de servicios públicos, pero en nada contribuye a mejorar la asignación de los recursos en la economía. Por el lado de la demanda alienta un mayor uso que el económicamente eficiente, mientras que castiga a quienes deben contribuir al Estado para que éste pueda subsidiar a la empresa de servicios públicos. Nada garantiza que este castigo lo sufran los mismos que son responsables del mayor uso que el debido, ni que aún siéndolo, vean conveniente frente a esta situación disminuirlo en la medida que requeriría la eficiente asignación de los recursos.

En consecuencia, la bondad de precios basados en costos económicos reside en que de esta manera son los propios consumidores quienes deciden la más conveniente asignación de recursos tanto para ellos como para la economía en su conjunto y, al hacerlo, los productos se ajustan ante su decisión. Una mayor eficiencia debe traducirse en mejoras para todos.

Una política de precios que responda a esta orientación requiere que sea generalizada, es decir que otras actividades también basen sus precios en el mismo principio. Estas actividades tienen relevancia en tanto se trate de aquellas que esten vinculadas vía insumos o producción

a la actividad en cuestión^{1/}.

El momento parece ser especialmente apto para implementar un proceso que oriente los precios y las tarifas hacia los costos económicos. Ultimamente se ha venido aplicando un conjunto de medidas económicas tendientes a la liberalización de los precios en general, tratando de remover muchas de las restricciones fijadas por disposiciones que contribuían a que los precios se alejaran de los costos. Por ejemplo, un mayor grado de apertura de la economía significa que los precios relativos de los bienes comercializables con respecto a los demás se ajustarán internamente a los externos y, por lo tanto, tenderán a desaparecer las diferencias no basadas en costos. También significa que las actividades productivas internas requerirán insumos valuados a precios internacionales. La gran mayoría de los servicios públicos constituyen insumos no comercializables por lo que, para ellos no actúa directamente el mecanismo de apertura de la economía, por lo que precisan adoptar una política de precios basada en los costos. Como sucede, los precios políticos de los servicios públicos implican que, en algunos casos los usuarios industriales pagaban precios que subsidiaban al sector residencial. Puede admitirse que ésta es una razón adicional a las ya mencionadas que hace aconsejable manejar la política de precios de los servicios en función de sus costos, como única manera de coordinarla con la política económica de apertura de la economía.

^{1/} Cf. Turvey y Anderson, Electricity Economics, Essays and Case Studies, The International Bank, 1977.

Principios económicos aplicables a la tarificación

Consideraciones teóricas y prácticas

El análisis económico demuestra que ciertos principios deben ser respetados para garantizar una eficiente asignación de los recursos productivos. Tales principios conducen a la maximización del beneficio social neto dado por la suma de los excedentes de los productores y de los consumidores. Desarrollos teóricos permiten demostrar cómo se logra este resultado. Como su alcance excede el propósito del estudio y existe una extensa bibliografía del tema se los considera en este trabajo.

El más importante de dichos principios establece la condición necesaria de que el precio se fije al nivel del costo marginal.

La aplicación de este principio marginalista reconoce varios antecedentes en el mundo, especialmente en países europeos, entre los que pueden mencionarse Francia, Inglaterra y Suecia. En la gran mayoría de casos estas aplicaciones han sido hechas en el sector eléctrico, extendiéndose paulatinamente a los otros servicios.

La implementación de una política de precios marginalista se aparta notoriamente del criterio tradicional de tarificación; por ello es interesante revisar algunos de los principales conceptos que sustentan a dicho criterio para luego analizar sus inconvenientes y explicar cómo solucionarlos respetando un enfoque económico.

El criterio tradicional distingue los costos de capital de los costos operativos^{1/}. Los primeros se estiman a partir de una valuación (hay diversos métodos de obtenerla) de los activos incorporados al

^{1/} Esta simplificación del criterio tradicional es comprensiva de los procedimientos usados en la mayoría de las empresas de servicios públicos.

servicio e incluye dos rubros: depreciación y rentabilidad. La depreciación se calcula en función de la vida útil prevista para cada bien o categoría de éste, mediante algunos de los métodos convencionales conocidos (lineal, fondo amortizante, etc.), mientras que la rentabilidad surge de aplicar una tasa previamente elegida al valor de los bienes de activo que se conoce como la base tarifaria y que resulta definida específicamente para cada caso^{1/}.

Los costos operativos corresponden a las erogaciones corrientes que se hacen para atender los servicios y representan el valor de los insumos variables utilizados. En el caso de la mayoría de los servicios públicos todos los costos (capital y operativos) se clasifican en: 1) los que se cargan en función de la cantidad vendida del servicio, y 2) los que constituyen un cargo fijo por cliente.

Esta distinción apunta a la recuperación del costo, que es un principio que el criterio tradicional procura mediante el compromiso tarifario basado en la necesidad de recaudar una cifra global distribuida de alguna manera razonable entre los usuarios.

Para llegar a la solución de compromiso, la tarifa de los servicios públicos ha discriminado tradicionalmente entre clientes de distinto origen o características de consumo, distinción que ha conducido, en la mayoría de ellos, a las categorías:

- 1) residencial, casas de familia o servicios domiciliarios
- 2) comercial o actividades lucrativas
- 3) industria y
- 4) otros.

^{1/} Las leyes de creación o contratos de concesión establecen los criterios para revaluar los bienes y si deben considerarse netos de depreciaciones acumuladas o no.



Es preciso aclarar que estas categorías se definen según el criterio tradicional, no tanto para aprovechar el conocimiento de las distintas modalidades de consumo que exhiben y su influencia sobre los costos como originalmente puede haber sido su explicación, sino principalmente para aplicar diferencias tarifarias basadas en otros fundamentos, como las ya comentados tarifas políticas.

La tarifa resultante viene a representar un costo promedio distribuido entre usuarios, aplicando ponderaciones basadas en su categoría, siendo ésta definida no en función de su influencia sobre los costos, sino principalmente por el destino que dá al servicio el demandante.

Esta afirmación se basa en una simplificación que merece aclararse. En Argentina hay un servicio público, el eléctrico, que ha avanzado notoriamente sobre este esquema y reconoce en sus tarifas parte de la responsabilidad del cliente en los costos. Sin embargo, este avance no se ha generalizado al resto de los servicios públicos.

Desde el punto de vista económico o de las modernas concepciones marginalistas existen varias razones por las que, ni aún en el caso más avanzado del sector eléctrico que acaba de mencionarse, los resultados del criterio tradicional son satisfactorios desde el punto de vista de sus efectos sobre la asignación de recursos.

En primer lugar los costos que se usan en el enfoque tradicional no son económicos sino contables y mide, los costos de capital por el valor de los bienes de activo ya incorporados al servicio ("sunk cost"). En realidad, si lo que interesa es atender aumentos de demanda incorporando nuevos equipos, sería menester considerar el precio de venta de los bienes o servicios producidos por estas ampliaciones para

juzgar su viabilidad económica. Una asignación de recursos ya hecha no puede modificarse. La que sí puede cambiarse es la que está por hacerse, y en este sentido, los costos que se trasladan a los precios deben servir para evaluar la conveniencia de esa asignación de recursos, si se usan para la toma de decisiones. Asimismo de aquí surge que lo importante son los costos marginales (incrementales) en los que se incurre frente a aumentos de la cantidad demandada.

En segundo lugar, las tarifas deberían reflejar lo más acertadamente posible dichos costos, para que la decisión de consumir una cantidad mayor sea tomada teniendo en cuenta el costo que en el que debe incurrir la economía para poder ofrecer dichas cantidades extras. La tarifa se convierte, así considerada en una señal que conduce a una decisión individual coincidente con la más conveniente, considerada colectivamente. Las tarifas tradicionales no juegan este papel asignador de recursos y desconocen que un precio actúa como el incentivo que, de ser correctamente aprovechado, permite alcanzar mejores resultados económicos.

Como se verá en una sección posterior, el enfoque económico no significa que se olvide la necesidad de tender a satisfacer algunas restricciones financieras a las que apunta el criterio tradicional, ni que deban abandonarse objetivos sociales en el diseño de la política de precios de los servicios públicos.

Cálculo de los costos económicos

De conformidad con lo hasta aquí analizado, una correcta medición de los costos marginales constituye el principal elemento para tarificar

un servicio público respetando pautas económicas.

Para calcularlos debe conocerse en detalle la tecnología del proceso productivo de cada uno de los servicios y bienes considerados y la información correspondiente a las pautas o modalidades de consumo que exhiben los clientes, convenientemente agrupados en categorías homogéneas.

Los costos económicos dependen de varios factores o variables explicativas que pueden diferir según el servicio. Sin embargo, a los efectos de delinear una metodología de carácter general, que luego resulte factible de adaptación particular, pueden considerarse los siguientes factores determinantes de los costos:

a) volumen total de producción del bien o servicio por período (p.ej. un/año, kwh/año, etc.) - ENERGÍA

b) tasa instantánea de producción en un momento del tiempo (p.ej.: kw, caudal, etc., en horas pico) - POTENCIA

c) número de usuarios, conexiones o abonados al servicio. - CARGA

Según lo que se ha explicado en la sección anterior debe quedar claro que la naturaleza económica del costo requiere, fundamentalmente, que no sea histórico sino prospectivo. Solamente por razones prácticas, en algunos casos se hace el cálculo a partir de información contable sobre costos históricos, ajustándola para convertirla en prospectiva y llevarla a valores marginales.

Se calculan costos de corto y de largo plazo. Los de corto plazo reflejan el valor económico de los recursos variables que se requieren para atender un incremento de la producción, o sea insumos corrientes en general. Los de largo plazo agregan a los anteriores los que se conocen como costos de capacidad, factores que permanecen fijos en el

corto plazo, y reflejan la cifra imputable en un período a la demanda incremental en concepto de valor de los recursos, representados por equipos, instalaciones y bienes de capital, que deben agregarse a la capacidad existente.

El cómputo de los costos de corto plazo se hace a partir del conocimiento de los costos de los insumos de distinto tipo que se requieren para satisfacer aumentos de las cantidades demandadas manteniéndose constante la capacidad instalada en bienes de capital.

Los costos marginales de largo plazo se calculan agregando a los anteriores los necesarios para aumentar la capacidad. En el cálculo de estos últimos difiere marcadamente con el método usado por el criterio tradicional. Habiéndose ya comentado este último en la sección anterior, se explicará brevemente el concepto de los primeros. Quien estuviese interesado en más detalles podrá encontrarlos en la literatura ^{1/} especializada o en un trabajo anterior preparado por autores de este mismo estudio^{2/}.

