

REVISTA ENERGETICA

ENERGY MAGAZINE

Año 13 número 1

YEAR 13 NUMBER 1

enero- abril 1989

JANUARY - APRIL 1989



INTEGRACION DE AMERICA LATINA Y EL CARIBE A TRAVES
DE RECURSOS ENERGETICOS COMPARTIDOS
LATIN AMERICA AND CARIBBEAN INTEGRATION BASED
ON SHARED ENERGY RESOURCES

MODELOS DE ANALISIS Y PLANEAMIENTO ENERGETICO

Econ. Alvaro Ruiz Hernández *

INTRODUCCION

El tema de la elaboración de modelos de simulación que sirvan para el análisis y planeamiento integrado del sector energético, es asunto que tomó forma en el Estudio Nacional de Energía (ENE), presentado al país en 1982. 1/ Allí se dijo que "estos modelos son particularmente útiles para la planeación de políticas energéticas de inversiones a mediano plazo". 2/ Además de cumplir con ese propósito, los modelos son también herramienta útil para la evaluación de políticas de sustitución entre energéticos y el estudio de su impacto sobre la demanda y de ahí sobre el plan de inversiones. Asimismo los modelos permiten contribuir a la formulación de políticas de precios de largo plazo que favorezcan un uso racional y eficiente de las diferentes fuentes de energía existentes.

En uno de los últimos trabajos realizados sobre el sector de energía se indica que existen discrepancias importantes entre los modelos del Estudio Nacional de Energía (preparados ya hace varios años) y los propuestos por Interconexión Eléctrica (ISA). Se recomienda estudiar el origen de estas diferencias y evaluar con particular atención la incidencia de cambios en las tendencias de crecimiento poblacional de largo plazo sobre la demanda de electricidad. Se resalta también la necesidad de que tan pronto como se definan políticas claras de sustitución entre energéticos, deben prepararse modelos que permitan estudiar el impacto sobre la demanda de electricidad y de ahí sobre las inversiones en ese sector, y las sustituciones posibles de ese energético por gas natural en los sectores residencial y comercial. 3/

Este estudio que hace parte de uno más extenso sobre el desarrollo de modelos de planeación en Colombia y proyección de consumos futuros fue posible

gracias a la gentil colaboración, apoyo y generosidad del Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo (PNUD) y de los Ministros de Minas y Energía, Guillermo Perry Rubio y Oscar Mejía Vallejo y Viceministros Alberto Brugman Miramón y Hernán Correa Noguera.

El trabajo busca contribuir a la solución de los interrogantes mencionados en el párrafo anterior, a través de refinamientos teóricos y metodológicos y en ocasiones formulación de modelos nuevos. Con su elaboración se pretendió también apoyar al Ministro de Minas y Energía y en general al Ministerio en las labores que les señala la ley en el campo de planeamiento: búsqueda de una óptima utilización de recursos y participación en la formulación de políticas de precios de energéticos. Se prestó entonces especial atención a la formulación de un sistema de ecuaciones que permita simultáneamente servir propósitos de proyección de demanda y análisis de sustitución entre energéticos, estudiar la forma en que cambios poblacionales afectan la demanda efectiva de nuevos abonados del sistema eléctrico y de ahí la demanda por electricidad. También se sugiere una metodología sencilla encaminada a resolver problemas de simultaneidad en las ecuaciones de consumo por suscriptor de electricidad en el sector residencial.

En la primera parte del documento se abordan problemas teóricos y metodológicos en forma general. En la segunda, se entra a discutir con algún detalle los refinamientos metodológicos sugeridos a los procedimientos de construcción de los modelos abordados inicialmente por el ENE (esta sección puede ser pasada por alto por quienes no estén familiarizados con las metodologías iniciales del ENE). En la tercera parte se presentan cuantificaciones de parámetros de las

* Asesor del Ministro de Minas y Energía de Colombia, a través del PNUD. Los conceptos y estimaciones son responsabilidad exclusiva del

autor. El autor agradece el apoyo recibido especialmente de los doctores Oscar Mejía Vallejo, Alberto Brugman y Hernando José Gomez.

distintas ecuaciones. En la cuarta se muestran algunas aplicaciones de los modelos para propósitos de proyección de consumos futuros e impacto de políticas de sustituciones sobre esos consumos.

La conclusión fundamental del trabajo es la de que los modelos iniciales del ENE que fueron pioneros en Colombia (así como los que se desarrollaron después siguiendo su enfoque principal) subestiman el crecimiento del número de abonados del servicio de electricidad cuando ellos se aplican para propósitos de proyección y de ahí dan origen a que proyecten crecimientos en los consumos de energía eléctrica inferiores a los reales. Esta deficiencia fue más que neutralizada en el ENE porque las proyecciones que en él se hicieron sobre crecimiento del PIB y la producción industrial resultaron ser mucho más altas que las que efectivamente han ocurrido hasta 1987. En consecuencia, la revisión de los aspectos metodológicos de los modelos es crucial con el fin de que cuando se elija un escenario de proyección que resulte ser acertado, no se subestimen los consumos futuros y se ocasionen cuantiosas pérdidas en el potencial de crecimiento de la economía. 4/

La segunda conclusión importante de este trabajo es la de que el consumo de electricidad en el sector residencial es mucho más sensible a variaciones en las tarifas que lo que estimó inicialmente el ENE, lo cual conduce a proyecciones en el consumo inferiores a las del estudio, en un contexto de tarifas crecientes en términos reales. El efecto neto de las discrepancias con el ENE en los modelos del número de abonados y de consumo por suscriptor es negativo: la subestimación originada en los modelos del número de suscriptores es mayor que la sobrestimación derivada de los de consumo por suscriptor.

La tercera diferencia básica con los modelos del ENE se relaciona con las ecuaciones del sector industrial. En las que se presentan aquí es posible examinar el efecto de cambios tecnológicos y productividad sobre el consumo de energía eléctrica.

1. ASPECTOS TEORICOS Y METODOLOGICOS

Un sistema de ecuaciones de demanda de las distintas formas de energía existentes en el país que permita su uso para fines de análisis de sustitución entre energéticos y de proyección de consumos futuros, debe fundamentarse en teorías de consumo ampliamente aceptadas.

Según la teoría neoclásica marginalista del consumidor, presentada por Allen y Hicks, la demanda de un producto "normal" está generalmente determinada por variables que en una forma u otra se relacionan con el precio de ese bien, el ingreso, el precio del sustituto y en ocasiones con las variaciones de población, hábitos, gustos y factores culturales y climáticos. 5/

En un contexto en el que el consumidor busca maximizar su satisfacción con un ingreso limitado, la relación entre el precio del bien y su consumo es

generalmente inversa; esto es, al subir (bajar) el precio del bien, su demanda disminuye (aumenta). El nexo con el ingreso es directo; vale decir, al fluctuar hacia arriba o hacia abajo esta variable, la curva de demanda se desplaza en la misma dirección. Por último, la asociación entre el consumo y el precio del sustituto va en el mismo sentido; esto es, al subir (bajar) el precio del sustituto su demanda disminuye (aumenta), lo cual induce movimientos hacia arriba (hacia abajo) del consumo del bien en cuestión. El nexo entre población y la demanda es generalmente positivo y la relación con factores culturales, de hábitos y de gustos puede ser positiva o negativa dependiendo de las condiciones específicas en las que se encuentra el consumidor. De otra parte, las elasticidades-precio varían en relación directa con lo perfecto o imperfecto que sea el sustituto y el número de ellos que existan para el producto específico en la función de consumo. 6/

Este sencillo marco teórico sirvió de base para la formulación del sistema de ecuaciones que componen los modelos para el sector eléctrico.

Las ecuaciones típicas de cada uno de estos modelos pueden especificarse en su forma estructural de la siguiente manera:

Sector Residencial

El consumo en este sector se puede definir como resultante de multiplicar el consumo por suscriptor y el número de suscriptores. La ecuación de consumo por suscriptor es de la siguiente forma:

$$CS_i = a_0 - a_1 TAR_i + a_2 Y_i + a_3 ST_i + a_4 V_i + a_5 CS(-1)_i$$

DONDE:

CS_i = Es el consumo por suscriptor en la región i, siendo cuatro las regiones en que se dividió el país.

TAR_i = Es la tarifa media en la región i.

Y_i = Es la variable ingreso en la región i.

ST_i = Es el precio del sustituto en la región i.

V_i = Otras variables que influyen el comportamiento del consumo por suscriptor en la región i, según se explicó en párrafos anteriores.

$CS(-1)_i$ = Variable dependiente rezagada un período en la región i. (Explica que los cambios en la variable dependiente se deben en parte a su valor en un período anterior y en parte a fluctuaciones de las variables indepen-

dientes, esto es, tarifa, ingreso y precio del sustituto).

Es claro que en este tipo de ecuaciones pueden aparecer problemas de simultaneidad, esto es, la tarifa de electricidad incide sobre su demanda, pero dado que ella es diferente para los distintos niveles de consumo puede también ocurrir que la demanda incida sobre la tarifa. Para evitar este problema se utilizaron procedimientos econométricos ampliamente aceptados, tal como se explica en la parte de resultados.

El segundo sistema de ecuaciones se desarrolló para modelar el número de suscriptores. Este sistema consta de dos series de ecuaciones: la primera relaciona el número de suscriptores con las variables que lo influyen. Estas variables son la construcción $7/$ y el ingreso. La construcción se tomó aquí como una proxy de la demanda efectiva de la edificación de nuevas viviendas y de ahí como el principal determinante del número de suscriptores del servicio de electricidad; y el ingreso como un indicador de la demanda efectiva de nuevos suscriptores no asociados a nuevas viviendas. La otra ecuación del modelo de suscriptores vincula la construcción con sus determinantes.

La ecuación del número de suscriptores en su forma estructural es de la siguiente manera:

$$SUS_i = a_0 + a_1 CONS_i + a_2 Y_i$$

DONDE:

SUS_i = Es el número de suscriptores en el sector residencial, según las cuatro regiones en que se dividió el país.

$CONS_i$ = Es la actividad constructora en la región i .

Y_i = Es la variable ingreso en la región i .

La ecuación de construcción es a nivel nacional y se presenta en su forma estructural de la siguiente manera:

$$CONS_i = a_0 - a_1 ICO + a_2 POB + a_3 Y$$

DONDE:

$CONS_i$ = Es la construcción (variable dependiente).

ICO = Es el índice de precios de la construcción.

POB = Es la población.

Y = Es el ingreso per cápita.

Al integrar estas dos ecuaciones, es posible conocer la incidencia de los elementos población, ingreso y

precio sobre el número de suscriptores de electricidad.

Sector Eléctrico: industrial, comercial, oficial y alumbrado público

Se definieron dos sistemas de ecuaciones para los modelos de los dos primeros subsectores: un sistema de ecuaciones define el consumo de electricidad por cada millón de pesos de producción (producciones industrial y comercial para cada suscriptor) $8/$ y el segundo sistema de ecuaciones se refiere a las funciones de demanda de las producciones industrial y comercial.

La ecuación de consumo de electricidad en su forma estructural es de la siguiente forma:

$$CPRO = a_0 - a_1 TK + a_2 VT$$

DONDE:

$CPRO$ = Es el consumo de electricidad por millón de pesos de producción.

TK = Es la relación entre tarifa eléctrica e índice de precios de maquinaria eléctrica.

VT = Es la relación entre valor agregado del sector industrial y el número de trabajadores allí empleados. (variable de productividad y cambio tecnológico).

Habida cuenta que la inmensa mayoría de la electricidad utilizada en el sector industrial se aplica para fines de fuerza motriz y para actividades en las que ella no puede ser sustituida por otra fuente de energía más económica $9/$, la ecuación no incluye explícitamente un sustituto. Sin embargo, basados en la teoría del consumidor y del productor, el sector productivo visualiza la autogeneración de electricidad como un medio sustituto de proveerse de ese recurso energético cuando la tarifa eléctrica es tan alta que justifica económicamente esa autogeneración (véase E. Ferguson, cap. 3 y 4). El elemento principal que debe tenerse en cuenta para estimar los costos de autogeneración y de ahí compararlos con la tarifa eléctrica es el precio de la maquinaria eléctrica útil para alcanzar tal propósito y el volumen de electricidad a autogenerar (la autogeneración es viable principalmente en el sector industrial, dado que sus niveles de consumo de electricidad son en ocasiones relativamente altos y muy superiores a los existentes en el sector comercial; por eso, en la formulación de la ecuación del sector comercial se incluye sólo la tarifa y no la relación entre ella y el precio de bienes de capital). De ese modo, la relación entre la tarifa eléctrica y el precio de los bienes de capital se relacionan inversamente con el consumo de electricidad: si la tarifa eléctrica sube en relación con el precio de los bienes de capital, en el sector habrá una disminución en el consumo de

dientes, esto es, tarifa, ingreso y precio del sustituto).

Es claro que en este tipo de ecuaciones pueden aparecer problemas de simultaneidad, esto es, la tarifa de electricidad incide sobre su demanda, pero dado que ella es diferente para los distintos niveles de consumo puede también ocurrir que la demanda incida sobre la tarifa. Para evitar este problema se utilizaron procedimientos econométricos ampliamente aceptados, tal como se explica en la parte de resultados.

El segundo sistema de ecuaciones se desarrolló para modelar el número de suscriptores. Este sistema consta de dos series de ecuaciones: la primera relaciona el número de suscriptores con las variables que lo influyen. Estas variables son la construcción $7/$ y el ingreso. La construcción se tomó aquí como una proxy de la demanda efectiva de la edificación de nuevas viviendas y de ahí como el principal determinante del número de suscriptores del servicio de electricidad; y el ingreso como un indicador de la demanda efectiva de nuevos suscriptores no asociados a nuevas viviendas. La otra ecuación del modelo de suscriptores vincula la construcción con sus determinantes.

La ecuación del número de suscriptores en su forma estructural es de la siguiente manera:

$$SUS_i = a_0 + a_1 CONS_i + a_2 Y_i$$

DONDE:

SUS_i = Es el número de suscriptores en el sector residencial, según las cuatro regiones en que se dividió el país.

$CONS_i$ = Es la actividad constructora en la región i .

Y_i = Es la variable ingreso en la región i .

La ecuación de construcción es a nivel nacional y se presenta en su forma estructural de la siguiente manera:

$$CONS_i = a_0 - a_1 ICO + a_2 POB + a_3 Y$$

DONDE:

$CONS_i$ = Es la construcción (variable dependiente).

ICO = Es el índice de precios de la construcción.

POB = Es la población.

Y = Es el ingreso per cápita.

Al integrar estas dos ecuaciones, es posible conocer la incidencia de los elementos población, ingreso y

precio sobre el número de suscriptores de electricidad.

Sector Eléctrico: industrial, comercial, oficial y alumbrado público

Se definieron dos sistemas de ecuaciones para los modelos de los dos primeros subsectores: un sistema de ecuaciones define el consumo de electricidad por cada millón de pesos de producción (producciones industrial y comercial para cada suscriptor) $8/$ y el segundo sistema de ecuaciones se refiere a las funciones de demanda de las producciones industrial y comercial.

La ecuación de consumo de electricidad en su forma estructural es de la siguiente forma:

$$CPRO = a_0 - a_1 TK + a_2 VT$$

DONDE:

$CPRO$ = Es el consumo de electricidad por millón de pesos de producción.

TK = Es la relación entre tarifa eléctrica e índice de precios de maquinaria eléctrica.

VT = Es la relación entre valor agregado del sector industrial y el número de trabajadores allí empleados. (variable de productividad y cambio tecnológico).

Habida cuenta que la inmensa mayoría de la electricidad utilizada en el sector industrial se aplica para fines de fuerza motriz y para actividades en las que ella no puede ser sustituida por otra fuente de energía más económica $9/$, la ecuación no incluye explícitamente un sustituto. Sin embargo, basados en la teoría del consumidor y del productor, el sector productivo visualiza la autogeneración de electricidad como un medio sustituto de proveerse de ese recurso energético cuando la tarifa eléctrica es tan alta que justifica económicamente esa autogeneración (véase E. Ferguson, cap. 3 y 4). El elemento principal que debe tenerse en cuenta para estimar los costos de autogeneración y de ahí compararlos con la tarifa eléctrica es el precio de la maquinaria eléctrica útil para alcanzar tal propósito y el volumen de electricidad a autogenerar (la autogeneración es viable principalmente en el sector industrial, dado que sus niveles de consumo de electricidad son en ocasiones relativamente altos y muy superiores a los existentes en el sector comercial; por eso, en la formulación de la ecuación del sector comercial se incluye solo la tarifa y no la relación entre ella y el precio de bienes de capital). De ese modo, la relación entre la tarifa eléctrica y el precio de los bienes de capital se relacionan inversamente con el consumo de electricidad: si la tarifa eléctrica sube en relación con el precio de los bienes de capital, en el sector habrá una disminución en el consumo de

electricidad comprada a las empresas eléctricas, no solo por la ley básica de la teoría del consumidor según la cual los consumos tienden a relacionarse inversamente con los movimientos en su precio, sino también porque al aumentar la relación mencionada aparecen como rentables nuevos proyectos de autogeneración, con lo cual se refuerza el movimiento inicial de disminuir las compras de electricidad. Inclusive pueden aparecer fuerzas que conduzcan a la reducción unilateral de la tarifa, como es el robo de electricidad que ocasiona el conocido fenómeno de las pérdidas negras.

De otro lado, si el precio de la electricidad baja con relación a los bienes de capital en el sector, habrá un incentivo a aumentar el consumo comprado a las empresas eléctricas como resultado de que opere la teoría básica del consumidor y como respuesta también a que algunos proyectos de autogeneración de electricidad dejarán de ser rentables.

La otra variable explicativa del consumo de electricidad por millón de pesos de producción es un indicador de productividad, como es la relación entre valor agregado y el personal ocupado. Un aumento de esta relación se asocia comúnmente con un cambio tecnológico en el sentido de aumentos relativos del capital en la función de producción. 10/ A su vez, una mayor dotación de capital implica un mayor consumo de energía, en particular electricidad.

Dado que la información para el cálculo de la relación entre valor agregado y el personal ocupado se encuentra disponible para el sector industrial pero no para el comercial, en este último sector se incluyó una variable como proxy de ese proceso de cambio tecnológico 11/, tal como se explica en la parte de resultados.

Para el sector oficial y alumbrado público, se sugiere una sencilla ecuación que relacione el consumo de electricidad en esos sectores con el ingreso nacional. La forma como evolucione esta variable dictará en buena medida la posibilidad de extender o ampliar la red de iluminación pública.

Por último, el modelo comprende dos ecuaciones de producción: una referida al sector industrial y la otra al sector comercial. De este modo las funciones de demanda de los diferentes energéticos en los sectores industrial y comercial se plantean como resultado de integrar unas ecuaciones de consumo por millón de pesos de producción con la función de producción.

La función de producción puesta en su forma estructural es de la siguiente manera:

$$PROD = a_0 + a_1T + a_2E + a_3(MA) + a_4(AR)$$

DONDE:

PROD = Es la producción industrial a nivel nacional.

T = Son los términos de intercambio.

E = Es el índice de la tasa de cambio.

(MA)y(AR) = Son elementos autorregresivos de la ecuación. Su inclusión responde al hecho de que las otras dos variables independientes (T y E) tienen un poder explicativo insuficiente para lograr un buen ajuste de la función de demanda.

La formulación de esta ecuación en la forma sugerida se debe a consideraciones de orden operativo que se dan en la parte sobre estimaciones empíricas de los modelos.

La función de producción para el sector comercio es muy sencilla y simplemente relaciona la producción comercial con el ingreso nacional.

