



ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL



Facultad de Ciencias Humanísticas y Económicas

Tesis de Grado

“ESTIMACIÓN DE LA DEMANDA POR ENERGÍA ELÉCTRICA”

**Previa obtención del título de Economista con mención en Gestión
Empresarial especialización Teoría y Política Económica**

KARLA VERÓNICA ARGÜELLO CASTRO

GUAYAQUIL-ECUADOR

Febrero del 2007

DEDICATORIA

A Dios pues con él lo puedo todo. A mis padres Víctor Argüello y Silvia Castro porque todo lo bueno que hay en mi se lo debo a ellos. A mi hermano Erick Argüello por apoyarme siempre.

AGRADECIMIENTO

Agradezco de sobremanera a *Dios* pues su presencia hace todo posible “Nada es imposible para quien tiene fe”. A *mis padres* por ese amor incondicional, la paciencia, el apoyo moral y económico que me han brindado toda la vida. A mi hermano por enseñarme que la bondad y humildad son lo más grande que una persona puede tener.

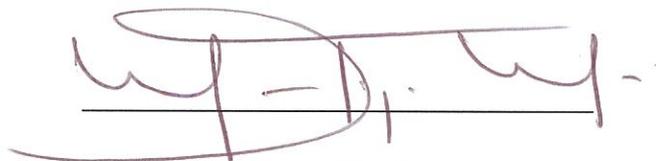
Asimismo Agradezco al *Phd. Leopoldo Avellán*, por ser el Director de mi Tesis, y por todo lo que aprendí de él durante la realización de la misma y en las aulas de clase.

Igualmente reconozco la excelente labor de profesores que más que eso los considero maestros: *Phd. Leopoldo Avellán*, *Msc. Manuel González*, *Msc. Leonardo Sánchez*, *Msc. Iván Rivadeneira*, *Msc. María Elena Romero*, *Msc. Alicia Guerrero*, *Msc. Xavier Intriago (+)*, *Msc. Jorge Ayala*, *Msc. Juan Carlos Campuzano*, *Msc. Daniel Lemus*, *Dr. Nicolás Parducci*, *Msc. Ivonne Moreno*,... entre otros, pues además del conocimiento supieron impartir experiencias de vida que estoy segura me servirán de guía en el futuro. De igual manera agradezco a las autoridades de la Facultad por velar siempre por el bienestar del estudiante.

Y por supuesto agradezco a todos los amigos(as) que estuvieron allí, en las buenas y malas: *María E*, *Debbie*, *Diana V.*, *Carolina*, *Chavelita*, *Chavi*,

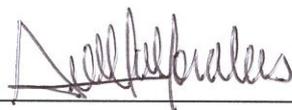
Chio, Daniel T., Diana M., Efraín, Felipeo, Gaby, Grace, K-rinita, Joyce, Luisito, Mafer, Nathaly, Paulina, Silvia, Raúl, Renato, Ricardo, Susanita, Vero, Vicky...etc. gracias por brindarme su amistad, ustedes hacen que cada momento valga la pena ser vivido.

TRIBUNAL DE GRADO



Ing. Oscar Mendoza

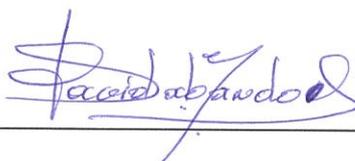
DECANO FACULTAD, PRESIDENTE



Phd: Leopoldo Avellán Morales
Director de Tesis



Msc. Leonardo Sánchez Aragón
Vocal Principal



Msc. David Sabando
Vocal Principal

DECLARACIÓN EXPRESA

“La responsabilidad por los hechos, ideas y doctrinas expuestos en esta tesis de graduación, nos corresponde exclusivamente y el patrimonio intelectual de la misma a la Escuela Superior Politécnica del Litoral”.

(Reglamento de Exámenes y Títulos Profesionales de la ESPOL)



Karla V. Argüello Castro



ÍNDICE

DEDICATORIA	II
AGRADECIMIENTO	III
TRIBUNAL DE GRADO	IV
DECLARACION EXPRESA	VI
ÍNDICE GENERAL	VII
ÍNDICE DE TABLAS	X
ÍNDICE DE GRAFICOS	XI
INDICE DE ANEXOS	XII
INTRODUCCION	13

CAPÍTULO 1: RESEÑA DEL SECTOR ELÉCTRICO

1.1	Ley de Régimen del Sector eléctrico (LRSE)	15
1.2	Instituciones	17
1.2.1	Consejo Nacional de Electricidad	17
1.2.2	Centro Nacional de Energía	21
1.2.3	Consejo de Modernización del Sector Eléctrico	22

CAPÍTULO 2: COMPOSICIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO

2.1	Generación	24
2.2	Transmisión	28
2.3	Distribución	29

2.4	Tarifas	31
2.5	Cobertura	33
2.6	Otros	35
2.6.1	Usuarios Finales	35
2.6.2	Grandes Consumidores	36
2.6.3	Autogeneradores	36
2.7	Pérdidas	37

CAPÍTULO 3: MODELO PARA LA DEMANDA POR ENERGÍA ELÉCTRICA

3.1	Importancia de la Previsión de la Demanda por Energía Eléctrica	39
3.1.1	Factores que intervienen en la Demanda por Energía Eléctrica	39
3.1.2	Inversión Intensiva en Capital	40
3.1.3	Excesos e Insuficiencia de Capacidad	41
3.2	Modelando la Demanda por Energía Eléctrica	42
3.2.1	Datos	44
3.2.2	Estadística Descriptiva de las Series	44
3.3	Técnica Econométrica	65
3.3.1	Datos de Panel	65
3.3.2	Variables Instrumentales	68

3.4	Estimación y Resultados	69
3.5	Análisis de Resultados: ¿Existe Sensibilidad al Precio?	74
3.6	Comparación a Nivel Internacional	75
	CONCLUSIONES	77
	BIBLIOGRAFÍA	78
	ANEXOS	81

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla N° 1	Empresas Generadoras Incorporadas al Mercado Eléctrico Mayorista	25
Tabla N° 2	Tipo de Energía Eléctrica Entregada al MEM	27
Tabla N° 3	Precio Medio Final por empresa distribuidora de los años 2003 y 2004	86
Tabla N° 4	Tarifa Media a Usuarios Finales	32
Tabla N° 5	Cobertura del Suministro Eléctrico por Provincias	34
Tabla N° 6	Clientes No Regulados: Grandes Consumidores	87
Tabla N° 7	Estadísticas Descriptivas de las Variables del Modelo	47
Tabla N° 8	Correlación entre las Variables	47
Tabla N° 9	Identificación de las Distribuidoras	93
Tabla N° 10	Resultados estimación MCO	70
Tabla N° 11	Estimación con Datos de Panel Con Variables Instrumentales Primera Etapa	72
Tabla N° 12	Estimación con Datos de Panel Con Variables Instrumentales Segunda Etapa	73
Tabla N° 13	Precio de la Electricidad en América Latina y El Caribe por tipo de Servicios	94

ÍNDICE DE GRÁFICOS

Gráfico N° 1	Estructura Organizacional del Sistema Eléctrico Ecuatoriano	23
Gráfico N° 2	Energía Eléctrica entregada al Mercado Eléctrico Mayorista	26
Gráfico N° 3	Sistema de Generación y Transmisión	85
Gráfico N° 4	Área de Concesión de las 20 empresas Distribuidoras	30
Gráfico N° 5	Pérdidas Negras y Técnicas	38
Gráfico N° 6	Consumo Residencial Ambato	48
Gráfico N° 6.1	Consumo Residencial Azogues	49
Gráfico N° 6.2	Consumo Residencial Sucumbíos	49
Gráfico N° 6.3	Consumo Residencial Categ- D	50
Gráfico N° 7	Consumo Comercial Ambato	51
Gráfico N° 7.1	Consumo Comercial Azogues	51
Gráfico N° 7.2	Consumo Comercial Categ- D	52
Gráfico N° 7.3	Consumo Comercial Sucumbíos	52
Gráfico N° 8	Consumo Industrial Ambato	53
Gráfico N° 8.1	Consumo Industrial Azogues	53
Gráfico N° 8.2	Consumo Industrial Categ- D	54
Gráfico N° 8.3	Consumo Industrial Sucumbíos	54
Gráfico N° 9	Consumo A. Público Ambato	55
Gráfico N° 9.1	Consumo A. Público Azogues	55
Gráfico N° 9.2	Consumo A. Público Categ- D	56
Gráfico N° 9.3	Consumo A. Sucumbíos	56
Gráfico N° 10	Consumo Otros Ambato	57
Gráfico N° 10.1	Consumo Otros Azogues	58
Gráfico N° 10.2	Consumo Otros Categ- D	58
Gráfico N° 10.3	Consumo Otros Sucumbíos	59
Gráfico N° 11	Precio Ambato	60

Gráfico N° 11.1	Precio Azogues	60
Gráfico N° 11.2	Precio Categ- D	61
Gráfico N° 11.3	Precio Sucumbíos	61
Gráfico N° 12	Evolución del IDEAC	62
Gráfico N° 13	Evolución IVA Ambato	63
Gráfico N° 13.1	Evolución IVA Azogues	63
Gráfico N° 13.2	Evolución IVA Categ- D	64
Gráfico N° 13.3	Evolución IVA Sucumbíos	64
Gráfico N° 14	Evolución del Caudal Promedio en el Embalse de Amaluza – Paute	65

ÍNDICE DE ANEXOS

Datos de Panel	86
Variables Instrumentales	89

INTRODUCCIÓN

Los llamados “apagones”, fantasmas recurrentes en nuestra economía, surgen cuando se combinan la escasez del suministro eléctrico y, la creencia de una demanda perfectamente inelástica por parte de las autoridades del sector que ante el escenario de crisis energética rechazan la idea de que el precio refleje la reducción en la oferta.

El objetivo general de este trabajo consiste en estimar la demanda por energía eléctrica por tipo de usuario final de este bien, encontrar las elasticidades de la demanda de cada sector respecto a variables que la afectan. Los resultados que se obtengan permitirán saber si, ante situaciones imprevistas en la cantidad de energía eléctrica demandada, el precio es la herramienta llamada a intervenir y así indicar cuando se debe iniciar: la construcción de plantas generadoras, aumentos en la transmisión y cobertura, mayor fiabilidad, calidad del servicio, etc. Todo esto con el fin de evitar tener: capacidad ociosa, deficiente suministro de energía o una escasez del mismo que nos lleve a incrementos en la importación de energía e incluso a los temidos racionamientos.

El presente trabajo está dividido en cuatro capítulos. En el primer capítulo se realiza una breve reseña del sector eléctrico ecuatoriano y una revisión de las leyes que lo rigen. En el segundo capítulo se considera la composición del sector eléctrico en cada una de las etapas inherentes al mismo. En el tercer capítulo se analiza la

importancia de la estimación de la demanda por energía eléctrica, inspeccionando los factores que intervienen en ella y haciendo referencia a la infraestructura necesaria.

En el cuarto capítulo se estima la demanda por energía eléctrica usando un panel con información de los 5 tipos de clientes regulados a los que atienden cada una de las 20 empresas distribuidoras en frecuencia mensual, desde enero de 2000 a diciembre de 2004, lo que da un total de 6000 observaciones; y, se presentan los resultados obtenidos entre ellos una elasticidad precio de -0.031748 en los usuarios “Residenciales” lo cual rechaza la hipótesis de perfecta inelasticidad de la demanda. Además se realiza una comparación con resultados de estudios similares realizados en Chile.

Finalmente la última sección presenta las conclusiones y recomendaciones.

CAPÍTULO 1

RESEÑA DEL SECTOR ELÉCTRICO

El Instituto Ecuatoriano de Electrificación (INECEL) se creó en 1961, tenía bajo su amparo todas las actividades inherentes al sector eléctrico: generación, transmisión y distribución. Sus propósitos eran aprovechar y desarrollar los grandes recursos hidroeléctricos del país, así como la construcción del Sistema Eléctrico Nacional Interconectado. En 1970 cuando se inició la producción petrolera en Ecuador, el INECEL recibió el 50% de las regalías, esto significó muchos recursos y fue posible la construcción de los proyectos hidroeléctricos más importantes y el Sistema Nacional de Transmisión.

A pesar de la inversión realizada en el sector, en 1992 se produjeron racionamientos energéticos que llevaron al Congreso Nacional a aprobar la Ley de Régimen del Sector Eléctrico (LRSE) el 18 de Septiembre de 1996. Esta ley fue impulsada por el consejo Nacional de Modernización (CONAM) derogando la Ley Básica de Electrificación. Es así que el Estado con la nueva ley permite la inversión privada en este sector y dispuso la creación de empresas eléctricas privadas concesionarias de: generación, transmisión y distribución y comercialización.

Finalmente, el 31 de marzo de 1999 culminó mediante un proceso de cierre la vida jurídica del INECEL. Las empresas que el INECEL poseía pasaron al Fondo de

Solidaridad, es decir, que todas las acciones que el INECEL tenía en las empresas distribuidoras pasaron a este organismo.

Al final de su vida jurídica El INECEL se dividió en

- 6 Empresas generadoras::

Termoesmeraldas, Termopichincha, Electroguayas, Hidropaute, Hidropisayambo e Hidroagoyán.

- Empresa Nacional de Transmisión TRANSELECTRIC; y,
- El Centro Nacional de Control de la Energía (CENACE)
- Empresas de Distribución: Ambato, Azogues, Bolívar, Categ – D, Centro-Sur, Cotopaxi, El Oro, Esmeraldas, Galápagos, Guayas – Los Ríos, Los Ríos, Manabí, Milagro, Norte, Quito, Riobamba, Santa Elena, Santo Domingo, Sucumbíos, Sur.

1.1 Ley de Régimen del Sector Eléctrico (LRSE)

Con la aprobación de la Ley de Régimen del Sector Eléctrico empieza una etapa de cambio para el sector eléctrico nacional, pues al fin se establecieron las reglas del juego para cada participante de este sector. Esta ley muestra que los diversos segmentos de la cadena industrial pueden dividirse entre los que son potencialmente competitivos (generación), y los que siguen siendo monopolios naturales (transmisión y distribución) debido a los costos hundidos; y que las empresas que operan en los segmentos competitivos pueden dividirse, para permitir así una mayor competencia y evitar el uso del poder de mercado.

Según Neira y Ramos (2003) los objetivos fundamentales de la Ley son:

- Proporcionar al país un servicio eléctrico de alta calidad y confiabilidad que garantice su desarrollo económico y social,
- Promover la competitividad de los mercados de producción de electricidad y las inversiones de riesgo del sector privado para asegurar el suministro a largo plazo,
- Asegurar la confiabilidad, igualdad y uso generalizado de los servicios e instalaciones de transmisión y distribución de electricidad,
- Proteger los derechos de los consumidores y garantizar la aplicación de tarifas preferenciales para los sectores de escasos recursos económicos,
- Reglamentar y regular la operación técnica y económica del sistema, así como garantizar el libre acceso de los actores del servicio a las instalaciones de transmisión y distribución,
- Regular la transmisión y distribución de electricidad, asegurando que las tarifas que se apliquen sean justas tanto para el inversionista como para el consumidor,
- Establecer sistemas tarifarios que estimulen la conservación y el uso eficiente de la energía,
- Promover la realización de inversiones públicas en transmisión,
- Desarrollar la electrificación en el sector rural; y,
- Fomentar el desarrollo y uso de los recursos energéticos no convencionales a través de los organismos públicos, las universidades y las instituciones privadas.