Los costos económicos de aumentar la capacidad se calculan usando la información correspondiente a planes de obra, en aquellos servicios para los cuales se los conocían, y abarcan todas las inversiones en bienes y equipos necesarias para atender los incrementos de demanda. Cuando este dato no se obtuvo (o su disponibilidad era sólo de carácter parcial) se lo reemplazó por estimaciones "ad-hoc" de los distintos

1/ Cf. Saunders, Warford y Mann: Alternative Concepts of Marginal Cost for Public Utility Pricing: Problems of Application in the Water Supply Sector. World Bank Working Paper N° 259, 1977.

2/ Bastos, Fornasari y Givogri: Metodología de cálculo del costo marginal de capacidad de generación; su aplicación al sistema eléctrico de Argentina.

elementos que constituyen dichos rubros, tomando para valorizarlos precios provenientes de licitaciones o registros disponibles en las mismas empresas. Los costos obtenidos tienen un carácter prospectivo y son los que más se ajustan a los que deben ser tenidos en cuenta para decidir la conveniencia de la inversión. Por lo tanto, esos costos son los que deberían ser "trasladados" a los consumidores.

En los casos en los que el cálculo se basó en los datos de planes de obras oficiales el método seguido para obtenerlo consistió en suponer una demanda por arriba de la prevista en los planes. Frente a esta contingencia la atención del servicio requiere una modificación al plan original; el costo estimado de esta modificación (que puede consistir en adelantamientos de obras que ya estaban previstas o incorporación de nuevas) tiene un carácter marginal y es el que interesa^{1/}. El paso siguiente consiste en calcular una cifra anual equivalente imputable de este costo aplicando el factor de recuperación del capital, como convencionalmente es de práctica.

Cuando el costo proviene de datos de instalación y equipos tipo y precios de licitación, el enfoque se limitó a aplicarles a esos costos el factor convencional de recuperación del capital.

Otro aspecto que debe aclararse se refiere a la valuación de los insumos y bienes que entran en la categoría de costos. El criterio

1/ Esta forma de interpretar el costo marginal de capacidad nace de admitir que los planes oficiales constituyen decisiones ya tomadas, por lo que sólo una modificación de éstos, originada en nuevas necesidades de demanda, puede llevar a medir un costo de naturaleza verdaderamente marginal. En el plazo temporal, el incremento de demanda así considerado implica un adelantamiento, dado que todas las proyecciones de demanda de servicios públicos prevén su crecimiento en el tiempo.

seguido consistió en trabajar con precios de mercado, dejando de lado la posibilidad de recurrir al uso de precios de cuenta, dado que no se dispuso de información a este respecto. Es sabido que en nuestro país no existen en uso parámetros de este tipo.

Restricciones financieras , objetivos sociales
y otras consideraciones limitativas

Pese a lo expresado anteriormente una tarifa establecida de acuerdo con los costos económicos puede orientar ineficientemente la asignación de los recursos, como lo prueba la teoría del segundo mejor del análisis económico. Esta afirmación surge de que los consumidores deciden su conducta no solamente por el incentivo que les brinda el precio o la tarifa de un bien o servicio, sino por el conjunto de precios y tarifas de los diversos bienes y servicios que consumen.

En tanto que, por ejemplo, un servicio sustitutivo tuviese un precio inferior a su costo marginal, nada se ganaría (y aún podría perderse en términos de eficiencia) si se fijase el precio del otro a su costo marginal. Desde el punto de vista de la eficiencia conjunta convendría fijarlo también por debajo de su costo marginal.

Un análisis del mismo tipo puede hacerse para distintas situaciones de sustituibilidad y complementariedad entre bienes finales e intermedios, tanto por el lado de la demanda como por el de la oferta.

Como conclusión surge que no es conveniente realizar un análisis aislado de cada servicio o bien sino que existe la conveniencia de trabajar con el conjunto de los que tienen interrelaciones de oferta y demanda (ej.: electricidad y gas , desde el punto de vista de sus

consumidores). Los servicios y bienes comprendidos en este estudio constituyen parcialmente un ejemplo de estas interrelaciones y, dado que en todos ellos se avanza en dirección de pautas e implementación de una política de precios basadas en el enfoque económico, no deberán preocupar mayormente los problemas vinculados con la teoría del segundo mejor.

Sólo eventualmente, si pudiese determinarse que existen actividades relacionadas en las que, por razones especiales, no es factible hacer desaparecer distorsiones, se debería corregir la estructura estricta de costos calculada incorporando ajustes de segundo mejor. En ningún caso se ha considerado necesario llegar a tal ajuste en los cálculos efectuados en este estudio.

La estructura de costos económicos obtenida todavía puede requerir modificaciones antes de ser traducida a tarifas. Se verá seguidamente tres causas que las justifican: 1) el logro de un objetivo social (equidad o redistributivo de ingresos); 2) la necesidad de cubrir requerimientos financieros mínimos y 3) la conveniencia de fijar tarifas sencillas y de fácil interpretación por parte de los usuarios.

Aceptar que la tarifa resulte una contribución a la equidad generalmente conduce, en alguna medida, a apartarse del objetivo de eficiencia. Sólo debería ser considerada como pauta de tarificación en servicios esenciales (electricidad, gas y agua, por ejemplo) y en tanto exista el absoluto convencimiento de que es imposible contribuir a la equidad por vías más directas y con menores distorsiones a la eficiencia (i.e.: política fiscal, política de ingresos, subsidios, etc.).

Por otra parte, la necesidad de cubrir requerimientos financieros mínimos se presenta como una restricción real e importante para la

aplicación de una tarifa económica. Es indiscutible el papel que juega el financiamiento en las empresas de servicios públicos y la prioridad que ha tenido este aspecto en la conducción de las mismas. Por eso es que toda pauta tarifaria debe reconocer la influencia financiera.

En consecuencia, su correcta aplicación del principio económico marginalista exige, previamente, la estimación de cuál sería el poder de recaudación que tendrían las tarifas. Sin buenas estimaciones de demanda habría que ir introduciendo progresivamente las tarifas, analizando los resultados en busca de ajustes convenientes a la tarifa económica sólo cuando se aparten de los esperados.

Cualquier déficit exige correcciones que significan la necesidad de fijar tarifas por arriba de los costos a los consumidores con demandas más inelásticas, que pueden identificarse basándose en la experiencia anterior. Los superávits pueden tratarse de manera parecida, siempre buscando efectos neutros sobre la asignación de los recursos de aquellas tarifas que se aparten de los costos marginales.

Por último, están los ajustes que surgen de la necesidad de presentar cuadros tarifarios simplificados y de sencilla interpretación por parte de los usuarios. No puede olvidarse que los precios juegan el papel de incentivos y que sólo lo cumplen en tanto que los demandantes entiendan los criterios que sirvieron para fijarlos, para de esta manera poder beneficiarse adecuando sus pautas de consumo a las modalidades que resultan convenientes con vistas a economizar los recursos que se utilizan para satisfacer sus demandas.

Pensando en la respuesta de la demanda también deberá convenirse que en ningún caso resultaría conveniente provocar cambios sustanciales en las actuales estructuras de tarifas. Las distorsiones que se observen

deberán ser corregidas gradualmente de manera de ir acercándose a la estructura que muestran los costos económicos.

ANEXO METODOLOGICO 2

LA DEMANDA DE ELECTRICIDAD EN ARGENTINA

José A. Delfino
Carlos A. Givogri*

El principal objetivo de este trabajo es estimar funciones de demanda de electricidad por consumidores residenciales e industriales de Argentina y especialmente de la Provincia de Entre Ríos, basadas en modelos de comportamiento de la teoría económica. Seguidamente se analiza la sensibilidad de reacción de estos consumidores ante cambios del precio del servicio eléctrico medida a través de los coeficientes de elasticidad de la demanda resultantes con respecto a su propio precio y a otras variables explicativas

La demanda residencial de electricidad

Selección del modelo

La teoría de la demanda postula que el consumo de un bien es una función de su precio, del precio de los demás bienes relacionados y del ingreso del consumidor; simbólicamente podría expresarse así:

$$q = f(p_1, p_2, \dots, p_n, y)$$

donde q indica las cantidades demandadas del bien en cuestión, p_e el precio del propio bien, p_1, p_2, \dots, p_n los precios de los demás bienes e y el ingreso del consumidor.

Las funciones generales de demanda de este tipo se obtienen bajo el supuesto que el consumidor selecciona, con sujeción a su restricción presupuestaria, la combinación de bienes que le proporciona la máxima utilidad. Consecuentemente, la demanda de electricidad podría presentarse como una función de los precios de los bienes relacionados de algún modo con ella y de la renta del consumidor, cuidando de seleccionar una especificación funcional adecuada.

Sin embargo, debido a que la electricidad se utiliza básicamente como un insumo de los artefactos electrodomésticos que emplean los consumi-

* Los autores son profesores del Departamento de Economía en la Universidad Nacional de Córdoba, Argentina. Este trabajo fue presentado originalmente a la Reunión Anual de la Asociación Argentina de Economía Política. Mar del Plata. Noviembre de 1980.

dores residenciales (heladeras, lavarropas, planchas, acondicionadores de aire, etc.) su demanda es, en rigor, una demanda derivada de la de aquellos. Además, como el stock de artefactos es relativamente fijo en el tiempo, debiera distinguirse el consumo de electricidad en el corto plazo -que estaría estrechamente asociado a la capacidad de consumo de los artefactos eléctricos disponibles-, del correspondiente al período largo, en el cual el número de electrodomésticos puede variar.

Como consecuencia de esto último podría esperarse que cambios en el consumo de electricidad provocados por variaciones en su precio sean poco significativos en el corto plazo -vale decir el nivel de uso de los artefactos sea invariante- por la influencia dominante que tendrían los costos fijos asociados al stock existente; en el largo plazo, en cambio, podría esperarse una mayor respuesta ante cambios en los precios, ya que por ejemplo el gas y la electricidad se tornan sustitutos -al menos desde el punto de vista tecnológico-, cuando los artefactos son reemplazables (se renuevan equipos viejos).

En definitiva, la demanda de electricidad residencial de corto plazo depende fundamentalmente, del nivel de empleo de los artefactos disponibles, mientras que la de largo plazo está asociada a cambios del stock de equipos.