2. REVISION DE OTROS TRABAJOS:

LOS MODELOS DEL ESTUDIO DEL SECTOR ELECTRICO (ESE), EL ESTUDIO NACIONAL DE ENERGIA (ENE) Y OTROS POSTERIORES

Sector Residencial: Número de Suscriptores

Uno de los primeros ejercicios sistemáticos que se hicieron en Colombia sobre este particular fue el que adelantó el ESE. La metodología allí empleada se continuó usando en los diferentes trabajos que sobre proyecciones de consumo de electricidad se han realizado en la presente década, como las adelantadas por el Estudio Nacional de Energía e ISA. En estos estudios se parte de la siguiente identidad para la proyección del número de viviendas:

$$V = \frac{P}{P/V}$$

DONDE:

P : Es la población

P/V : Es la relación personas por vivienda

Para la proyección de la relación P/V, se asume que ésta sigue la evolución de una función logística hacia un número mínimo de personas por vivienda. Este número mínimo se fija mediante un juicio de valor. Dado esto, y teniendo de otra parte la proyección de población, se estima el número de viviendas mediante el uso de la identidad anterior y de aquí se pasa a la proyección de suscriptores de electricidad haciendo nuevamente algún juicio sobre los márgenes de cobertura del servicio. 12/

Lo anterior implica que para proyectar esta última variable se usa una ecuación que describe la relación entre población y número de viviendas, dado algún juicio que se haga sobre la relación entre población y

viviendas que se observará en el futuro. Es necesario introducir este juicio de valor ya que la ecuación mencionada se usa para conocer el valor futuro de dos incógnitas: el número de viviendas y la relación entre población y este número. Fue necesario hacer uso de estos juicios por lo limitado y precario de la información que existía hace unos años. Por fortuna, las acciones del SIE han facilitado contar con informaciones adicionales que ahora permiten plantear en una forma más rigurosa la metodología para proyección del número de suscriptores, tal como ella se presenta a continuación.

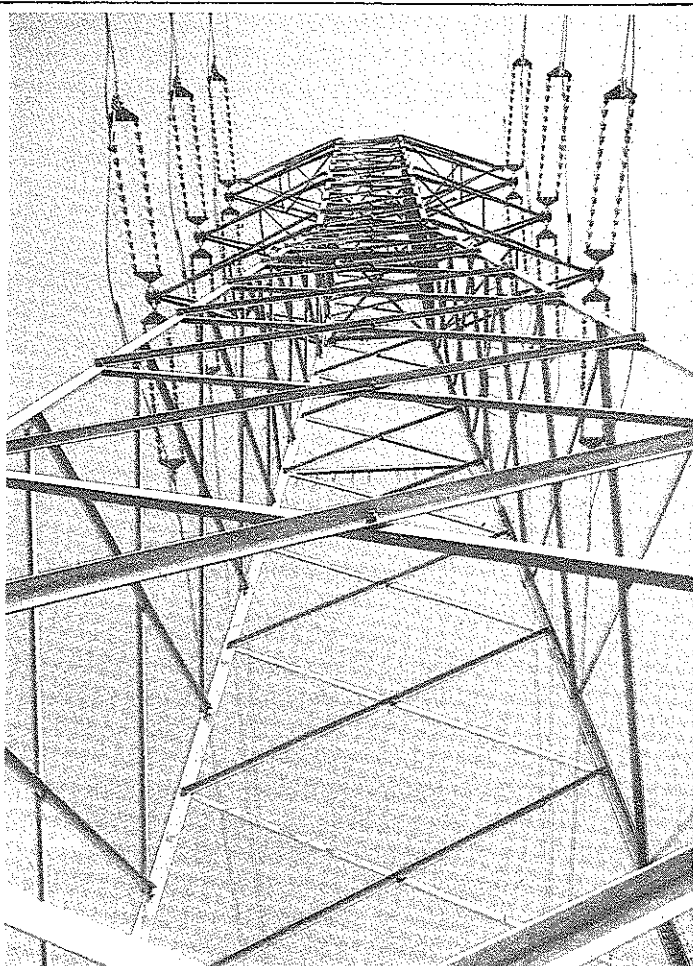
Metodología Propuesta

Para evitar el juicio de valor anterior y fundamentar por ende la magnitud futura del número de viviendas ^{13/}, el trabajo elaborado aquí sugiere estimar este número económicamente mediante una ecuación que vincule construcción de viviendas con sus determinantes, tal como se indicó en la sección sobre aspectos teóricos y metodológicos. De este modo, la proyección del número de viviendas resulta de la aplicación de la ecuación mencionada y no de algún juicio sobre el valor del coeficiente población/número de viviendas. De la proyección de viviendas se llega a la de suscriptores, bien a través de algún supuesto sobre cobertura o bien económicamente mediante ecuaciones que vinculen la variable suscriptores con la de construcción, tal como se señaló en la sección 1.

Dado que no existen series históricas sobre cifras de stock de viviendas (solo hay datos puntuales para los años de los censos), se escogieron los informes sobre evolución en la construcción de ellas como una proxy de la evolución del número de nuevas viviendas. Este procedimiento se justifica en atención a la estrecha relación que existe entre las dos variables ya que en el sector de la vivienda la actividad constructora en Colombia se orienta fundamentalmente a la edificación de nuevas soluciones habitacionales y en consecuencia la trayectoria de las dos variables mencionadas es muy similar. De este modo, la tasa estimada del crecimiento del número de viviendas se asume aproximadamente igual a la tasa de aumento de su construcción. El cálculo de esta última tasa se deduce según el procedimiento econométrico ya indicado. (Nótese que desde hace varios años el tamaño medio de la unidad habitacional se ha venido reduciendo, lo cual significa que la tasa de crecimiento del número de nuevas viviendas puede ser algo más alta que la tasa a la cual se expanda su construcción).

Sector Residencial: Consumo por Suscriptor

En lo relacionado con las ecuaciones de consumo por suscriptor también hay modificaciones importantes: primero, se estudió con detalle los sustitutos de la electricidad en las distintas regiones del país y se formularon las ecuaciones de acuerdo con este trabajo. Como resultado de esto, dos de las cuatro ecuaciones



aquí elaboradas incluyen sustitutos que no aparecían en las ecuaciones iniciales del ENE, porque su uso se ha difundido recientemente, durante la presente década. Esta modificación hace que las elasticidades-precio calculadas ahora deben ser más altas que las estimadas en el ENE, según el esquema teórico presentado en la sección anterior. De otra parte, las ecuaciones sobre consumo por suscriptor se plantearon de tal forma que fuera posible eliminar los sesgos de simultaneidad originados primordialmente en la progresividad tarifaria según niveles de consumo, mediante el uso de la técnica de mínimos cuadrados en dos etapas.

El efecto neto de las modificaciones metodológicas sugeridas en los modelos aquí presentados es un problema empírico. Así, si el ingreso per cápita y la tarifa de electricidad tienen tasas de crecimiento positivas, las proyecciones con este modelo pueden ser más altas o más bajas que las que resultan de utilizar los del ENE, dependiendo de los valores de las elasticidades-ingreso y precio y de los escenarios de proyección que se adopten para estas variables. Dados los resultados de las ecuaciones y los escenarios de proyección más probables, se muestra en la última parte del trabajo que el modelo del ENE conduce a subestimaciones de la demanda de electricidad. Como ya se indicó, estas subestimaciones fueron más que neutralizadas por sobreestimaciones en las tasas de ingreso y producción industrial que, según el ENE,

serían respectivamente de 5.4% y 7.6% para el período 1980-2000. Estos guarismos son respectivamente 3.09% y 4.05% para el período 1980-1987.

Sector Industrial

La ecuación de electricidad avanzó sobre la inicial del ENE en el sentido de medir el impacto de cambios tecnológicos (concretamente del proceso de industrialización y mecanización) sobre la demanda por ese recurso en la forma sugerida en la sección anterior.

Por último, debe resaltarse que fue posible avanzar en estudios de aspectos de sustitución entre energéticos porque de un tiempo para acá los precios han estado reflejando mejor que antes las diferencias en el valor de oportunidad de los distintos energéticos y los consumidores han estado reemplazando electricidad de alto precio por sustitutos con costos más bajos como el gas propano.

3. ESTIMACIONES EMPIRICAS DE LOS MODELOS

El modelo teórico presentado en la sección 1 consta de un sistema de 14 ecuaciones: 9 para el sector residencial; 3 para los sectores industrial, comercial, oficial y alumbrado público; 1 para producción industrial y 1 para producción comercial. Las ecuaciones se trabajaron en dos grados de desagregación: las del sector residencial a nivel regional y las de los sectores industrial, comercial, oficial y alumbrado público a nivel nacional.

3.1 Aspectos Económicos

La variable dependiente o endógena en las ecuaciones del sector residencial es el consumo por suscriptor (una ecuación para cada región) y el número de suscriptores (una ecuación para cada región), mientras la construcción es una ecuación única a nivel nacional. La variable dependiente en las ecuaciones de los sectores industrial y comercial es el consumo por millón de pesos de las producciones industrial y comercial. La forma final en que se definió la variable dependiente tiene ventajas y desventajas. Como aspectos positivos se encontró que de este modo se reducía la colinealidad entre las variables independientes. Además, tiene mucho interés para propósitos de análisis el conocer la evolución del consumo por suscriptor (sector residencial) y el consumo por millón de pesos de producción (sectores industrial y comercial). En contraposición, al incluir el número de suscriptores y la producción como variables independientes en las ecuaciones del consumo de electricidad en los sectores residencial e industrial, respectivamente, surge la desventaja de la definición dada a la variable dependiente que sesga hacia uno el valor de la elasticidad del número de suscriptores respecto al consumo residencial, y el ingreso respecto al consumo industrial. No obstante se encontró que este valor estaba entre 0.90 y 0.97, para las elasticidades ingreso y número de

suscriptores. Además, debe mencionarse que diferentes estudios internacionales tanto para países industrializados como para los latinoamericanos muestran que la elasticidad-ingreso es muy cercana a la unidad (entre 0.80 y 1.10), lo cual indica que el sesgo introducido al coeficiente de las elasticidades mencionadas, como resultado de definir la variable dependiente en la forma ya indicada, es muy bajo. 14/ El definir el modelo en esa forma permite utilizarlo para propósitos de análisis de sustitución, que es uno de los objetivos básicos de los modelos.

A las ecuaciones de consumo por suscriptor de electricidad en el sector residencial, definidas en su forma estructural, se aplicó el método de mínimos cuadrados en dos etapas, con el fin de evitar sesgos de simultaneidad; esto es, la incidencia de la tarifa eléctrica sobre el consumo y el de este sobre aquella. Las variables instrumentales escogidas fueron la tarifa en un período anterior y el ingreso. La tarifa de un período anterior puede influenciar el consumo presente de electricidad pero éste no tiene efectos sobre aquellas, por lo cual las variables instrumentales son exógenas. A las restantes ecuaciones se aplicó el método simple de mínimos cuadrados ordinarios. Todas las ecuaciones se trabajaron en forma logarítmica y en aquellas en las que las variables mostraron una tendencia creciente o decreciente en el tiempo se aplicaron primeras diferencias a la forma logarítmica con el fin de evitar correlaciones espúreas (casos de las ecuaciones de número de suscriptores de construcción y de producciones industrial y comercial). La única excepción a esta regla general fue la ecuación de número de suscriptores para la región norte, en la cual se incluyó la variable tendencia como una de las variables independientes, con el fin de evitar sesgos en los coeficientes por el uso de una correlación simple. 15/ La variable tendencia evita relaciones espúreas y su inclusión es necesaria para no omitir una de las variables independientes. 16/

Como se mencionó en la parte teórica, las funciones de consumo fueron calibradas en general utilizando como variables independientes el precio del energético demandado, el ingreso y el precio del sustituto. En las ecuaciones del consumo de electricidad por suscriptor (sector residencial) se utilizaron diferentes variantes de la variable ingreso con el propósito de reducir al máximo la colinealidad. Por eso, en la ecuación para la región norte la variante de ingreso utilizada es el valor agregado en el sector manufacturero 17/; para la región noroeste, los salarios pagados; para la región suroeste, el valor agregado per cápita y para la región central, los salarios per cápita. Como esta medición de actividad económica es parcial (se refiere solo al sector manufacturero), se incluyó también la variable desempleo como complementaria de la medición de actividad económica. El sustituto a usar varía según la región para la cual se calculó la ecuación: gas propano para las regiones norte y central y querosene para la suroccidental. Aunque muchas ecuaciones incluyeron en principio la variable dependiente

rezagada como una de las independientes, en razón a que los ajustes toman algún tiempo, en la forma final de muchas de ellas no se incluyó dicha variable cuando se detectaron problemas más o menos serios de colinealidad o cuando el coeficiente de la variable dependiente rezagada fue muy pequeño, lo cual indicaba que el ajuste se producía dentro del lapso de un año. En el caso de las ecuaciones del consumo de electricidad en el sector residencial, en las regiones suroccidental y central se encontró colinealidad alta entre la variable dependiente rezagada y el precio del sustituto. Se examinaron los coeficientes de la ecuación sin incluir tal precio; luego se compararon los resultados cuando se lo incluía y se eliminaba la variable dependiente rezagada. Se observó que los coeficientes que se muestran en este trabajo son muy cercanos a los de largo plazo.

De otro lado, como se indicó en la parte teórica, el modelo de número de suscriptores consta de un sistema de dos ecuaciones: la de suscriptores y la de construcción. En la primera, las variables independientes (regionales) son la construcción y el ingreso, representada ésta última por las mismas variantes empleadas en las ecuaciones de consumo por suscriptor. La ecuación de construcción a nivel nacional tiene tres variables independientes, a saber: el precio de la construcción, la población y el ingreso per cápita. Dado que la ecuación se preparó en primeras diferencias de logaritmos, el término de la constante mide también el elemento autónomo de la construcción.

Para que este modelo haga posible estudiar la incidencia de las variables independientes de la función de construcción sobre el número de suscriptores, fue necesario hacer un supuesto: la incidencia de cambios poblacionales o del ingreso sobre la construcción nacional es la misma que sobre la construcción regional. Este supuesto no se cumple totalmente en la realidad porque, según lo ha estimado el Departamento Nacional de Planeación, la tasa de aumento de la población ha venido decreciendo más rápidamente en Bogotá y en la región central que en la zona norte del país. De otro lado, el ingreso ha venido aumentando más rápidamente en aquella región que en ésta. De este modo, el supuesto hecho para ligar la ecuación de construcción (a nivel nacional) con la del número de suscriptores (a nivel regional) limita en algún grado la confiabilidad de los datos regionales aunque no lo que se obtenga a nivel agregado. Como se anotó, algunas corrientes regionales de población e ingreso van en dirección opuesta, de tal suerte que el grado de error introducido al ligar las ecuaciones nacional y regional no parece ser muy grande.

Las variables incluidas en las dos ecuaciones de producción son diversas. En la función de demanda por producción industrial las dos variables independientes son, como ya se indicó, los términos de intercambio y la tasa de cambio, además de ellas se incluyeron elementos autorregresivos. La elección de estas variables responde a dos consideraciones: en primer lugar era necesario elegir variables explicativas que fueran

exógenas. Segundo, existe bastante evidencia de que los elementos autorregresivos en series históricas contribuyen a lograr un buen ajuste de las ecuaciones y a que su poder predictivo sea bueno. ^{18/} Además, estos elementos autorregresivos complementan las dos variables independientes que por sí solas son un indicador apenas parcial de la producción industrial.

Los términos de intercambio y el índice de la tasa de cambio son variables explicativas de la producción industrial debido a que, como es comúnmente aceptado, los desarrollos en el sector externo de la economía inciden fuertemente en las fluctuaciones de la actividad económica interna. ^{19/} Así, en el modelo de corto plazo de la economía colombiana los términos de intercambio son la primera variable explicativa de cambios en el nivel de actividad y de la producción industrial. ^{20/} Hay abundante evidencia del impacto positivo de los movimientos de la tasa de cambio sobre el sector de exportaciones y el de sustitución de importaciones. ^{21/} En el caso de las ecuaciones del consumo de electricidad por millón de pesos de producción en el sector comercial, se utilizó una tendencia como una de las variables independientes. ^{22/} Los propósitos fueron evitar sesgos en los resultados, como ya se mencionó, y con el objeto también de explicar el impacto del proceso de industrialización y mecanización sobre la demanda por electricidad. ^{23/} El período para el cual se corrieron las ecuaciones fue 1972 - 1985 (en promedio). En algunas ecuaciones se extendió hasta el año 1986 - 1987 porque a medida que las ecuaciones se fueron construyendo se iba disponiendo de información más actualizada. En algunos casos se corrieron las ecuaciones desde 1971 y en otros, desde 1973 o 1974, dependiendo de los rezagos necesarios a utilizar cuando se incluían elementos autorregresivos en las ecuaciones (método de Cochrane Orcutt).

3.2 Resultados

Las ecuaciones elaboradas y sus resultados se muestran en los cuadros que se presentan al final del documento. Todos los coeficientes tienen los signos esperados, según el esquema teórico mostrado inicialmente. También se observa que en general la elasticidad-precio es más alta cuando más perfecto es el sustituto de un energético. Así, en las ecuaciones del consumo de electricidad por suscriptor (sector residencial) se observa que la elasticidad-precio más alta se encontró para el caso de la región norte donde el sector de hogares puede reemplazar la electricidad por gas natural o gas propano. En el extremo opuesto está la región noroeste con la elasticidad-precio más baja debido en buena parte a la ausencia total de sustituto para los usuarios del servicio en esa zona del país. En el medio están las elasticidades-precio de las regiones suroccidental y central. El valor de los coeficientes de la elasticidad del sustituto es también consistente con lo esperado, en el sentido de que el valor más alto se observó para la región norte y el más bajo para la región central,

**RESUMEN DE LAS ESTIMACIONES ENCONTRADAS EN LAS PRINCIPALES
ELASTICIDADES DE LAS FUNCIONES DE DEMANDA
POR ENERGIA ELECTRICA**

VARIABLES ENDOGENAS	VARIABLES INDEPENDIENTES					S (EXOGENAS)		TENDENCIA
	PRECIO ENERGETICO	PRECIO SUSTITUTO	INGRESO	DESEMPLEO	POBLACION	RELACION EN- TRE TARIFA ELECTRICA Y PRECIOS DE BIENES DE CAPITAL	VARIABLE CAMBIO TECNOLÓGICO VALOR AGREGADO NUMERO TRAB.	
CS1	1.6 -1.2	0.4 0.4	0.60	-	-	-	-	-
CS2	-1.6	-	0.35	-	-	-	-	-
CS3	-0.42	0.23	0.42	0.16	-	-	-	-
CS4	-0.56	0.09	0.37	-0.18	-	-	-	-
SUS1 1/	-	-	0.05 2/	-	0.28 2/	-	-	-
SUS2 1/	-	-	0.38	-	0.95	-	-	-
SUS3 1/	-	-	0.50	-	0.97	-	-	-
SUS4 1/	-	-	0.23 2/	-	0.72 3/	-	-	-
CPRO	-0.34	-	-	-	-	-0.34	0.79	-
CPRE	-0.28	-	-	-	-	-	-	0.33

4
CSi
i=1 = Es el consumo de electricidad por suscriptor en las regiones 1 (norte), 2 (noroeste), 3 (suroeste) y 4 (central).

4
SUSi
i=1 = Es el número de suscriptores en cada una de las cuatro (4) regiones.

CPRO = Es el consumo de electricidad industrial por millón de pesos de producción industrial.

CPRE = Es el consumo de electricidad por millón de pesos de producción industrial (sector comercio).

1/ = Los coeficientes de elasticidad-ingreso son un dato aproximado que resulta de multiplicar (teoría de la cadena) o adicionar elasticidades en el modelo que compone el número de suscriptores.

2/ = Como se indicó en la parte teórica y de resultados, buena parte del valor de estas elasticidades está recogida en este caso por el coeficiente de la variable tendencia que es de 0.89.