1.2 Instituciones

De acuerdo al mandato de la Ley de Régimen del Sector Eléctrico (LRSE), hasta el 31 de enero de 1999 se formaron aparte de las 6 distribuidoras:

- El Consejo Nacional de Electricidad (CONELEC)
- El Centro Nacional de Control de Energía (CENACE); y,
- El Consejo de Modernización del Sector Eléctrico (COMOSEL).¹

1.2.1 Consejo Nacional de Electricidad

El (CONELEC) Consejo Nacional de Electricidad, se crea como persona jurídica de derecho público con patrimonio propio, autonomía administrativa, económica, financiera y operativa. Es la entidad reguladora de todas las actividades de regulación y control definidas en la LRSE, está sujeto a los principios de descentralización, desconcentración, eficiencia y desregulación administrativa que establece la Ley de Modernización, además no ejerce actividades empresariales en el sector eléctrico.

Las funciones y facultades del CONELEC establecidas en la LRSE son las siguientes:

- a) Regular el sector eléctrico y velar por el cumplimiento de las disposiciones legales, reglamentarias y demás normas técnicas de electrificación del país de acuerdo con la política energética nacional;

¹ Es dependiente del Consejo Nacional de Modernización (CONAM)

- b) Elaborar el plan de electrificación, basado en el aprovechamiento óptimo de los recursos naturales. Para el efecto mantendrá actualizado el inventario de los recursos energéticos del país, con fines de producción eléctrica. Este plan tendrá el carácter de referencial;
- c) Preparar y proponer para su aprobación y expedición por parte del Presidente de la República el Reglamento General y los reglamentos especiales que se requieran para la aplicación de esta Ley;
- d) Aprobar los pliegos tarifarios para los servicios regulados de transmisión y los consumidores finales de distribución, de conformidad con lo establecido en el Capítulo VIII de esta Ley;
- e) Dictar regulaciones a las cuales deberán ajustarse los generadores, transmisor, distribuidores, el CENACE y clientes del sector eléctrico. Tales regulaciones se darán en materia de seguridad, protección del medio ambiente, normas y procedimientos técnicos de medición y facturación de los consumos, de control y uso de medidores, de interrupción y reconexión de los suministros, de acceso a inmuebles de terceros, de riesgo de falla y de calidad de los servicios prestados; y las demás normas que determinen la Ley y los Reglamentos. A estos efectos las sociedades y personas sujetas a su control, están obligadas a proporcionar al CONELEC, la información técnica y financiera que le sea requerida;
- f) Publicar las normas generales que deberán aplicar al transmisor y a los distribuidores en sus respectivos contratos, para asegurar el libre acceso a sus servicios asegurando el pago del correspondiente peaje;

- g) Dictar las regulaciones que impidan las prácticas que atenten contra la libre competencia en el sector eléctrico, y signifiquen concentración de mercado en desmedro de los intereses de los consumidores y de la colectividad, según el artículo 38 de esta Ley;
- h) Elaborar las bases para el otorgamiento de concesiones de generación, transmisión y distribución de electricidad mediante los procedimientos establecidos en la Ley;
- i) Convocar a participar en procedimientos de selección para el otorgamiento de concesiones y adjudicar los contratos correspondientes;
- j) Resolver la intervención, prórroga o caducidad y la autorización para la cesión o el reemplazo de las concesiones, en los casos previstos en la Ley;
- k) Regular el procedimiento para la aplicación de las sanciones que correspondan por violación de disposiciones legales, reglamentarias o contractuales, asegurando que las partes ejerzan debidamente su derecho a la defensa sin perjuicio del derecho de ellas de acudir a los órganos jurisdiccionales competentes;
- l) Presentar en el primer trimestre de cada año al Presidente de la República, un informe sobre las actividades del año anterior y sugerencias sobre medidas a adoptar en beneficio del interés público, incluyendo la protección de los clientes y el desarrollo del sector eléctrico;
- m) Sin perjuicio de lo señalado en el artículo 7 de esta Ley, precautelar la seguridad e intereses nacionales y asumir, a través de terceros, las actividades de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica cuando los obligados a

ejecutar tales actividades y servicios rehúsen hacerlo, hubieren suspendido el servicio de forma no justificada o lo presten en condiciones que contravengan las normas de calidad establecidas por el CONELEC o que constituya incumplimiento de los términos del contrato de concesión, licencias, autorización o permiso, por cualquier causa o razón que fuere salvo caso fortuito o fuerza mayor. Para ello, el CONELEC autorizará la utilización por parte de terceros de los bienes propios de generadores, transmisor y distribuidores, debiendo si fuere el caso, reconocer en favor de los propietarios los pagos a que tuviesen derecho por el uso que se haga de sus propiedades.

Esta delegación será solamente temporal hasta tanto se realice un nuevo proceso de concesión que permita delegar a otro concesionario la prestación del servicio dentro del marco de esta Ley y sus reglamentos;

- n) Otorgar permisos y licencias para la instalación de nuevas unidades de generación de energía y autorizar la firma de contratos de concesión para generación, transmisión o distribución al Director Ejecutivo del CONELEC de conformidad a lo que señale el Reglamento respectivo;
- o) Formular y aprobar el presupuesto anual de gastos y requerimiento de recursos del CONELEC, y remitirlo al Ministerio de Finanzas para su integración y consolidación, en cumplimiento a lo establecido en la Ley de Presupuestos del Sector Público;
- p) Constituir servidumbres necesarias para la construcción y operación de obras en el sector eléctrico;

q) Declarar de utilidad pública o de interés social de acuerdo con la Ley y proceder a la expropiación de los inmuebles que se requiera para los fines del desarrollo del sector eléctrico, en los casos estrictamente necesarios y para la ejecución de obras directamente vinculadas con la prestación de servicios.

En todos los casos, determinará para estos efectos las medidas necesarias para el reasentamiento de los propietarios de los predios afectados compensaciones, según lo determine el Código Civil Ecuatoriano; y,

r) Ejercer las demás atribuciones que establezca esta Ley y su reglamentación.

1.2.2 Centro Nacional de Energía

La Corporación (**CENACE**) Centro Nacional de Energía, se crea como una Corporación Civil de derecho privado, sin fines de lucro, cuyos miembros incluyen a todas las empresas de generación, transmisión, distribución y los grandes consumidores.

Esta entidad administra con seguridad, calidad, y economía, tanto el funcionamiento técnico del Sistema Nacional Interconectado e interconexiones internacionales, como el aspecto comercial del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM)², incluyendo las transacciones internacionales de electricidad, cumpliendo la normativa para satisfacer a sus clientes.

² El Mercado Eléctrico Mayorista lo conforman: generadores, distribuidores y grandes consumidores incorporados al Sistema Nacional Interconectado

Además, participa activamente en el proceso de integración del Mercado Eléctrico Regional y debe mantener actualizados los sistemas tecnológicos para el mejoramiento continuo de los procesos corporativos.

1.2.3 Consejo de Modernización del Sector Eléctrico

El (COMOSEL) Consejo de Modernización del Sector Eléctrico, es como un organismo ejecutor temporal, delegado por el CONAM para el cumplimiento del proceso de modernización del sector eléctrico en el país. En este momento, debido al fracaso en la venta de las acciones de 17 empresas distribuidoras no esta realizando ninguna actividad.

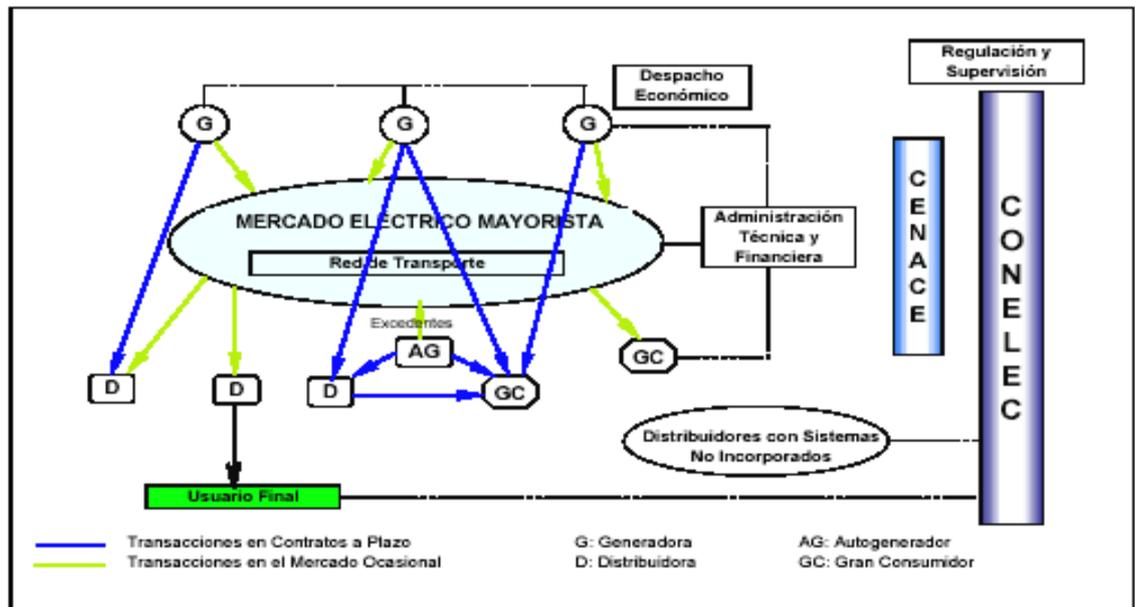
CAPÍTULO 2

COMPOSICIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO

El sector eléctrico ecuatoriano está compuesto por las empresas: generadoras (G), la red de transporte, distribuidores de energía (D), grandes consumidores (GC), los autogeneradores (AG) y los usuarios finales regulados (UR). El Gráfico #1 presenta la estructura del sector eléctrico ecuatoriano y se aprecia como interactúan sus participantes y cuando intervienen los organismos reguladores y administradores.

Gráfico No. 1

Estructura y organización del sistema eléctrico ecuatoriano



Fuente: CONELEC.

Elaboración: CONELEC

Así, se observa que las generadoras envían parte de la energía eléctrica a los distribuidores, y éstos a su vez hacen que llegue a los usuarios finales y algunos grandes consumidores, estas transacciones son realizadas bajo contratos a corto plazo en donde se negocia un precio ponderado de compra de energía por parte de las distribuidoras. El resto de la energía eléctrica es enviada al MEM para su comercialización con otros distribuidores, grandes consumidores y autogeneradores que entregan al MEM energía que ya no requieren, éstas negociaciones no se llevan a cabo siempre y son consideradas transacciones de un mercado ocasional. El CENACE vigila que el Sistema Nacional Interconectado (SIN) y el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) tengan un funcionamiento oportuno y el CONELEC

regula a generadores, transmisor y distribuidores, al CENACE, a los usuarios regulados y algunos sistemas pequeños que no están interconectados.

2.1 Generación

Es la producción de la energía, constan en la Tabla #1 las empresas generadoras incorporadas al Mercado Eléctrico Mayorista.

Tabla N° 1
Empresas Generadoras Incorporadas al Mercado Eléctrico Mayorista

Empresa	Central	Tipo	Capacidad (MW)
HIDRONACIÒN	Daule-Peripa	Hidráulica	213,00
ELECTROQUIL	Guayaquil	Térmica	160,00
ELECTROECUADOR	Guayaquil	Térmica	43,50
	A. Santos	Térmica	133,00
	A. Tinajero	Térmica	74,94
ELECTROGUAYAS	G. Zevallos	Térmica	175,00
	Trinitaria	Térmica	133,00
	E. García	Térmica	102,00
HIDROAGOYÁN	Pisayambo	Hidráulica	70,00
		Hidráulica	156,00
TERMOESMERALDAS	Esmeraldas	Térmica	125,00
TERMOPICHINCHA	Guangopolo	Térmica	31,20

	Santa Rosa	Térmica	51,00
HIDROPAUTE	Paute AB	Hidráulica	500,00
	Paute C	Hidráulica	575,00
ECOLUZ	Loreto	Hidráulica	2,15
EMAAP-Q	El Carmen	Hidráulica	9,46
ELECAUSTRO	Saucay	Hidráulica	24,00
	Saymirín	Hidráulica	14,40
	El Descanso	Térmica	19,20
	Monay	Térmica	11,63
MACHALA POWER	Machala Power	Térmica	130,00

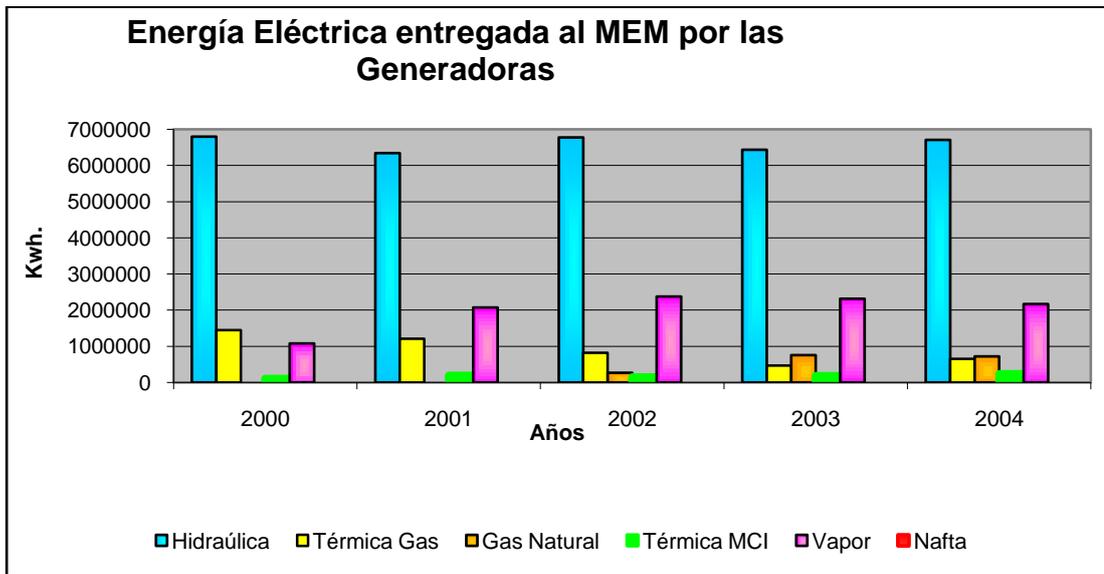
Fuente : CONELEC

Elaboración: CONELEC

Puesto que, las inversiones en su mayoría se situaron en la generación hidroeléctrica el sistema eléctrico ecuatoriano es sensible a eventos hidrológicos críticos, y se depende mucho de la reserva de Paute, específicamente del embalse de Amaluza.

Esto queda demostrado al examinar en el Gráfico # 2 las cantidades de energía que entregaron las empresas generadoras al (MEM) Mercado Eléctrico Mayorista;

Gráfico N° 2



Fuente: CONELEC, Boletines Estadísticos.
Elaboración: Autora

Siendo dominante la generación hidroeléctrica que representa en promedio el 65.8%, este tipo de generación ha presentado disminuciones en estos últimos cinco años pero son insignificantes lo cual demuestra la dependencia extrema de factores climáticos inestables. La generación a vapor es la segunda fuente generadora de energía representado en promedio el 19.7% de la energía entregada al MEM. La generación térmica a gas, gas natural, térmica con motor de combustión interna y nafta ha representado el 14.5% de la energía desde el año 2000. Los porcentajes se encuentran en la Tabla # 2.