En la parte que sigue se proponen distintas especificaciones de funciones de demanda con el propósito de contrastar hipótesis referidas al comportamiento de los consumidores residenciales tanto en el corto como en el largo plazo, aunque prestando más atención a éste último período pues reviste mayor interés en la estimación de las relaciones de carácter estable que se alcanzan luego de producirse ajustes en las condiciones iniciales.

La demanda residencial de electricidad en el largo plazo

Como las estimaciones pueden realizarse a partir de datos provenientes de series temporales o de cortes transversales, se aplicaron ambos enfoques con el propósito de contrastar los resultados obtenidos. En todos los casos, para las estimaciones se utilizó el método de los mínimos cuadrados ordinarios.

a) Análisis de series temporales

Teniendo en cuenta que una proporción significativa de la electricidad consumida a nivel residencial se destina a accionar electrodomésticos, es razonable esperar que el número de éstos constituya, a través del tiempo, un importante determinante adicional de aquélla. Por este motivo se propuso un modelo de demanda residencial de electricidad de largo plazo que cuenta, entre sus variables explicativas, ^{el precio de} los bienes que intuitivamente reconocen mayor grado de complementariedad o sustituibilidad más estricta, el ingreso del consumidor y el stock de artefactos eléctricos existentes en cada período, adoptándose la siguiente especificación:

$$D_L = a_0 + a_1 p_e + a_2 p_g + a_3 p_a + a_4 y_{pc} + a_5 s_t + u \quad (2)$$

donde las variables empleadas, las fuentes estadísticas utilizadas y los ajustes practicados son los que se detallan:

D_L es el consumo promedio anual por usuario residencial de la ciudad de Córdoba medido en kwh y obtenido dividiendo el total de kwh facturados anualmente por la Empresa Provincial de Energía de Córdoba por el número de suministros.

p_e es un precio promedio por kwh calculado relacionando la facturación total con los kwh consumidos, agregando a este resultado los tributos nacionales, provinciales y municipales que gravan el consumo de electricidad y deflactándolo, luego, con el índice de precios al consumidor base 1960=100 del INDEC.

p_g es el precio promedio por kg de gas envasado en cilindros ponderado por los días de vigencia cada año calculado según las tarifas proporcionadas por Gas del Estado, deflactado con el mismo indicador mencionado en el párrafo anterior.

p_a es el índice de precios mayoristas del grupo "Artículos y aparatos diversos para electricidad", deflactado con el mismo índice de precios al consumidor e indica el precio promedio de los bienes complementarios.

y_{pc} es el valor agregado per capita obtenido dividiendo el producto bruto interno de la provincia de Córdoba calculado a valores constantes de 1960

-proporcionado por la Dirección de Informática, Estadística y Censos de Córdoba-, por la población, estimada por la misma entidad al 30 de junio de cada año. Esta variable se emplea como sustituta del ingreso disponible por habitante.

s_t registra el stock de artefactos eléctricos existentes el año t , ponderados conforme a su consumo potencial de electricidad; la falta de información adecuada obligó, sin embargo, a reemplazarlo por el stock de televisores de todo el país calculado ajustando las existencias de 1977 -extraída de la revista "Información Económica de la Argentina", mayo 1979 del Ministerio de Economía- con los datos de producción anual que publica el INDEC. Aunque puede cuestionarse la validez de esta variable sustituta por su excesiva cobertura, al no computar bajas por desuso ni registrar los aparatos importados o exportados u otras causas, se la utilizó bajo la presunción de que su evolución en el período considerado constituiría una aceptable descripción del comportamiento del stock de televisores en Córdoba y, adicionalmente, porque éstos tienen una importancia relevante en el consumo potencial de electricidad residencial.

u , finalmente, es una variable aleatoria que representa el resto de factores que pueden influir en el comportamiento de los consumidores y que no son lo suficientemente definidos como para tener una especificación individual.

Adicionalmente se empleó una función de demanda con elasticidades constantes, para lo cual se ajustó una función doble logarítmica de este tipo:

$$\text{Log}.D_t = \text{log}.a_0 + a_1 \text{ log}.p_e + a_2 \text{ log}.p_g + a_3 \text{ log}.p_a + a_4 \text{ log}.y + a_5 \text{ log}.s_t + w \quad (3)$$

donde los parámetros a_i ($i=1, \dots, 5$) miden las elasticidades respecto de cada uno de sus determinantes, vale decir precio, precio de los bienes rela

cionados, ingreso y stock de artefactos /1/.

Los resultados se muestran en la Tabla nº 1, en la que se consigna la especificación (lineal o exponencial) que proporciona los mejores resultados. En la primera ecuación se comprueba que tanto el precio de la electricidad como el de los artefactos y aún el ingreso explican en una proporción significativa ($R^2=0,64$) los cambios en el consumo residencial de electricidad, que el modelo es apto para explicar el comportamiento de los consumidores por ser F significativamente distinto de cero, los coeficientes de las variables explicativas individualmente considerados también lo son y no existe multicolinealidad entre éstas ni autocorrelación en los errores. La ecuación (2) muestra que la inclusión del precio del gas como variable explicativa adicional no mejora los resultados, especialmente si se tiene en cuenta que su coeficiente no es significativamente distinto de cero ($t_2=-0,45$) y que está altamente correlacionada con P_e .

La incorporación de s_t como variable explicativa adicional (ecuación (3)) mejora sensiblemente el ajuste ($R^2=0,80$) aunque los coeficientes de los demás determinantes dejan de ser significativos; esta evidencia que aporta el estadístico t debe tomarse con reservas, sin embargo, ya que la marcada multicolinealidad que acusan todas las variables exógenas haría que los coeficientes de regresión acusen desvíos medios cuadráticos relativamente grandes provocado, en consecuencia, un elevado valor del t observado que lleva a no poder rechazar la hipótesis nula.

De ello se sigue que, si bien la tercera ecuación debiera ser la más apropiada con fines de predicción, de este trabajo surge con mayor validez descriptiva la primera. En ésta se aprecia que el signo del coeficiente

/1/ La especificación que corresponde a esta ecuación para valores naturales de las variables es, a su vez, la siguiente:

$$D_1 = a_0 p_e^{a_1} p_g^{a_2} p_a^{a_3} y^{a_4} s_t^{a_5} e^w$$

por lo que la elasticidad de la función en relación a cualquiera de las variables predeterminadas (su propio precio p.ej.), vendrá expresada por su parámetro (a_1) ya que por definición es

$$\epsilon_p = \frac{p_e}{D_1} \frac{\delta D_1}{\delta p_e} ; \text{alternativamente, puede demostrarse a partir de}$$

$$(3) \text{ que } \epsilon_p = \frac{d(\log D_1)}{d(\log p_e)} = a_1$$

Tabla n° 1
Demanda residencial de electricidad

Variables explicadas	Variables explicativas	Especificación del modelo	t ₁	t ₂	t ₃	t ₄	R ²	F	DW
1. D _L	P _e , P _a , Y	E log.D _L = 8,22 - 0,20 log.p _e - 0,07 log.p _a (0,06) (0,04) - 0,27 log.y (0,18)	-3,20 ^a	-1,85 ^c	-1,53 ^d	-	0,64	6,45	2,07 ^A
2. D _L	P _e , P _g , P _a , Y	E log.D _L = 8,41 - 0,18 log.p _e - 0,02 log.p _g (0,08) (0,04) - 0,07 log.p _a - 0,31 log.y (0,04) (0,20)	-2,38 ^c	-0,45	-1,73 ^d	-1,54	0,64	4,54	1,98 ^A
3. D _L	P _e , P _a , Y, S _t	E log.D _L = 4,08 - 0,02 log.p _e + 0,04 log.p _a (0,08) (0,05) + 0,01 log.y + 0,18 log.s _t (0,17) (0,06)	-0,24	0,83	0,07	2,87 ^b	0,80	10,07	2,10 ^A
4. D _L	P _e , Y	L D _L = 1894 - 9,96 p _e - 865,48 y (2,40) (1.069,18)	-4,15 ^a	-0,01 ^e	-	-	0,59	8,66	2,12 ^A
5. D _L	P _e , Y	E log.D _L = 3,50 - 0,42 log.p _e - 0,13 log.y (0,12) (0,16)	-3,60 ^a	-0,80 ^e	-	-	0,52	6,49	2,29 ^A
6. D _{Lt}	P _e , Y, D _{Lt-1}	E log.D _{Lt} = 3,07 - 0,11 log.p _e + 0,12 log.y (0,52) (0,13) + 0,41 log.D _{Lt-1} (0,21)	-2,02 ^c	0,85 ^a	1,91 ^c	-	0,71	7,26	2,08

- Notas: 1. Los valores entre paréntesis debajo de los parámetros corresponden a sus errores standards.
2. Los valores t han sido calculados para las variables explicativas según su orden de presentación en el modelo.
a-estadísticamente significativos a un nivel del 0,05
b-estadísticamente significativos a un nivel del 0,01
c-estadísticamente significativos a un nivel del 0,05
d-estadísticamente significativos a un nivel del 0,10
e-estadísticamente significativos a un nivel del 0,25.
3. El estadístico DW indica para un nivel de significación del 0,025 que:
A-puede aceptarse la inexistencia de autocorrelación en los errores
AU-los errores están autocorrelacionados
I-el test es indeciso.
4. La multicolinealidad indica qué variables explicativas están correlacionadas.

de elasticidad de la demanda con respecto a su propio precio $(-0,20)$ es consistente con la hipótesis de la teoría económica que implica una relación inversa entre la demanda de un bien y su precio. Además se confirma la existencia de una lejana complementariedad entre la electricidad y los artefactos dada por el coeficiente de elasticidad cruzada respecto del precio de éstos $(-0,07)$; el correspondiente al ingreso, en cambio, es contrario al esperado e indicaría que la electricidad no pertenece a la categoría de bienes normales.

b) Resultados de series de cortes transversales

Se aplicó el mismo modelo, con algunas limitaciones, a datos correspondientes a un corte transversal que comprende 15 localidades de todo el país, seleccionadas entre las más importantes de cada provincia, y abastecidas por cooperativas de electricidad, divisionales de Agua y Energía Eléctrica o empresas locales; en líneas generales, la elección se orientó por la necesidad de lograr una suficiente diversidad de empresas proveedoras, que garantizara un adecuado margen de fluctuación de los precios de la electricidad /2/.