3/ = El coeficiente algo más bajo que en las regiones suroccidental y noroeste, es recogido por el elemento autónomo de la ecuación que es más alto para la región central que para las otras dos.

NOTA: LAS ELASTICIDADES PRESENTADAS AQUI SON SIGNIFICATIVAS AL 95% DE SIGNIFICANCIA.

donde se tiene que el gas propano ni es un sustituto perfecto de la electricidad ni la confiabilidad de su suministro es alta.

Llama la atención la alta elasticidad-precio en el caso de la región norte. Por eso, se estimaron dos ecuaciones en ese caso: en una, la variable dependiente rezagada se incluye como una de las independientes, pero se detectaron problemas de colinealidad. En la otra no se incluyó la variable dependiente rezagada como una de las independientes y se examinó más bien los rezagos con que operaba el ajuste a través de un polinomio de rezagos distribuidos. En este caso se observó que el coeficiente de la elasticidad-precio era un poco más bajo pero aún seguía siendo ligeramente más alto que la unidad. Al continuar investigando el fenómeno se encontró que existen dos razones principales para este resultado: primero, que el proceso de sustitución es lento y aún no se ha terminado, a pesar de que el coeficiente de la elasticidad de sustitución parece estar alcanzando ya su límite máximo. Segundo, se encontró que el aumento de las pérdidas negras como proporción de la generación total de electricidad corresponde en mayor proporción al sector residencial que al industrial. Esto sugiere que la alta elasticidad-precio en la función de demanda por electricidad responde no solo a la existencia de un buen sustituto sino también al robo de electricidad que contribuye a reducir los consumos facturados (o a que

decrezca su tasa de aumento); aunque se encontró que este efecto es marginal.

Los resultados respecto al modelo de número de suscriptores fueron también consistentes con la teoría expuesta en las secciones anteriores. En efecto, se concluye que el número de suscriptores depende de los cambios de la variable poblacional (con elasticidades cercanas a 1 en promedio) así como de la evolución en el ingreso (con elasticidades cercanas a 0.40 en promedio). 24/ A pesar de este primer resultado, la variable ingreso puede tener un impacto más alto sobre el número de suscriptores que la población, debido a que parte de su efecto se capta indirectamente a través del elemento autónomo de la ecuación de construcción y del número de suscriptores, como se mencionó en la sección anterior. El orden de magnitud de este elemento autónomo es grande porque solo él explica el 50% de cambios en la construcción y de ahí entró un 30% y un 40% de las variaciones en el número de suscriptores (véase ecuaciones pertinentes). Dado el papel de la elasticidad-ingreso en el modelo de número de suscriptores, su aplicación conduce entonces a estimaciones del consumo de electricidad más bajos (altos) que cuando el modelo sólo incluye variables poblacionales -caso del ENE- en un contexto de evolución de tasas de crecimiento negativo del ingreso per cápita (positivo).

Debe notarse que el efecto de la disminución de la tasa de crecimiento de la población sobre el número de suscriptores que ha venido operando en el pasado será aproximadamente el mismo en los próximos 15 o 20 años. En efecto, al disminuir la tasa de crecimiento de la población operan sobre la actividad constructora dos efectos en el mismo sentido. El primero, de corto y mediano plazo, se manifiesta en una reducción del tamaño del hogar y por ende el de la vivienda. Este proceso se ha manifestado ya en toda su magnitud sobre todo en el interior del país. En segundo lugar, operará otra fuerza de largo plazo: la disminución en la expansión de la actividad constructora de 1986 en adelante, que en buena parte reemplazará la de corto y mediano plazo: disminución del número de nuevos hogares y, de ahí, de la expansión de la actividad constructora.

Los resultados en los sectores industrial y comercial son también consistentes con los valores esperados: la elasticidad-precio se acerca a -0.30, lo cual indica que los aumentos tarifarios han conducido a un uso más racional de la electricidad y que las elasticidades encontradas serían algo más bajas si no se hubiera propagado el fenómeno de las pérdidas negras, que aumentaron de aproximadamente 9% en los primeros años de la década pasada a aproximadamente 18% en la actualidad. La elasticidad-ingreso es igual a la unidad (por construcción del modelo). Se ensayó el valor de esta elasticidad cuando se incluía la variable producción como una de las independientes y se encontró que esta elasticidad era muy cercana a la unidad.

La ecuación de pérdidas negras muestra que su aumento como proporción de la generación total de electricidad, ocurrido entre 1974 y 1986, se debió aproximadamente en un 60% a pérdidas en el sector residencial y a un 40% a pérdidas en el sector industrial. El fenómeno se puede atribuir en un alto porcentaje al excesivo incremento tarifario que ocurrió particularmente en los sectores industrial y comercial (del orden de 6% a 8% anual).

Para terminar los comentarios sobre las elasticidades encontradas, debe decirse que el valor de los coeficientes mostrados aquí corresponden aproximadamente a los que distintos autores han obtenido para diferentes países. En efecto, para el caso de Estados Unidos e Inglaterra donde la electricidad tiene un buen sustituto en el sector residencial, la elasticidad-precio está entre -0.95 y 1.43 y unas elasticidades-ingreso aproximadamente de 0.70 ^{25/}; las que corresponden en forma muy cercana al resultado obtenido en este trabajo para la región norte. Las estimaciones hechas para países latinoamericanos muestran una elasticidad-precio de largo plazo de aproximadamente -0.50 y la elasticidad-ingreso de largo plazo fluctúa entre 0.20 y 0.60, resultados estos muy cercanos a los obtenidos en este trabajo para las regiones suroccidental y central ^{26/}, (la elasticidad-ingreso de otros trabajos debe compararse con la suma de elasticidad-ingreso y elasticidad-desempleo en el presente) y los resultados de estimaciones internacionales de la elasticidad-precio

para el sector industrial muestran amplias divergencias de cálculo que oscilan entre -0.06 y -1.9 para Estados Unidos e Inglaterra y para latinoamérica entre -0.24 y -0.34. ^{27/} En este trabajo el valor de esta elasticidad fue de -0.34.

4. PROYECCIONES DE CONSUMOS DE ENERGIA ELECTRICA SEGUN DIFERENTES MODELOS

Una vez ajustadas las ecuaciones de comportamiento de consumo de los subsectores de electricidad, según se mostró en la sección anterior, deben definirse los distintos escenarios de proyección con el propósito de estimar el curso del consumo de este energético y con el fin también de analizar sustituciones entre diferentes fuentes de energía, dada la evolución de sus precios relativos.

Los resultados encontrados en lo relacionado con los coeficientes de las ecuaciones muestran que en la definición de un escenario básico de proyección es crítica la estimación de las tendencias más probables del ingreso nacional, producción industrial, población y precios de la electricidad y gas. Para el ingreso, la producción industrial y la población se han tomado como base algunas estimaciones adelantadas por el Departamento Nacional de Planeación según las cuales la tasa de crecimiento de estas variables para los próximos años puede oscilar entre 4% y 5% para el producto interno bruto y entre 1.5% y 1.7% para la población.

En relación con el precio de la electricidad, es por todos aceptado que su precio medio, sobre todo en el sector residencial, está muy por debajo de su valor de oportunidad. ^{28/} De otra parte la política actual de dotar de gas natural a la región central del país y de gas propano a las restantes zonas del interior, con valores de oportunidad mucho más bajos que los de la energía eléctrica, hará posible ir reduciendo los subsidios vigentes actualmente para este energético. Lo anterior muestra que se mantiene la conclusión del Estudio Nacional de Energía en el sentido de que las tarifas de la electricidad deben crecer en términos reales. La elección de los escenarios de proyección para las distintas regiones se hizo teniendo en cuenta los factores mencionados atrás, dentro del marco de las normas que rigen en la actualidad la política tarifaria. ^{29/} Por último, el precio del gas propano debe elevarse todavía en algún grado con el fin de alcanzar su valor de oportunidad. ^{30/}

Proyección según supuestos y modelos PNUD

Dado lo anterior, partiendo de un crecimiento en el ingreso, ingreso per cápita, producción industrial y población de 4%, 2%, 4.3% y 1.5% respectivamente, un incremento tarifario en el sector residencial de 0% y un promedio de 2.25% para las regiones norte y del interior del país respectivamente, así como un aumento de 0.5% en el precio del sustituto y de 2% en el precio de la electricidad en los sectores industrial y comer-

**RESUMEN DE LAS ESTIMACIONES ENCONTRADAS EN LAS PRINCIPALES
ELASTICIDADES DE LAS FUNCIONES DE DEMANDA
POR ENERGIA ELECTRICA**

VARIABLES ENDOGENAS	VARIABLES INDEPENDIENTES					S (EXOGENAS)		VARIABLE CAMBIO TECNOLÓGICO	
	PRECIO ENERGETICO	PRECIO SUSTITUTO	INGRESO	DESEMPLEO	POBLACION	RELACION EN- TRE TARIFA ELECTRICA Y PRECIOS DE BIENES DE CAPITAL	VALOR AGREGADO NUMERO TRAB.	TENDENCIA	
CS1	1.6 -1.2	0.4 0.4	0.60	-	-	-	-	-	-
CS2	-1.6	-	0.35	-	-	-	-	-	-
CS3	-0.42	0.23	0.42	0.16	-	-	-	-	-
CS4	-0.56	0.09	0.37	-0.18	-	-	-	-	-
SUS1 1/	-	-	0.05 2/	-	0.28 2/	-	-	-	-
SUS2 1/	-	-	0.38	-	0.95	-	-	-	-
SUS3 1/	-	-	0.50	-	0.97	-	-	-	-
SUS4 1/	-	-	0.23 2/	-	0.72 3/	-	-	-	-
CPRO	-0.34	-	-	-	-	-0.34	0.79	-	-
CPRE	-0.28	-	-	-	-	-	-	-	0.33

4
CSi = Es el consumo de electricidad por suscriptor en las regiones 1 (norte), 2 (noroeste), 3 (suroeste) y 4 (central).
i=1

4
SUSi = Es el número de suscriptores en cada una de las cuatro (4) regiones.
i=1

CPRO = Es el consumo de electricidad industrial por millón de pesos de producción industrial.

CPRE = Es el consumo de electricidad por millón de pesos de producción industrial (sector comercio).

1/ = Los coeficientes de elasticidad-ingreso son un dato aproximado que resulta de multiplicar (teoría de la cadena) o adicionar elasticidades en el modelo que compone el número de suscriptores.

2/ = Como se indicó en la parte teórica y de resultados, buena parte del valor de estas elasticidades está recogida en este caso por el coeficiente de la variable tendencia que es de 0.89.

3/ = El coeficiente algo más bajo que en las regiones suroccidental y noroeste, es recogido por el elemento autónomo de la ecuación que es más alto para la región central que para las otras dos.

NOTA: LAS ELASTICIDADES PRESENTADAS AQUI SON SIGNIFICATIVAS AL 95% DE SIGNIFICANCIA.

donde se tiene que el gas propano ni es un sustituto perfecto de la electricidad ni la confiabilidad de su suministro es alta.

Llama la atención la alta elasticidad-precio en el caso de la región norte. Por eso, se estimaron dos ecuaciones en ese caso: en una, la variable dependiente rezagada se incluye como una de las independientes, pero se detectaron problemas de colinealidad. En la otra no se incluyó la variable dependiente rezagada como una de las independientes y se examinó más bien los rezagos con que operaba el ajuste a través de un polinomio de rezagos distribuidos. En este caso se observó que el coeficiente de la elasticidad-precio era un poco más bajo pero aún seguía siendo ligeramente más alto que la unidad. Al continuar investigando el fenómeno se encontró que existen dos razones principales para este resultado: primero, que el proceso de sustitución es lento y aún no se ha terminado, a pesar de que el coeficiente de la elasticidad de sustitución parece estar alcanzando ya su límite máximo. Segundo, se encontró que el aumento de las pérdidas negras como proporción de la generación total de electricidad corresponde en mayor proporción al sector residencial que al industrial. Esto sugiere que la alta elasticidad-precio en la función de demanda por electricidad responde no solo a la existencia de un buen sustituto sino también al robo de electricidad que contribuye a reducir los consumos facturados (o a que

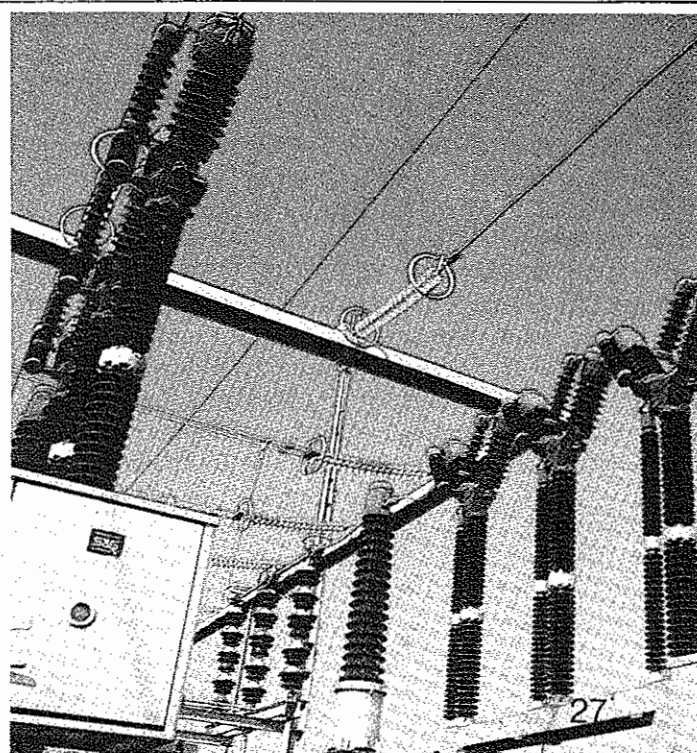
decrezca su tasa de aumento); aunque se encontró que este efecto es marginal.

Los resultados respecto al modelo de número de suscriptores fueron también consistentes con la teoría expuesta en las secciones anteriores. En efecto, se concluye que el número de suscriptores depende de los cambios de la variable poblacional (con elasticidades cercanas a 1 en promedio) así como de la evolución en el ingreso (con elasticidades cercanas a 0.40 en promedio). 24/ A pesar de este primer resultado, la variable ingreso puede tener un impacto más alto sobre el número de suscriptores que la población, debido a que parte de su efecto se capta indirectamente a través del elemento autónomo de la ecuación de construcción y del número de suscriptores, como se mencionó en la sección anterior. El orden de magnitud de este elemento autónomo es grande porque solo él explica el 50% de cambios en la construcción y de ahí entre un 30% y un 40% de las variaciones en el número de suscriptores (véase ecuaciones pertinentes). Dado el papel de la elasticidad-ingreso en el modelo de número de suscriptores, su aplicación conduce entonces a estimaciones del consumo de electricidad más bajos (altos) que cuando el modelo sólo incluye variables poblacionales -caso del ENE- en un contexto de evolución de tasas de crecimiento negativo del ingreso per cápita (positivo).

cial, se llega a una proyección del consumo de 6.5% para el periodo 1986-2000, mediante la aplicación de los modelos para el sector eléctrico presentado en este trabajo 31/ y conforme a las cifras siguientes. 32/

MODELOS PNUD - MIN MINAS DEMANDA DE ENERGIA ELECTRICA (GW/H)

AÑO	1985	1995	2000
SECTOR RESIDENCIAL	9 327.	17 987.	25 118.
SECTOR INDUSTRIAL	6 159.	13 272.	15 758.
SECTOR COMERCIAL	2 112.	3 890.	8 477.
SECTOR ALUMB. PUB.	1 833.	3 345.	4 590.
TOTAL VENTAS	10 432.	38 495.	50 344.
GENERA	26 188.	51 880.	67 848.



Proyección según supuestos ENE y modelos ENE y PNUD

De otro lado, si se aplican los supuestos del ENE a los modelos presentados aquí se llegaría a una tasa de crecimiento anual en el consumo de 8.6% para el

mismo periodo 33/, mientras que la estimación con los modelos del ENE fue 7.9% anual 34/, según los siguientes resultados:

SUPUESTOS ENE: PROYECCION SEGUN MODELO ENE Y PNUD DEMANDA DE ENERGIA ELECTRICA GW/H

AÑO	SECTOR RESIDENCIAL		SECTOR INDUSTRIAL		SECTOR COMERCIAL		SECTOR ALUMB. PUBL.		TOTAL VENTA GENERA	
	ENE	PNUD	ENE	PNUD	ENE	PNUD	ENE	PNUD		
1985	9 914.	9 327.	8 776.	6 159.	2 829.	2 112.	1 784.	1 833.	19 432.	26 189.
1995	21 477.	19 779.	19 623.	18 732.	5 648.	4 116.	3 484.	3 813.	46 442.	62 589.
2000	30 118.	28 446.	29 839.	27 104.	7 924.	5 641.	4 830.	5 499.	66 692.	89 881.

Los supuestos básicos de proyección del ENE fueron: crecimiento anual en el ingreso, producción industrial y población de 5.4%, 7.6% y 1.7% respectivamente; tarifas eléctricas constantes y crecientes, 1.5% en promedio, para las regiones norte e interior del país respectivamente; y aumento en el precio del sustituto de 1.8% y 1.6% para las regiones norte, suroccidental y central respectivamente 35/, en el periodo 1986-2000.

Estos resultados concuerdan con los aspectos teóricos y metodológicos expuestos en la primera y segunda parte de este documento. Al emplear los modelos presentados en este trabajo se llega a proyecciones de consumo de electricidad más altas que las del ENE por las razones ya mencionadas, o sea: primero, la inclusión de la variable ingreso en el modelo de número de suscriptores conduce a que el consumo por electricidad suba más rápidamente en el sector residencial, siempre que se estime un crecimiento positivo del

ingreso per cápita 36/ (la estimación es de 8.2% según el modelo presentado aquí y de 7.7% según el ENE 37/ y segundo, la proyección del consumo en el sector industrial es más alta según este modelo (9.9%) que si se emplea la del ENE (8.5%) porque en aquel se recoge el efecto sobre el consumo del proceso de industrialización (los consumos en los sectores residencial e industrial representan aproximadamente un 50% y un 30% del consumo total de electricidad respectivamente).

Cabe anotar que las subestimaciones en las proyecciones del consumo de electricidad por parte de los modelos del ENE en relación con las proyecciones derivadas de este modelo no condujeron a una situación de excedentes de demanda de electricidad porque, como se mencionó en la sección 2, los escenarios de proyección del ENE en cuanto al PIB y producción industrial fueron entre 50% y 70% más altos que las cifras reales entre 1980 y 1987. De este modo, la

subestimación a la que conducen en principio los modelos del ENE fue más que neutralizada por el efecto depresivo sobre el consumo proveniente de la recesión económica que ocurrió durante los primeros años de esta década y cuyas secuelas aún se sienten en la actualidad.

No obstante lo anterior, la recesión económica y el sobredimensionamiento temporal del sector, resultante de ella, ya han pasado y no deben afectar el planeamiento del sector. Hoy en día se habla más bien del conjunto de acciones a poner en práctica para salvar la estrechez de producción que ocurrirá entre 1990 y 1993 cuando entre en operación el nuevo proyecto del Guavio. Es decir, si se mantiene la idea vigente en los últimos dos años, según la cual el crecimiento de la demanda es de 5.8% anual, se puede llegar a insuficiencias de generación de electricidad.