Tabla N° 2

TIPO DE ENERGÍA ELÉCTRICA ENTREGADA AL MEM

Años	Hidráulica	%	Térmica Gas	%	Gas Natural	%	Térmica MCI
------	------------	---	-------------	---	-------------	---	-------------

2000	6795276,93	72,1 %	1448525,47	15,4 %			100411,05
2001	6340477,59	64,7 %	1207039,14	12,3 %			186845,33
2002	6772520,94	64,6 %	823386,84	7,9%	268000,36	2,6 %	146310,61
2003	6432751,26	63,3 %	470579,11	4,6%	755170,78	7,4 %	181681
2004	6705058,49	64,0 %	650294,76	6,2%	720314,42	6,9 %	232420,58
	Promedio	65,8 %	Promedio	9,3%	Promedio	3,4 %	Promedio

Años	Vapor	%	Térmica Nafta	%	TOTAL
2000	1078495,91	100,0%			1.078.495,91
2001	2072294,80	100,0%			2.072.294,80
2002	2375314,54	96,2%	92722,98	3,8%	2.468.037,52
2003	2314902,21	100,0%			2.314.902,21
2004	2167831,43	100,0%			2.167.831,43
	Promedio	99,2%	Promedio	0,8%	

Fuente: CONELEC
Elaboración: Autora

En el Gráfico # 3 en el anexo se observa el Sistema de Generación y Transmisión según el número de kilovatios que en cada línea se transporta. Las cuatro principales centrales del SIN: Paute, Marcel-Laniado, Agoyán y Pisayambo, poseen el 90% de la capacidad existente de las centrales hidroeléctricas.

El incremento en la capacidad instalada hidroeléctrica se debe a que en 1999 se incorporó al SIN la central de Marcel – Laniado y, en el 2002 la central termoeléctrica en el Oro de propiedad de Machala Power que incorporó 130 megavatios. Se distinguen las importaciones de energía a partir del 2003, pues a partir del 1 de marzo de ese año opera la interconexión con Colombia, acuerdo que

nos brinda el beneficio de contar con suministro eléctrico para evitar racionamientos y para reducir las importaciones de diesel.

En esta etapa se fija el Precio Referencial de Generación, conocido también como: precio de generación o precio nudo, para esto se toma en cuenta el precio esperado de combustibles necesarios para el funcionamiento de plantas térmicas, costo marginal promedio de producción de energía, estimaciones de la demanda y asimismo el valor económico de los recursos hidrológicos.

2.2 Transmisión

La empresa TRANSELECTRIC S.A. es la encargada de la transmisión de la energía eléctrica y la transformación de la misma en redes de alta tensión, desde el punto de entrega de un generador o un autoproducer, hasta el punto de recepción de un distribuidor o un gran consumidor. La transmisión de energía continúa siendo monopolio natural no contestable³, pues la duplicación de redes es ineficiente y el costo hundido de esta actividad es considerable.

En esta fase se agrega el Costo Medio de Transmisión (CMT) por la utilización del Sistema Nacional Interconectado, estos costos serán muy parecidos a los que tengan las distribuidoras.

2.3 Distribución

³ Mercado en el que existe competencia ex ante

Es la comercialización de la energía e incluso el transporte de energía en redes de baja tensión. La distribución se considera monopolio natural por la organización que tiene a base de zonas de concesión, estas empresas están facultadas para vender energía a los grandes consumidores, a los clientes regulados⁴ y a otras empresas distribuidoras.

Existen 20 empresas eléctricas que se dedican a la distribución de la energía, las cuales están conformadas como Sociedades Anónimas, con participación casi exclusiva de accionistas del sector público.

De las 20 empresas distribuidoras, la empresa que distribuye energía a Galápagos (4 islas habitadas) no pertenece al Sistema Nacional Interconectado. El área de servicio donde operan cada una de las 20 empresas distribuidoras entregadas a concesión comprenden regiones geográficas que no coinciden con la división política del Ecuador: provincial, cantonal o parroquial, sino con la cobertura de redes existentes y la facilidad de servicio a los habitantes.

Se puede observar en el Gráfico #4 que la empresa distribuidora Ambato posee el área de concesión más grande con 40805 Km², pues opera en 4 provincias: Tungurahua, Pastaza, Napo y Morona Santiago; y la distribuidora que menos área de concesión tiene es la Empresa Eléctrica Sur que da cobertura a las provincias de Loja, Zamora Chinchipe y parte de Morona Santiago.

⁴ Los clientes regulados se subdividen en: Residenciales, Comerciales, Industriales, Alumbrado Público y Otros.

Gráfico N° 4

Área de Concesión de las 20 empresas distribuidoras



Fuente: CONELEC
 Elaboración: CONELEC

Pese a tener El Sistema Nacional Interconectado, todavía existen distribuidoras que operan aparte debido a características geográficas del área de concesión por ejemplo: el archipiélago de Jambelí y la Isla Puná. Las empresas filiales de

Petroecuador y las compañías petroleras, tienen sistemas de generación y distribución independientes del Sistema Nacional Interconectado (SIN).

En esa etapa se establece el Valor Agregado de Distribución (VAD), que es calculado por cada empresa distribuidora.

2.4 Tarifas

Para la fijación del precio final, se consideran el precio nudo (generación), el costo medio de transmisión y el VAD que son tomados como referencia por el CONELEC, pues según la Ley de Régimen del Sector Eléctrico (LRSE) en Octubre de cada año la entidad reguladora fija las tarifas eléctricas, en base a estudios que presentan:

* CENACE respecto a la generación, fija el precio referencial de generación que considera precios de combustibles utilizados en plantas generadoras, crecimiento de mercado y proyectos de generación, el valor actual es 0.000581 centavos de dólar por Kwh. para el período 2002 – 2006. Los Precios Referenciales de Generación tuvieron una reducción desde 0.0004633 a 0.0004166 ctvs. USD / Kwh.

* TRANSELECTRIC fija el precio para la transmisión que actualmente es 0,0070712 ctvs. USD / Kwh.

* Las Empresas Distribuidoras determinan el Valor Agregado de Distribución (VAD) que incluye pérdidas, costo de inversión, costos de operación y de mantenimiento. El VAD es distinto para cada empresa, actualmente el valor que fijaron las distribuidoras es: 0.000381 ctvs. USD / Kwh.

Por tanto, el precio medio nacional resultante de las ventas a usuarios regulados, es 8,69 ctvs. USD / Kwh. vigente hasta una nueva revisión. La tarifa media nacional se ha reducido en USD 0.47 ctvs. para el 2004, esto muestra la Tabla #4 en el anexo.

Tabla # 4

Tarifa media a usuarios Finales

RUBRO	Aprobado Oct. 2003	Aprobado Mar. 2004
	ctvs. USD / kWh	
Energía	3,55	3,09
Potencia	1,08	1,08
Precio Referencial de Generación, PRG	4,63	4,17
Costo Medio de Transmisión, CMT	0,71	0,71
Valor Agregado de Distribución medio, VAD	3,82	3,82
TARIFA MEDIA A USUARIO FINAL	9,16	8,69

Fuente: CONELEC

Elaboración: CONELEC

El precio medio actual es inferior al aprobado en octubre de 9,16 ctvs. USD / Kwh. y más bajo aún que el precio medio de 10,38 ctvs. USD / Kwh. aprobado en octubre del 2002.⁵

2.5 Cobertura

El suministro eléctrico llega cada vez a una mayor población, la Tabla # 5 muestra la cobertura del suministro eléctrico que tiene cada provincia, siendo las de mayor cobertura: Pichincha 96,14%, El Oro 94,99%, Tungurahua 94,16% Guayas 94,01% y Azuay 93,85%. La cobertura en el Archipiélago de Galápagos que es un sistema independiente es de 96,45% siendo el mayor a nivel nacional. Mientras que las provincias de Orellana y Morona Santiago son las que menor cobertura de servicio eléctrico brindan a la población con 52.95% y 61.03% respectivamente.

⁵ En la Tabla #3 se reporta el Precio Medio Final por empresa Distribuidora de los años 2003 y 2004.

Tabla # 5

COBERTURA DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO POR PROVINCIA (Estimada con datos del Censo de Población y Vivienda de 2001)				
- Se asume que cada parroquia está servida por una sola Empresa Distribuidora.				
- Los datos de las parroquias urbanas de las capitales provinciales, se agrupan en forma total en: Urbana en el censo de 2001 y Urbana y Rural en el censo de 1990.				
- Viviendas con personas presentes el día del censo.				
Provincia	Población 2001	Viviendas 2001	Viviendas Electrificadas 2001	Cobertura 2001 (%)
Azuay	599 546	143 684	134 854	93,85
Bolívar	169 370	39 253	30 241	77,04
Cañar	206 981	48 784	44 629	91,48
Carchi	152 939	36 198	34 146	94,33
Chimborazo	403 632	99 343	88 868	89,46
Cotopaxi	349 540	80 545	66 444	82,49
El Oro	525 763	122 681	116 529	94,99
Esmeraldas	385 223	84 249	63 711	75,62
Galápagos	18 640	4 766	4 597	96,45
Guayas	3 309 034	766 705	720 744	94,01
Imbabura	344 044	82 166	73 618	89,60
Loja	404 835	93 320	77 818	83,39
Los Ríos	650 178	145 726	118 654	81,42
Manabí	1 186 025	252 111	205 274	81,42
Morona Santiago	115 412	23 843	14 552	61,03
Napo	79 139	14 918	9 444	63,31
No delimitadas	72 588	15 734	11 044	70,19
Orellana	86 493	16 964	8 983	52,95
Pastaza	61 779	13 212	9 801	74,18
Pichincha	2 388 817	610 668	587 111	96,14
Sucumbíos	128 995	27 616	17 906	64,84
Tungurahua	441 034	109 411	103 016	94,16
Zamora Chinchipe	76 601	16 191	11 877	73,36
Total general	12 156 608	2 848 088	2 553 861	89,67

Fuente: CONELEC, boletines estadísticos
Elaboración: CONELEC

2.6 Otros

Otros participantes del sector eléctrico son: los usuarios finales, autogeneradores y grandes consumidores.

2.6.1 Usuarios Finales

El CONELEC identifica como usuarios finales a todas las personas naturales o jurídicas, que acrediten dominio sobre una instalación que recibe el servicio eléctrico debidamente autorizado por el distribuidor, dentro del área de concesión. De tal forma que el usuario final no puede elegir libremente el proveedor, por ende el servicio es prestado por la Empresa Concesionaria de Distribución a la cual se halla conectado.

Los usuarios finales se clasifican en:

✦ **Clientes Regulados o Abonados:** que a su vez se subdividen en: Residenciales, Comerciales, Industriales, Alumbrado Público y Otros. En “Otros” se incluye a: Entidades oficiales, Asistencia social, Beneficio público, Bombeo de agua, Escenarios deportivos, Periódicos y Abonados especiales. Esta clasificación que obedece a la aplicación tarifaria de acuerdo con el tipo de servicio entregado por las empresas Distribuidoras.

✘ **Clientes No Regulados:** son aquellos usuarios que no obedecen a la aplicación tarifaria de acuerdo con el tipo de servicio entregado por las Empresas Distribuidoras (Grandes Consumidores, compras entre Distribuidores, exportación).

2.6.2 Grandes Consumidores

Para que TRANSELECTRIC S.A. considere a un usuario del servicio como un gran consumidor, este debe ser una sola persona natural o estar constituida legalmente como una persona jurídica y que las instalaciones que consumen energía eléctrica estén concentradas en un solo sitio. Además, el candidato a cliente especial debe registrar una demanda máxima: igual o mayor a 2000 Kwh., durante al menos 6 de los 12 meses anteriores al de la solicitud para la calificación, y un consumo de energía mínimo de 7000 Mwh. en los mismos 12 meses.

Un gran consumidor tiene la facultad para acordar libremente con un generador o distribuidor el suministro y precios de la energía eléctrica que vaya a consumir. La mayoría de estos grandes consumidores se encuentran ubicados en: Guayas, Pichincha y Azuay, esto se podrá apreciar en la Tabla # 6 en el anexo.

2.6.3 Autogeneradores

Son aquellas empresas que poseen planta generadora de energía para su consumo, y pueden vender sus excedentes en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM).

2.7 Pérdidas

Existen 2 tipos de pérdidas: las pérdidas técnicas y las pérdidas comerciales o negras.

- ✘ **Pérdidas Técnicas:** son aquellas que son originadas en: autoconsumo, equipos antiguos, tiempo de mantenimiento traducido en falta de distribución.
- ✘ **Pérdidas Comerciales o Negras:** son aquellas originadas por: falta de facturación, instalaciones clandestinas, falta de medidores en ciertos sectores y el establecimiento de consumos poco reales. Para las pérdidas negras, el CONELEC establece límites admisibles que se consideran propios del proceso en cuestión.

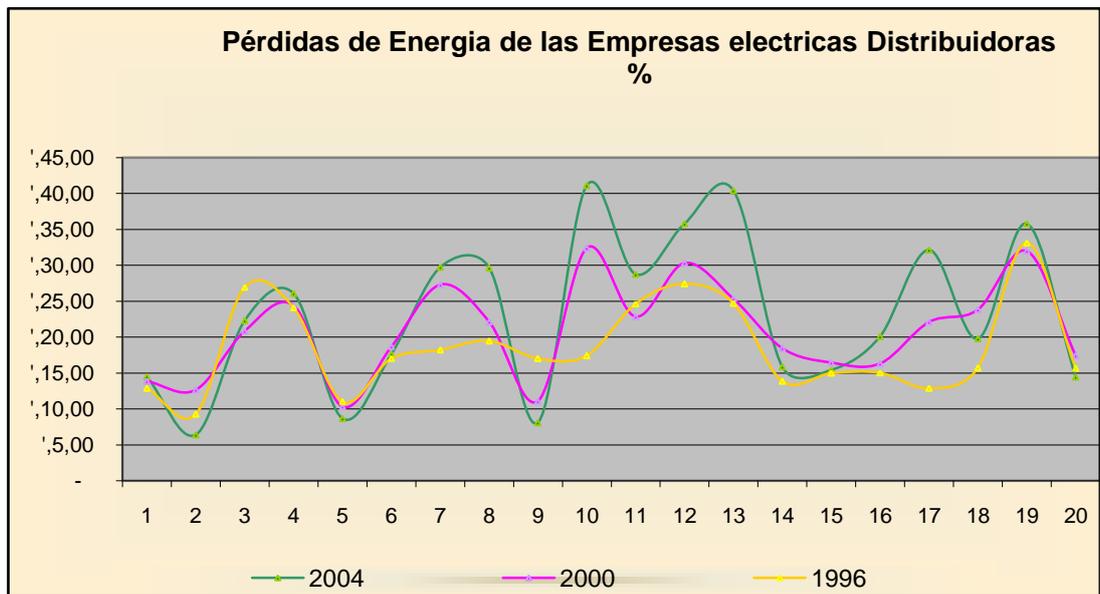
En cada etapa del sistema eléctrico: generación, transmisión y distribución aparecen pérdidas que hacen que el proceso sea más costoso y esto recae sobre los consumidores. No obstante las pérdidas substanciales son las ocasionadas en la distribución de la energía. Por lo antes mencionado el CONELEC aprobó un nivel aceptable de pérdidas no técnicas que en promedio es del 8.5% para cada una de las empresas distribuidoras, reconociendo en la tarifa solo el 50% de tales pérdidas.

Las pérdidas negras y técnicas en el 2004 son mayores que en años anteriores, ascienden a casi el 23.96% de la energía, mientras que en el 2001 las pérdidas eran

21.99% y en 1996 fueron del 19.52%, esto se observa en el Gráfico # 5 que muestra las pérdidas de energía de las empresas distribuidoras en los años antes mencionados.

Gráfico # 5

Pérdidas Negras y Técnicas



Fuente: CONELEC
Elaboración: Autora

CAPÍTULO 3

MODELO PARA LA DEMANDA POR

ENERGÍA ELÉCTRICA

3.1 Importancia de la Previsión de la Demanda por Energía Eléctrica

Al sector energético se le brinda atención cada vez que aparecen los estiajes, o en grandes recesiones como en 1973-1974 por la crisis de petróleo en la que se incrementó el precio de sus derivados y por ende el coste de operar de las empresas aumentó, y posteriormente en la crisis del petróleo en 1979-1980. En la década de los noventa surge interés por la ola de desregulación de este sector; no obstante de estos hechos el sector eléctrico no recibe la importancia que merece en Ecuador.