La relativa uniformidad del precio del gas y de los artefactos eléctricos en las poblaciones escogidas y la imposibilidad de contar con información sobre el stock de artefactos eléctricos a nivel regional, indujeron en el primer caso y obligaron en el segundo a excluir estas variables del modelo. El significado de las restantes es el siguiente:

D_L representa los kwh consumidos por usuario residencial en el año 1978 y se calculó dividiendo los kwh facturados por el número de usuarios; la información fué directamente obtenida de publicaciones de la Secretaría de Estado de Energía.

p_e es el precio promedio por kwh y se obtuvo relacionando el total recaudado por cada entidad, incluidos los tributos que gravan el consumo de electricidad, con los kwh facturados y, finalmente,

/2/ Las localidades comprendidas son las siguientes: Luján, Necochea, Olavarría, Pergamino, Tres Arroyos y La Plata de la provincia de Buenos Aires; Colonia Caroya, Laboulaye, Rincón Tercero y Córdoba de la provincia del mismo nombre; General Pico y Realicó de La Pampa; Comodoro Rivadavia de Chubut; Rosario de Santa Fé y San Juan, de la provincia homónima.

y es una variable sustituta del ingreso disponible per capita que tiene el propósito de captar distintas situaciones de los presupuestos familiares. Como no se dispone de información adecuada a nivel local, se empleó el número de automóviles por habitante; la primer variable se obtuvo de los boletines estadísticos de ADEFA, mientras que la segunda de las estimaciones obrantes en la publicación del Ministerio de Economía "Proyecciones de la población por departamentos 1970-2000". Debe hacerse notar, sin embargo, que la calidad de esta variable es baja pues además de estar referida al año 1975 (no existía información más actualizada) en la mayoría de los casos comprende al departamento al que corresponde la localidad antes que a ésta última debido al nivel de agregación con que se presentan los datos de la población.

Se obtuvieron resultados consistentes con los anteriores, como se aprecia en las ecuaciones (4) y (5) de la Tabla nº 1. En efecto, en la primera de ellas se comprueba que la especificación lineal proporciona el mejor ajuste ($R^2=0,59$), el modelo en su totalidad es apto para explicar el comportamiento de los consumidores residenciales de electricidad, los coeficientes son significativamente distintos de cero -aunque el del ingreso para un nivel relativamente bajo- y no existe multicolinealidad entre las variables, ni autocorrelación en los errores. Similares observaciones pueden formularse respecto de la ecuación siguiente restando agregar que, en ambas, el coeficiente del precio tiene el signo esperado, no ocurriendo lo mismo con el del ingreso, aunque éste último debe tomarse con reservas por las razones apuntadas.

Como las funciones lineales de demanda tienen distintas elasticidades en cada uno de sus puntos, se las calculó para los precios extremos de la serie y para uno intermedio, comprobándose que varía desde -1,26 (para un precio de \$ 98,80 por kwh, vigente en Tres Arroyos) a -0,13 (\$ 20,33 en Realicó) asumiendo un valor de -0,41 para el precio medio (\$ 52,65 el kwh correspondiente a la ciudad de Rosario).

Un modelo alternativo para corto y largo plazo

Seguidamente se empleó un modelo de ajuste parcial de tipo nerloviano, que permite estimar simultáneamente elasticidades de demanda de corto

y largo plazo y que resulta útil para contrastar los resultados anteriores. Su especificación es la siguiente:

$$D_{Lt}^* = a_0 + a_1 p_{et} + a_2 y_t \quad (4)$$

$$D_{Lt} - D_{Lt-1} = \lambda(D_{Lt}^* - D_{Lt-1}) \quad (5)$$

donde D_{Lt}^* es el consumo de electricidad residencial por año y por usuario en equilibrio de largo plazo y D_{Lt} , p_{et} e y_t las variables ya empleadas en el análisis de series temporales que tienen por consiguiente el mismo significado y alcances, estando D_{Lt-1} referida, por su parte, al período precedente; λ es, finalmente, una variable de ajuste.

El modelo expresa básicamente que los cambios en el consumo de electricidad son una función (λ) de la diferencia entre el consumo deseado en el período actual y el consumo real del anterior. Sustituyendo la ecuación (4) en la (5) se obtiene finalmente:

$$D_{Lt} = a_0 + a_1 \lambda p_{et} + a_2 \lambda y_t + (1 - \lambda) D_{Lt-1} \quad (6)$$

Si este modelo se planteara en forma logarítmica los coeficientes a_1 y a_2 de la ecuación (4) medirían las elasticidades precio e ingreso de largo plazo, mientras que $a_1 \lambda$ y $a_2 \lambda$ serían las mismas elasticidades pero referidas al período corto; λ por su parte registraría en este caso la elasticidad de ajuste del consumidor.

El empleo de una variable endógena rezagada provoca, sin embargo, problemas de autocorrelación en los errores lo que significa que los mínimos cuadrados ordinarios proporcionarían estimaciones sesgadas e inconsistentes de los parámetros. Por este motivo se empleó el procedimiento iterativo de Cochrane-Orcutt que permite obtener coeficientes alternativos, logrando los resultados que se presentan en la ecuación (6) de la Tabla n° 1; allí se comprueba que el ajuste logrado es satisfactorio ($R^2=0,71$) y, adicionalmente, que el modelo es apto para explicar la demanda residencial de electricidad ($F=7,26$), sus parámetros individualmente considerados son significativamente distintos de cero conforme al test t y se corrigió la

autocorrelación en los errores ($DW=2,03$) /3/.

Las elasticidades precio e ingreso de corto plazo serían entonces de -0,11 y 0,12 respectivamente mientras que la elasticidad de ajuste ascendería a 0,59 (1 - 0,41); los mismos valores referidos al largo plazo serían -0,19 y 0,20.

Como puede apreciarse, los resultados obtenidos son consistentes con los alcanzados precedentemente pues muestran una baja sensibilidad de la demanda ante cambios en su precio o el ingreso de los consumidores.

Con el propósito de ofrecer una síntesis de las evidencias empíricas acumuladas se confeccionó la Tabla n° 3a) que resume las especificaciones que permitieron obtener los resultados estadísticamente más apropiados, mostrando para cada una de las variables explicativas el grado de cobertura del modelo y los coeficientes de elasticidad calculados: precio de la propia electricidad (ϵp_e), precio de los bienes relacionados (ϵp_g y ϵp_a) e ingreso (ϵy).

Las tres primeras ecuaciones están referidas al largo plazo y muestran, en todos los casos, que el precio no constituye un determinante significativo de la demanda, lo que equivale a decir que los usuarios residenciales no ajustan su nivel de consumo en forma apreciable ante cambios en aquél. Este resultado confirma, en principio, las predicciones de la teoría de la conducta del consumidor que expresa que mientras menos importante sea el gasto en un bien en relación a su presupuesto y menor el número de sustitutos disponibles, más rígida será su demanda /4/. La ecuación (1.1) muestra también que existe una lejana complementariedad entre el precio de los artefactos eléctricos y la demanda de electricidad y, finalmente, las tres especificaciones acusan una elasticidad ingreso negativa que indicaría que la electricidad no pertenece a la categoría de

/3/ El valor final de ρ (parámetro del modelo autoregresivo) es de -0,67 con un desvío medio cuadrático de 0,20 y un valor t observado de -3,29.

/4/ El hecho de que el gasto en electricidad del consumidor "típico" absorba menos del 1% de su ingreso y la limitada sustitución empírica que ofrece este producto, apoyan la validez los resultados alcanzados.

bienes normales /5/.

Las contrastaciones empíricas referidas al corto plazo que se consig^{nan} en la ecuación (2.1) ponen de manifiesto también una baja sensibilidad de la demanda y confirman adicionalmente las presunciones de la teoría económica que señalan que la elasticidad es menor en el corto que en el largo plazo, pues es preciso que transcurra cierto tiempo antes de que se logre al ajuste total inducido por un cambio en las condiciones originales.

/5/ Esta conclusión debe tomarse con ciertas precauciones, sin embargo, por las reservas impuestas al analizar la validez estadística de los parámetros estimados.

La demanda de electricidad para uso industrial

El modelo empleado

Para la estimación de la demanda de electricidad para uso industrial se utilizó un modelo basado en hipótesis que postula la teoría económica.

El modelo supone que la unidad de decisión -o un agregado, si se trata de un sector que agrupa a empresas que fabrican el mismo producto-, tiene un proceso de fabricación que resulta convenientemente explicado por una función de producción del tipo Cobb-Douglas (sin restricciones sobre sus rendimientos), actúa en un mercado de recursos productivos que se comporta como si fuera competitivo y reconoce el objetivo de maximizar beneficios (o, lo que es lo mismo, minimizar costos).

Teniendo en cuenta que la electricidad es un insumo que participa en la mayoría de los procesos productivos, por lo que existe un interés especial en estimar su demanda y analizar sus propiedades cualitativas, se ha postulado una especificación de la mencionada función de producción que contempla entre sus determinantes, en forma explícita, el insumo de electricidad, estando representada por la siguiente ecuación:

$$Q = A L^{\alpha_1} K^{\alpha_2} \dots E^{\alpha_n} \quad (1)$$

donde, Q = Producción medida en unidades físicas,

L = Insumo medido en unidades físicas del factor trabajo,

K = Insumo medido en unidades físicas del factor capital,

E = Insumo medido en unidades físicas de electricidad y

A, α_1 = Parámetros a estimar.

El costo total asociado con el proceso productivo es, a su vez, del tipo:

$$CT = p_1 L + p_k K + \dots + p_e E \quad (2)$$

donde, CT = Costo total y

p_i = Precio unitario del respectivo insumo.