Los planes de inversión deben estar determinados por tendencias de largo plazo de las distintas variables que influyen en el consumo de electricidad, teniéndose presente que "No obstante que el consumo de energía es una pequeña fracción del valor agregado de la producción de la mayoría de los bienes, la carencia de ella se manifiesta en períodos cortos en una reducción de la producción". 38/ Del informe final sobre costos de racionamiento publicado recientemente por ISA (y asumiendo un costo de 2000 dólares por kilovatios instalados) se concluye que los costos de racionamiento originados en deficiencia de oferta son diez veces más altos que los de el sobredimensionamiento. 39/ Por eso, sin desconocer la enorme dificultad de orden financiero y macroeconómico para poder sostener un plan de expansión para cubrir un crecimiento en la demanda del orden de 6.5% anual, que resulta de consideraciones de largo plazo, es crucial separar los aspectos de planeamiento y financiación de obras con el propósito de tener una idea clara de las políticas a adoptar en caso de que restricciones macroeconómicas y financieras indiquen que no es posible expandir la oferta de electricidad a una tasa anual de 6.5%. En principio, consideraciones sobre generación de empleo de la mano de obra y crecimiento económico sugerirían que no deben reducirse los abastecimientos de fluido eléctrico a los sectores productivos, aunque sí es posible hacerlo al sector residencial: primero, porque los resultados de este trabajo indican que el manejo de tarifas es un instrumento poderoso para regular crecimientos de consumos en los hogares; y segundo, porque los planes existentes para difundir el uso del gas como sustituto de la electricidad hace viable aumentar su precio aún más de 2.5% anual en términos reales sin que la cuenta energética global aumente, porque el precio y costo de oportunidad del gas son menos de la mitad que los de la energía eléctrica. Existe pues viabilidad técnica y política para acercar las tarifas eléctricas residenciales al valor de oportunidad de la electricidad y deducir la tasa de crecimiento de los consumos residenciales sin incentivar el fraude y de este modo lograr un crecimiento en la demanda algo inferior al 6.5% anual.

NOTAS

1. Véase Estudio Nacional de Energía. Departamento Nacional de Planeación. Estudio a cargo de Mejía Millán y Perry, consultores.
2. Ibid., 164.
3. Véase Planeación Nacional, Programa para el Desarrollo de las Naciones Unidas y Banco Mundial, Bases para la Formulación de una Política Energética en Colombia, p. 81.
4. La carencia de un suministro adecuado de electricidad se manifiesta rápidamente en una reducción de la producción. Véase Eduardo Sarmiento, Sector Eléctrico y la Financiación del Desarrollo, Foro sobre el Manejo de la Nueva Realidad Energética, Empresa de Energía Eléctrica de Bogotá, mayo 1986, p. 55.
5. Véase E. Ferguson, Microeconomic Theory, cap. 2 y 3, Richard D. Irwin Inc., 1966 y 1969.
6. Ibid., cap.3 y 4.
7. Cuando se habla de construcción se entiende que se trata de la actividad edificadora en el sector urbano.
8. La razón para especificar la variable en esta forma es económica, tal como se explica en la parte de resultados.
9. Véase Sistema de Información Energética SIE. Encuesta Industrial, Ministerio de Minas y Energía, Colombia, s.f.
10. Véase también M.D. Intriligator, Econometric Models, Techniques and Applications, cap.8: Technical Change. E. Prentice Hall, 1978.
11. Para una justificación de este procedimiento véase Ibid., p. 289-292.
12. Véase Estudio del Sector Eléctrico, Colombia, anexo 6, p. 25 y Estudio Nacional de Energía, Colombia, vol. 3, cap. 18, p. 221-229.
13. Así como el coeficiente entre población y número de viviendas.
14. Véase J. Pérez y C. Acosta, Modelos de Demanda Residencial e Industrial de Electricidad para Colombia y Estimaciones de Elasticidades-precio, Desarrollo y Sociedad, No. 19, CEDE-UNIANDES, Colombia, 1987.
15. Véase Wonnacott and Wonnacott, John Wiley and Sons, 1979, cap. 60, p. 94-97 y 173-175.
16. Ibid., p. 96-98.
17. Todas las variaciones del ingreso para ecuaciones regionales se refieren al sector manufacturero, cuyas cifras regionales son de las más confiables para la medición de la actividad económica.
18. Véase G. Gujaratti, Econometría Básica, cap. 12, MC. Graw Hill, s.l., s.f.
19. Véase Reyes, Ramírez, et Al., Modelo de Corto Plazo de la Economía Colombiana, Revista de Planeación y Desarrollo, Bogotá, Colombia, Mayo-Agosto 1978.
20. Ibid.
21. Véase Banco Mundial. Manufacturing Sector, Informe sobre Colombia. Banco Mundial, 1984, p. 33.
22. Siendo la tarifa la otra variable independiente.
23. Sobre el uso de la variable tendencia para explicar cambio tecnológico véase M. D. Intriligator, op. cit., cap. 8, p. 288-292.

24. El crecimiento del número de suscriptores también depende de variables estructurales y culturales mencionadas en la sección anterior, las cuales se recogen en el elemento autónomo de la ecuación.
25. Véase Taylor L.D., The Demand for Electricity: a survey. Bell Journal of Economics, 1975, 6:1; Griffin, J.M., The effects of higher prices on electricity consumption, 1976, 7:2; J. Pérez y C. Acosta, op. cit.
26. Véase J. Pérez y C. Acosta, op. cit.
27. Véase Westley D. Glen, y J. Pérez y C. Acosta, op. cit.
28. Según estimaciones de ISA, la tarifa media en los sectores residencial e industrial se aproxima a los \$6.00 y \$16.00, mientras que el costo de oportunidad se eleva a casi \$20.00. Véase también Bases para la Formulación de una Política Energética en Colombia, op. cit., cap. IV.
29. Decreto número 2545 de 1984 y Resolución 086 de 1986 de la Junta Nacional de Tarifas.
30. Véase Bases para la Formulación de una Política Energética en Colombia, op. cit., cap. V.
31. La tasa de crecimiento en el consumo se reduce de 6.5% a 6.4% si las pérdidas negras se contraen de 13% a 6.75%. Estas cuantificaciones se presentan con detalle en el documento más amplio PNUD Ministerio de Minas y Energía, Modelos para el Análisis y Planeamiento del Sector Energético. Bogotá, Colombia, 1987.
32. Este resultado está en concordancia con las estimaciones de la Organismo Internacional de Energía Atómica de las Naciones Unidas, información del 5 de Septiembre del presente año, según la cual el crecimiento de la demanda de electricidad en latinoamérica será entre 5.8% y 7.1% para el periodo 1987-2000.
33. Véase PNUD-MINMINAS, op. cit.
34. Véase Estudio Nacional de Energía, op. cit., cap. V, p. 216.
35. Ibid., cap. IV, p. 173 y ss.
36. Nótese que esta discrepancia está calculada después de tenerse en cuenta que la elasticidad-precio en este modelo es mucho más alta que en el del ENE.
37. La suma de las elasticidades-ingreso y de población en el modelo de número de suscriptores presentado aquí es más alta que la población en el modelo del ENE.
38. Véase Eduardo Sarmiento P., Op. Cit., p. 55.
39. Véase ISA, Costos de Racionamiento de Energía Eléctrica en los Sectores Industrial, Residencial, Comercio y Servicios, Medellín, octubre 1986.

CUADRO No. 1

SECTOR RESIDENCIAL - ECUACION CONSUMO POR SUSCRIPTOR PARA LA REGION NORTE

PERIODO 1972 - 1985

$$\begin{aligned} \text{LCS1} &= 0.07 - 0.28\text{LTAR} + 0.83\text{LCS1}(-1) + 0.07\text{LVRAG}(-1) + 0.07\text{LGLP} + 0.22\text{DUM2} \\ t &= (0.10) \quad (-1.95) \quad (9.73) \quad (1.69) \quad (1.81) \quad (5.92) \\ R^2 &= 0.98 \quad DW = 2.21 \end{aligned}$$

DONDE:

- LCS1 = Es el logaritmo de consumo por suscriptor en la región 1 (región norte).
- LTAR = Es el logaritmo de la tarifa promedio.
- LCS1(-1) = Es el logaritmo de consumo por suscriptor rezagado un período (esto es, el logaritmo de la variable dependiente rezagada).
- LVRAG(-1) = Es el logaritmo del valor agregado en el sector manufacturero, rezagado un período).
- LGLP = Es el logaritmo del gas licuado del petróleo.
- DUM2 = Es una variable dummy para captar el exceso de consumo que siguió al año de razonamiento (1981).

Todas las variables están expresadas a precios constantes.

NOTA: La prueba h, para descartar autocorrelación no puede aplicarse en este caso, porque daría un número negativo. Por eso se acudió a la prueba de residuos, en ella se muestra que efectivamente no hay autocorrelación porque el coeficiente de la variable dependiente rezagada (residuos) no es significativo.

ECUACION DE CONSUMO POR SUSCRIPTOR REGION NORTE: PRUEBA DE RESIDUOS

PERIODO 1973 - 1985

$$\begin{aligned} \text{RES} &= 0.17 - 0.50\text{RES}(-1) + 0.05\text{LTAR} - 0.03\text{LCS1}(-1) + 0.00\text{LVRAG}(-1) + 0.01\text{LGLP} - 0.02\text{DUM2} \\ t &= (0.15) \quad (-0.85) \quad (0.33) \quad (0.28) \quad (0.03) \quad (0.36) \quad (-0.48) \\ R^2 &= 0.15 \quad DW = 1.88 \end{aligned}$$

ECUACION DEL NUMERO DE SUSCRIPTORES REGION NORTE

PERIODO 1973 - 1985

$$\begin{aligned} \text{LSUS} &= 8.29 + 0.25\text{LCONS} + 0.89\text{LTEND} + 0.73\text{AR}(1) \\ t &= (7.60) + (1.58) \quad (4.60) \quad (24.37) \\ R^2 &= 0.99 \quad DW = 1.95 \end{aligned}$$

- LSUS = Es el logaritmo del número de suscriptores (región norte).
- LCONS = Es el logaritmo de la construcción.
- LTEND = Es el logaritmo de la tendencia (variable para evitar relaciones espúreas).

CUADRO No. 2

ECUACION DEL CONSUMO POR SUScriptor REGION NOROESTE

PERIODO 1972 - 1985

$$LCS2 = 5.91 - 0.16LTAR + 0.35LTRAB - 0.08LCONS - 0.05DUM5$$

$$t = (13.98) \quad (-2.89) \quad (6.98) \quad (-7.65) \quad (-4.96)$$

$$R^2 = 0.91$$

$$DW = 2.50$$

DONDE:

LCS2 = Es el logaritmo de consumo por suscriptor región 2 (región noroeste).

LTAR = Es el logaritmo de la tarifa promedio.

LTRAB = Es el logaritmo de los salarios pagados en el sector manufacturero.

LCONS = Es el logaritmo de construcción.

DUM5 = Es una variable dummy que recoge el razonamiento en 1977.

ECUACION DE CONSUMO POR SUScriptor REGION NOROESTE - PRUEBA DE RESIDUOS

PERIODO 1972 - 1985

$$RES = 0.13 - 0.32RES(-1) + 0.02LTAR - 0.01LTRAB + 0.001LCONS + 0.004DUM5$$

$$t = (0.35) \quad (-0.97) \quad (0.54) \quad (-0.31) \quad (0.16) \quad (0.41)$$

$$R^2 = 0.22$$

$$DW = 2.07$$

ECUACION DEL NUMERO DE SUScriptORES REGION NOROESTE

PERIODO 1975 - 1985

$$DSUS = 0.007 + 0.85DCONS(-3) + 0.19DTRAB(-2) - 0.20AR(1)$$

$$t = (0.45) \quad (3.91) \quad (3.67) \quad (-1.26)$$

$$R^2 = 0.78$$

$$DW = 2.31$$

DONDE:

DSUS = Primeras diferencias del número de suscriptores en la región 2.

DCONS(-3) = Primeras diferencias de la variable construcción.

DTRAB(-2) = Primeras diferencias de los salarios.

AR(1) = Es un término autorregresivo de la ecuación.

CUADRO No. 3

ECUACION DEL CONSUMO POR SUSCRIPTOR PARA LA REGION SUROESTE PERIODO 1971 - 1985

$$\begin{aligned} \text{LCS3} &= 7.33 - 0.42\text{LTAR} - 0.16\text{LEMPR} + 0.23\text{LPKNO} + 0.42\text{LVRAGP} + 0.15\text{DUMMY} \\ t &= (32.91) \quad (-3.48) \quad (-2.33) \quad (7.84) \quad (3.23) \quad (3.50) \\ R^2 &= 0.95 \quad \quad \quad \text{DW} = 2.09 \end{aligned}$$

DONDE:

- LCS3 = Es el logaritmo del consumo por suscriptor en la región 3 (región suroeste).
 LTAR = Es el logaritmo de la tarifa promedio.
 LEMPR = Es el logaritmo de la tasa de desempleo en el período anterior.
 LPKNO = Es el logaritmo del precio del querosene.
 LVRAGP = Es el logaritmo del valor agregado per cápita pagado en el sector manufacturero.
 DUMMY = Es una variable para captar el exceso de consumo en 1978, que siguió al año de razonamiento (1977).

ECUACION DEL NUMERO DE SUSCRIPTORES - REGION SUROESTE PERIODO 1973 - 1985

$$\begin{aligned} \text{DSUS3} &= 0.003 + 0.87\text{DCONS}(-1) + 0.15\text{DVRAGP}(-1) + 0.15\text{DVRAGP}(-2) \\ t &= (0.19) \quad (2.89) \quad (2.86) \quad (2.25) \\ R^2 &= 0.65 \quad \quad \quad \text{DW} = 1.46 \end{aligned}$$

DONDE:

- DSUS3 = Primeras diferencias del número de suscriptores para la región 3.
 DCONS(-1) = Primeras diferencias de la variable construcción rezagada un período.
 DVRAGP(-1) = Primeras diferencias del valor agregado per cápita pagado en el sector manufacturero, rezagado un período.
 DVRAGP(-2) = Primeras diferencias del valor agregado per cápita pagado en el sector manufacturero, rezagado dos períodos.

CUADRO No. 4

ECUACION DEL CONSUMO POR SUScriptor REGION CENTRAL

PERIODO 1971 - 1985

$$\begin{aligned} \text{LCS4} &= 7.58 - 0.56\text{LTAR} - 0.18\text{LEMPR} + 0.37\text{LTRCAP} + 0.09\text{LGLP} + 0.09\text{DUM7} \\ t &= (8.63) \quad (-3.97) \quad (-2.53) \quad (1.50) \quad (1.88) \quad (1.57) \\ R^2 &= 0.89 \quad \quad \quad \text{DW} = 1.61^* \end{aligned}$$

DONDE:

- LCS4 = Es el logaritmo de consumo por suscriptor en la región 4 (central).
 LTAR = Es el logaritmo de la tarifa promedio.
 LEMPR = Es el logaritmo de la tasa de desempleo en el período anterior.
 LTRCAP = Es el logaritmo de los salarios per cápita pagados en el sector manufacturero.
 LGLP = Es el logaritmo del gas licuado del petróleo.
 DUM7 = Es la variable dummy para explicar el exceso de consumo en 1982, que siguió al año de razonamiento (1981).

(*) A esta ecuación se le aplicó la prueba de residuos, la cual muestra ausencia de autocorrelación.

ECUACION DE CONSUMO POR SUScriptor REGION CENTRAL: PRUEBA DE RESIDUOS

PERIODO 1972 - 1985

$$\begin{aligned} \text{RES} &= 0.26 + 0.22\text{RESR} + 0.005\text{LTAR} + 0.06\text{LTRCAP} - 0.007\text{LEMPR} - 0.01\text{LGLP} + 0.003\text{DUM7} \\ t &= (0.24) \quad (0.48) \quad (0.05) \quad (0.22) \quad (-0.09) \quad (-0.24) \quad (-0.05) \\ R^2 &= 0.03 \quad \quad \quad \text{DW} = 1.73 \end{aligned}$$

ECUACION DEL NUMERO DE SUScriptORES REGION CENTRAL

PERIODO 1973 - 1985

$$\begin{aligned} \text{DSUS} &= 0.040 + 0.655\text{DCONS} + 0.124\text{DTRCAP}(-1) - 0.594\text{AR}(1) \\ t &= (3.237) \quad (3.079) \quad (1.883) \quad (-2.334) \\ R^2 &= 0.558 \quad \quad \quad \text{DW} = 1.229 \end{aligned}$$

DONDE:

- DSUS = Primeras diferencias del número de suscriptores en la región central.
 DCONS = Primeras diferencias de la variable construcción, rezagada un período.
 DTRCAP(-1) = Primeras diferencias de los salarios per cápita pagados en el sector manufacturero.
 AR(1) = Es un término autorregresivo de la ecuación.

CUADRO No. 5

SECTOR RESIDENCIAL - ECUACION DE DEMANDA POR CONSTRUCCION PERIODO 1974 - 1985

$$\begin{aligned} \text{DAREA} &= 0.03 - 0.06\text{DICO}(-1) + 1.12\text{DPOB}(-3) + 0.23\text{DPIBC} \\ t &= (5.85) \quad (-1.96) \quad (4.68) \quad (2.37) \\ R^2 &= 0.85 \quad \quad \quad \text{DW} = 2.03 \end{aligned}$$

DONDE:

DAREA = Primeras diferencias de la variable construcción.

DICO(-1) = Primeras diferencias del índice de precios de la construcción.

DPOB(-3) = Primeras diferencias de la población.

DPIBC = Primeras diferencias del producto interno bruto per cápita.

SECTOR RESIDENCIAL - ECUACIONES DE DEMANDA POR CONSTRUCCION (Ecuaciones suplementarias)

PERIODO 1974 - 1985

$$\begin{aligned} \text{DAREA} &= 0.04 - 0.07\text{DICO}(-1) - 2.7\text{IDPOB}(-1) + 1.90\text{DPOB}(-2) + 1.10\text{DPOB}(-3) + 0.28\text{DPIBC} \\ t &= (1.65) \quad (-2.31) \quad (-1.81) \quad (1.19) \quad (4.84) \quad (2.68) \\ R^2 &= 0.90 \quad \quad \quad \text{DW} = 1.77 \end{aligned}$$

PERIODO 1973 - 1985

$$\begin{aligned} \text{DAREA} &= 0.03 - 0.08\text{DICO}(-1) + 0.79\text{DPOB}(-2) + 0.38\text{DPIBC} \\ t &= (4.06) \quad (-1.37) \quad (1.78) \quad (2.32) \\ R^2 &= 0.65 \quad \quad \quad \text{DW} = 1.81 \end{aligned}$$

PERIODO 1975 - 1985

$$\begin{aligned} \text{DAREA} &= 0.03 - 0.06\text{DICO}(-1) + 1.06\text{DPOB} + 0.20\text{DPIBC} - 0.21\text{AR}(2) \\ t &= (1.42) \quad (-1.58) \quad (0.86) \quad (2.03) \quad (-1.19) \\ R^2 &= 0.62 \quad \quad \quad \text{DW} = 1.86 \end{aligned}$$

DONDE:

DAREA = Primeras diferencias de la variable construcción.

DICO(-1) = Primeras diferencias del índice de precios de la construcción.

DPOB = Primeras diferencias de la variable población.

DPIBC = Primeras diferencias del producto interno bruto per cápita.

AR(2) = Es un elemento autorregresivo de la ecuación.

CUADRO No. 5 - A

ECUACION DE CONSUMO POR SUSCRIPTOR - REGION NORTE

PERIODO 1973 - 1985

$$LCS1 = -1.85 - 1.14LTARP + 0.52LGLPP + 0.70LVRAGP$$

$$t = (-1.32) \quad (2.52) \quad (6.09) \quad (6.78)$$

$$R^2 = 0.94$$

$$DW = 2.02$$

DONDE:

LCS1 = Es el logaritmo de consumo por suscriptor en la región norte.

LTARP = Es el logaritmo de la tarifa (promedio de los 2 últimos periodos).