El desarrollo económico y social de las grandes ciudades está relacionado directamente con la cobertura, calidad, eficiencia y costo de los servicios públicos, y el sector eléctrico está destinado a convertirse en la base fundamental del desarrollo productivo de la nación.

3.1.1 Factores que intervienen en la Demanda por Energía Eléctrica

Entre los factores que influyen de manera habitual en la demanda por energía eléctrica están: la cantidad de electricidad consumida, factores climáticos, el nivel de actividad económica y los distintos precios de sustitutos como el petróleo, gas natural, etc.

La demanda por suministro eléctrico de los sectores: “Residencial”, “Comercial” e industrial se ve afectada por variables climáticas y económicas, mientras que la demanda por energía en los sectores “Alumbrado Público” y “Otros” se incrementa en general cuando se inicia un proceso de electrificación de una zona rural, y cuando se inician proyectos de asistencia social en los que se provee del servicio de energía gratuitamente.

3.1.2 Inversión Intensiva en Capital

Igualmente substancial es el hecho de que las inversiones en este sector suelen comprometer un porcentaje considerable del Producto Bruto Interno. En la mayoría de casos es el Estado el que tiene bajo su tutela la provisión del servicio de energía eléctrica y, con instinto previsor suele invertir en exceso en capacidad para evitar la probabilidad de ocurrencia de racionamientos. Sin embargo, en el caso ecuatoriano la infraestructura es limitada para la creciente demanda.

La importancia de la predicción de la demanda por energía eléctrica radica en que la capacidad generadora no se construye rápidamente, y el suministro de este bien debe satisfacer necesidades instantáneas del mismo.

3.1.3 Excesos e Insuficiencia de Capacidad

Teniendo en cuenta la premisa de Kher, Sioshansi y Sorooshian (1987): “la industria energética es un sector capital intensivo con inversiones a muy largo plazo”. La estimación de la energía eléctrica es un requerimiento indispensable para las empresas de este sector, puesto que la dependencia de la electricidad aumenta, y el construir nuevas plantas y demás sistemas necesarios tardan varios años en edificarse, a esto se añade el hecho de que las empresas deben tomar decisiones sobre la cantidad de energía que se comprará y/ o venderá teniendo en cuenta que la demanda debe ser satisfecha inmediatamente.

El resultado que se obtenga de la estimación trae consigo incidencias económicas pues “si las predicciones resultan ser demasiado bajas pueden tener lugar carencias de energía cuyos costes habitualmente son mucho mayores que el valor de la energía no suministrada. Por el contrario, si las previsiones resultan demasiado altas, los

costes de oportunidad pueden ser muy elevados al tener comprometidos de forma improductiva, cuantiosos fondos económicos durante largos períodos de tiempo”⁶.

Además, si se espera que haya escasez de electricidad, el precio de la energía subiría, se recurriría a la importación y al aumento en el uso de centrales térmicas. Y si por el contrario, la perspectiva es de abundancia de energía dado que el suministro eléctrico no se puede almacenar y, la solución no sería disminuir el abastecimiento de energía o el cierre de alguna(s) plantas generadoras; sino satisfacer la demanda y si hay capacidad de transmisión se exporta energía. A esto se debe añadir que la sobre instalación afectaría a quienes hacen posible los subsidios cruzados. Puesto que en la tarifa eléctrica se incluye un componente de recuperación de la inversión y esto será por la capacidad nominal y no por la capacidad efectiva⁷, es decir, que la recuperación de la inversión se da por el coste total de la obra y no por el coste de la proporción de la planta que se este utilizando. Indistintamente del diagnóstico equivocado, las consecuencias recaen en toda la economía.

3.2 Modelando la Demanda por Energía Eléctrica

La energía eléctrica como tal es un bien que no se puede consumir directamente, es así que la demanda por energía eléctrica proviene de los servicios que nos proporcionan equipos y artefactos que para su funcionamiento requieren de ella.

⁶ Walter Labys (1999)

⁷ Se refiere a la capacidad que realmente se utiliza de la planta eléctrica; no incluye la capacidad ociosa que la construcción de la planta genera en el corto plazo.

Son los equipos eléctricos durables⁸ los verdaderos consumidores, pues la cantidad de electricidad que consuman depende del diseño de ingeniería con que se fabricó. Esto trae como consecuencia que, la demanda por energía eléctrica cambia cuando varía el uso que se les da a estos equipos que son los verdaderos consumidores (Taylor 1975 y Berndt 1991).

Si el precio de la energía eléctrica aumenta, los consumidores se verían forzados a disminuir el uso de estos equipos que emplean electricidad y, en el corto plazo la demanda depende del stock existente de estos equipos, específicamente a su tasa de utilización. Pero en el largo plazo, los agentes tomarían en cuenta que artefactos utilizan menos energía eléctrica, siendo los más antiguos los que más consumen; además surge la posibilidad de cambios en los requerimientos de voltaje sin que los costos varíen en exceso, es así, que la demanda en el largo plazo depende del grado de reemplazo que tengan estos equipos por las diferentes características que poseen.

Dado lo anterior, ya sea en el corto o largo plazo los movimientos a lo largo de la curva de demanda por energía eléctrica serán distintos.

Estos modelos que incluyen explícitamente al stock de equipos que requieren de electricidad fueron propuestos por Fisher y Kaysen (1962).

Sin embargo este tipo de modelos presentan la dificultad de medición de los para el caso de la demanda residencial la medición de los artefactos de la línea blanca y

⁸ Se refiere a artefactos de línea blanca y máquinas que usen energía eléctrica de larga vida útil.

porque con el tiempo cada vez mas artefactos se tornan necesarios y deberían ser considerados.

Ante las dificultades presentadas los modelos de demanda por energía eléctrica que gozan de mayor aceptación son aquellos en los que queda implícito stock de equipos, en el que no se necesita de datos acerca de los mismos y en los que sólo se utiliza el consumo en kilovatios de los usuarios. En este trabajo se procede a estimar una función de demanda por electricidad, usando como variables la energía facturada, el número de clientes regulados, el precio medio, Índice de Actividad Económica Coyuntural, el IVA mensual por provincia y caudal del embalse de Amaluza.

3.2.1 Datos

Se cuenta con información de los 5 tipos de clientes regulados a los que atienden cada una de las 20 empresas distribuidoras en frecuencia mensual, desde enero de 2000 a diciembre de 2004, lo que da un total de 6000 observaciones que configuran un panel no balanceado debido a la falta de algunos datos en algunas variables por inconvenientes de disponibilidad de los mismos.

3.2.2 Estadística Descriptiva de las Series

Las características principales de las variables a utilizar en el modelo se muestran a continuación:

- **Energía facturada**

La energía facturada provista que registraron las 20 empresas distribuidoras para cada grupo de los clientes regulados es la variable dependiente, medida en kwh en frecuencia mensual.

- **Número de clientes**

Se tiene el número de clientes por cada grupo de clientes regulados a los que sirve cada empresa distribuidora.

- **Precio medio**

Se utiliza el precio medio de la energía eléctrica que cada distribuidora cobra a sus usuarios finales⁸. Nótese que el precio es fijado por el ente regulador en base a sus propios estudios y, solo toma como referencia los informes de precios de cada etapa de los procesos que intervienen en el sector.

- **IDEAC**

El Índice de Actividad Económica Coyuntural (IDEAC) mensual. Nos indica el dinamismo económico del país ya que indica fluctuaciones agregadas que afectan a todo el corte transversal.

- **IVA mensual por provincia**

Se utilizó el IVA por provincia como proxy de la actividad económica de dicha zona geográfica, y se asignó el IVA por provincia a una determinada empresa

⁸ En el capítulo 2 se describe brevemente los componentes de la tarifa de energía eléctrica.

distribuidora si dentro de sus límites de concesión consta la capital de la provincia⁹, debido a que el área de concesión de las empresas distribuidoras no coincide con la división política del país.

▪ **Caudal**

Se tiene el caudal promedio del embalse de Amaluza, de la reserva de Paute, que es la de mayor capacidad de embalse. Se trabajó con todas las variables del modelo en logaritmos, siendo:

i : El número de distribuidoras¹⁰; y,

t : el período en referencia.

$\ln fact$: El logaritmo de la cantidad de energía facturada kwh.

$\ln precio$: El logaritmo del precio medio

$\ln ideac$: El logaritmo del Índice de Actividad Económica Coyuntural

$\ln clientes$: El logaritmo del número de clientes a los que sirven las empresas distribuidoras

$\ln caudal$: El logaritmo del caudal promedio del embalse de Amaluza – Paute

α_i : Variable que recoge el efecto de cada distribuidora.

⁹ Si dentro de un área de concesión específica no se encuentra la capital de provincia, se procedió a atribuir a dicha área el IVA de la provincia a la que sirviere con más kilómetros cuadrados.

¹⁰ Ver en el anexo Tabla #9 con la identificación de las empresas distribuidoras

m_1, \dots, m_{11} : Variables dummies mensuales

Previo al estudio econométrico se presenta las estadísticas descriptivas de las series para conocer y entender el comportamiento de las mismas, en la Tabla # 7 y las correlaciones entre las variables en la Tabla # 8.

Tabla N° 7

Estadística Descriptiva de las variables del modelo

Variable	Observación	Mean	Desv. Std	Mín	Máx.
efact	5992	6847200	1.28e+07	13065	8.29e+07
dfact	5993	511141.8	900325.6	-429525.7	7019600
precio	5997	8402.642	3135.451	-2.983.866	66.94
clientes	6000	26327.37	66303.38	0	530468
ival	6000	9944143	1.67e+07	9573	8.20e+07
ideac	6000	2082.043	2.167.834	172.84	248.43
caudal	6000	1075.372	6.001.659	33	295
lnfact	5992	1473.408	1483.333	9.477.693	1823.298
lnclientes	5985	721.856	326.864	0	1318.151
lnprecio	5996	2.046.152	.4478246	-2.525.729	4203.797
lnival	6000	14.083	2231.632	9.166.702	1822.235
lnideac	6000	533.301	.1054504	5.152.366	5515.161
lncaudal	6000	4540.519	.5178799	3496.508	5686.975

Elaboración: Autora

Tabla N° 8

Tabla de Correlación entre las Variables

	Lncaudal	Lnclientes	Lnefact	Lnideac	Lniva1	Lnprecio
		-		-	-	-
Lncaudal		0.000859923 436799249	0.001957265 30045823	0.101782457 201117	0.011527411 993239	0.144101967 32633
Lnclientes			0.472273500 526278	0.018967499 3737895	0.141957500 38981	0.107859822 900379
Lnefact				0.022986074 4126724	0.611883630 875876	0.127935521 921758
Lnideac					0.142098539 826112	0.756488115 162557
Lniva1						0.027504548 8871706
Lnprecio						

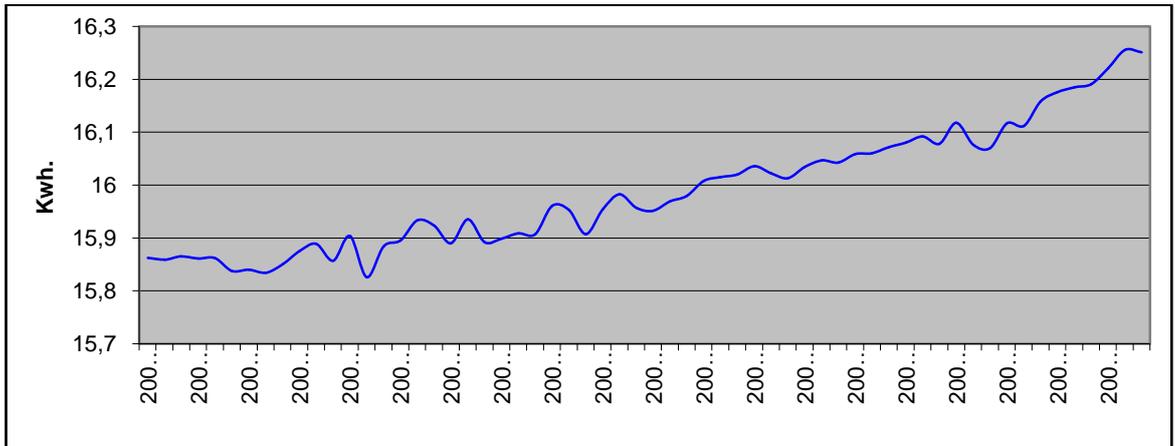
Elaboración: Autora

Se seleccionó cuatro distribuidoras; dos de mayor y menor tamaño por kilómetro cuadrado de concesión., para apreciar el hecho de que cada grupo de los usuarios regulados tienen un comportamiento similar.

El consumo “Residencial” en las distribuidoras seleccionadas se aprecia en los Gráficos # 6, 6.1, 6.2 y 6.3 y muestra una tendencia creciente

Consumo Residencial facturado a empresas Distribuidoras

Gráfico #6 CONSUMO RESIDENCIAL AMBATO

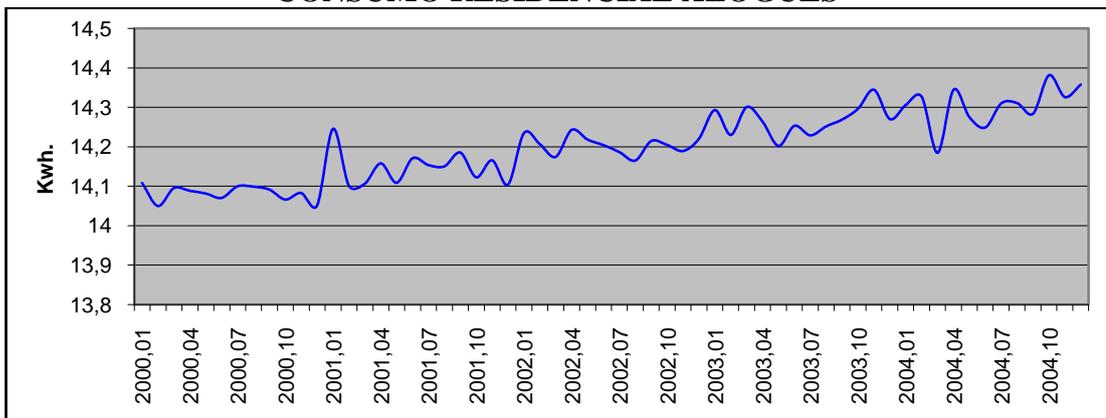


Fuente: CONELEC, Estadísticas del Sector Eléctrico
 Elaboración: Autor

Se observa una tendencia creciente en el consumo que facturó la empresa Ambato, la mayor distribuidora de suministro eléctrico a nivel nacional.

Gráfico # 6.1

CONSUMO RESIDENCIAL AZOGUES

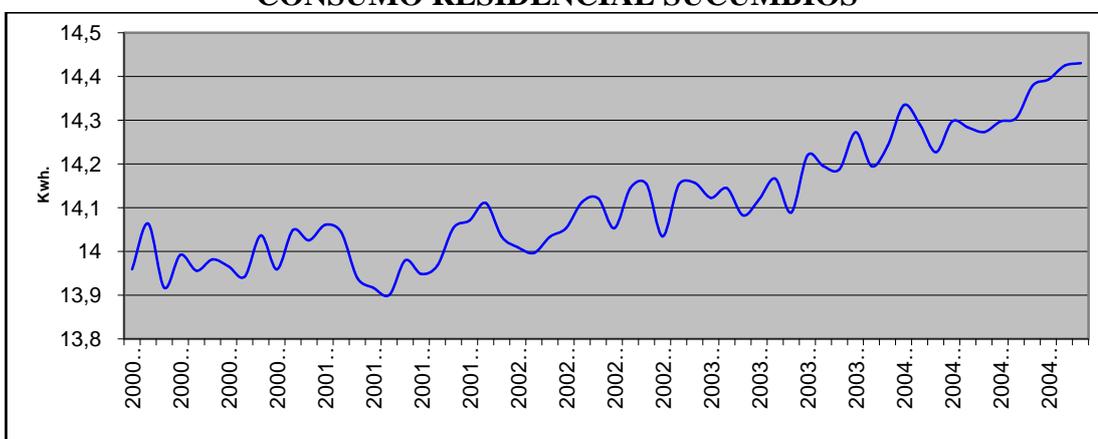


Fuente: CONELEC, Estadísticas del Sector Eléctrico
 Elaboración: Autor

El Gráfico # 6.1 muestra el consumo residencial de la distribuidora Azogues y se puede observar como la trayectoria seguida por el consumo es claramente creciente a partir del año 2001. Similar comportamiento se observa en el Gráfico # 6.2 en donde ese aprecia el incremento en el consumo de la distribuidora.