La teoría económica señala que la determinación de los niveles de em

pleo de los insumos que optimizan el costo total bajo la condición impuesta por la función de producción se logra minimizando la ecuación (2), con sujeción a la restricción (1). Resolviendo el sistema que de ello resulta, utilizando la técnica de los multiplicadores de Lagrange, se forma la función

$$G = p_1 L + p_k K + \dots + p_e E - \lambda (Q - AL^{\alpha_1} K^{\alpha_2} \dots E^{\alpha_n})$$

Las condiciones de primer grado para la existencia de un mínimo requieren que:

$$\begin{aligned} \frac{\partial G}{\partial L} &= p_1 - \lambda \alpha_1 AL^{\alpha_1-1} K^{\alpha_2} \dots E^{\alpha_n} = 0 \\ \frac{\partial G}{\partial K} &= p_k - \lambda \alpha_2 AL^{\alpha_1} K^{\alpha_2-1} \dots E^{\alpha_n} = 0 \\ &\vdots \\ \frac{\partial G}{\partial \lambda} &= Q - AL^{\alpha_1} K^{\alpha_2} \dots E^{\alpha_n} = 0 \end{aligned} \quad (3)$$

La solución del sistema (3) de $n+1$ ecuaciones con el mismo número de incógnitas proporciona las funciones generales de demanda de factores de la producción (de la firma o agregados considerados); puede expresarse, simbólicamente, de la manera siguiente:

$$\begin{aligned} L &= B p_1^{\beta_1} p_k^{\beta_2} \dots p_e^{\beta_n} Q^{\beta_{n+1}} \\ K &= B p_1^{\beta_1} p_k^{\beta_2} \dots p_e^{\beta_n} Q^{\beta_{n+1}} \\ &\vdots \\ E &= B p_1^{\beta_1} p_k^{\beta_2} \dots p_e^{\beta_n} Q^{\beta_{n+1}} \end{aligned} \quad (4)$$

Se comprueba que las demandas resultan funciones exponenciales de los precios, los factores y de la producción, siendo β_i parámetros que representan las distintas elasticidades precio y, a su vez, combinaciones de los α_i . La última de ellas, que expresa la demanda de electricidad para uso industrial por parte de las unidades económicas representadas por el modelo, depende de su precio, del de los demás insumos empleados en la producción y del nivel de ésta.

Limitaciones en la información disponible impusieron, sin embargo, severas restricciones para contrastar empíricamente la forma propuesta en (4), razón por la cual se emplearon alternativamente varias especificaciones sustitutivas entre las que se destacan las siguientes:

$$E = A Q^{\beta} e^u$$

$$E = A Q^{\beta_1} t^{\beta_2} e^u$$

$$E = A Q^{\beta_1} p_e^{\beta_2} p_f^{\beta_3} e^u$$

$$E = A Q^{\beta_1} (p_e/p_f)^{\beta_2} e^u$$

$$E = A Q^{\beta_1} (p_e/p_f)^{\beta_2} p_t^{\beta_3} e^u$$

donde E y Q tienen el mismo significado, representando p_e el precio unitario de la electricidad, p_f el del fuel-oil, p_t el del trabajo, t la variable tiempo y A y β_i los parámetros a estimar. Los β_i miden la elasticidad de la demanda de electricidad con respecto a su propio precio, al de los demás insumos y al volumen de la producción. Resta agregar que por tales limitaciones fue necesario recurrir al empleo de variables sustitutas, que se detallarán en cada caso.

Estimaciones de funciones de demanda

Con el propósito de reunir la mayor cantidad de evidencias empíricas posibles se aplicó el modelo anterior empleando datos de series temporales y cortes transversales referidos a distintos mercados, obteniéndose resultados relativamente consistentes cuyo detalle se hace en la parte que sigue.

La demanda de electricidad para uso industrial en la República Argentina

En una primera etapa se trabajó con series temporales referidas al

consumo de electricidad industrial en todo el país durante el período 1960-1977; las variables empleadas, el origen de los datos procesados y los ajustes practicados son los que se detallan a continuación.

D es el total de Gwh facturados anualmente a consumidores industriales de todo el país y se obtuvo de la revista "Energía Eléctrica 1976/77" publicada por la Secretaría de Estado de Energía;

p_e es un índice de precios constantes de la electricidad para uso industrial con base 1960=100 y fué publicado por la Corporación de Empresas Nacionales en "Precios y tarifas de las Empresas Públicas 1960-1977";

p_f es un índice de fuel-oil destinado a uso industrial de idénticas características al anterior y proveniente de la misma fuente;

p_t es un índice de salario medio por hora para los trabajadores de la industria manufacturera elaborado por el Banco Central de la República Argentina con base 1970=100; la serie se empalmó con el "Índice de salarios industriales básicos fijados por convenio en la Capital Federal-obreros y peones" con base 1960=100, del INDEC, a fin de cubrir el período 1960-1969 y, finalmente,

Q_m es un índice del volumen físico de la producción del sector industria manufacturera de todo el país, calculado por el Banco Central de la República Argentina.

Las dos primeras ecuaciones de la Tabla 2a) muestran que el índice de producción explica adecuadamente los cambios en el consumo de electricidad en todo el país y que la inclusión del precio como variable adicional no mejora la calidad del ajuste, particularmente si se tiene en cuenta que su coeficiente, además de no tener el signo esperado, no es significativamente distinto de cero conforme al estadístico t y, además, está altamente correlacionada con Q_m .

La introducción de p_f como variable explicativa adicional si bien incrementa ligeramente R^2 y elimina la autocorrelación, no mejora el valor descriptivo del modelo, ya que la multicolinealidad que existe entre las variables explicativas cuestiona la validez del test t que indica ahora que los coeficientes de los precios son distintos de cero -aunque a un nivel de significación bastante bajo para p_e -. Sin embargo, teniendo en cuenta que el coeficiente de correlación parcial más alto entre las varia

Tabla n° 2a)
Demanda Industrial de electricidad. Todo el país

Variables explicadas	Especificación del modelo	t ₁	t ₂	t ₃	t ₄	R ²	F	DH	H
1. Din. Q _m	log. Din = -0.32 + 1.21 log. Q _m (0.11)	16.78 ^a	-	-	-	0.95	221.59	0.85 ^{AU}	3.1
2. Din. p _e · Q _m	log. Din = -1.55 + 2.10 log. p _e + 1.92 log. Q _m (0.16)	0.60	12.11 ^a	-	-	0.95	135.32	0.91 ^{AU}	2.1
3. Din. p _e · p _f · Q _m	log. Din = -3.75 + 0.12 log. p _e + 0.58 log. p _f + 2.21 log. Q _m (0.15) (0.20) (0.13)	-0.77 ^e	2.90 ^b	14.93 ^c	-	0.97	137.56	1.82 ^A	3.1
4. Din. p _e / p _f · p _e · Q _m	log. Din = -1.02 + 0.11 log. (p _e / p _f) - 0.36 log. p _e + 1.79 log. Q _m (0.13) (0.19) (0.09)	-0.67 ^e	-3.67 ^b	-21.64 ^a	-	0.97	126.09	1.49 ^I	3.2

Notas: 1. Los valores entre paréntesis debajo de los parámetros corresponden a sus errores standards.
2. Los valores t han sido calculados para las variables explicativas según su orden de presentación en el modelo y son:

- a-estadísticamente significativos a un nivel del 0.05
- b-estadísticamente significativos a un nivel del 0.01
- c-estadísticamente significativos a un nivel del 0.05
- d-estadísticamente significativos a un nivel del 0.10
- e-estadísticamente significativos a un nivel del 0.25.

3. El estadístico D_L indica para un nivel de significación del 0.025 que:

- A-puede aceptarse la inexistencia de autocorrelación en los errores
- AU-los errores están autocorrelacionados
- I-el test es indeciso.

4. La multicolinealidad indica qué variables explicativas están correlacionadas.

bles exógenas se obtiene relacionando ambos precios, se pensó que su asociación -vale decir su presentación en forma de un precio relativo- podría eliminarla. Este ajuste y la introducción del precio del trabajo como variable explicativa adicional proporcionan los resultados que muestra la ecuación (4), que podrían considerarse los más apropiados estadísticamente /6/. Adicionalmente confirman las predicciones de la teoría económica, ya que la elasticidad de la demanda respecto de la producción es positiva (1,79) mientras que la referida a su precio en relación con el del fuel-oil es negativa (-0,11), al igual que la elasticidad cruzada con respecto al trabajo (-0,36), lo que evidenciaría un carácter de insumo complementario para éste último.

Resta agregar que los resultados obtenidos dependen también de la calidad de la información empleada, razón por la cual las limitaciones de ésta imponen reservas adicionales sobre la validez de aquéllos. La mayor dificultad quizás provenga del nivel de agregación de las series temporales empleadas. En efecto, es muy probable que las diferentes posibilidades de sustitución existentes en las diversas ramas de la industria manufacturera no se manifiesten en los indicadores globales como consecuencia de la agregación, razón por la cual los coeficientes de elasticidad calculados deben considerarse promedios de carácter general, que resumen distintos niveles de reacción que deberían detectarse en actividades productivas más desagregadas. También contribuyen a la generalidad de los resultados los índices de precios, que al ser promedios nacionales dejan de lado eventuales diferencias regionales susceptibles de generar comportamientos variados. Finalmente, el hecho de que ciertas variables empleadas en el análisis no tengan el mismo grado de cobertura podría originar un sesgo adicional; así, p.ej., es muy probable que la facturación de electricidad que proporciona la Secretaría de Estado de Energía incluya algunas actividades no comprendidas estrictamente en el sector de las industrias manufactureras -al que corresponde el índice de producción empleado como va

76/ Pues proporcionan el R² más elevado, muestran que el modelo en su totalidad es apto para explicar el comportamiento de la demanda (F significativamente distinto de cero), los coeficientes de todas las variables son también significativos y no existe multicolinealidad entre las variables explicativas, aunque el test d no es decisivo.

riable explicativa- y excluya, en cambio, otras pertenecientes al mismo; los índices de precios, por su parte, podrían no tener una ponderación consistente con la categoría de consumidores computados en la facturación; el de salarios podría no representar adecuadamente el costo del trabajo en todo el país, etc.

La demanda de electricidad para uso industrial en Córdoba

Con el objeto de obtener evidencias empíricas adicionales y contrastar los resultados obtenidos con información básica que no presentara las dificultades reseñadas en el párrafo anterior, se aplicó el mismo modelo al grupo "grandes consumos" de la Empresa Provincial de Energía de Córdoba que comprende primordialmente a consumidores industriales, analizándose el comportamiento de esta categoría de usuarios durante el período 1967-1980.

Las variables empleadas y sus fuentes son las siguientes:

Dic es el total de kwh facturados anualmente por la EPEC al grupo "grandes consumos";

PBI_{im} es el producto bruto interno a precios de mercado del sector industrias manufactureras de la provincia de Córdoba, expresado a precios constantes de 1960 y fué proporcionado por la Secretaría de Estado de Planeamiento;

t es una variable de tendencia que asume valores correlativos a partir del valor 1 correspondiente a 1967;

pe es el precio unitario del kwh de electricidad para uso industrial, obtenido dividiendo el importe facturado anualmente a estos consumidores por el total de kwh suministrados, e incorporando a este resultado los impuestos, tasas y contribuciones que gravan el consumo de electricidad; el precio "de mercado" así obtenido se deflactó con el "Índice de precios al por mayor-nivel general" base 1960=100 del INDEC;

p_f y p_t son los mismos indicadores empleados en el apartado anterior.