LGLPP = Es el logaritmo del gas licuado de petróleo, rezagado promedio de 2 y 3 periodos.

LVRAGP = Es el logaritmo del valor agregado (rezagado promedio de 2 y 3 periodos).

SECTOR INDUSTRIAL - ECUACION DE DEMANDA POR ELECTRICIDAD

PERIODO 1976 - 1985

$$DCPRO = 0.008 - 0.34DTK + 0.79DVT(-3) + 0.24AR(1)$$

$$t = (0.25) \quad (-1.87) \quad (2.58) \quad (0.78)$$

$$R^2 = 0.51$$

$$DW = 1.42$$

DONDE:

DCPRO = Son las primeras diferencias del consumo por peso de producción.

DTK = Son las primeras diferencias de la relación entre tarifa eléctrica rezagada 2 periodos y el precio de bienes de capital en el sector eléctrico.

DVT(-3) = Son las primeras diferencias de la relación entre valor agregado del sector industrial y el número de trabajadores allí empleados.

CUADRO No. 6

SECTOR INDUSTRIAL - ECUACION DE DEMANDA POR PRODUCCION INDUSTRIAL PERIODO 1976 - 1986

$$DPROD T = 0.03 + 0.32DTP + 0.26DINP - 0.91MA(2) - 0.20AR(2) - 0.76AR(3)$$

$$t = (7.45) \quad (2.43) \quad (1.90) \quad (-1.46) \quad (-0.72) \quad (-2.24)$$

$$R^2 = 0.83$$

$$DW = 2.06$$

DONDE:

DPROD T = Son las primeras diferencias de la producción industrial.

DTP = Son las primeras diferencias de los términos de intercambio (promedio de los 3 últimos años).

DINP = Son las primeras diferencias del índice de tasa de cambio (promedio de los 2 últimos años).

MA(2), AR(2)

y AR(3) = Son términos autorregresivos de orden 2 y 3 respectivamente, tal como ellos fueron encontrados en el proceso de identificación que combina una regresión con un elemento autorregresivo. Esta combinación se hizo con el propósito de reducir al máximo el número de variables independientes de la ecuación y con ello ganar seguridad en las proyecciones.

SECTOR INDUSTRIAL - ECUACION DE PERDIDAS NEGRAS

PERIODO 1974 - 1982 1984 - 1986

$$DPGT = 0.016 + 0.199DTKI$$

$$t = (1.89) \quad (2.87)$$

$$R^2 = 0.45$$

$$DW = 1.94$$

DONDE:

DPGT = Son las diferencias de la relación entre pérdidas negras y generación total de electricidad en todos los sectores.

DTKI = Son las primeras diferencias entre la tarifa del sector industrial rezagada dos periodos y el precio de los bienes de capital en el sector eléctrico.

CUADRO No. 7

SECTOR COMERCIO - ECUACION DE DEMANDA POR ELECTRICIDAD

PERIODO 1975 - 1985

$$\begin{aligned} \text{LCPRO1} &= -5.09 - 0.28\text{LTEEC} + 0.33\text{LTEND} - 0.28\text{AR}(1) \\ t &= (-28.76) \quad (-2.46) \quad (5.24) \quad (-0.94) \\ R^2 &= 0.90 \quad \quad \quad \text{DW} = 2.13 \end{aligned}$$

DONDE:

LCPRO1 = Es el logaritmo de consumo por cada peso de producción.

LTEEC = Es el logaritmo de la tarifa eléctrica en el sector comercio.

LTEND = Es el logaritmo de la variable tiempo, incluida con el propósito de evitar relaciones espúreas.

AR(1) = Es un término autorregresivo de la ecuación.

SECTOR COMERCIO - ECUACION DE DEMANDA DE LA PRODUCCION

PERIODO 1972 - 1985

$$\begin{aligned} \text{DPROD} &= -2.157\text{D} - .05 + 0.97\text{DPIB} \\ t &= (-0.002) \quad \quad \quad (5.54) \\ R^2 &= 0.71 \quad \quad \quad \text{DW} = 2.05 \end{aligned}$$

DONDE:

DPROD = Primeras diferencias de la producción en el sector comercio.

DPIB = Primeras diferencias del producto interno bruto.

SECTOR OFICIAL Y ALUMBRADO PUBLICO - ECUACION DE DEMANDA DE ELECTRICIDAD

PERIODO 1974 - 1985

$$\begin{aligned} \text{DCISA1} &= 0.31 + 0.85\text{DPIBP} + 0.64\text{MA}(1) \\ t &= (1.56) \quad (1.91) \quad (1.89) \\ R^2 &= 0.37 \quad \quad \quad \text{DW} = 2.04 \end{aligned}$$

DONDE:

DCISA1 = Primeras diferencias del consumo de electricidad en el sector oficial y alumbrado público.

DPIBP = Primeras diferencias del producto interno bruto promedio (rezagado dos periodos).

MA(1) = Es el elemento promedio móvil de las series de tiempo.

CUADRO No. 8

DERIVADOS DEL PETROLEO, CARBON Y GAS NATURAL SECTOR INDUSTRIAL - ECUACION DE DEMANDA POR FUEL OIL

PERIODO 1975 - 1985

$$\text{LCPRO} = -28.34 - 1.66\text{LTFOR} + 1.18\text{LTCR} + 4.83\text{LTCM} - 1.04\text{LTEND} - 0.05\text{AR}(1)$$

$$t = (-5.94) \quad (-4.18) \quad (5.72) \quad (6.49) \quad (-2.20) \quad (-0.24)$$

$$R^2 = 0.98$$

$$\text{DW} = 2.67$$

DONDE:

LCPRO = Es el logaritmo de consumo de fuel oil por cada peso de producción industrial.

LTFOR = Es el logaritmo del precio del fuel oil (rezagado un periodo).

LTCR = Es el logaritmo del precio del crudo de castilla (sustituto del fuel oil).

LTCM = Es el logaritmo del precio del carbón mineral (también sustituto del fuel oil).

LTEND = Es el logaritmo de la variable tiempo que capta cambios tecnológicos y otros factores no explicados por las demás variables independientes que afectan la variable dependiente.

AR(1) = Es un término autorregresivo de la ecuación.

ECUACION DE PRUEBA DE RESIDUOS DEL FUEL OIL

PERIODO 1976 - 1985

$$\text{RES} = -3.16 - 0.74\text{RESR} - 0.33\text{LTFOR} + 0.15\text{LTCR} + 0.41\text{LTCM} + 0.42\text{LTEND}$$

$$t = (-0.66) \quad (-1.49) \quad (-0.81) \quad (0.73) \quad (0.58) \quad (0.84)$$

$$R^2 = 0.38$$

$$\text{DW} = 2.80$$

CUADRO NO. 9

SECTOR INDUSTRIAL - ECUACION DE DEMANDA POR DIESEL

PERIODO 1973 - 1984 1986 - 1987

$$\begin{aligned} \text{LCPRO} &= -6.22 - 0.04\text{LTDOR} + 0.14\text{LTCM} + 0.03\text{LTCRR} \\ t &= (-26.70) \quad (-2.35) \quad (3.47) \quad (1.47) \\ &\quad R^2 = 0.71 \quad \quad \quad \text{DW} = 1.87 \end{aligned}$$

DONDE:

LCPRO = Es el logaritmo de consumo de diesel por cada peso de producción industrial.

LTDOR = Es el logaritmo de la tarifa del diesel (rezagada un período).

LTCM = Es el logaritmo de la tarifa del carbón mineral.

LTCRR = Es el logaritmo de la tarifa del crudo de castilla (rezagada un período).

SECTOR INDUSTRIAL - ECUACION DE DEMANDA POR QUEROSENE

PERIODO 1974 - 1987

$$\begin{aligned} \text{LCPRO} &= -10.11 - 0.66\text{LTKJ} + 1.89\text{LTGN} + 0.21\text{DUMMY} + 0.49\text{MA}(1) - 0.33\text{AR}(2) \\ t &= (-13.82) \quad (-5.28) \quad (7.67) \quad (1.87) \quad (1.11) \quad (-2.20) \\ &\quad R^2 = 0.92 \quad \quad \quad \text{DW} = 2.00 \end{aligned}$$

DONDE:

LCPRO = Es el logaritmo de consumo de querosene por cada peso de producción.

LTKJ = Es el logaritmo del precio del querosene

LTGN = Es el logaritmo del precio del sustituto (gas natural).

MA(1) y AR(2) = Son elementos autorregresivos de la ecuación.

SECTOR INDUSTRIAL - ECUACION DE DEMANDA POR CARBON MINERAL

PERIODO 1975 - 1987

$$\begin{aligned} \text{LCPRO} &= -0.63 - 0.26\text{LTCM} + 0.15\text{LTCRP3} + 0.33\text{LCPROR} \\ t &= (-0.97) \quad (-2.07) \quad (3.74) \quad (2.01) \\ &\quad R^2 = 0.86 \quad \quad \quad \text{DW} = 1.87 \end{aligned}$$

DONDE:

LCPRO = Es el logaritmo del consumo del carbón por cada peso de producción.

LTCM = Es el logaritmo del precio del carbón mineral.

LTCRP3 = Es el logaritmo de la tarifa del crudo de castilla promedio móvil de 3 períodos.

LCPROR = Es el logaritmo de la variable dependiente rezagada.

CUADRO No. 10

SECTOR INDUSTRIAL - ECUACION DE DEMANDA POR GAS NATURAL

PERIODO 1978 - 1987

$$LCPRO = -0.98 - 0.34LTGN + 0.14LTKJ(-1)$$

$$t = (-1.76) \quad (-2.04) \quad (1.79)$$

$$R^2 = 0.53$$

$$DW = 2.06$$

DONDE:

LCPRO = Es el logaritmo del consumo de gas natural por cada peso de producción.

LTGN = Es el logaritmo del precio del gas natural.

LTKJ(-1) = Es el logaritmo del precio del sustituto (querosene).

SECTOR TRANSPORTE - ECUACION DE DEMANDA POR GASOLINA MOTOR

PERIODO 1973 - 1986

$$LCPRO = -2.78 - 0.12LTGM + 0.13LTEND + 0.65MA(1)$$

$$t = (-78.79) \quad (-2.53) \quad (3.14) \quad (2.03)$$

$$R^2 = 0.64$$

$$DW = 2.06$$

DONDE:

LCPRO = Es el logaritmo del consumo de gasolina motor por cada peso de producto interno bruto.

LTGM = Es el logaritmo del precio de la gasolina motor.

LTEND = Es el logaritmo de la tendencia para captar cambio tecnológico.

MA(1) = Es un término autorregresivo de la ecuación.

CUADRO No. 11

SECTORES TRANSPORTE Y AGROPECUARIO - ECUACION DE DEMANDA POR DIESEL

PERIODO 1975 - 1986

$$LCPRE = -4.42 - 0.16LTDO + 0.40LTEND + 0.76MA(1)$$

$$t = (-36.52) \quad (-2.49) \quad (3.92) \quad (2.19)$$

$$R^2 = 0.83$$

$$DW = 2.04$$

DONDE:

LCPRE = Es el logaritmo del consumo de diesel por cada peso de producto interno bruto.

LTDO = Es el logaritmo del precio del diesel.

LTEND = Es el logaritmo de la variable tendencia para captar cambio tecnológico.

MA(1) = Es un término autorregresivo de la ecuación.

SECTOR ELECTRICO - ECUACION DE DEMANDA POR GAS NATURAL

PERIODO 1976 - 1985

$$DCGNT = 0.001 + 0.80DGEGN$$

$$t = (0.15) \quad (15.36)$$

$$R^2 = 0.96$$

$$DW = 2.29$$

DONDE:

DCGNT = Primeras diferencias del consumo de gas natural en el sector eléctrico.

DGEGN = Primeras diferencias de la generación eléctrica térmica con gas natural.

SECTOR ELECTRICO - ECUACION DE DEMANDA POR CARBON

PERIODO 1976 - 1985

$$DCCM = -0.009 + 1.03DGETCM$$

$$t = (-0.47) \quad (15.13)$$

$$R^2 = 0.96$$

$$DW = 2.30$$

DONDE:

DCCM = Primeras diferencias del consumo de carbón mineral en el sector eléctrico.

DGETCM = Primeras diferencias de la generación eléctrica térmica con carbón mineral.

MODELS FOR ENERGY ANALYSIS AND PLANNING

Alvaro Ruiz Hernandez *

INTRODUCTION

The topic of developing simulation models for the comprehensive analysis and planning of the energy sector took shape in the National Energy Study (ENE) issued in Colombia in 1982. ^{1/} It stated that "such models are particularly useful in planning medium-term energy investment policies." ^{2/} They are also a useful tool in evaluating the substitution of one form of energy for another and in assessing its impact on demand and, then, on investment planning. In addition, the models are instrumental in establishing long-term pricing policies to encourage the rational and efficient use of the different available energy sources.

One of the latest papers written on the energy sector states that there are substantial inconsistencies between the models of the National Energy Study (prepared some years ago) and the models proposed by the firm Electrical Interconnection (ISA). It is recommended that the cause of these differences be studied and that particular attention be paid to the impact that the long-term shifts in population growth trends have on electricity demand. Emphasis is also given to the need for developing models to study how the potential substitution of natural gas for electricity in the residential and commercial sectors will affect that power source and thus investment in the electricity industry. This should be done as soon as clear energy resource substitution policies are identified. ^{3/}

This study, which is part of a lengthier one on the development of planning models in Colombia and projections of future consumption, was made possible thanks to the kind cooperation, support, and generosity of the United Nations Development Program (UNDP) and of the Ministers of Mines and Energy Guillermo

Perry Rubio and Oscar Mejia Vallejo and Vice-Ministers Alberto Brugman Miramon and Hernan Correa Noguera. The survey hopes to contribute to the solution of the above-mentioned issues, through the refinement of theories and methodologies and, occasionally, through the formulation of new models. It also intends to provide support for the Ministry of Mines and Energy, and generally for the Minister, in the planning responsibilities established by law: pursuit of the optimum use of resources, and involvement in the formulation of energy pricing policies. Special attention has been given to formulating an equation system that will simultaneously serve the purposes of energy demand projections and energy substitution analyses, and study the way in which population shifts affect effective demand by new electric power customers, and thus, electricity demand. It also suggests a simple methodology aimed at solving simultaneity problems in per-customer-electricity-consumption equations in the residential sector.

The first part of the document generally addresses theoretical and methodological problems. The second discusses, in some detail, the methodological refinements suggested for the models initially built by ENE (this section may be omitted by those not familiar with initial ENE methodologies). The third section provides parameter quantifications for the different equations. The fourth shows some applications of the models, geared to projecting future consumption, and the impact of substitution policies on such consumption.

The major conclusion of this effort is that the initial ENE models that were pioneers in Colombia (as well as those subsequently developed following the same main approach) underestimate the growth of the

* Advisor to the Ministry of Mines and Energy of Colombia, through the UNDP. The concepts and opinions presented herein are the sole responsibility

of the author, who acknowledges the support he has received, especially from Drs. Oscar Mejia Vallejo, Alberto Brugman and Hernando Jose Gomez.

number of electric supply customers, when applied for projection purposes. This is why they give rise to consumption growth projections that are below actual figures. This deficiency was more than offset by ENE, because its GDP and industrial production projections turned out to be much higher than actual figures up to 1987. It is therefore crucial to review the methodological aspects of the models so as to have an appropriate projection scenario and to avoid underestimations of future consumption that could cause substantial losses in potential economic growth. 4/

The second important conclusion of this survey is that electricity consumption in the residential sector is much more sensitive to changes in rates than was initially estimated by ENE. This has made for consumption projections lower than the ENE figures, in an environment of rising tariffs in real terms. The net effect of discrepancies with ENE regarding the models for the number of customers and of consumption per customer is negative. The underestimation originating in the number-of-customer models is larger than the overestimation deriving from consumption-per-customer models.

The third basic difference with the ENE models has to do with industrial sector equations. In the equations shown here, it is possible to examine the effect of technological changes and productivity on electric power consumption.

1. THEORETICAL AND METHODOLOGICAL ASPECTS

A system of demand equations for the various forms of energy existing in the country must be based on widely accepted consumption theories, so that this system may be used to analyze energy source substitution and future energy consumption.

According to the neoclassical marginalist theory of consumption presented by Allen and Hicks, the demand for a "normal" product is usually determined by variables which are somehow related to the price of that good and the price of the substitute; to income; and occasionally, to population changes, habits, tastes and cultural and climatic factors. 5/

Given conditions in which consumers seek to maximize use with limited incomes, the relation between the price of the good and its consumption is generally an inverse one; this means that when the price of the good increases (decreases), the demand for it will decrease (increase). There is a direct link with income, so that, whenever this variable fluctuates upwards or downwards, the demand curve will move in the same direction. Finally, the relationship between consumption and the price of the substitute will follow the same trend; that is, whenever the price of the substitute rises (drops) the demand for it will drop (rise), thus inducing upwards (downwards) movements in the consumption of that good. The link between population and demand is usually positive and the rela-

tionship with cultural, housing and taste factors may be positive or negative, depending on consumer-specific conditions. Price elasticities will vary directly, in terms of how perfect or imperfect the substitute is and how many substitutes exist for that particular product in the consumption function. 6/

This simple theoretical framework was the basis for the formulation of the system of equations that make up the power sector models. Typical equations for each of these models may be structurally specified in the following way:

The Residential Sector

The definition of consumption in this sector is the result of multiplying consumption per customer by the number of customers. The equation for consumption per customer is as follows:

$$CCI = a_0 - a_1TAR_i + a_2Y_i + a_3ST_i + a_4V_i + a_5CS(-1)_i$$

WHERE:

CS_i = consumption per customer in the i region, the country having been divided into four regions.

TAR_i = the average rate in region i .

Y_i = the income variable in region i .

ST_i = the price of the substitute in region i .

V_i = other variables influencing behavior of consumption per customer in region i , as explained above.

$CS(-1)_i$ = dependent variable lagged by one period in region i . (Explains that changes in the dependent variable are partly due to its value in a preceding period and partly to fluctuations in the independent variables; that is, rate, income and price of the substitute).

It is clear that problems of simultaneity may appear in this type of equations; this means that electricity rates influence demand, but since demand differs among the various consumption levels it may also be that demand will influence the rate. Widely accepted econometric procedures were used to avoid this problem, as will be explained in the section on findings.

The second equation system was developed to model the number of customers. This system has two series of equations. The first one relates the number of customers to the variables influencing that number. These variables are construction 7/ and income. Construction is taken here as a proxy of the effective new

housing demand, and thus, as the major determinant of the number of electric power supply customers. Income is an indicator of the effective demand by new customers not associated with new housing. The other equation of the customer model links construction with its determinants.

The equation for the number of customers in structural terms is as follows:

$$SUS_i = a_0 + a_1 CONS_i + a_2 Y_i$$

WHERE:

SUS_i = the number of customers in the residential sector, according to the four regions into which the country was divided.

$CONS_i$ = building activities in region i.

Y_i = the income variable in region i.

The construction equation is for the nationwide level and is structurally presented as follows:

$$CONS_i = a_0 - a_1 ICO + a_2 POB + a_3 Y$$

WHERE:

$CONS_i$ = construction (dependent variable).

ICO = the construction price index.

POB = population.

Y = per capita income.

On integrating these two equations, it will be possible to see the influence of the population, income and price elements on the number of electric power customers.

The Electricity Sector: Industrial, Commercial, Official and Public Lighting

Two equation systems were identified for the models for the first two subsectors: one equation system defines electric power consumption per each million pesos of production $\frac{8}{}$ (industrial and commercial production for each customer); and a second equation system refers to the demand functions of industrial and commercial production.

The electric power consumption equation is structurally as follows:

$$CPRO = a_0 - a_1 TK + a_2 VT$$

WHERE:

$CPRO$ = electric power consumption per each million pesos of production.