Gráfico # 6.2

CONSUMO RESIDENCIAL SUCUMBIOS



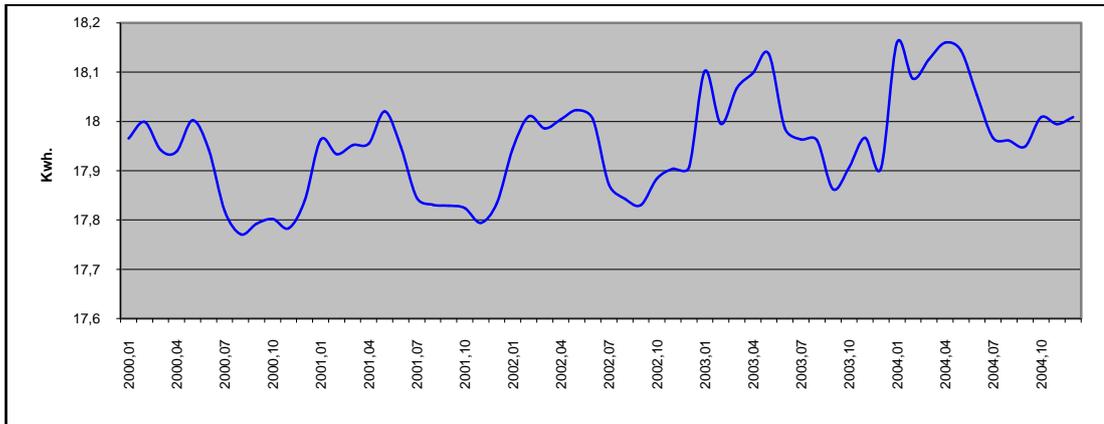
Fuente: CONELEC, Estadísticas del Sector Eléctrico

Elaboración: Autor

Sin embargo el Gráfico # 6.3 revela que el consumo residencial facturado por la Categ- D tiene un marcado comportamiento cíclico, en donde la mayor parte de incrementos en el consumo se han dado por la importación de energía eléctrica.

Gráfico # 6.3

CONSUMO RESIDENCIAL CATEG - D



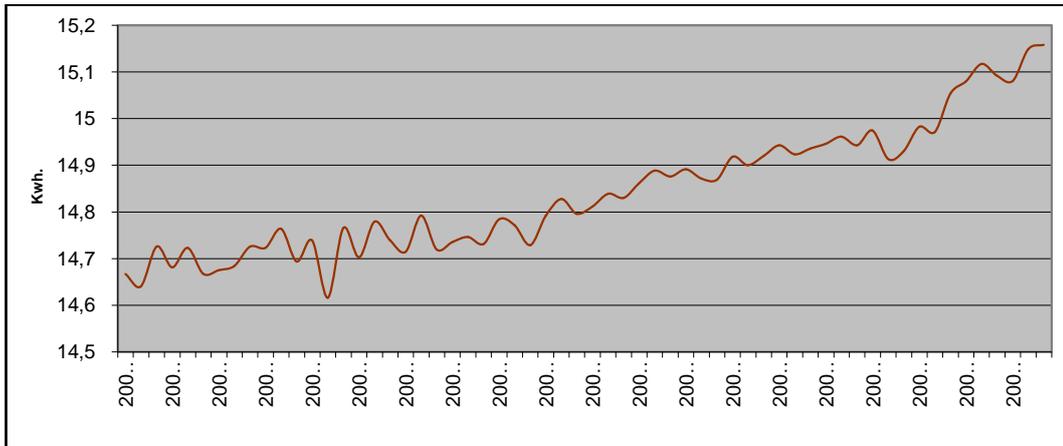
Fuente: CONELEC, Estadísticas del Sector Eléctrico
 Elaboración: Autor

Debido a que en la mayoría de los casos el número de clientes residenciales es mayor que en los otros sectores, se suele pensar que el sector “Residencial” es el que marca la tendencia en el consumo a nivel nacional.

El consumo “Comercial”, véase Gráficos # 7, 7.1, 7.2 y 7.3 se ha incrementado con una tendencia mayor en el 2003. El consumo “Comercial” de la empresa Ambato, Gráfico #7, se ha ido incrementando en especial a partir del año 2003, año en el cual se inicia la interconexión con Colombia. De igual manera en la distribuidora Azogues, Gráfico # 7.1, el consumo mantiene la tendencia creciente aunque no con la misma intensidad que en la distribuidora Ambato.

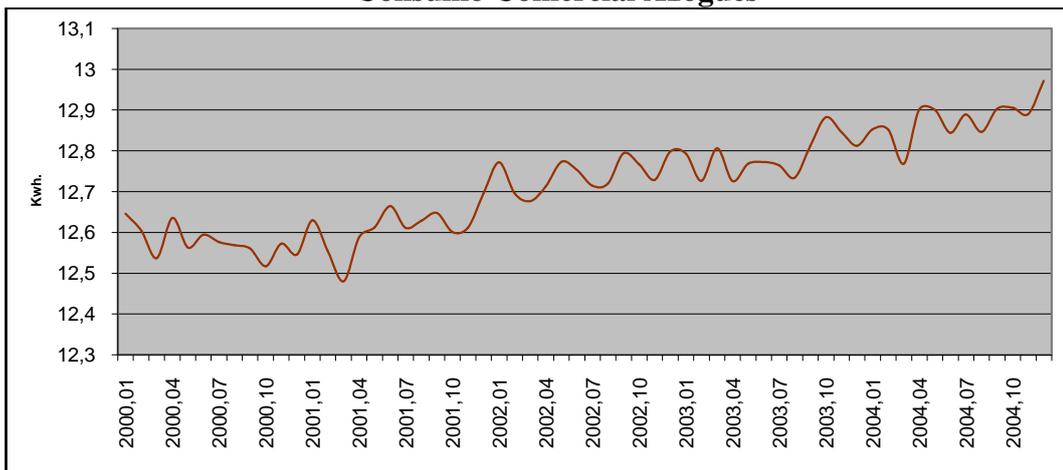
Consumo Comercial facturado a empresas Distribuidoras

Gráfico # 7 Consumo Comercial Ambato



Fuente: CONELEC, Estadísticas del Sector Eléctrico
 Elaboración: Autor

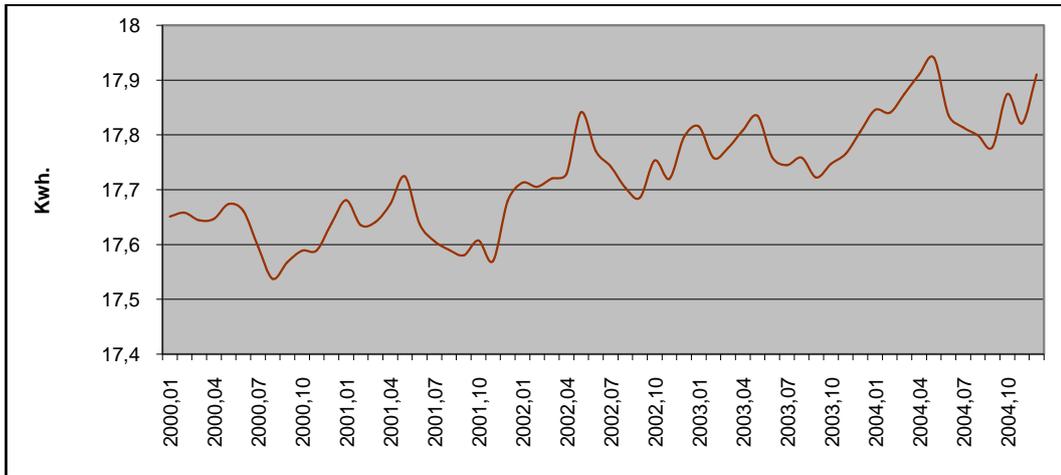
Gráfico # 7.1
Consumo Comercial Azogues



Fuente: CONELEC, Estadísticas del Sector Eléctrico
 Elaboración: Autor

En el Gráfico # 7.2 se aprecia el consumo “Comercial” de la Categ – D, este revela un aumento en el consumo facturado. Cabe mencionar que aunque es una distribuidora con apenas 1399 Km.² asignados a concesión, distribuye una mayor cantidad de kwh. en este sector que las empresas Ambato y Azogues. La distribuidora Sucumbíos mantiene la tendencia creciente del sector.

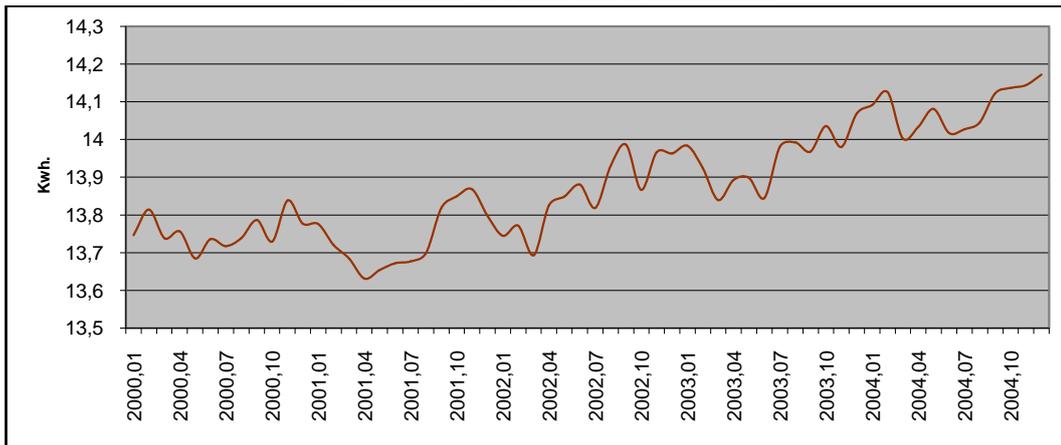
Gráfico N° 7.2
Consumo Comercial Categ



Fuente: CONELEC, Estadísticas del Sector Eléctrico

Elaboración: Autor

Gráfico N° 7.3
Consumo Comercial Sucumbíos



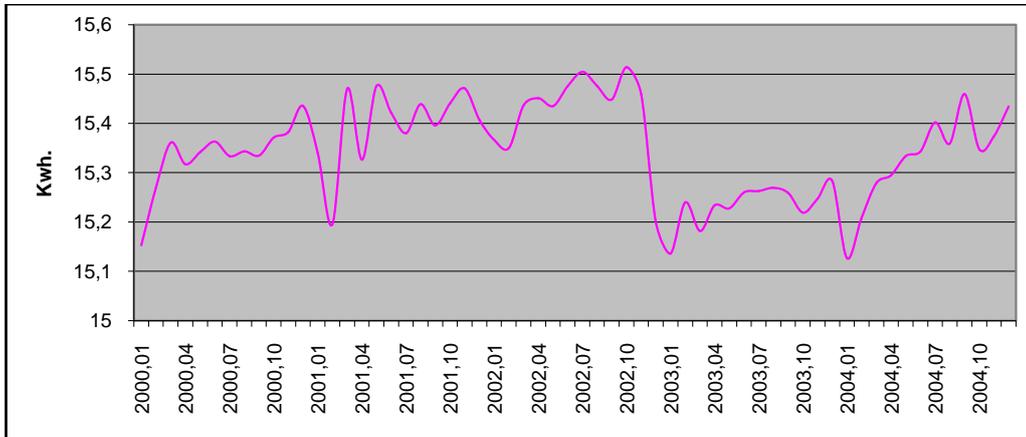
Fuente: CONELEC, Estadísticas del Sector Eléctrico

Elaboración: Autor

En los Gráficos # 8, 8.1, 8.2 y 8.3 consta el sector “Industrial”. En el Gráfico # 8, se observa que el consumo facturado en la empresa Ambato presentaba crecimiento, no obstante hacia el primer trimestre del 2003 se contrajo, para recuperarse a finales del año siguiente.

Consumo Industrial facturado a empresas Distribuidoras

Gráfico # 8
CONSUMO INDUSTRIAL AMBATO



Fuente: CONELEC, Estadísticas del Sector Eléctrico
Elaboración: Autor

En Azogues, el Gráfico # 8.1, presenta un consumo “industrial” con una drástica caída a inicios del 2002 y luego este se parece casi constante; una explicación es la migración que afecta a esta zona del país.

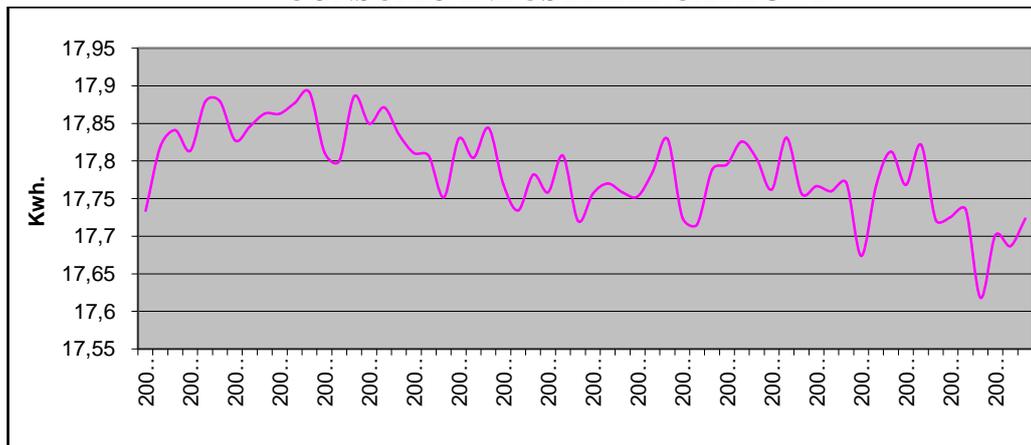
Gráfico # 8.1
CONSUMO INDUSTRIAL AZOGUES



Fuente: CONELEC, Estadísticas del Sector Eléctrico
Elaboración: Autor

El consumo “Industrial” que reporta la Categ – D, Gráfico # 8.2, presenta una disminución que inicia en el 2001 y persiste hasta finales del 2004.

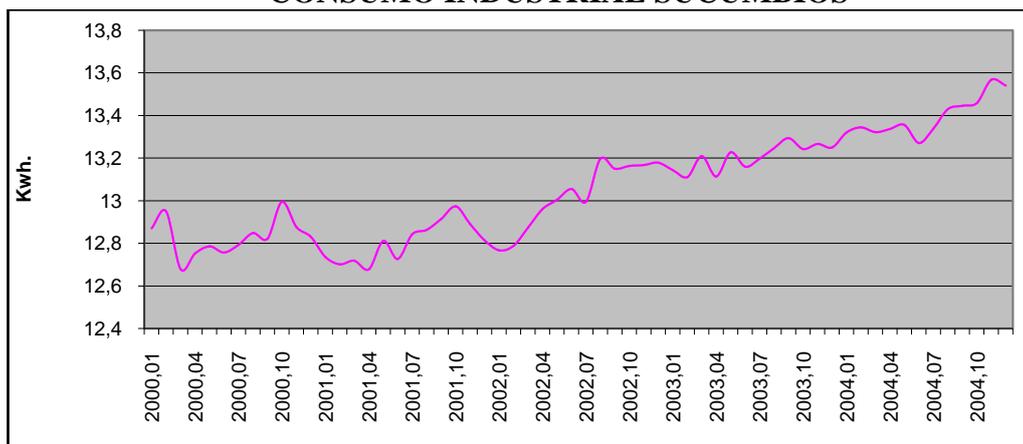
Gráfico # 8.2
CONSUMO INDUSTRIAL CATEG - D



Fuente: CONELEC, Estadísticas del Sector Eléctrico
Elaboración: Autor

De las 4 distribuidoras seleccionadas, la empresa Sucumbíos es la única en la que se observa incrementos en el consumo “Industrial”, ver Gráfico # 8.3.