Si al analizar los resultados obtenidos, que se muestran en la Tabla 2b), se consideran simultáneamente las dos primeras ecuaciones, se advierte que la introducción de la tendencia mejora el coeficiente de correla-

Tabla n° 2b).

Demanda industrial de electricidad. Córdoba

Variables explicadas	Especificación del modelo	t_1	t_2	t_3	t_4	R2	F	DW	M
1. Dic. P_{31}^i im	$\log. Dic = -14.14 - 2.13 \log. P_{31}^i$ im (0.45)	4.98 ^a	-	-	-	0.67	24.84	1.03 ¹	-
2. Dic. P_{31}^i im.t	$\log. Dic = 9.39 + 0.21 P_{31}^i + 0.45 t$ (0.46) (0.02)	0.46	5.13 ^a	-	-	0.90	51.72	1.05 ¹	2.1
3. Dic. $P_e P_{31}^i P_{31}^i$ im	$\log. Dic = -15.10 - 0.56 \log. P_e - 0.34 \log. P_{31}^i - 0.02 \log. P_{31}^i$ (0.26) (0.59) (0.33)	-2.13 ^c	-0.57	-0.06	-3.98 ^a	0.87	15.25	1.09 ^A	2.1 4.1 3.2 4.2
	+ 2.12 $\log. P_{31}^i$ pm (0.55)								
4. Dic. $P_e P_{31}^i$ t	$\log. Dic = 2.46 - 0.34 \log. P_e + 0.67 \log. P_{31}^i + 0.31 \log. t$ (0.16) (0.46) (0.10)	-2.10 ^c	1.48 ^d	3.18 ^a	-	0.93	46.66	1.39 ¹	2.1 3.1 3.2

Notas: Idem Table 2a).

ción total obtenido en la primera de ellas, aunque la multicolinealidad que acusan las pruebas destinadas a detectarla haría perder precisión a los coeficientes pues sus varianzas aumentan a medida que lo hace la correlación entre las variables explicativas.

La eliminación de la tendencia y el agregado de los precios de la electricidad, el fuel-oil y el trabajo mejora ligeramente el coeficiente de correlación de la especificación original aunque aparece una marcada colinealidad entre el precio de la electricidad y el del fuel-oil y entre el producto bruto interno y los dos anteriores (ecuación (3)). Por este motivo y teniendo en cuenta que la relación que existe entre el PBI y la tendencia no compromete los objetivos del trabajo, se agregó a la segunda ecuación el precio de la electricidad como variable explicativa adicional, obteniéndose los resultados que se presentan en la (4); en ésta última se aprecia que el ajuste logrado es el más satisfactorio (R^2 máximo), que el modelo en su totalidad es apto para explicar el comportamiento de la demanda industrial de electricidad en Córdoba (F significativamente distinto de cero) y que el coeficiente del precio de la electricidad (aunque para un nivel de significación apreciable) es distinto de cero, no existiendo adicionalmente evidencias de multicolinealidad entre p_e y las restantes variables explicativas.

Los resultados alcanzados -que no son inconsistentes con los anteriores-, muestran también que la demanda de electricidad para uso industrial está positivamente correlacionada con el nivel de actividad representado, en este caso, por el PBI_{im} y con el tiempo (aunque sus respectivos coeficientes de elasticidad merezcan ciertos reparos) y que es poco sensible a cambios en el precio ya que su coeficiente de elasticidad es -0,34.

La demanda de electricidad para uso industrial en Entre Ríos

En este apartado se presentan finalmente los resultados correspondientes a la aplicación del modelo a una 'cross-section' de la provincia de Entre Ríos a partir de la información proporcionada por el Censo Nacional Económico de 1974.

Las variables referidas a consumo (kwh) y gasto en electricidad, gasto en combustibles, pago de sueldos y salarios incluidas cargas sociales

y valor bruto de la producción correspondientes al año 1973 se agruparon por departamento y para distintos niveles de agregación que llegaron hasta cinco dígitos de la clasificación CIIU. Sin embargo, el limitado número de empresas y el grado apreciable de concentración que se detectó en los niveles más bajos no permitió su adecuada consideración, razón por la cual solo se trabajó con el sector en su conjunto y con las divisiones 31 "Productos alimenticios, bebidas y tabaco", 33 "Industria de la madera y productos de la madera incluidos muebles" y 38 "Fabricación de productos metálicos, maquinaria y equipo" que representaron el 68, 9 y 6% respectivamente del total de electricidad consumida ese año por la industria manufacturera de Entre Ríos.

La ventaja que supone el empleo de series transversales por la mejora en los resultados estadísticos que permiten lograr se vió en este caso limitada, sin embargo, por la falta de una adecuada información referida a precios del fuel-oil y del trabajo, que obligó a emplear los "gastos en combustibles" y los "pagos de sueldos, jornales y cargas sociales" como variables sustitutas.

En la Tabla 2c) se muestran los resultados obtenidos, debiendo señalarse que Dier 3 simboliza la cantidad demanda de electricidad de toda la industria, medida en kwh consumidos y correspondiente a 1973, mientras que p_e representa el precio por kwh (obtenido dividiendo el gasto total en electricidad por el número de kwh consumidos), g_c el gasto total en combustibles, g_t la remuneración de los asalariados incluidas las cargas sociales y VBP el valor bruto de la producción; en todos los casos los datos corresponden a 14 departamentos ^{///}. De igual modo Dier 31, 33 y 38 y las mismas variables explicativas que se presentan conjuntamente, están referidas a las tres divisiones mencionadas más arriba.

Analizando las ecuaciones 1 y 2 se aprecia que el modelo explica razonablemente las variaciones en el consumo de electricidad por parte de las industrias dedicadas a la producción de alimentos, bebidas y tabaco (el R² mejora apreciablemente con la introducción del precio), ambos coeficientes son significativamente distintos de cero al igual que el F ob-

^{///} Feliciano fue directamente eliminado en los contados casos en que aparecía, debido a la irrelevancia de su nivel de actividad.

servado, las variables explicativas no están relacionadas y no existe autocorrelación en los errores. La introducción de g_c y g_t como variables exógenas adicionales arroja los resultados que muestra la ecuación (3), en la que se comprueba que si bien el coeficiente de correlación mejora apreciablemente, aparecen evidencias de multicolinealidad entre el valor bruto de la producción y las nuevas variables, lo que restaría confiabilidad a sus coeficientes; adicionalmente, el test d se torna indecisivo (la sola introducción de g_c primero y g_t después arrojó resultados similares, aunque en el primer caso podía descartarse la autocorrelación en los errores).

Bajo tales condiciones podría admitirse que la segunda ecuación proporciona los resultados estadísticos más apropiados, debiendo señalarse además que el signo de la elasticidad de la demanda respecto del valor de la producción es positivo -al igual que en los casos anteriores-, mientras que el de la elasticidad con respecto a su propio precio es negativo y bastante próximo a la unidad (en rigor -1,14), resultado que no es inconsistente con los logrados en apartados anteriores.

Efectuando un análisis similar para las divisiones 33 y 33 se arriba rá a conclusiones parecidas, aunque en el primer caso se obtiene una mayor elasticidad que en el segundo (-1,63 contra -0,79 si se toman en consideración las segundas ecuaciones). Finalmente, si se considera el comportamiento de toda la industria manufacturera de Entre Ríos registrado en las últimas tres ecuaciones se concluye también que la (2) es la estadísticamente más apropiada, observándose asimismo que los coeficientes de la elasticidad respecto de la producción (0,91) y a su propio precio (-0,89) son muy parecidos a los de la división 31, resultado que parece obvio teniendo en cuenta la importancia relativa de la producción de alimentos, bebidas y tabaco dentro del total de la industria.

Alcance de los resultados

Con el propósito de ofrecer un resumen de las estimaciones de la demanda de electricidad para uso industrial, se han seleccionado las especificaciones que condujeron a los mejores resultados en cada uno de los ni-

veles analizados: País, Córdoba y Entre Ríos /8/. En total se escogieron nueve, dos para cada uno de los dos primeros niveles y cinco para la provincia de Entre Ríos. Estas especificaciones se presentan en la Tabla 3b) donde se las ha ordenado mostrando para cada una sus variables explicativas, el grado de agregación industrial (industria o rama) y los correspondientes coeficientes de elasticidad: Precio de la propia electricidad (ep_e), precio del fuel-oil (ep_f), precio del trabajo (ep_t), precio relativo electricidad-fuel-oil (ep_e/p_f) y producción (cQ).

Para el conjunto del país las dos ecuaciones elegidas tienen forma exponencial. Se diferencian en que en la primera se trabajó con el precio relativo electricidad-fuel y el precio del trabajo, mientras la segunda considera los precios de la electricidad y del fuel-oil por separado. Ambas tienen como variable explicativa adicional el nivel de producción y responden al conjunto de la industria manufacturera.

En la ecuación (1.1) se comprueba que su precio en relación al del fuel-oil no es un determinante importante en la explicación de los cambios experimentados por el consumo. En otras palabras, la demanda de electricidad es bastante inelástica con respecto a su precio relativo al del fuel-oil pues asume un valor de -0,11 /9/.

Este bajo grado de respuesta a los cambios en su precio con respecto al del fuel-oil que pone en evidencia la escasa posibilidad de sustitución entre estas fuentes de energía, no es un resultado inesperado ya que la utilización de cada uno de éstos insumos está asociada al empleo de maquinarias, herramientas y demás equipo especializado; consecuentemente, la sustitución entre ambos sólo será posible dentro de límites apreciables en la medida que exista un cambio simultáneo en la composición del equipamiento. Pero esto último es muy improbable que sea inducido por cambios en los precios de los combustibles ya que éstos, por lo general, tienen un efecto moderado sobre los costos totales de producción. Por tal mo

/8/ También se incluyeron otras, sin embargo, destinadas a analizar el significado económico de algunos parámetros cuya validez estadística no pudo confirmarse.

/9/ Lo que significa que un aumento (o disminución) del 10% p.ej. en el precio de la electricidad con respecto al del fuel-oil provocará una disminución (o aumento) del 1,1% en el consumo nacional de electricidad para uso industrial.