TK = the ratio between electricity rates and the price index for power equipment.

VT = the ratio between the industrial sector's value added and its staff numbers (productivity and technological change variables).

Taking into account that the bulk of the electricity used in the industrial sector is used for power supply purposes and for activities in which it cannot be replaced by another, more economical energy source $\frac{9}{}$, the equation does not explicitly include a substitute. However, based on the consumer and producer theory, the productive sector visualizes self-generation of electricity as a substitute means of providing that energy resource when electricity rates are so high as to economically justify such self-generation (see E. Ferguson, chp. 3 and 4). The major element that should be taken into account in estimating self-generation costs, and in comparing them with electricity rates, is the price of the machinery used to produce this supply and the self-generated output (self-generation is viable mainly in the industrial sector, since its electricity consumption levels are sometimes relatively high, very much higher than those in the commercial sector. This is why in formulating the commercial sector equation only the rate is included and not the rate and price of capital goods ratio). Thus, the ratio between the electricity rate and the price of capital goods is inversely related to electric power consumption: if the electricity rate increases according to the price of capital goods, there will be a decrease in the consumption of the electric power purchased from electric companies. This is not only because of the basic law of the consumer theory, according to which consumption tends to be inversely related to price movements, but also because new self-generation projects seem to become profitable as the mentioned ratio increases, thus reinforcing the initial move toward decreasing electricity purchases. There may even be forces leading to a unilateral rate reduction, as in the case of illegally tapped power supplies which cause the phenomenon known as "black losses".

On the other hand, if electricity prices drop in relation to the capital goods in the sector, there will be an incentive for increasing the consumption purchased from electric companies. This will result from the operation of the basic consumer theory and also in response to the unprofitability of certain self-generating power projects.

The other variable that accounts for electricity consumption per each million pesos of production is a productivity indicator, such as the value added and personnel employed ratio. An increase in this ratio is usually associated with a technological change in terms of relative capital increases in the production

function. 10/ Again, a larger capital endowment implies more energy consumption, particularly electricity consumption.

Since information to compute the value added and personnel employed ratio is available for the industrial sector but not for the commercial sector, in the latter a variable was included as a proxy for this technological change process 11/, as will be explained in the section on findings.

For the official and public lighting sector, a simple equation is suggested, relating its power consumption to national income. The evolution of this variable will depend to a large extent on the possibility of extending or broadening the public lighting grid.

Finally, the model comprises two production equations: one referring to the industrial sector and the other to the commercial sector. The demand functions of the different power supply sources in the industrial and commercial sectors are given as resulting from the integration of certain consumption equations per each million pesos of production with the production function.

The production function is structurally as follows:

$$\text{PROD} = a_0 + a_1T + a_2E + a_3(\text{MA}) + a_4(\text{AR})$$

WHERE:

PROD = nationwide industrial production.

T = terms of trade.

E = the exchange rate index.

(MA) & (AR) = autoregressive elements in the equation. Their inclusion responds to the fact that the other two independent variables (T and E) are insufficient to achieve a good fit of the demand function.

This equation was formulated as suggested owing to operational considerations, which are provided in the part dealing with empirical estimates of the models.

The production function for the commercial sector is very simple; it merely relates commercial production to national income.

2. REVIEW OF MODELS FROM THE ELECTRIC POWER SECTOR STUDY (ESE), THE NATIONAL ENERGY STUDY (ENE) AND SUBSEQUENT EFFORTS

The Residential Sector: Number of Customers

One of the first systematic exercises performed in this area in Colombia was the ESE. The methodology used therein has continued to be used in the different studies done on electricity consumption projections during this decade, such as those undertaken by the National Energy Study and ISA.

These studies are based on the following identity to project the number of housing units:

$$V = \frac{P}{P/V}$$

WHERE:

P = population.

P/V = person per housing unit ratio.

To project the P/V ratio, it is assumed to follow the evolution of a logistic function towards a minimum number of persons per housing unit. This minimum number is established by a value judgment. Given this, as well as the population projection, the number of housing units is estimated by using the previous identity; and from there electric power customers are projected on the basis of some judgment on the range of the service coverage. 12/

The above implies that to project this latter variable an equation describing the population and the number of housing units ratio will be used, on the basis of some judgment regarding the population and housing unit ratio to be observed in the future. This value judgment must necessarily be introduced, since the equation in reference is used to find the future value of two unknowns: the number of housing units and the ratio of the population to this number. It was certainly necessary to make use of such judgments, because of the limited and unreliable information existing some years ago. Fortunately, SIE actions have provided additional data, which currently enable the use of a more rigorous methodological approach to the number-of-customers projections, as presented below.

Proposed Methodology

To avoid the above value judgment and to have a basis for the future order of magnitude of housing units 13/, the study undertaken suggests that this number be estimated econometrically, using an equation that will link housing unit construction with its determinants, as was indicated in the section on theoretical and methodological aspects. Therefore, the projection of the number of housing units will result from applying the equation and not from any judgment on the value of the population to number of housing units ratio. The housing unit projection leads to the customer projection, either through a certain assumption on coverage, or econometrically, through equations that link the customer variable to the construction variable, as indicated in Section 1.

Since no time series are available for housing stock figures (accurate data are available only for the census years), the reports on the development of housing units were chosen as a proxy for the growth in new housing units. This procedure is justified by the close

correlation existing between the two variables, for the housing construction sector in Colombia is mainly oriented to the building of new dwellings, and consequently, the trajectory of both of the above-mentioned variables is very similar. The estimated growth rate of the number of housing units is thus assumed to be approximately equal to the growth rate for housing construction. The latter rate is computed according to the above-mentioned econometric procedure. (Note that, for several years, the average size of the housing unit has been decreasing. This means that the growth rate of the number of new housing units may be somewhat higher than the rate at which construction is expanding).

The Residential Sector: Consumption per Customer

There are also significant changes in the consumption-per-customer equations: first of all, detailed studies were done on electricity substitutes in the different regions of the country and the equations were formulated on that basis. As a result, two of the four equations herein include substitutes that did not appear in ENE's initial equations, because their use has become widespread only recently, during the present decade. Owing to this modification, the price elasticities currently computed must be higher than those estimated by ENE within the theoretical framework described in the preceding section. Furthermore, the equations for consumption per customer were presented so as to enable the elimination of simultaneity biases, originating mainly in rate escalation according to consumption levels, through the use of the two-stage least-squares.

The net impact of the methodological changes suggested in the models presented herein is an empirical problem. If per capita income and electricity tariffs have positive growth rates, with this model projections can be higher or lower than those resulting from those using ENE figures. This will depend on the values for income and price elasticities and on the projection scenarios adopted for these variables. Given the results of the equations and the most probable projection scenarios, the last part of this paper shows that the ENE model leads to underestimations of the electricity demand. As was already stated, these underestimations were more than offset by overestimations in income and industrial production rates which, according to ENE, would be 5.4% and 7.6%, respectively, for the 1980-2000 period. These figures were actually 3.09% and 4.05% for the 1980-1987 period.

The Industrial Sector

One of the strides made by the electricity equation with respect to the initial ENE equation is that it now measures the impact of technological change (concretely, the industrialization and mechanization process) on electricity demand, in the manner

suggested in the preceding section.

Finally, it must be emphasized that progress in energy substitution was possible because for some time prices have been reflecting, more than ever, the differences in the opportunity costs of the different forms of energy, and consumers have been replacing high-priced electricity with lower-priced substitutes such as propane gas.

3. EMPIRICAL ESTIMATES OF THE MODELS

The theoretical model presented in Section 1 comprises a 14-equation system: 9 for the residential sector; 3 for the industrial, commercial, official, and public lighting sectors; 1 for industrial production; and 1 for commercial production. The equations were worked out with two degrees of disaggregation, namely, the residential sector at the regional level, and the industrial, commercial, official and public lighting sectors at the national level.

3.1 Econometric Aspects

The dependent or endogenous variable in the equations for the residential sector covers consumption per customer (one equation for each region) and number of customers (one equation for each region), whereas for construction there is one single equation at the national level. The dependent variable in the equations for the industrial and commercial sectors is consumption per each million pesos of industrial and commercial production. The final form in which the dependent variable was defined has both pros and cons. On the positive side, it was found that this procedure reduced colinearity between the independent variables. Furthermore, it is very important for analytical purposes to know the trend of consumption per customer (residential sector) and consumption per each million pesos of production (industrial and commercial sectors). There is a disadvantage, however, in the definition given to the dependent variable: by including the number of customers and production as independent variables in the equations for electricity consumption in the residential and industrial sectors, respectively, there is a bias towards the unit (1) in the elasticity value for the number of customers with respect to residential consumption and for income with respect to industrial consumption. It was found that this figure ranged from 0.90 to 0.97 for the elasticities of income and number of customers. It should also be mentioned that different international surveys, both for industrialized and for Latin American countries, show that the income elasticity is very close to the unit (from 0.80 to 1.10), which indicates that the bias introduced into the coefficient of the mentioned elasticities, by thus defining the dependent variable, is very small. ^{14/} This definition of the model permits its use for the purposes of substitution analysis, which is one of the essential objectives of the models.

The two-stage least-squares method was applied to the structurally defined equations for electricity consumption per customer in the residential area in order to avoid simultaneity biases; that is, the influence of electricity rates on consumption and of consumption on rates. The instrumental variables selected were the rate in a preceding time period and income. The rate for a preceding period may influence current electricity consumption, but the latter has no impact on the former, and this is why the instrumental variables are exogenous. The simple method of ordinary least-squares was applied to the remaining equations. All the equations were worked out logarithmically; and where the variables showed an increasing or decreasing trend over time, the first differences were applied to the logarithmic form, so as to avoid spurious correlations (in the case of equations for the number of construction customers, and industrial and commercial production customers). The only exception to this general rule was the equation for the number of customers in the northern region, which included "trend" as one of the independent variables, so as to avoid biases in the coefficients, owing to a simple correlation. ^{15/} The trend variable avoids spurious ratios, and it must be included so as not to omit one of the independent variables. ^{16/}

As mentioned in the theoretical part, the consumption functions were generally gauged using the price of the energy form demanded, income, and the price of the substitute as independent variables. In the equations for electricity consumption per customer (residential sector), variables other than income were used in order to reduce colinearity as much as possible. This is why in the equation for the northern region the income variant used is the value added in the manufacturing sector; ^{17/} for the northwestern region, it is salaries paid; for the southwestern region, value added per capita; and for the central region, salary per capita. Since this measure of economic activity is partial (it refers only to the manufacturing sector), the unemployment variable was also used to supplement the measurement of economic activity. The substitute to be used varies according to the region for which the equation was computed: it is propane gas for the northern and central regions and kerosene for the southwestern region. Although, in principle, many equations included the lagged dependent variable as one of the independent variables; because adjustments do take some time, the final form of many of these equations does not include that variable when the colinearity problems detected were more or less serious, or when the coefficient of the lagged dependent variable was very small. This indicated that the adjustment took place within one year. In the case of the equations for electricity consumption in the residential sector in the southwestern and central regions, a high colinearity was found between the lagged dependent variable and the price of the substitute form of energy. The equation coefficients were examined without including

that price, and results were compared when the price was included; then, the lagged dependent variable was eliminated, with the result that the coefficients shown in this paper are very close to the long-term ones.

On the other hand, as indicated in the theoretical part, the model for the number of customers has a two-equation system: the customer and construction equations. In the first, the independent variables (regional) are construction and income. The latter is represented by the same variants used in the equations for consumption per customer. The construction equation at the national level has three independent variables, which are: price of construction, population and per capita income. Since the equation was worked out with first logarithmic differences, the constant term also measures the autonomous element of construction activities.

So that this model would be appropriate to study the influence of the independent variables of the construction function on the number of customers, it was necessary to make an assumption: the influence of population changes or of income on nationwide construction was the same as on regional construction. In fact, this assumption does not hold completely true because, as estimated by the National Planning Department, the rate of population increase has been decreasing more rapidly in Bogota and in the central region than in the northern part of the country. On the other hand, income has been increasing more rapidly in the former than in the latter. Consequently, the assumption made in order to tie in the construction equation (at the national level) with that of the number of customers (at the regional level) limits the reliability of regional data to some degree, but does not limit the results at the aggregate level. As already noted, certain regional flows of population and income are moving in opposite directions, but the degree of error introduced in correlating the national and regional equations does not appear to be too large.

Several variables are included in the two production equations. In the demand function for industrial production, the two independent variables are, as already stated, terms of trade and exchange rate, in addition to which autoregressive elements were included. The selection of these variables responds to two considerations: first of all, it was necessary to choose explanatory variables that were exogenous; secondly, there is enough evidence that autoregressive elements in time series help to provide a good fit in the equations and that their predictive power is good. ^{18/} Furthermore, these autoregressive elements complement the two independent variables which, by themselves, are merely a partial indicator of industrial production.

The terms of trade and the exchange rate index are explanatory variables in industrial production, because as is generally accepted, developments in the external sector of the economy have a strong impact on fluctuations in the domestic economy. ^{19/} Thus, in the short-term model for the Colombian economy the

terms of trade are the first explanatory variable for changes in the levels of economic activity and of industrial production. ^{20/} There is abundant evidence of the positive impact of exchange rate movements on the export sector as well as on the import-substitution sector. ^{21/} In the case of equations for electricity consumption per each million pesos of production in the commercial sector, "trend" was used as one of the independent variables. ^{22/}

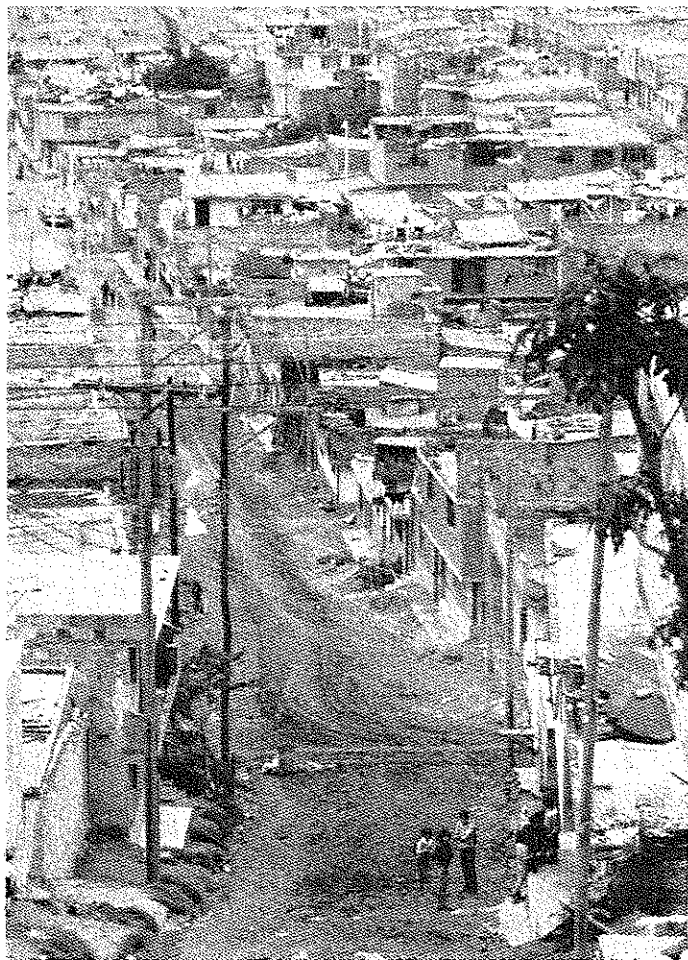
The two-fold purpose of avoiding biases in the results, as already mentioned, and also of explaining the impact of the industrialization and mechanization process on electricity demand was maintained. ^{23/} The equations were run for the 1972-1985 period (on the average). In some equations the time range was extended to 1986-1987, because more up-to-date information became available as the equations were being built. In some cases the equations were run from 1971, while in others they were run from 1973 or 1974, depending on the lags required when including autoregressive elements in the equations (the Cochrane Orcutt method).

3.2 The Findings

The equations and their results are shown in the tables at the end of this paper. All coefficients have the expected signs, according to the theoretical framework explained at the beginning. It may also be seen that, in general terms, the more perfect the energy substitute, the higher the price elasticity. Therefore, in the equations for electricity consumption per customer (residential sector), it may be seen that the highest price elasticity was found for the northern region, where the household sector can substitute natural or propane gas for electricity. At the opposite extreme was the northwestern region, with the lowest price elasticity, mostly owing to the total lack of substitutes available to users in that part of the country. The price elasticities of the southwestern and central regions fall in the middle range. The value of the elasticity coefficients for the substitute are also consistent with expectations: the highest value was seen in the northern region and the lowest in the central region, where propane gas is not a perfect substitute for electricity and does not offer high supply reliability.

The high price elasticity in the northern region is striking. This is why two equations were estimated in this case. In one, the lagged dependent variable was included as one of the independent variables, but colinearity problems were detected. Therefore, another equation was estimated, without including the lagged dependent variable as one of the independent variables and examining the lags with which the adjustment operates through a distributed lag polynomial. It was noted that, in this case, the price elasticity coefficient was a little lower but still continued to be slightly higher than one. Upon probing into this phenomenon, two major reasons were found to account

for this result. First, the substitution process is slow and has yet to be completed, although the substitution elasticity coefficient appears to be attaining its maximum limit. Second, the increase in black losses as a ratio of total electricity output pertains more to the residential than to the industrial sector. This suggests that the high price elasticity in the electricity demand function responds not only to the existence of a good substitute but also to the illegal tapping of electric power, which makes for lower billed consumption (or for lower rates of increase), though this effect was found to be marginal. The results for the number-of-customers models were also consistent with the theory explained in the preceding sections. The conclusion is that the number of customers depends on changes in the population variable (with average elasticities close to 1) as well as on income trends (with average elasticities close to 0.40). ^{24/} Despite this first result, the income variable can have a higher impact than the population on the number of customers, because part of its effect is directly felt through the autonomous element of the construction and number-of-customers equation, as stated in the preceding section. The order of magnitude of this autonomous element is large, since by itself it accounts for 50% of the changes in construction, and for from 30% to 40% of the variations in the number of customers (see the relevant equations).



**SUMMARY OF THE ESTIMATES FOUND FOR THE MAIN ELASTICITIES OF THE
FUNCTIONS FOR ELECTRIC POWER DEMAND**

ENDOGENOUS VARIABLES	INDEPENDENT VARIABLES					(EXOGENOUS) RATIO BETWEEN POWER TARIFF AND PRICE OF CAPITAL GOODS	TECHNOLOGICAL CHANGE VARIABLE	
	ENERGY PRICE	SUBSTITUTE PRICE		INCOME	UNEMPLOYMENT	POPULATION	VALUE ADDED NO. WORKERS	TREND
CS1	1.6	-1.2	0.4	0.4	0.60	-	-	-
CS2	-1.6	-	-	-	0.35	-	-	-
CS3	-0.42	-	0.23	0.42	0.16	-	-	-
CS4	-0.56	-	0.09	0.37	-0.18	-	-	-
SUS1 1/	-	-	-	0.05 2/	-	0.28 2/	-	-
SUS2 1/	-	-	-	0.38	-	0.95	-	-
SUS3 1/	-	-	-	0.50	-	0.97	-	-
SUS4 1/	-	-	-	0.23 2/	-	0.72 3/	-	-
CPRO	-0.34	-	-	-	-	-0.34	0.79	-
CPRE	-0.28	-	-	-	-	-	-	0.33

4
CSi = electricity consumption per customer in Regions 1 (North), 2 (Northwest), 3 (Southwest) and 4 (Central).
i=1

4
SUSi = number of customers in each of the four regions.
i=1

CPRO = industrial consumption of electricity per each million pesos of industrial production.

CPRE = electricity consumption per each million pesos of industrial production (commercial sector).