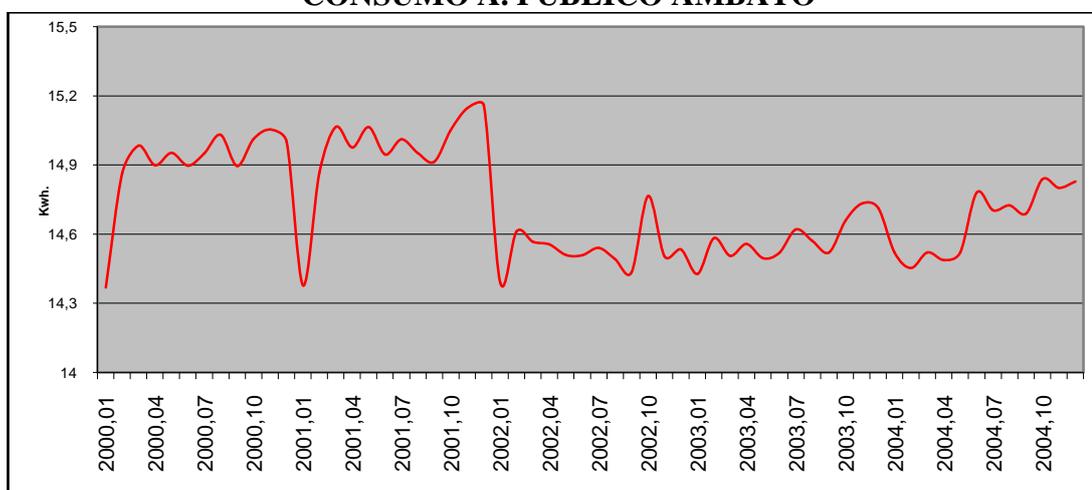
Gráfico # 8.3
CONSUMO INDUSTRIAL SUCUMBIOS



Fuente: CONELEC, Estadísticas del Sector Eléctrico
Elaboración: Autor

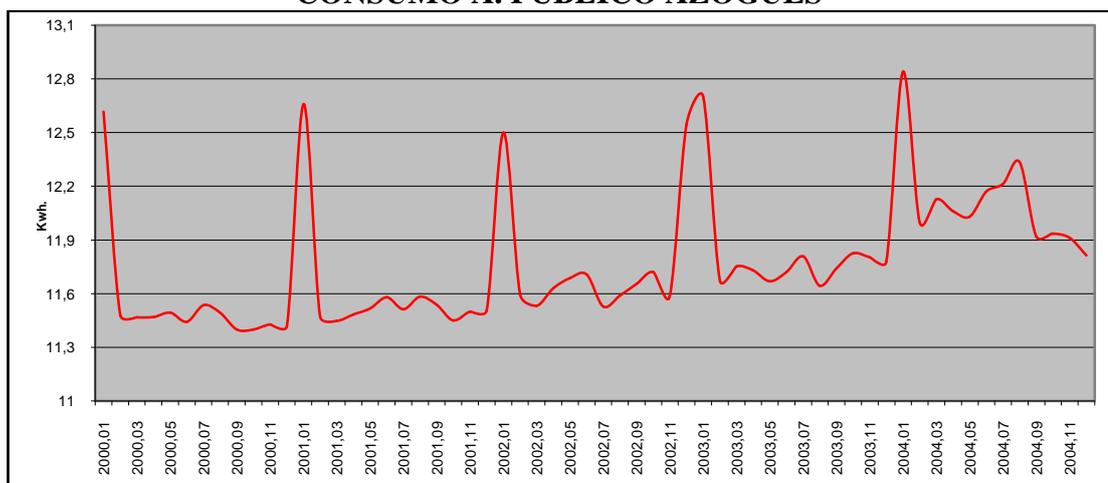
El consumo de los grupos “Alumbrado Público” se presenta desde el Gráfico # 9 al 9.3. Se observa que todas las distribuidoras seleccionadas han tenido ligeros incrementos en su consumo, probablemente por los planes de electrificación del CENACE.

Consumo de Alumbrado Público facturado a empresas Distribuidoras
Gráfico # 9
CONSUMO A. PÚBLICO AMBATO



Fuente: CONELEC, Estadísticas del Sector Eléctrico
 Elaboración: Autor

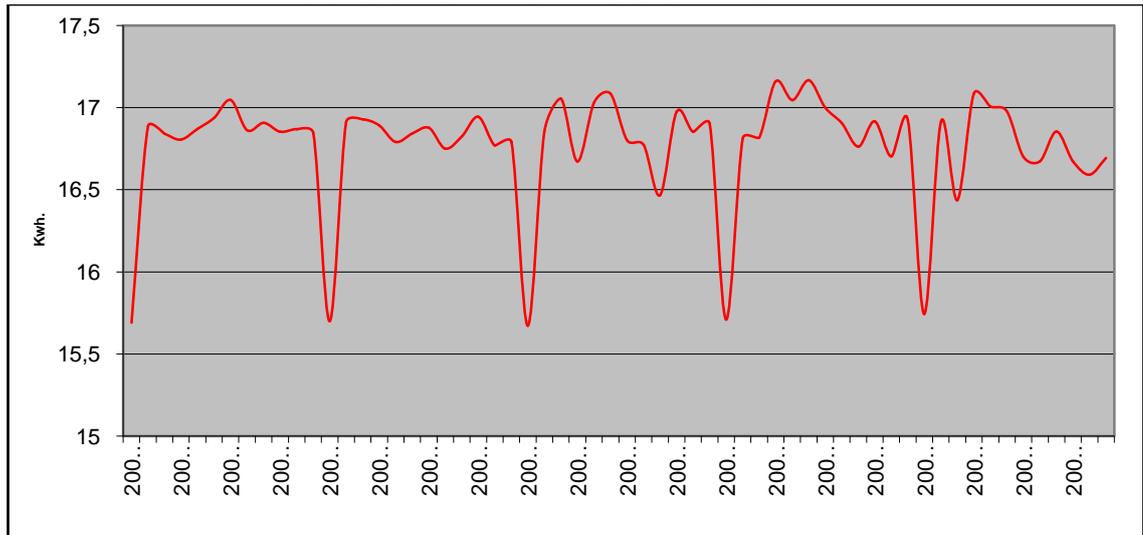
Gráfico # 9.1
CONSUMO A. PÚBLICO AZOGUES



Fuente: CONELEC, Estadísticas del Sector Eléctrico
 Elaboración: Autor

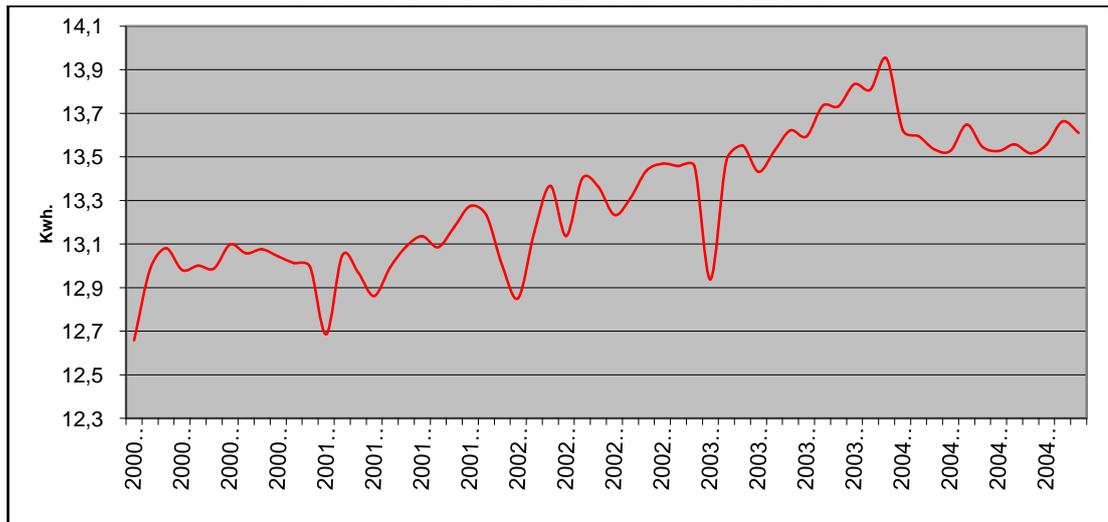
Además, se presta atención al hecho de que la energía que se factura por alumbrado público es variable teniendo como causas el uso de instalaciones clandestinas y el deficiente servicio en algunas zonas.

Gráfico # 9.2
CONSUMO A PÚBLICO CATEG - D



Fuente: CONELEC, Estadísticas del Sector Eléctrico
Elaboración: Autor

Gráfico # 9.3
CONSUMO A. PÚBLICO SUCUMBIOS

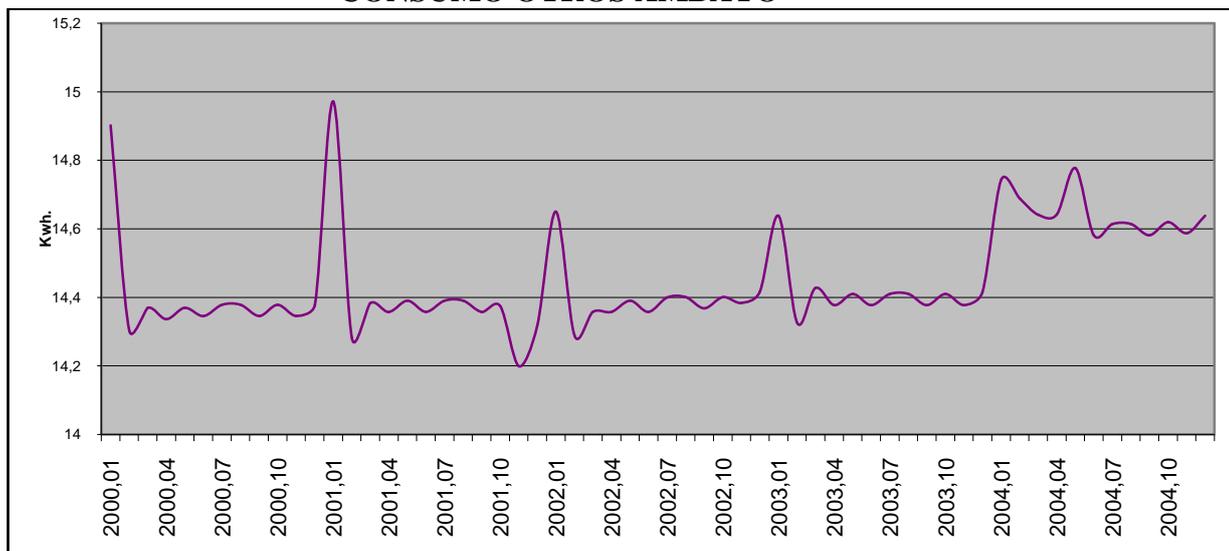


Fuente: CONELEC, Estadísticas del Sector Eléctrico
Elaboración: Autor

Se presenta la Evolución del consumo del sector “Otros”¹¹ desde el Gráfico #10 al 10.3. En las distribuidoras Ambato, se observa incrementos en el consumo al inicio de los años que son objeto de estudio. Véase Gráfico # 10.

Consumo “Otros” facturado a empresas Distribuidoras

Gráfico # 10
CONSUMO OTROS AMBATO



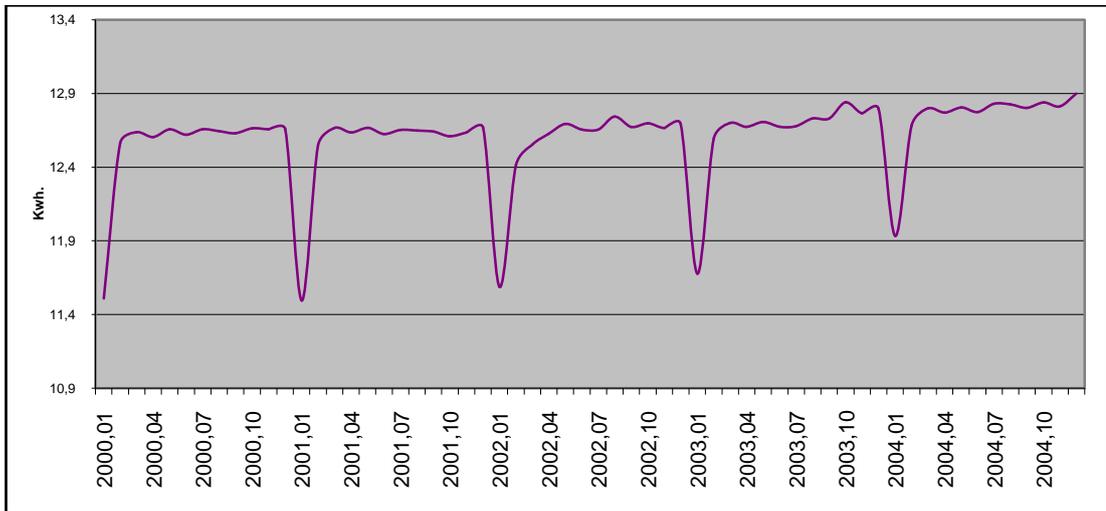
Fuente: CONELEC, Estadísticas del Sector Eléctrico
Elaboración: Autor

En Azogues, el consumo mantiene una tendencia creciente a pesar de las fuertes reducciones en el mismo durante los primeros trimestres de cada año. Véase Gráfico # 10.1.

Gráfico # 10.1

¹¹ El sector Otros se ve afectado por decisiones políticas que implican el cese, recorte presupuestario e incluso el traspaso del manejo de los proyectos a los ciudadanos.

CONSUMO OTROS AZOGUES



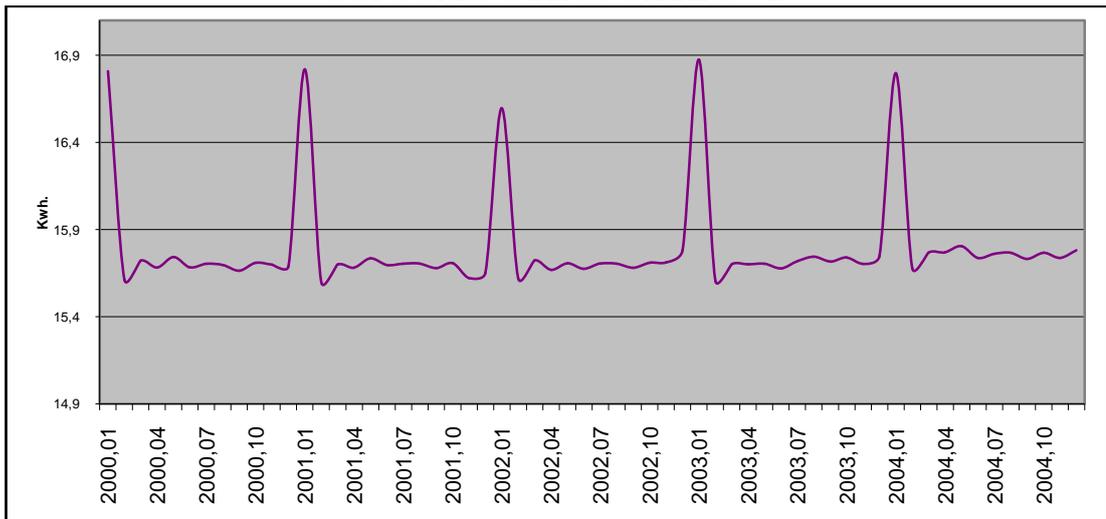
Fuente: CONELEC, Estadísticas del Sector Eléctrico

Elaboración: Autor

El Consumo del sector “Otros” facturado por la Categ- D también presenta incrementos en su consumo. No obstante, a partir de la cúspide el consumo no registra incrementos relevantes manteniéndose prácticamente en su nivel anterior..