Tabla n° 2c)

Demanda industrial de electricidad. Provincia de Entre Ríos

Variables explicadas	Variables explicativas	Especificación del modelo	t ₁	t ₂	t ₃	t ₄	R ²	F	DW
1.Dier.31	VBP	log.Dier.31 = -3,62 + 0,96 log.VBP (0,14)	7,03 ^a	-	-	-	0,80	49,48	1,80 ^A
2.Dier.31	p _e .VBP	log.Dier.31 = -3,42 - 1,14 log.p _e + 0,66 log.VBP (0,50) (0,13)	-2,27 ^c	6,81 ^a	-	-	0,87	35,84	1,93 ^A
3.Dier.31	p _e .g _c .g _t .VBP	log.Dier.31 = -4,31 - 0,93 log.p _e - 0,32 log.g _c (0,36) (0,13) + 0,48 log.g _t + 0,76 log.VBP (0,15) (0,13)	-2,72 ^c	-2,40 ^c	3,19 ^b	4,20 ^a	0,94	33,97	1,32 ^I
4.Dier.33	VBP	log.Dier.33 = -3,31 + 0,93 log.VBP (0,14)	6,38 ^a	-	-	-	0,77	40,68	2,16 ^A
5.Dier.33	p _e .VBP	log.Dier.33 = -2,41 - 1,63 log.p _e + 0,73 log.VBP (0,63) (0,14)	-2,60 ^c	5,23 ^a	-	-	0,86	33,48	2,38 ^A
6.Dier.33	p _e .g _c .g _t .VBP	log.Dier.33 = -1,45 - 1,45 log.p _e + 0,02 log.g _c (0,71) (0,10) + 0,26 log.g _t + 0,43 log.VBP (0,24) (0,31)	-2,02 ^c	0,18	1,08 ^e	1,40 ^d	0,87	15,89	2,12 ^A
7.Dier.38	VBP	log.Dier.38 = -3,45 + 0,97 log.VBP (0,12)	7,07 ^a	-	-	-	0,84	61,94	1,82 ^A
8.Dier.38	p _e .VBP	log.Dier.38 = -3,46 - 0,79 log.p _e + 0,99 log.VBP (0,55) (0,12)	-1,45 ^d	7,20 ^a	-	-	0,86	34,84	1,67 ^A
9.Dier.38	p _e .g _c .g _t .VBP	log.Dier.38 = -2,17 - 0,47 log.p _e - 0,02 log.g _c (0,61) (0,10) + 0,56 log.g _t + 0,31 log.VBP (0,42) (0,42)	-0,77 ^e	-0,22	1,35 ^e	0,74 ^e	0,89	18,78	2,08 ^A
10.Dier. 3	VBP	log.Dier.3 = -3,25 + 0,95 log.VBP (0,12)	8,04 ^a	-	-	-	0,84	64,74	1,75 ^A
11.Dier. 3	p _e .VBP	log.Dier.3 = -3,70 - 0,89 log.p _e + 0,91 log.VBP (0,27) (0,09)	-3,34 ^a	10,47 ^a	-	-	0,92	65,27	1,56 ^A
12.Dier.3	p _e .g _c .g _t .VBP	log.Dier.3 = -5,14 - 0,29 log.p _e - 0,36 log.g _c (0,37) (0,16) + 0,40 log.g _t + 0,97 log.VBP (0,22) (0,17)	-0,77 ^e	-2,26 ^c	1,80 ^d	5,77 ^a	0,95	43,95	1,11 ^I

Tabla n° 3a)

Estimación de las elasticidades de la demanda residencial de electricidad

Ecuación	Periodo, cobertura y variables explicativas	ϵ_{p_e}	ϵ_{p_a}	ϵ_y
<u>1. Largo Plazo</u>				
1.1	Córdoba, p_e, p_a, y (1)	-0,20	-0,07	-0,27
1.3	Nacional, p_e, y (5)	-0,42	-	-0,13
1.4	Córdoba, p_{et}, y_t, D_{Lt-1} (6)	-0,19	-	-0,20
<u>2. Corto Plazo</u>				
2.1	Córdoba, p_{et}, y_t, D_{Lt-1} (6)	-0,11	-	-0,12

Tabla n° 3b)

Estimación de las elasticidades de la demanda de electricidad para uso industrial

Ecuación	Nivel, agregación y variables explicativas	ϵ_{p_e}	ϵ_{p_f}	ϵ_{p_t}	ϵ_{p_e/p_f}	ϵ_Q	$\frac{kwh}{1000Q}$
<u>1. Nacional</u>							
1.1	Industria, $\frac{p_e}{p_f}, p_t, Q_m$ (4)	-	-	-0,36	-0,11	1,79	-
1.2	Industria, p_e, p_f, Q_m (3)	-0,12	0,53	-	-	2,01	-
<u>2. Córdoba</u>							
2.1	Industria, p_e, PBI_{im}, t (4)	-0,34	-	-	-	0,69	-
2.2	Industria, p_e, p_f, p_t, PBI_{im} (3)	-0,56	-0,34	-0,02	-	2,19	-
<u>3. Entre Ríos</u>							
3.1	Rama 31, p_e, VDP (2)	-1,14	-	-	-	0,86	18,7
3.2	Rama 31, p_e, g_c, g_t, VDP (3)	-0,90	0,32	0,48	-	0,76	18,7
3.3	Rama 33, p_e, VDP (5)	-1,63	-	-	-	0,73	36,1
3.4	Rama 38, p_e, VDP (6)	-0,79	-	-	-	0,90	26,4
3.5	Industria, p_e, VDP (11)	-0,89	-	-	-	0,91	21,9

Nota: Los números entre paréntesis indican de qué ecuación de la tabla 2 provienen los coeficientes.

vo es fácil admitir que los precios de la electricidad tienen pocas posibilidades de modificar en forma apreciable los costos de producción asociados con distintos equipamientos y por consiguiente la composición de éstos y el nivel de consumo de electricidad.

Las cifras muestran adicionalmente que existe una baja elasticidad de la demanda de electricidad respecto del factor trabajo (-0,36) y si bien el signo confirma el carácter de insumos complementarios, su reducido valor indicaría que las posibilidades reales de complementación son escasas. Tampoco es ésta una comprobación sorprendente ya que es razonable esperar que sólo cambios significativos en el costo del trabajo estimulen el consumo adicional de electricidad, pues esta decisión generalmente estará asociada al empleo de un mayor equipamiento y en su evaluación no sólo debe computarse el precio de las fuentes de energía sino también el de las maquinarias, equipos e instalaciones que se incorporen.

Finalmente, debe señalarse que el volumen de producción es el principal determinante de los cambios en el consumo nacional de electricidad industrial (su elasticidad es 1,79) lo que obedecería a la introducción de innovaciones tecnológicas basadas en un mayor uso de la electricidad que provocaría la sustitución de otros insumos /10/; un aumento en el equipamiento de características electrointensivas podría constituir una causa adicional.

La ecuación (1.2) muestra a su vez una menor elasticidad de la demanda con respecto a su propio precio (en efecto, su coeficiente es -0,12), mientras que los referidos a p_f y Q_m asumen valores positivos (0,53 y 2,01 respectivamente); estos valores deben tomarse con reservas, sin embargo, a raíz de la ya comentada colinealidad que existe entre las variables explicativas.

Los resultados correspondientes a la ciudad de Córdoba basados en datos más desagregados que los anteriores, confirman por su parte la rigidez de la demanda de electricidad para uso industrial, acusando en este caso un coeficiente de elasticidad de -0,34 respecto de su propio precio

/10/ Esta sustitución no necesariamente debe estar asociada a una mejora en los precios relativos, sino que puede originarse en el uso más eficiente del recurso.

y de 0,69 en relación a los cambios en el PBI_{im}, tal como muestra la ecuación (2.1); la siguiente, a pesar de las limitaciones que afectan la validez de sus parámetros, proporciona coeficientes de elasticidad con respecto a su precio (-0,56) al valor agregado (2,19) y quizás al precio del trabajo (-0,02), consistentes con las predicciones de la teoría económica, aunque el referido al precio del fuel-oil (-0,34) tiene signo contrario al esperado.

Para la provincia de Entre Ríos se obtuvieron también buenos resultados tanto a nivel conjunto de la industria como para las ramas más importantes individualmente consideradas. Esto se comprueba observando el coeficiente calculado para toda la industria en la ecuación (3.5) -que registra una elasticidad de -0,89-, o los obtenidos desagregando las tres divisiones de la CIIU a las que se refirieron las estimaciones -ecuaciones (3.1) a (3.4)-, apreciándose en este último caso que la industria de la madera es la más sensible a los cambios en el precio (-1,63) siguiéndole en importancia la producción de alimentos, bebidas y tabaco (-1,14) y luego la fabricación de vehículos y maquinarias (-0,79). La elasticidad de la demanda con respecto al valor bruto de la producción, por su parte, acusa en todos los casos valores positivos que se aproximan a la unidad.

Pensando que las actividades productivas con demandas más elásticas serían las que emplean un mayor volumen de electricidad por unidad de producto final, se calculó el coeficiente de la última columna de la Tabla 3b); los resultados que parecen no confirmar tal presunción (pues a la división 33 que es la que tiene el mayor consumo de electricidad por unidad de valor de la producción y la máxima elasticidad precio, le sigue en importancia la 38, que es la menos elástica, quedando en último término la 31) deben tomarse con reservas, sin embargo, ya que el bajo nivel de actividad de las dos últimas ramas con relación a la anterior podría proporcionar estimaciones menos confiables de los parámetros.

Resumen y consideraciones finales

Los principales resultados de este trabajo pueden resumirse señalando que la demanda residencial de electricidad del largo plazo es muy poco sensible a los cambios en su precio (el coeficiente de elasticidad estaría comprendido entre -0,19 y -0,42) y a las variaciones en el ingreso del consumidor (su elasticidad oscilaría entre -0,13 y -0,27), y prácticamente independiente de las modificaciones en los precios de los electrodomésticos (-0,07) y del gas; estas rigideces se agudizarían en el corto plazo.

La escasa influencia que ejercen tales determinantes sobre el consumo residencial de electricidad por usuario, indicaría entonces, que el crecimiento logrado en el período analizado (alrededor del 1% anual acumulativo) obedecería básicamente al incremento en el stock de artefactos eléctricos, que aumentó a una tasa aproximada al 6%.