1/ = income-elasticity coefficients, an approximate datum resulting from multiplying (chain theory) or adding the elasticity in the model to the number of customers.

2/ = As indicated in the sections on theory and findings, a good deal of the value of these elasticities is taken up, in this case, by the coefficient for the trend variable, which is 0.89.

3/ = The coefficient somewhat lower than in the southwestern and northwestern regions, due to the autonomous element of the equation, which is higher for the central region than for the other two.

NOTE: THE ELASTICITIES PRESENTED HEREIN ARE SIGNIFICANT AT A 95% SIGNIFICANCE LEVEL.

Given the role of income elasticity in the number-of-customers model, its application will lead to estimating lower (higher) electricity consumptions than would be the case if the model only included population variables --the case of ENE-- within an environment of negative (positive) per capita income growth rates.

It should be noted that the effect which a decrease in the population growth rate has been having on the number of customers in the past will be approximately the same over the next 15 or 20 years. In fact, when the population growth rate drops, there are two effects that operate in the same direction on construction activities. The first is a short- and medium-term impact, evidenced by a reduction in the size of households and, consequently, of housing. This process has been strongly felt in Colombia, particularly in the interior. The second is the operation of another long-term force: a decrease in construction activities from 1986 on. In good part, this will replace the short- and medium-term trend, which is the decline in the number of new housing units and hence in the expansion of construction activities.

The findings for the industrial and commercial sectors are likewise consistent with the expected values. Price elasticity is close to -0.30, indicating that rate increases have led to a more rational use of

electricity and that the elasticities found would have been lower if the black loss phenomenon had not spread. Those losses rose from around 9% in the early years of the last decade to the current 18% or so. Income elasticity is equal to the unit (according to model construction). The value of this elasticity was tested when the production variable was included as one of the independent variables, and it was found to be very close to the unit.

The equation for black losses shows that between 1974 and 1986 approximately 60% of their increase as a proportion of total electricity generation output was due to losses in the residential sector and 40% to losses in the industrial sector. In large part, this phenomenon can be attributed to an excessive rate increase, particularly in the industrial and commercial sectors (of around 6% to 8% a year).

To conclude the remarks on the elasticities found, it must be stated that the value of the coefficients shown here corresponds approximately to the results derived by authors from different countries. In fact, for the case of the United States and England, where electricity has a good substitute in the residential sector, the price elasticity ranges from -0.95 to 1.43, and the income elasticities are approximately 0.70%.^{25/} Both of these figures fall well within the results obtained for the northern region in this survey.

Estimates for the Latin American countries show a long-term price elasticity of approximately -0.50, while the long-term income elasticities vary from 0.20 to 0.60. These findings are very close to the figures obtained in this survey for the southwestern and central regions, 26/ (the income elasticity of other studies must be compared with the sum of the income elasticity and unemployment elasticity in this survey), and the international price elasticity estimates for the industrial sector show widely divergent figures ranging from -0.06 to -1.7 for the United States and England and from -0.24 to -0.34 for Latin America. 27/ In this paper the elasticity value was -0.34.

4. PROJECTIONS OF ELECTRIC POWER CONSUMPTION ACCORDING TO DIFFERENT MODELS

After adjusting the consumption behavior equations for the electricity subsectors, as shown in the preceding section, the different projection scenarios must be defined, in order to estimate the course that electricity consumption will take, as well as to analyze substitutions between different energy sources, given the trends in their relative prices.

The findings with respect to the equation coefficients show that in defining a basic projection scenario it is critical to estimate the most probable trends in national income, industrial production, population, and electricity and gas prices. For income, industrial production and population, certain estimates made by the National Planning Department were taken as a basis. According to those estimates, in coming years the growth rate of the variables may range from 4% to 5% for gross national product and from 1.5% to 1.7% for population.

It is generally accepted that the average price of electricity, particularly in the residential sector, is far below its opportunity value. 28/ However, the current policy of providing natural gas to the central region of the country and propane gas to the remaining areas of the interior, with opportunity values much lower than those of electric power, will make it possible to reduce current subsidies for this form of energy. The foregoing supports the National Energy Study's conclusion that electricity rates should grow in real terms. The projection scenarios for the different regions were drawn up taking into account these factors, within the regulatory framework for current tariff policies. 29/ Finally, the price of propane gas must be increased somewhat in order to attain its opportunity value. 30/

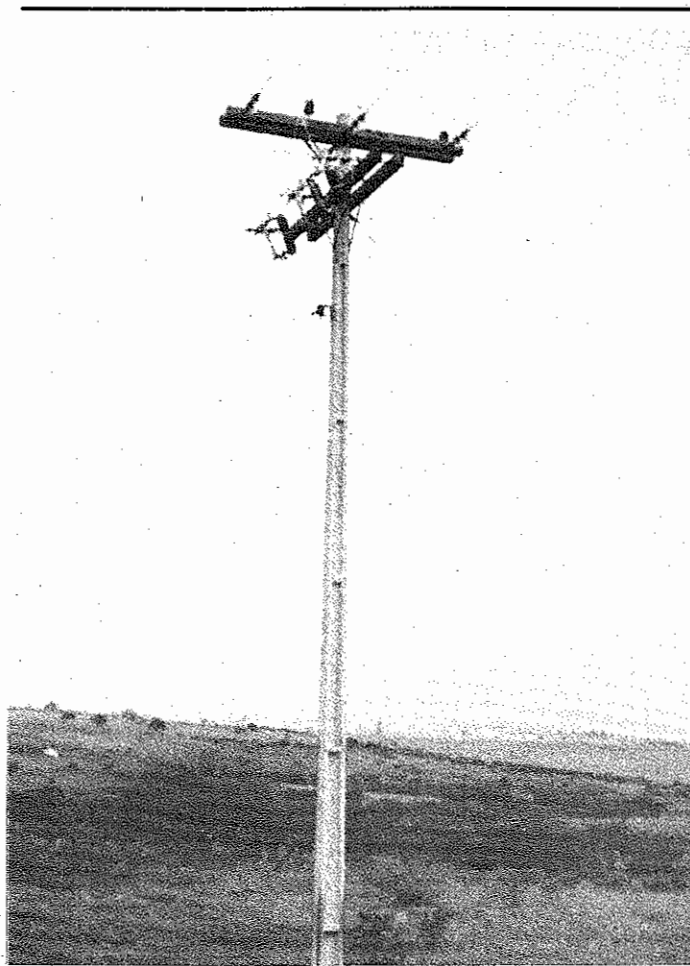
Projections according to UNDP assumptions and models

Therefore, starting with a growth of 4% in income, 2% in per capita income, 4.3% in industrial production, and 1.9% in population, alongside a 0% rate increase in the residential sector, a 2.25% average for the northern

region and the interior of the country, as well as a 0.5% increase in the substitute price and a 2% increase in electricity prices in the industrial and commercial sectors, and applying the electricity sector models presented in this paper 31/ for the figures given below, the result is a projected consumption of 6.5% for the 1986-2000 period. 32/

UNDP - MIN MINAS MODELS ELECTRIC POWER DEMAND (GW/H)

YEAR	1985	1995	2000
RESIDENTIAL SECTOR	9 327.	17 987.	25 118.
INDUSTRIAL SECTOR	6 159.	13 272.	15 758.
COMMERCIAL SECTOR	2 112.	3 890.	8 477.
PUBLIC LIGHT. SECTOR	1 833.	3 345.	4 590.
TOTAL			
SALES	10 432.	38 495.	50 344.
GENER.	26 188.	51 880.	67 848.



Projections according to ENE assumptions and ENE and UNDP models

If the ENE assumptions are applied to the models presented here, an annual consumption growth rate of 8.6% would be attained for the same period,^{33/}

whereas estimates based on the ENE models were 7.9% a year, ^{34/} according to the following:

ENE ASSUMPTIONS: PROJECTIONS ACCORDING TO THE ENE AND UNDP MODELS ELECTRIC POWER DEMAND (GW/H)

YEAR	RESIDENTIAL SECTOR		INDUSTRIAL SECTOR		COMMERCIAL SECTOR		PUBLIC LIGHT. SECTOR		TOTAL SALES GENER.	
	ENE	UNDP	ENE	UNDP	ENE	UNDP	ENE	UNDP		
1985	9 914.	9 327.	8 776.	6 159.	2 829.	2 112.	1 784.	1 833.	19 432.	26 189.
1995	21 477.	19 779.	19 623.	18 732.	5 648.	4 116.	3 484.	3 813.	46 442.	62 589.
2000	30 118.	28 446.	29 839.	27 104.	7 924.	5 641.	4 830.	5 499.	66 692.	89 881.

The basic ENE projection assumptions were an annual growth of 5.4% in income, 7.6% in industrial production, and 1.7% in population; constant and growing electricity rates of 1.5%, on average, for the northern and interior regions of the country, respectively; and an increased substitute price of 1.8% and 1.6% for the northern, southwestern, and central regions, respectively, ^{35/} in the 1984-2000 period.

These results are in line with the theoretical and methodological aspects presented in the first and second parts of this document. Using the models discussed here, the electricity consumption projections are higher than those of ENE, for the reasons already discussed above: first of all, the inclusion of the income variable in the number-of-customers model makes for more rapid electricity consumption in the residential sector, provided positive per capita income growth is estimated ^{36/} -- as 8.2% according to the model presented here and 7.7% according to ENE^{37/} -- and second, the consumption projected for the industrial sector is higher according to this model (9.9%) than it was in the ENE projection (8.5%). This is because that model incorporates the effect of the industrialization process on consumption (consumptions in the residential and industrial sectors amount to approximately 50% and 30% of total electricity consumption, respectively).

It should be noted that the underestimations of electricity consumption projections with the ENE models, versus the projections derived from this model, did not determine a surplus electricity demand, since, as was mentioned in Section 2, ENE projection scenarios in respect of the GDP and industrial production were 50% and 70% higher than actual figures from 1980 to 1987. Therefore, the underestimation to which the ENE models lead, in principle, was more than offset by the depressive effect on consumption originating in the economic recession that took place during the early years of this decade, the repercussions of which are still being felt. Despite the above, the economic recession and the

consequent temporary overscaling of the sector are coming to an end and should not affect sectoral planning. The present issue is the range of actions that are to be implemented so as to prevent the production shortfall that will occur between 1990 and 1993, when the new Guavio project comes onstream. This means that if the idea that prevailed during the last two years is maintained -- i.e. a 5.8% annual growth in demand -- electric power generation could turn out to be insufficient.

Investment planning must be determined by the long-term trends of the different variables influencing electricity consumption. It must be borne in mind that "Although energy consumption is a small fraction of the value added in the production of most goods, energy shortages become evident in cyclical production downturns." ^{38/} From the final, and recently published, ISA report on rationing costs (and assuming a cost of 2 000 dollars per installed kilowatt), it may be concluded that rationing costs incurred from supply shortages are tenfold those incurred by over-scaling. ^{39/}

Thus, without ignoring the enormous financial and macro-economic difficulties that must be met in order to maintain an expansion plan covering a 6.5% annual growth in demand, based on long-term considerations, it is crucial to separate facility planning from financing aspects. This will be necessary in order to have a clear idea of the policies that should be adopted, in the event that macroeconomic and financial restrictions preclude the possibility of expanding electric power supplies at a rate of 6.5% annually. To begin with, considerations regarding employment and economic growth would suggest that electricity supplies should not be decreased for the productive sectors, though they could be for the residential sector. The results of this survey indicate that tariff management is a powerful instrument for regulating growth in household consumption and, secondly, that the current schemes aimed at disseminating the use of gas as an electricity substitute

allow for a price increase of over 2.5% a year, in real terms, without increasing the overall energy bill. This is true because the price of gas and its opportunity cost are lower than those of electric power, by more than half. It is, therefore, technically and politically viable to bring residential electricity rates closer to the opportunity value of electricity and to reduce the residential consumption growth rate, without encouraging theft, thus attaining a demand growth slightly lower than 6.5% a year.

NOTES

1. See the National Energy Study, carried out for the National Planning Department by consultants Mejia Millan and Perry.
2. Ibid., p. 164.
3. See National Planning, United Nations Development Program and the World Bank, Bases for the Formulation of an Energy Policy in Colombia, p. 81.
4. The lack of appropriate electric power supplies is rapidly evidenced by a production decrease. See Eduardo Sarmiento, "Sector eléctrico y la financiación del desarrollo", Forum on the Management of New Energy Realities, Bogota Electric Power Company, May 1986, p. 55.
5. See E. Ferguson, Microeconomic Theory, chp. 2 and 3, Richard D. Irwin Inc., 1966 and 1969.
6. Ibid., chp. 3 and 4.
7. When construction is mentioned, it is understood to be building activities in the urban sector.
8. The reason for specifying the variable in this way is economic, as explained in the section on findings.
9. See Energy Information System (SIE). Industrial Survey, Ministry of Mines and Energy, Colombia, n.d.
10. See also M.D. Intriligator, Econometric Models, Techniques and Applications, chp. 8: "Technical Change," E. Prentice Hall, 1978.
11. For the justification of this procedure, see *ibid.*, pp. 289-292.
12. See Power Sector Study, Annex 6, p. 25 and National Energy Study, Vol. 3, chp. 18, pp. 221-229, Colombia.
13. As well as the population to number of housing units ratio.
14. See J. Perez and C. Acosta, "Residential and Industrial Demand Models for Colombia and Estimates of Price Elasticities," Desarrollo y Sociedad, No. 19, CEDE-UNIANDES, Colombia, 1987.
15. See Wonnacott and Wonnacott, John Wiley and Sons, 1979, chp. 60, pp. 94-97 and 173-175.
16. Ibid., pp. 96-98.
17. All of the income variations for regional equations refer to the manufacturing sector, the regional figures on which offer one of the most reliable measurements of economic activity.
18. See G. Gujaratti, Basic Econometrics, chp. 12, McGraw-Hill.
19. See Reyes, Ramirez et al. "Short-term Model of the Colombian Economy," Revista de Planeación y Desarrollo, May-August, 1978.
20. Ibid.
21. See World Bank, "Manufacturing Sector: Report on Colombia," World Bank, 1984, p. 33.
22. With "rate" as the other independent variable.
23. On the use of the trend variable to explain technological change, see M.D. Intriligator, *op. cit.*, chp. 8, pp. 288-292.
24. Growth in the number of customers also depends on the structural and cultural variables mentioned in the preceding section; these variables are taken up in the autonomous element of the equation.
25. See Taylor L.D., "The Demand for Electricity: A Survey," Bell Journal of Economics, 1975, 6:1; Griffin, J.M., "The Effects of Higher Prices on Electricity Consumption," 1976, 7:2; J. Perez and C. Acosta, *op. cit.*
26. See J. Perez and C. Acosta, *op. cit.*
27. See Westley D. Glen and J. Perez and C. Acosta, *op. cit.*
28. According to ISA estimates, the average rate in the residential and industrial sectors is close to \$6.00 and \$16.00, while the opportunity cost rises to nearly \$20.00. See also, Bases for the Formulation of an Energy Policy in Colombia, *op. cit.*, chp. IV.
29. Decree No. 2545 of 1984 and Resolution 086 of 1986 of the National Tariff Board.
30. See Bases for the Formulation of an Energy Policy in Colombia, *op. cit.*, chp. V.
31. The consumption growth rate drops from 6.5% to 6.4% if black losses decline from 13% to 6.75%. These quantifications are presented in detail in the broader document UNDP/Ministry of Mines and Energy, Models for Analysis and Planning in the Energy Sector, Bogota, Colombia, 1987.
32. This result is consistent with the estimates of the United Nations International Atomic Energy Agency, corresponding to September 5 of this year, according to which electricity demand growth in Latin America will be between 5.8 and 7.1% for the 1987-2000 period.
33. See UNDP/MINMINAS, *op. cit.*
34. See National Energy Study, *op. cit.*, chp. V, p. 216.
35. Ibid., chp. IV, pp. 173ff.
36. Note that this discrepancy is computed after taking into account that the price elasticity in this model is much higher than in the ENE model.
37. The sum of the income and population elasticities in the number-of-customers model presented here is higher than that of population in the ENE model.
38. See Eduardo Sarmiento P., *op. cit.*
39. See ISA, "Electricity Rationing Costs in the Industrial, Residential, Commercial and Service Sectors," Medellin, October 1986.

TABLE No. 1

RESIDENTIAL SECTOR - EQUATION FOR CONSUMPTION PER CUSTOMER IN THE NORTHERN REGION

PERIOD 1972 - 1985

$$\text{LCS1} = 0.07 - 0.28\text{LTAR} + 0.83\text{LCS1}(-1) + 0.07\text{LVRAG}(-1) + 0.07\text{LGLP} + 0.22\text{DUM2}$$

$$t = (0.10) \quad (-1.95) \quad (9.73) \quad (1.69) \quad (1.81) \quad (5.92)$$

$$R^2 = 0.98 \quad \text{DW} = 2.21$$

WHERE:

- LCS1 = the logarithm for consumption per customer in Region 1 (the North).
 LTAR = the logarithm for the average tariff.
 LCS1(-1) = the logarithm for consumption per customer lagged one period (i.e. the logarithm for the lagged dependent variable).
 LVRAG(-1) = the logarithm for value added in the manufacturing sector, lagged one period.
 LGLP = the logarithm for liquefied petroleum gas.
 DUM2 = a dummy variable which takes into account excess consumption following the base year (1981).

All of the variables are expressed in constant prices.

NOTE: The h test, to discount auto-correlation, cannot be applied in this case, because it would yield a negative number. For that reason, the residue test was used, to show that in fact there is no auto-correlation because the coefficient of the lagged dependent variable (residue) is not significant.

EQUATION FOR CONSUMPTION PER CUSTOMER - NORTHERN REGION: RESIDUE TEST

PERIOD 1973 - 1985

$$\text{RES} = 0.17 - 0.50\text{RES}(-1) + 0.05\text{LTAR} - 0.03\text{LCS1}(-1) + 0.00\text{LVRAG}(-1) + 0.01\text{LGLP} - 0.02\text{DUM2}$$

$$t = (0.15) \quad (-0.85) \quad (0.33) \quad (0.28) \quad (0.03) \quad (0.36) \quad (-0.48)$$

$$R^2 = 0.15 \quad \text{DW} = 1.88$$

EQUATION FOR THE NUMBER OF CUSTOMERS - NORTHERN REGION

PERIOD 1973 - 1985

$$\text{LSUS} = 8.29 + 0.25\text{LCONS} + 0.89\text{LTEND} + 0.73\text{AR}(1)$$

$$t = (7.60) + (1.58) \quad (4.60) \quad (24.37)$$

$$R^2 = 0.99 \quad \text{DW} = 1.95$$

- LSUS = the logarithm for the number of customers (Northern Region).
 LCONS = the logarithm for construction.
 LTEND = the logarithm for trend (variable to avoid spurious correlations).

TABLE No. 2

**EQUATION FOR CONSUMPTION PER CUSTOMER IN
THE NORTHWESTERN REGION**

PERIOD 1972 - 1985

$$\text{LCS2} = 5.91 - 0.16\text{LTAR} + 0.35\text{LTRAB} - 0.08\text{LCONS} - 0.05\text{DUM5}$$

$$t = (13.98) \quad (-2.89) \quad (6.98) \quad (-7.65) \quad (-4.96)$$

$$R^2 = 0.91$$

$$\text{DW} = 2.50$$

WHERE:

LCS2 = the logarithm for consumption per customer in Region 2 (the Northwest).

LTAR = the logarithm for the average tariff.

LTRAB = the logarithm for salaries paid in the manufacturing sector.

LCONS = the logarithm for construction.

DUM5 = a dummy variable which considers 1977 as the base year.