Gráfico # 10.2

Gráfico # 10.2 CONSUMO OTROS CATEG – D

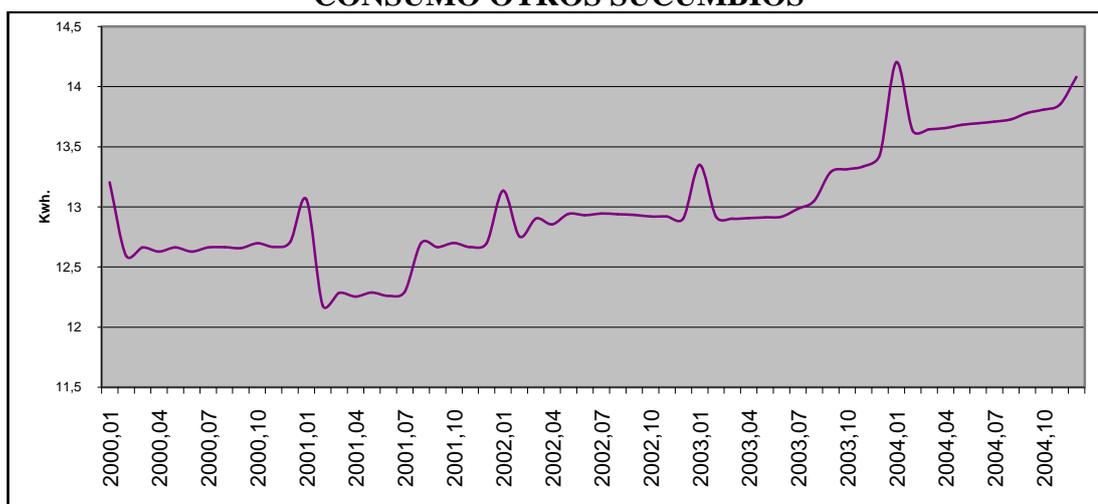


Fuente: CONELEC, Estadísticas del Sector Eléctrico

Elaboración: Autor

El Gráfico # 10.3 presenta el consumo facturado de la distribuidora Sucumbíos con tendencia creciente, una explicación para el incremento en el consumo en este sector es la edificación de obras sociales realizadas por el gobierno.

Gráfico # 10.3
CONSUMO OTROS SUCUMBIOS

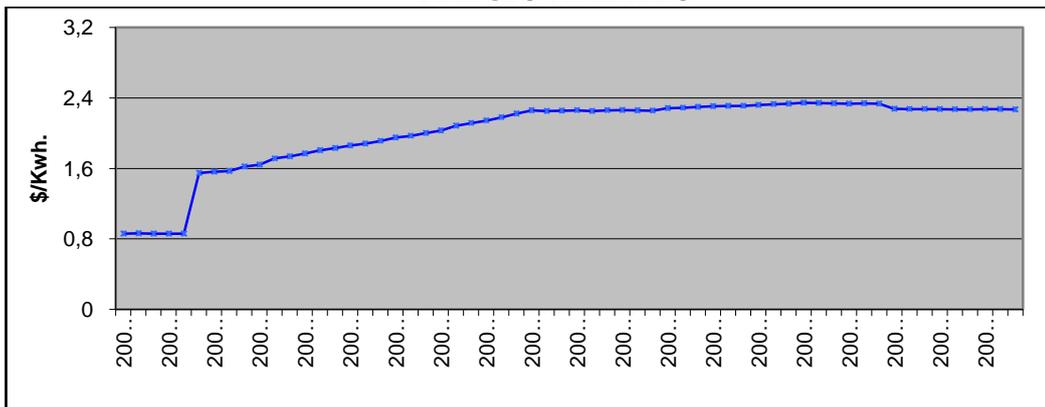


Fuente: CONELEC, Estadísticas del Sector Eléctrico
Elaboración: Autor

Los Gráficos # 11, 11.1, 11.2 y 11.3 muestran la serie del precio que las 4 distribuidoras cobran; se distingue como el precio se incrementa a partir del 2001 en todas las distribuidoras. El precio en las distribuidoras Ambato y Azogues tiene una tendencia creciente hasta finales del año 2003, a partir del cual presenta a una tenue reducción.

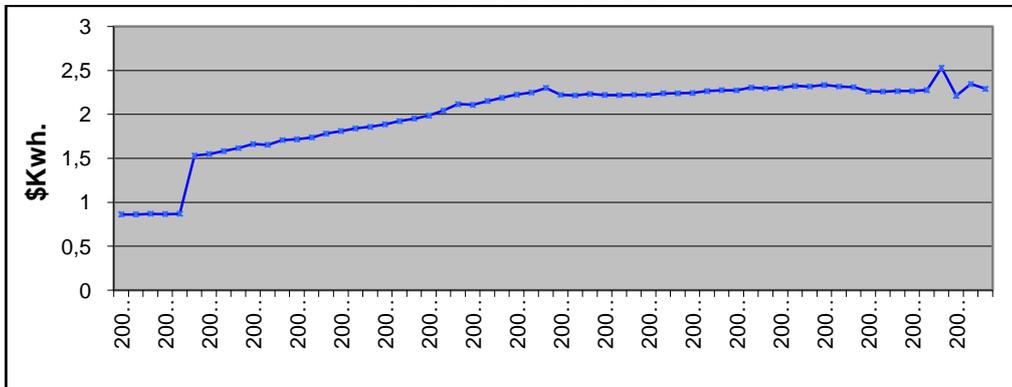
Evolución del Precio medio en Empresas Distribuidoras

Gráfico #11
PRECIO AMBATO



Fuente: CONELEC, Estadísticas del Sector Eléctrico
Elaboración: Autor

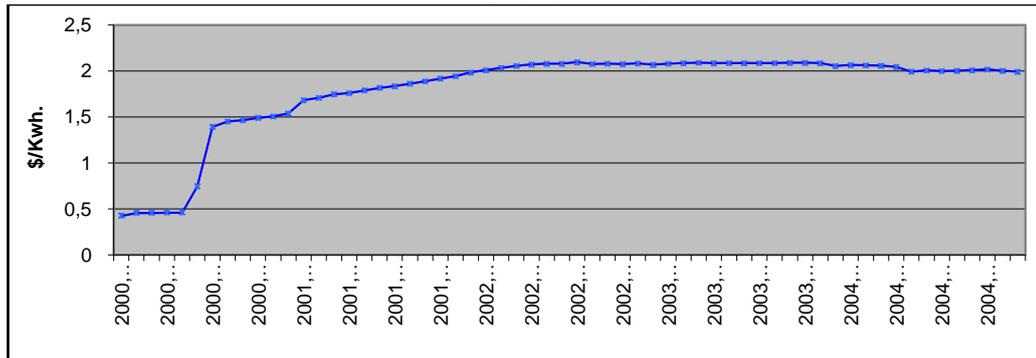
Gráfico #11.1
PRECIO AZOGUES



Fuente: CONELEC, Estadísticas del Sector Eléctrico
Elaboración: Autor

El precio facturado por la Categ – D luego de presentar drásticos incrementos en el año 2000 y 2001, se observa poca variación hasta finales del 2004. Veáse Gráfico # 11.2.

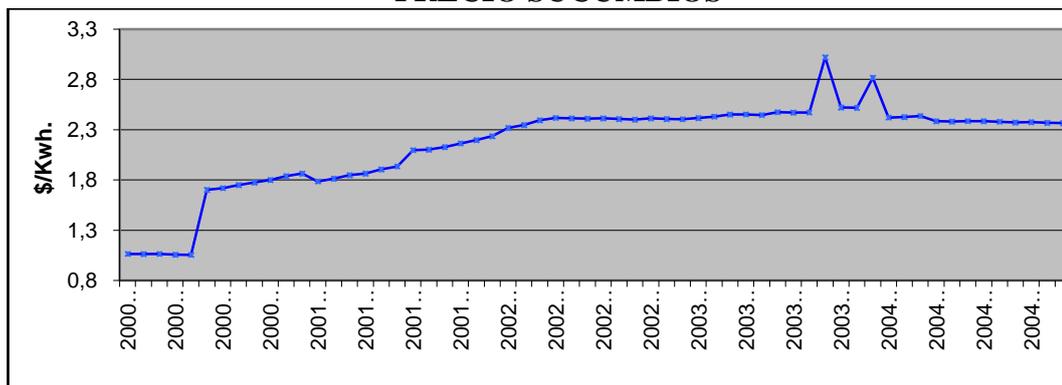
Gráfico #11.2
PRECIO CATEG - D



Fuente: CONELEC, Estadísticas del Sector Eléctrico
Elaboración: Autor

En el Gráfico # 11.3 se observa la evolución del precio de la empresa Sucumbíos, en cuya senda son notables los incrementos a finales del año 2003 y consecutivamente una leve reducción en el precio.

Gráfico #11.3
PRECIO SUCUMBIOS



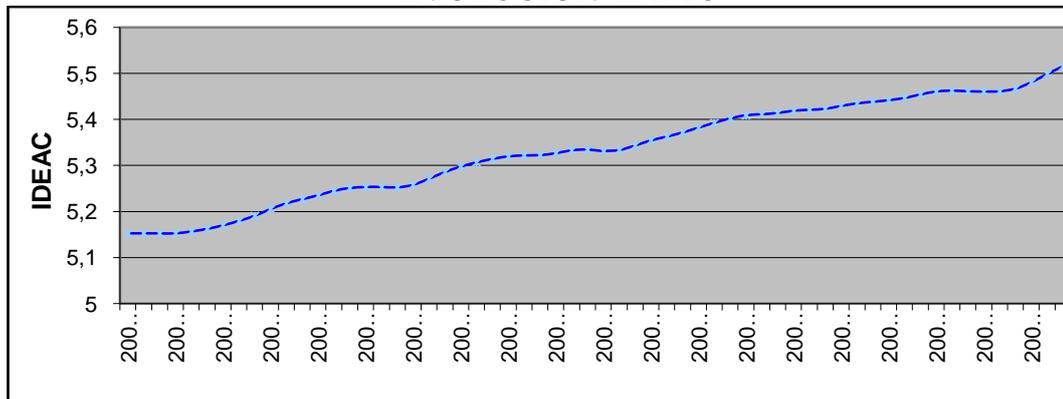
Fuente: CONELEC, Estadísticas del Sector Eléctrico
Elaboración: Autor

Respecto al IDEAC, se conserva el supuesto de que la demanda de energía eléctrica crece por incrementos en la demanda de equipos que la usan, y como la demanda de estos equipos aumenta con el ingreso, se utiliza como proxy del ingreso, el IDEAC mensual en el Gráfico N° 12. Así como aumentó el consumo eléctrico, también lo hizo el IDEAC.

Evolución del índice de Actividad Económica

Gráfico # 12

EVOLUCIÓN IDEAC



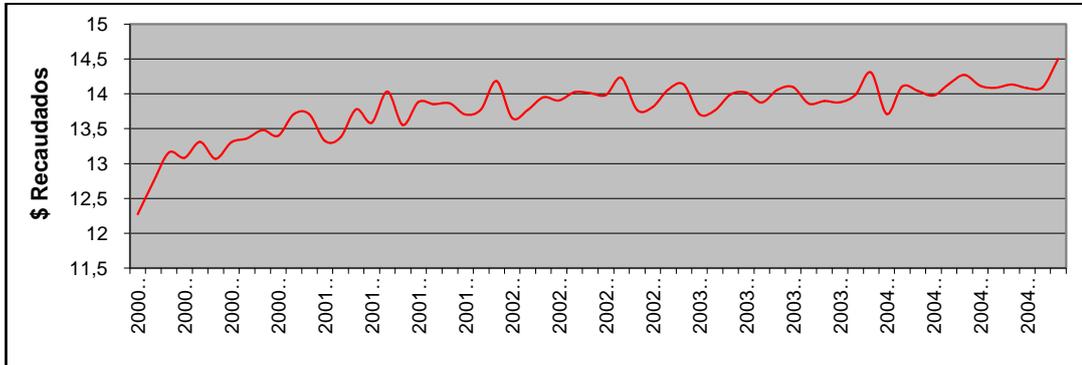
Fuente: CONELEC, Estadísticas del Sector Eléctrico

Elaboración: Autor

El IVA provincial asignado a cada una de las 4 distribuidoras presenta en los Gráficos # 13 al 13.3 un comportamiento con tendencia creciente. En la distribuidora Ambato el IVA recaudado presenta una tendencia creciente que se vuelve más estable a finales del 2004.

Evolución del IVA provincial.

Gráfico N° 13
EVOLUCION IVA AMBATO

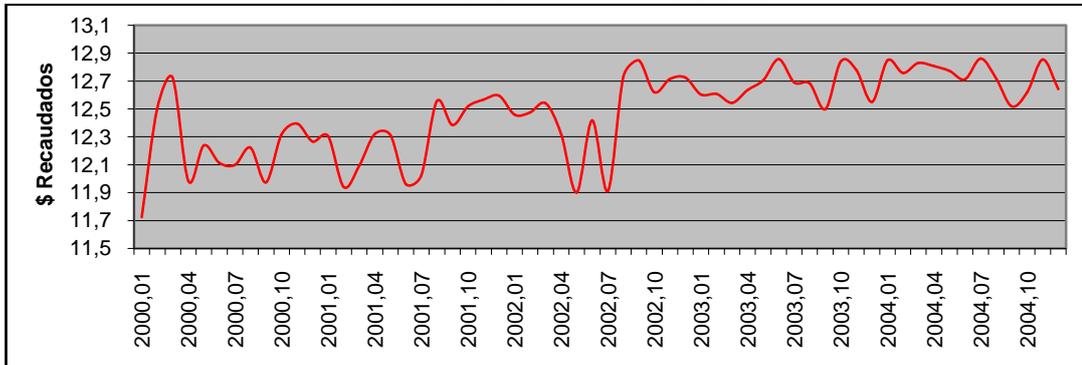


Fuente: CONELEC, Estadísticas del Sector Eléctrico

Elaboración: Autor

El IVA provincial asignado a la distribuidora Azogues tiene una evolución inestable con marcadas reducciones en la recaudación en el 2001 y 2002.