Por otra parte, la creciente difusión que adquirió la producción de artefactos con desarrollos tecnológicos electrointensivos -que el consumidor agrega a su stock en carácter de reemplazo o de incorporación neta, casi sin opciones alternativas (la heladera con freezer esta reemplazando a la común, los lavarropas automáticos a los tradicionales, etc.)-, conferiría una importancia adicional a esta variable como determinante de la demanda de electricidad residencial.

En el caso de la demanda de electricidad para uso industrial, si bien se halló una mayor respuesta a los cambios en su precio, las evidencias empíricas reunidas permitirían también afirmar que su elasticidad es menor que la unidad (los coeficientes estimados están comprendidos entre -0,34 y -1,14); sería asimismo limitada su complementariedad empírica con el trabajo (su elasticidad cruzada es -0,36) y en un caso cuya validez estadística no pudo confirmarse, acusaría una moderada sustituibilidad con respecto al fuel-oil.

El principal determinante de los cambios en la demanda de electricidad para uso industrial parece ser, entonces, el nivel de actividad de los consumidores, cuyas elasticidades podría esperarse que fueran superiores a la unidad, lo que implica que modificaciones en el ritmo de produc-

ción de los usuarios provocarían cambios más que proporcionales en su consumo.

Las conclusiones alcanzadas son también de gran utilidad con fines predictivos, pues al demostrar que las variaciones en el precio de la electricidad, en el de los bienes relacionados y aún en el ingreso, si se manejan dentro de márgenes limitados, no juegan un papel importante en la determinación de niveles futuros del consumo residencial, permiten efectuar proyecciones relativamente confiables empleando el stock de electrodomésticos como principal variable explicativa; también indicarían que pueden esperarse buenos resultados si se proyecta la demanda de electricidad para uso industrial empleando como principal determinante el nivel de actividad de los usuarios, en tanto los precios de los insumos -entre los que se cuenta el de la propia electricidad-, no experimenten cambios muy pronunciados.

ANEXO ESTADISTICO

1. Variables empleadas en el estudio de la demanda residencial de electricidad

1. Córdoba

Año	D _L	P _e	P _q	P _a	Y _{pc}	S _e
1965	1.063	0.02240	0.0550	92.3	375.3	2.575.101
1966	1.120	0.02257	0.0551	94.7	371.7	2.653.259
1967	1.100	0.02197	0.0533	93.9	369.8	2.513.461
1968	1.123	0.02415	0.0602	95.1	373.9	2.916.264
1969	1.100	0.02221	0.0615	95.9	369.7	2.147.709
1970	1.161	0.01934	0.0532	79.0	360.6	3.351.323
1971	1.162	0.01956	0.0557	66.4	371.1	3.577.766
1972	1.166	0.02136	0.0575	65.1	369.9	3.772.719
1973	1.144	0.01924	0.0519	56.4	473.9	4.275.747
1974	1.192	0.01845	0.0494	56.7	417.2	4.275.161
1975	1.250	0.01620	0.0272	65.2	331.1	4.575.371
1976	1.205	0.01652	0.0251	21.7	450.9	4.745.817
1977	1.226	0.02079	0.0215	64.6	401.0	5.023.599
1978	1.186	0.01929	0.0275	53.2	406.0	5.219.672
1979	1.249	0.02012	0.0450	51.1	408.7	5.445.172

2. Todo el país

Localidad	D _L	P _e	Y _{pc}
1. General Pico	1.526	29.33	0.1556
2. San Juan	1.479	46.75	0.1475
3. Río Tercero	1.469	57.92	0.1426
4. Rosario	1.372	52.65	0.1371
5. Realicó	1.292	51.95	0.1426
6. Luján	1.291	71.39	0.0973
7. La Plata	1.261	56.65	0.1455
8. Comodoro Rivadavia	1.212	47.19	0.1343
9. Córdoba	1.203	59.37	0.0947
10. Pergamino	1.119	49.04	0.1269
11. Colonia Caroya	1.053	56.79	0.2604
12. Laboulaye	941	60.76	0.0967
13. Nequén	930	73.36	0.1416
14. Tres Arroyos	835	93.89	0.1465
15. Olavarría	820	81.60	0.1264

2. Variables empleadas en el estudio de la demanda de electricidad para uso industrial

1. Todo el país

Año	Din	P _e	P _f	P _L	Q _m
1960	2.657	109.0	109.0	99.0	109.0
1961	2.023	92.5	91.3	114.4	110.9
1962	1.985	83.5	79.9	107.9	103.9
1963	2.021	75.1	78.5	107.4	99.7
1964	2.463	62.0	62.4	111.5	115.5
1965	2.051	59.6	63.5	122.3	134.9
1966	3.011	75.1	72.7	135.9	135.3
1967	3.107	92.3	68.0	140.5	137.3
1968	3.450	94.7	62.0	126.2	146.3
1969	4.092	78.0	59.1	139.2	162.7
1970	4.751	69.3	52.7	143.7	173.9
1971	5.562	55.3	52.4	149.0	189.7
1972	6.614	46.0	52.3	117.4	201.9
1973	7.301	42.5	59.7	136.7	213.7
1974	7.962	51.2	69.9	142.4	226.7
1975	8.517	40.6	46.9	138.6	270.3
1976	8.724	59.1	70.8	72.4	219.9
1977	9.624	78.9	78.6	60.5	218.5

2. Córdoba

Año	Dic	P _e	PBI _m
1967	109.176	0.02773	195.134
1968	107.044	0.02527	202.111
1969	210.567	0.02112	211.931
1970	244.735	0.01633	195.137
1971	353.758	0.01275	213.112
1972	405.741	0.01236	225.965
1973	460.251	0.01176	231.521
1974	459.107	0.01417	250.043
1975	421.277	0.01567	250.015
1976	473.115	0.01562	259.512
1977	478.953	0.02372	266.447
1978	462.011	0.02021	274.436
1979	537.708	0.01597	282.332
1980	539.147	0.01919	290.329

3. Provincia de Entre Ríos

Departamento	D _{rec}	P _e	P _c	Q _t	VDP
1. Colón	1.264	0.0208	2.099	24.502	116.074
2. Concordia	3.279	0.0201	6.919	75.079	471.057
3. Diamante	1.071	0.0172	533	8.512	31.928
4. Federación	1.716	0.0151	776	6.872	70.863
5. Federal	85	0.0113	80	756	4.977
6. Feliciano	-	-	-	-	-
7. Gualeguay	810	0.0115	663	6.332	31.699
8. Gualeguaychú	3.211	0.0206	2.297	42.099	270.579
9. La Paz	1.079	0.0114	141	37.099	27.916
10. Nogoyá	1.264	0.0133	2.199	12.509	162.512
11. Paraná	16.456	0.0199	6.171	98.972	547.274
12. Salta	1.793	0.0151	21	1.029	27.901
13. Uruguay	0.816	0.0153	1.914	29.476	479.112
14. Victoria	217	0.0278	173	2.416	13.789
15. Villaguay	291	0.0156	574	3.445	31.018

ANEXO METODOLOGICO 3

METODOLOGIA PARA EL CALCULO DE LOS MULTIPLICADORES
DE PERDIDAS

Los multiplicadores de pérdidas; como su nombre lo indica, pretenden tener en cuenta la relación de las pérdidas sobre los costos de capacidad y energía, así, para la etapa siguiente, el costo marginal de energía deberá ser incrementado en el valor marginal de la pérdida que se produce de una a otra etapa, como consecuencia del incremento de la demanda.

Así como en generación se definió el costo de la energía como la derivada del costo total de la última máquina con respecto a la potencia^{1/}, en esta etapa el costo marginal de la pérdida será la derivada del costo total de la misma con respecto a la potencia de esa etapa.

Si llamamos:

C_p = Costo total de la energía

P_p = Potencia perdida en la etapa

P = Potencia de la etapa

$P_{r(i)}$ = Precio de la energía en la etapa i .

tendremos para la etapa (i):

$$\frac{\partial C_p}{\partial P} = \frac{\partial (P_{r(i)} \times P_p)}{\partial P}$$

$$\frac{\partial C_p}{\partial P} = P_{r(i)} \frac{\partial P_p}{\partial P}$$

para la etapa siguiente $i + 1$, debemos incrementar el precio de la etapa anterior $P_{r(i+1)} = P_{r(i)} + \frac{\partial C_p}{\partial P}$ reemplazando.

^{1/} Se trabaja directamente con la potencia porque se toma la energía en una hora.

$$P_{r(i+1)} = P_{r(i)} + P_{r(i+1)} \frac{\partial P}{\partial P}$$

$$P_{r(i+1)} \left(1 - \frac{\partial P}{\partial P} \right) = P_{r(i)}$$

$$P_{r(i+1)} = P_{r(i)} \times \frac{1}{1 - \frac{\partial P}{\partial P}}$$

de donde definimos como multiplicador de pérdida marginal al término:

$$MPM = \frac{1}{1 - \frac{\partial P}{\partial P}}$$

de donde el precio de la etapa de transmisión será igual al de Generación, multiplicado por su respectivo MPM.

Para poder trabajar con la información disponible (más usual) en las empresas eléctricas podemos transformar la expresión del MPM:

$$\text{definiendo: } \eta = \frac{P_p}{P_e}$$

en donde:

P_e = potencia de entrada de la etapa

P_s = potencia de salida de la etapa

la pérdida de potencia en la etapa de Transporte podrá ser expresada por un multiplicador de pérdida de capacidad (MPC)^{1/}:

$$MPC = \frac{P_e}{P_s} = \frac{P_e}{P_e - P_p}$$

^{1/} Este coeficiente es utilizado en el cálculo del costo de capacidad.

$$MPC = \frac{1}{1 - \frac{P_p}{P_e}} = \frac{1}{1 - n}$$

pero:

$$P_p = I^2 R$$

$$P_e = VI; I = \frac{P_e}{V}$$

$$P_p = \frac{(P_e)^2}{V^2} R$$

$$\frac{\partial P_p}{\partial P_e} = \frac{2 P_e \cdot R}{V^2} = \frac{2 VI R}{V^2}$$

$$\frac{\partial P_p}{\partial P_e} = \frac{2 I^2 R}{VI}$$

$$\frac{\partial P_p}{\partial P_e} = \frac{2 P_p}{P_e} = 2 n$$

reemplazando en la fórmula del MPM:

$$MPM = \frac{1}{1 - 2n}$$

quedando definidos así los multiplicadores, tanto para los costos de capacidad (MPC), como para los de energía (MPM).