**EQUATION FOR CONSUMPTION PER CUSTOMER - NORTHWESTERN REGION:
RESIDUE TEST**

PERIOD 1972 - 1985

$$\text{RES} = 0.13 - 0.32\text{RES}(-1) + 0.02\text{LTAR} - 0.01\text{LTRAB} + 0.001\text{LCONS} + 0.004\text{DUM5}$$

$$t = (0.35) \quad (-0.97) \quad (0.54) \quad (-0.31) \quad (0.16) \quad (0.41)$$

$$R^2 = 0.22$$

$$\text{DW} = 2.07$$

EQUATION FOR THE NUMBER OF CUSTOMERS - NORTHWESTERN REGION

PERIOD 1975 - 1985

$$\text{DSUS} = 0.007 + 0.85\text{DCONS}(-3) + 0.19\text{DTRAB}(-2) - 0.20\text{AR}(1)$$

$$t = (0.45) \quad (3.91) \quad (3.67) \quad (-1.26)$$

$$R^2 = 0.78$$

$$\text{DW} = 2.31$$

WHERE:

DSUS = first differences in the number of customers in Region 2.

DCONS(-3) = first differences in the construction variable.

DTRAB(-2) = first differences in salaries.

AR(1) = an auto-regressive term in the equation.

TABLE No. 3

**EQUATION FOR CONSUMPTION PER CUSTOMER IN THE SOUTHWESTERN REGION
PERIOD 1971 - 1985**

$$\begin{aligned} \text{LCS3} &= 7.33 - 0.42\text{LTAR} - 0.16\text{LEMPR} + 0.23\text{LPKNO} + 0.42\text{LVRAGP} + 0.15\text{DUMMY} \\ t &= (32.91) \quad (-3.48) \quad (-2.33) \quad (7.84) \quad (3.23) \quad (3.50) \\ R^2 &= 0.95 \quad \quad \quad \text{DW} = 2.09 \end{aligned}$$

WHERE:

- LCS3 = the logarithm for consumption per customer in Region 3 (the Southwest).
 LTAR = the logarithm for the average tariff.
 LEMPR = the logarithm for the rate of unemployment in the previous period.
 LPKNO = the logarithm for the price of kerosene.
 LVRAGP = the logarithm for per capita value added in the manufacturing sector.
 DUMMY = a dummy variable which takes into account excess consumption in 1978, following the base year 1977.

**EQUATION FOR THE NUMBER OF CUSTOMERS - SOUTHWESTERN REGION
PERIOD 1973 - 1985**

$$\begin{aligned} \text{DSUS3} &= 0.003 + 0.87\text{DCONS}(-1) + 0.15\text{DVRAGP}(-1) + 0.15\text{DVRAGP}(-2) \\ t &= (0.19) \quad (2.89) \quad (2.86) \quad (2.25) \\ R^2 &= 0.65 \quad \quad \quad \text{DW} = 1.46 \end{aligned}$$

WHERE:

- DSUS3 = first differences in the number of customers in Region 3.
 DCONS(-1) = first differences in the construction variable, lagged one period.
 DVRAGP(-1) = first differences in per capita value added in the manufacturing sector, lagged one period.
 DVRAGP(-2) = first differences in per capita value added in the manufacturing sector, lagged two periods.

TABLE No. 4

**EQUATION FOR CONSUMPTION PER CUSTOMER IN THE CENTRAL REGION
PERIOD 1971 - 1985**

$$\text{LCS4} = 7.58 - 0.56\text{LTAR} - 0.18\text{LEMPR} + 0.37\text{LTRCAP} + 0.09\text{LGLP} + 0.09\text{DUM7}$$

$$t = (8.63) \quad (-3.97) \quad (-2.53) \quad (1.50) \quad (1.88) \quad (1.57)$$

$$R^2 = 0.89$$

$$\text{DW} = 1.61^*$$

WHERE:

LCS4 = the logarithm for consumption per customer in Region 4 (Central).

LTAR = the logarithm for the average tariff.

LEMPR = the logarithm for the rate of unemployment in the previous period.

LTRCAP = the logarithm for salaries paid in the manufacturing sector.

LGLP = the logarithm for liquefied petroleum gas.

DUM7 = a dummy variable which takes into account excess consumption in 1982, following the base year 1981.

(*) The residue test was applied to this equation, to show the lack of auto-correlation.

**EQUATION FOR CONSUMPTION PER CUSTOMER - CENTRAL REGION:
RESIDUE TEST**

PERIOD 1972 - 1985

$$\text{RES} = 0.26 + 0.22\text{RESR} + 0.005\text{LTAR} + 0.06\text{LTRCAP} - 0.007\text{LEMPR} - 0.01\text{LGLP} - 0.003\text{DUM7}$$

$$t = (0.24) \quad (0.48) \quad (0.05) \quad (0.22) \quad (-0.09) \quad (-0.24) \quad (-0.05)$$

$$R^2 = 0.03$$

$$\text{DW} = 1.73$$

EQUATION FOR THE NUMBER OF CUSTOMERS - CENTRAL REGION

PERIOD 1973 - 1985

$$\text{DSUS} = 0.040 + 0.655\text{DCONS} + 0.124\text{DTRCAP}(-1) - 0.594\text{AR}(1)$$

$$t = (3.237) \quad (3.079) \quad (1.883) \quad (-2.334)$$

$$R^2 = 0.558$$

$$\text{DW} = 1.229$$

WHERE:

DSUS = first differences in the number of customers in the Central Region.

DCONS = first differences in the construction variable, lagged one period.

DTRCAP(-1) = first differences in the per capita salaries paid in the manufacturing sector.

AR(1) = an auto-regressive term in the equation.

TABLE No. 5

RESIDENTIAL SECTOR - EQUATION FOR DEMAND BY CONSTRUCTION

PERIOD 1974 - 1985

$$\begin{aligned} \text{DAREA} &= 0.03 - 0.06\text{DICO}(-1) + 1.12\text{DPOB1}(-3) + 0.23\text{DPIBC} \\ t &= (5.85) \quad (-1.96) \quad (4.68) \quad (2.37) \\ R^2 &= 0.85 \quad \text{DW} = 2.03 \end{aligned}$$

WHERE:

DAREA = first differences in the construction variable.
DICO(-1) = first differences in the index of construction prices.
DPOB(-3) = first differences in population.
DPIBC = first differences in the per capita gross domestic product.

RESIDENTIAL SECTOR - EQUATIONS FOR DEMAND BY CONSTRUCTION
(supplementary equations)

PERIOD 1974 - 1985

$$\begin{aligned} \text{DAREA} &= 0.04 - 0.07\text{DICO}(-1) - 2.7\text{DPOB}(-1) + 1.90\text{DPOB1}(-2) + 1.10\text{DPOB1}(-3) + 0.28\text{DPIBC} \\ t &= (1.65) \quad (-2.31) \quad (-1.81) \quad (1.19) \quad (4.84) \quad (2.68) \\ R^2 &= 0.90 \quad \text{DW} = 1.77 \end{aligned}$$

PERIOD 1973 - 1985

$$\begin{aligned} \text{DAREA} &= 0.03 - 0.08\text{DICO}(-1) + 0.79\text{DPOB}(-2) + 0.38\text{DPIBC} \\ t &= (4.06) \quad (-1.37) \quad (1.78) \quad (2.32) \\ R^2 &= 0.65 \quad \text{DW} = 1.81 \end{aligned}$$

PERIOD 1975 - 1985

$$\begin{aligned} \text{DAREA} &= 0.03 - 0.06\text{DICO}(-1) + 1.06\text{DPOB} + 0.20\text{DPIBC} - 0.21\text{AR}(2) \\ t &= (1.42) \quad (-1.58) \quad (0.86) \quad (2.03) \quad (-1.19) \\ R^2 &= 0.62 \quad \text{DW} = 1.86 \end{aligned}$$

WHERE:

DAREA = first differences in the construction variable.
DICO(-1) = first differences in the index of construction prices.
DPOB = first differences in the population variable.
DPIBC = first differences in the per capita gross domestic product.
AR(2) = an auto-regressive term in the equation.

TABLE No. 5 - A

EQUATION FOR CONSUMPTION PER CUSTOMER - NORTHERN REGION

PERIOD 1973 - 1985

$$\text{LCS1} = -1.85 - 1.14\text{LTARP} + 0.52\text{LGLPP} + 0.70\text{LVRAGP}$$

$$t = (-1.32) \quad (2.52) \quad (6.09) \quad (6.78)$$

$$R^2 = 0.94$$

$$\text{DW} = 2.02$$

WHERE:

LCS1 = the logarithm for consumption per customer in the Northern Region.

LTARP = the logarithm for the tariff (average for the last two periods).

LGLPP = the logarithm for liquefied petroleum gas, lagged an average of two or three periods.

LVRAGP = the logarithm for value added, lagged an average of two or three periods.

INDUSTRIAL SECTOR - EQUATION FOR ELECTRICITY DEMAND

PERIOD 1976 - 1985

$$\text{DCPRO} = 0.008 - 0.34\text{DTK} + 0.79\text{DVT}(-3) + 0.24\text{AR}(1)$$

$$t = (0.25) \quad (-1.87) \quad (2.58) \quad (0.78)$$

$$R^2 = 0.51$$

$$\text{DW} = 1.42$$

WHERE:

DCPRO = first differences in the consumption per peso of production.

DTK = first differences in the ratio between the electric power tariff lagged two periods and the price of capital goods in the power sector.

DVT(-3) = first differences in the ratio between value added in the industrial sector and the number of industrial workers.

TABLE No. 6

**INDUSTRIAL SECTOR - EQUATION FOR DEMAND BY INDUSTRIAL PRODUCTION
PERIOD 1976 - 1986**

$$DPROD_t = 0.03 + 0.32DTP_t + 0.26DINP_t - 0.91MA(2)_t - 0.20AR(2)_t - 0.76AR(3)_t$$

$$t \quad = \quad (7.45) \quad (2.43) \quad (1.90) \quad (-1.46) \quad (-0.72) \quad (-2.24)$$

$$R^2 = 0.83$$

$$DW = 2.06$$

WHERE:

DPROD_t = first differences in industrial production.

DTP_t = first differences in terms of trade (average for the last three years).

DINP_t = first differences in the exchange rate index (average for the last two years).

MA(2), AR(2)

and AR(3) = auto-regressive terms on the order of 2 and 3, respectively, as found in the identification process combining a regression with an auto-regressive element. The purpose of this combination was to reduce to the maximum the number of independent variables in the equation and thus improve the reliability of the projections.

INDUSTRIAL SECTOR - EQUATION FOR BLACK LOSSES

PERIOD 1974 - 1982 1984 - 1986

$$DPGT_t = 0.016 + 0.199DTKI_t$$

$$t \quad = \quad (1.89) \quad (2.87)$$

$$R^2 = 0.45$$

$$DW = 1.94$$

WHERE:

DPGT_t = the difference in the ratio between black losses and power generation in all sectors.

DTKI_t = the first differences between the tariff in the industrial sector, lagged two periods, and the price of capital goods in the power sector.

TABLE No. 7

COMMERCIAL SECTOR - EQUATION FOR ELECTRICITY DEMAND

PERIOD 1975 - 1985

$$\begin{aligned} \text{LCPRO1} &= -5.09 - 0.28\text{LTEEC} + 0.33\text{LTEND} - 0.28\text{AR}(1) \\ t &= (-28.76) \quad (-2.46) \quad (5.24) \quad (-0.94) \\ R^2 &= 0.90 \quad \text{DW} = 2.13 \end{aligned}$$

WHERE:

LCPRO1 = the logarithm for consumption per peso of production.

LTEEC = the logarithm for the electricity tariff in the commercial sector.

LTEND = the logarithm for the time variable, included in order to avoid spurious correlations.

AR(1) = an auto-regressive term in the equation.

COMMERCIAL SECTOR - EQUATION FOR DEMAND BY PRODUCTION

PERIOD 1972 - 1985

$$\begin{aligned} \text{DPROD} &= -2.157\text{D} - 05 + 0.97\text{DPIB} \\ t &= (-0.002) \quad (5.54) \\ R^2 &= 0.71 \quad \text{DW} = 2.05 \end{aligned}$$

WHERE:

DPROD = first differences in the production of the commercial sector.

DPIB = first differences in the gross domestic product.

OFFICIAL AND PUBLIC LIGHTING SECTOR - EQUATION FOR ELECTRICITY DEMAND

PERIOD 1974 - 1985

$$\begin{aligned} \text{DCISA1} &= 0.31 + 0.85\text{DPIBP} + 0.64\text{MA}(1) \\ t &= (1.56) \quad (1.91) \quad (1.89) \\ R^2 &= 0.37 \quad \text{DW} = 2.04 \end{aligned}$$

WHERE:

DCISA1 = first differences in the electricity consumption of the official and public lighting sector.

DPIBP = first differences in the average gross domestic product, lagged two periods.

MA(1) = the moving-average term in the time series.

TABLE No. 8

**OIL DERIVATIVES, COAL AND NATURAL GAS
INDUSTRIAL SECTOR - EQUATION FOR FUEL OIL DEMAND**

PERIOD 1975 - 1985

$$\begin{aligned} \text{LCPRO} &= -28.34 - 1.66\text{LTFOR} + 1.18\text{LTCR} + 4.83\text{LTCM} - 1.04\text{LTEND} - 0.05\text{AR}(1) \\ t &= (-5.94) \quad (-4.18) \quad (5.72) \quad (6.49) \quad (-2.20) \quad (-0.24) \\ R^2 &= 0.98 \quad \quad \quad \text{DW} = 2.67 \end{aligned}$$

WHERE:

LCPRO = the logarithm for fuel oil consumption per peso of industrial production.

LTFOR = the logarithm for the price of fuel oil, lagged one period.

LTCR = the logarithm for the price of Castilla crude oil (substitute for fuel oil).

LTCM = the logarithm for the price of coal (another substitute for fuel oil).

LTEND = the logarithm for the time variable which takes into account technological change and other factors not explained by the other independent variables affecting the dependent variable.

AR(1) = an auto-regressive term in the equation.

EQUATION FOR THE RESIDUE TEST FOR FUEL OIL

PERIOD 1976 - 1985

$$\begin{aligned} \text{RES} &= -3.16 - 0.74\text{RESR} - 0.33\text{LTFOR} + 0.15\text{LTCR} + 0.41\text{LTCM} + 0.42\text{LTEND} \\ t &= (-0.66) \quad (-1.49) \quad (-0.81) \quad (0.73) \quad (0.58) \quad (0.84) \\ R^2 &= 0.38 \quad \quad \quad \text{DW} = 2.80 \end{aligned}$$

TABLE NO. 9

INDUSTRIAL SECTOR - EQUATION FOR DIESEL DEMAND

PERIOD 1973 - 1984 1986 - 1987

$$\begin{aligned}
 \text{LCPRO} &= -6.22 - 0.04\text{LTDOR} + 0.14\text{LTCM} + 0.03\text{LTCRR} \\
 t &= (-26.70) \quad (-2.35) \quad (3.47) \quad (1.47) \\
 R^2 &= 0.71 \quad \quad \quad \text{DW} = 1.87
 \end{aligned}$$

WHERE:

LCPRO = the logarithm for diesel consumption per peso of industrial production.

LTDOR = the logarithm for the price of diesel, lagged one period.

LTCM = the logarithm for the price of coal.

LTCRR = the logarithm for the price of Castilla crude oil, lagged one period.

INDUSTRIAL SECTOR - EQUATION FOR KEROSENE DEMAND

PERIOD 1974 - 1987

$$\begin{aligned}
 \text{LCPRO} &= -10.11 - 0.66\text{LTKJ} + 1.89\text{LTGN} + 0.21\text{DUMMY} + 0.49\text{MA}(1) - 0.33\text{AR}(2) \\
 t &= (-13.82) \quad (-5.28) \quad (7.67) \quad (1.87) \quad (1.11) \quad (-2.20) \\
 R^2 &= 0.92 \quad \quad \quad \text{DW} = 2.00
 \end{aligned}$$

WHERE:

LCPRO = the logarithm for kerosene consumption per peso of production.

LTKJ = the logarithm for the price of kerosene.

LTGN = the logarithm for the price of the substitute (natural gas).

MA(1) & AR(2) = auto-regressive terms in the equation.

INDUSTRIAL SECTOR - EQUATION FOR COAL DEMAND

PERIOD 1975 - 1987

$$\begin{aligned}
 \text{LCPRO} &= -0.63 - 0.26\text{LTCM} + 0.15\text{LTCRP3} + 0.33\text{LCPROR} \\
 t &= (-0.97) \quad (-2.07) \quad (3.74) \quad (2.01) \\
 R^2 &= 0.86 \quad \quad \quad \text{DW} = 1.87
 \end{aligned}$$

WHERE:

LCPRO = the logarithm for coal consumption per peso of production.

LTCM = the logarithm for the price of coal.

LTCRP3 = the logarithm for the price of Castilla crude oil (average over three periods).

LCPROR = the logarithm for the lagged dependent variable.

TABLE No. 10

INDUSTRIAL SECTOR - EQUATION FOR NATURAL GAS DEMAND

PERIOD 1978 - 1987

$$\begin{aligned} \text{LCPRO} &= -0.98 - 0.34\text{LTGN} + 0.14\text{LTKJ}(-1) \\ t &= (-1.76) \quad (-2.04) \quad (1.79) \\ R^2 &= 0.53 \quad \quad \quad \text{DW} = 2.06 \end{aligned}$$

WHERE:

LCPRO = the logarithm for natural gas consumption per peso of production.

LTGN = the logarithm for the price of natural gas.

LTKJ(-1) = the logarithm for the price of the substitute (kerosene).

TRANSPORTATION SECTOR - EQUATION FOR GASOLINE DEMAND

PERIOD 1973 - 1986

$$\begin{aligned} \text{LCPRO} &= -2.78 - 0.12\text{LTGM} + 0.13\text{LTEND} + 0.65\text{MA}(1) \\ t &= (-78.79) \quad (-2.53) \quad (3.14) \quad (2.03) \\ R^2 &= 0.64 \quad \quad \quad \text{DW} = 2.06 \end{aligned}$$

WHERE:

LCPRO = the logarithm for gasoline consumption per peso of gross domestic product.

LTGM = the logarithm for the price of gasoline.

LTEND = the logarithm for trend, to take into account technological change.

MA(1) = an auto-regressive term in the equation.

TABLE No. 11

TRANSPORTATION AND AGRICULTURAL SECTORS -
EQUATION FOR DIESEL DEMAND

PERIOD 1975 - 1986

$$LCPRE = -4.42 - 0.16LTDO + 0.40LTEND + 0.76MA(1)$$

$$t = (-36.52) \quad (-2.49) \quad (3.92) \quad (2.19)$$

$$R^2 = 0.83$$

$$DW = 2.04$$

WHERE:

LCPRE = the logarithm for diesel consumption per peso of gross domestic product.

LTDO = the logarithm for the price of diesel.

LTEND = the logarithm for trend, to take into account technological change.

MA(1) = an auto-regressive term in the equation.

ELECTRIC POWER SECTOR - EQUATION FOR NATURAL GAS DEMAND

PERIOD 1976 - 1985

$$DCGNT = 0.001 + 0.80DGEGN$$

$$t = (0.15) \quad (15.36)$$

$$R^2 = 0.96$$

$$DW = 2.29$$

WHERE:

DCGNT = first differences in natural gas consumption in the power sector.

DGEGN = first differences in thermoelectric generation based on natural gas.

ELECTRIC POWER SECTOR - EQUATION FOR COAL DEMAND

PERIOD 1976 - 1985

$$DCCM = -0.009 + 1.03DGETCM$$

$$t = (-0.47) \quad (15.13)$$

$$R^2 = 0.96$$

$$DW = 2.30$$

WHERE:

DCCM = first differences in coal consumption in the power sector.

DGETCM = first differences in thermoelectric generation based on coal.