Gráfico N° 13.1
EVOLUCION IVA AZOGUES

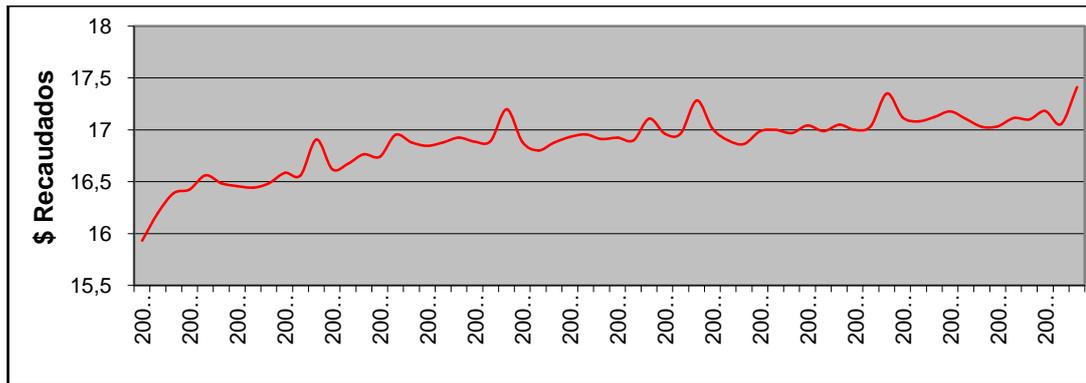


Fuente: CONELEC, Estadísticas del Sector Eléctrico

Elaboración: Autor

El IVA asignado en Categ tiene una conducta creciente más estable. Gráfico # 13.2

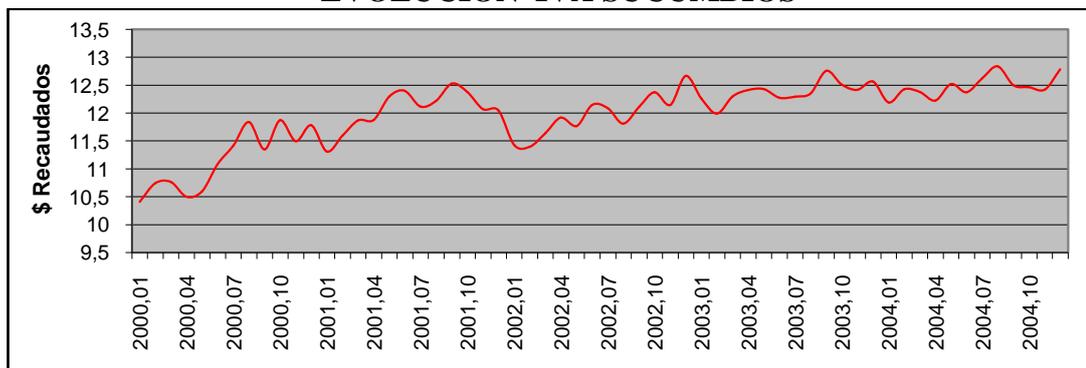
Gráfico N° 13.2
EVOLUCION IVA CATEG – D



Fuente: CONELEC, Estadísticas del Sector Eléctrico
Elaboración: Autor

Luego de la reducción en la recaudación en el primer trimestre del 2002, el IVA asignado a la distribuidora Sucumbíos demuestra una recuperación que se mantiene hasta el 2004. Gráfico # 13.3

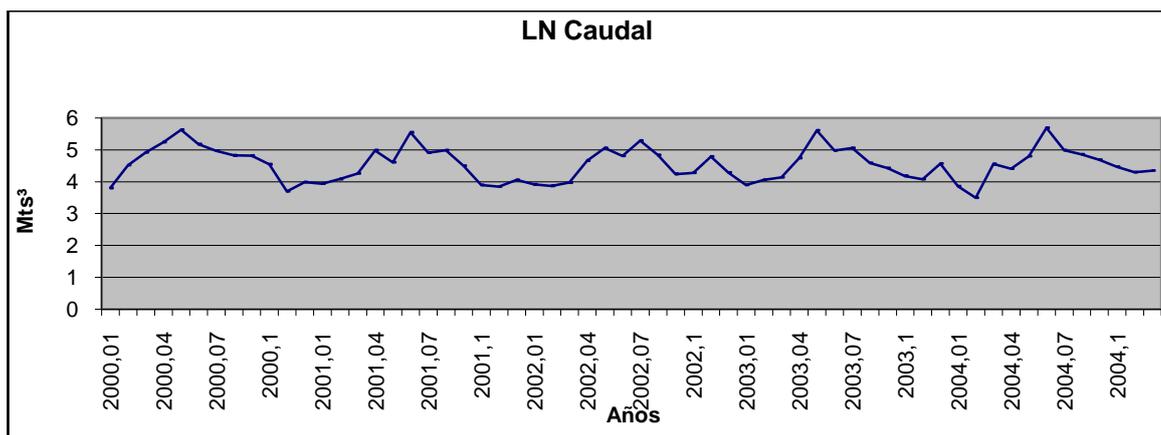
Gráfico N° 13.3
EVOLUCION IVA SUCUMBIOS



Fuente: CONELEC, Estadísticas del Sector Eléctrico
Elaboración: Autor

En el Gráfico # 14 en la variable hidrológica “caudal” se distingue la estacionalidad del estiaje en los distintos años.

Gráfico N° 14
Evolución del Caudal promedio en el Embalse de Amaluza- Paute



Fuente: CONELEC, Estadísticas del Sector Eléctrico
Elaboración: Autor

3.3 Técnicas Econométricas Utilizadas

Se tiene información mensual de las 20 empresas distribuidoras que sirven a los 5 tipos de clientes durante 5 años, lo que da un total de 6000 observaciones. Lo que conforma un panel no balanceado por inconvenientes de disponibilidad de ciertos datos.

3.3.1 Datos de Panel

La transformación de los efectos fijos también se denomina **Transformación Intragrupos**¹² porque los MCO aprovechan la variación temporal en y y x dentro de cada observación transversal.

¹² Metodología en anexo Datos de Panel. Wooldridge Pág. 14

El **Estimador Entregrupos** es el estimador de MCO en la ecuación de corte transversal (1) se utiliza los promedios en el tiempo tanto para y como para x y luego se corre una regresión con los datos de corte transversal obtenidos.

$$\bar{y}_i = \beta_1 \bar{x}_i + \alpha_i + \bar{u}_i \quad (1)$$

Si se agregan más variables explicativas a la ecuación el modelo original sería:

$$y_{it} = \beta_1 x_{it1} + \beta_2 x_{it2} + \dots + \beta_k x_{itk} + \alpha_i + u_i \quad (2)$$

Se utilizó las desviaciones de cada variable explicativa respecto a su media temporal —incluidas las ficticias temporales— y entonces se realizó una regresión mediante MCO, usando todas las variables sin su media en el tiempo.

$$y_{it} = \beta_1 \bar{x} + \beta_2 \bar{x}_{it2} + \dots + \beta_k \bar{x}_{itk} + \bar{u}_{it} \quad (3)$$

Bajo el supuesto de estricta exogeneidad sobre las variables explicativas, el *estimador de efectos fijos es insesgado*: el error idiosincrásico u_{it} no estaría correlacionado con cada variable explicativa en *todos* los períodos.

En el modelo de efectos fijos se puede presumir que el efecto inobservable es un parámetro que se estima para cada i , de forma que (4) es la intercepción para cada i (en nuestro caso para cada empresa generadora), que debe estimarse junto con β_j . Para estimar un intercepto para cada i se asigna una variable ficticia para cada observación

transversal, junto con las variables explicativas y este método se llama **Regresión con Variables Ficticias**. Las características más importantes de la regresión con variables ficticias:

- Proporciona *exactamente* los mismos estimadores que la transformación de efectos fijos, que obtendríamos de la regresión con los datos centrados; y ,
- Los errores estándares y otros estadísticos importantes también son idénticos.

Y el estimador de efectos fijos se obtiene por medio de la regresión de variables ficticias. Una ventaja de esta regresión es que se calculan apropiadamente los grados de libertad en forma directa, y tiene como ventaja adicional que el R^2 de la regresión de variables ficticias es generalmente elevado. Esto se debe a que se incluye una variable ficticia para cada unidad de corte transversal, la variación en los datos queda por tanto explicada en buena parte.

La manera de estimar efectos fijos con un panel no balanceado no es tan difícil como la de uno balanceado. Si T_i es el número de períodos para la unidad de corte transversal i , utilizamos sencillamente las observaciones T_i al calcular los datos centrados. El número total de observaciones es entonces $T_1 + T_2 + \dots + T_N$. Como en el caso balanceado, se pierde un grado de libertad para cada observación de corte transversal por considerar los datos centrados. Mientras no se correlacione la ausencia de datos del panel de una determinada i con los errores idiosincrásicos, u_{it} , el panel no balanceado no crea problemas.

3.3.2 Variables Instrumentales

Bajo los supuestos clásicos, los estimadores de Mínimos Cuadrados Ordinarios (MCO) son los mejores estimadores linealmente insesgados. Sin embargo cuando no se cumple el supuesto acerca de la independencia de los regresores con el término de error los estimadores son sesgados e inconsistentes. Este inconveniente surge también cuando aparecen rezagos de y_t como variable explicativa y con correlación serial de los errores. Ante el problema que presenta MCO se procede a utilizar un método de información limitada o uniecuacional como la exclusión de variables, no se consideran las restricciones sobre las otras ecuaciones del sistema ¹³.

La idea de usar Variables Instrumentales es reemplazar la variable que causa endogeneidad por una combinación lineal de la variable predeterminada en el modelo; y utilizar el valor ajustado por esa combinación lineal, como variable explicativa en lugar de la variable que causa la endogeneidad.¹³

Las estimaciones serán mejores cuanto mayor sea la correlación entre los instrumentos y las variables explicativas, aunque estas correlaciones no deben ser muy altas porque sino el instrumento tendría correlación con el error. El uso de variables instrumentales se ilustra con un ejemplo¹⁴ en el anexo.

¹³ Estas restricciones pueden ser: identificación completa o sobreidentificación.

¹³ Alfonso Novales Cap. 15

¹⁴ Econometric Methods, Jack Johnston, John Dinardo, Mc Graw Hill 1997

3.4 Estimación y Resultados

Por la naturaleza de los datos¹⁴ antes descrita se procede a realizar un panel, bajo el supuesto de efectos fijos, se asume que cada región tiene características propias que no posee ninguna otra zona y dichas características están correlacionadas con otras variables explicativas. Es así que, cada área de concesión tiene un sistema hidrográfico y orográfico único, el área de concesión de cada empresa es limitada; además de características regionales que poseen algunas provincias, por ejemplo las provincias de la costa comparten el efecto fijo de que en época de estiaje se incrementa el consumo de energía eléctrica.

Utilizando la técnica de (MCO) Mínimos Cuadrados Ordinarios se estimó la siguiente ecuación para cada tipo de cliente regulado:

$$\ln \text{efact}_{it} = \alpha_i + m_1 + m_2 + \dots + m_{11} + \beta_1 \ln \text{precio}_{it} + \beta_2 \ln \text{ideac}_{it} + \beta_3 \ln \text{iva}_{it} + \beta_4 \ln \text{clientes}_{it} + \beta_5 \ln \text{caudal}_{it} + \varepsilon_{it} \quad (1)$$

En la Tabla # 10 se encuentran los resultados que arroja la estimación por MCO que en teoría son (MELI) los Mejores Estimadores Linealmente Insesgados.

¹⁴ Se rechaza la Ho: existe raíz unitaria (no estacionariedad) al 1%, 5% y 10 %, al aplicar a cada serie el Test de Phillips – Perron.

Tabla # 10: Resultados Estimación MCO

Variables	Residencial R ² : 0.62		Comercial R ² : 0.704		Industrial R ² : 0.197		A. Público R ² : 0.0		Otros R ² : 0.10	
	Coef.	T	Coef.	T	Coef.	T	Coef.	T	Coef.	t
Inprecio	-0,058***	-3,56	-0,080*	-6,31	-0,449	-9,33	-0,063*	-1,61	-0,055**	-2,44
m1	0,051	-4,44	0,022*	-1,72	0,04	-0,7	-0,689	-5,38	0,270***	-3,37
m2	0,023**	-2,16	0,0006	-0,05	-0,007	-0,13	-0,013	-0,29	-0,053	-1,46
m3	0,01	-0,97	-0,011	-0,98	0,029	-0,56	-0,016	-0,35	-0,023	-0,68
m4	0,027**	-2,42	0,012	-0,96	0,087	-1,56	-0,008	-0,17	-0,03	-0,83
m5	0,012	-1	0,013	-0,93	0,134**	-2,18	0,015	-0,28	-0,019	-0,49
m6	-0,014	-1,15	-0,002	-0,15	0,183***	-2,8	0,01	-0,18	-0,064	-1,54
m7	-0,025**	-2,1	-0,013	-0,99	0,16***	-2,61	0,021	-0,39	-0,01	-0,28
m8	-0,023**	-2,06	0,0008	-0,06	0,135	-2,39	0,018	-0,37	-0,004	-0,11
m9	-0,019*	-1,83	-0,007	-0,6	0,113**	-2,14	0,012	-0,28	-0,013	-0,38
m10	-0,023**	-2,24	-0,019	-1,65	0,113	-2,19	0,048	-1,08	-0,01	-0,32
m11	-0,009	-0,89	-0,013	-1,11	0,078	-1,51	0,035	-0,78	-0,031	-0,9
Iniva1	-0,008	-0,82	-0,028**	-2,5	0,402	-7,91	0,127***	-3	-0,04	-1,33
Inideac	0,865	-10,12	1,481	-32,04	-1,437	-8,29	-0,087	-0,56	-1,023	-8
Inclientes	0,311	-4,22	0,021	-1,17	0,551	-5,64	-0,126	-5,7	-0,046	-3,56
Incaudal	0,02	-2,59	0,011	-1,17	-0,112***	-2,73	0,005	-0,16	-0,003	-0,14
_cons	7,73	14,40	7,158	31,32	1,433	16,69	1,399	-20,71	9,588	-17,56

Niveles de Significancia: *10%, **5%, ***1%, los valores absolutos del estadístico t son reportados en paréntesis

Elaboración: Autor

Sin embargo, cabe recordar que una de las variables de la regresión es el precio medio y en principio este parece ser exógeno pues es fijado por el regulador sin embargo para su elaboración este incluye los kwh. facturados.

Esto indicaría la presencia de endogeneidad por parte del precio. Es así que se recurre al uso de Variables Instrumentales o Mínimos Cuadrados Ordinarios en dos etapas, pues el estimador que se obtiene de esta técnica es robusto exista o no la endogeneidad.

Como instrumento del precio se utiliza el precio rezagado un período, y en el panel se incluyen las variables instrumentales. En la tabla N° 11 se reportan los resultados de la primera etapa de la estimación en donde se utiliza el precio rezagado como instrumento del precio.

Tabla # 11 Estimación con Datos de Panel Con Variables Instrumentales

Primera Etapa

Variables	Residencial R ² :0.98		Comercial R ² :0.92		Industrial R ² : 0.92		A. Público R ² : 0.78		Otros R ² : 0.83	
	Coef.	t	Coef.	t	Coef.	t	Coef.	t	Coef.	t
m1	0,005	-0,58	-0,016	-1,09	0,028*	-1,68	0,116	-1,36	0,084	-1,21
m2	-0,0008	-0,11	-0,037	-2,68	-0,012	-0,76	-0,121	-4,08	0,189	-6,12
m3	0,002	-0,27	-0,009	-0,7	0,004	-0,28	0,045	-1,63	0,019	-0,65
m4	0,016*	-2,01	0,027*	-1,96	0,035**	-2,21	0,132	-4,48	0,71	-2,31
m5	0,018**	-2,09	0,049***	-3,15	0,056***	-3,17	0,184	-5,67	0,071	-2,11
m6	0,052	-5,62	0,171	-10,53	0,174	-9,46	0,266	-7,86	0,132	-3,79
m7	0,036	-4,13	0,104	-6,79	0,127	-7,34	0,244	-7,71	0,073	-2,25
m8	0,024	-3,03	0,056	-3,94	0,08	-4,93	0,192	-6,49	0,065	-2,12
m9	0,008	-1,08	0,046***	-3,45	0,045	-2,99	0,129	-4,65	0,058	-2,01
m10	0,007	-1,01	-0,002	-0,18	0,035**	-2,37	0,079	-2,91	0,027	-0,97
m11	0,005	-0,77	-0,012	-0,95	0,016	-1,09	0,049	-1,78	0,021	-0,73
Inideac	0,249	-3,89	0,212	-3,94	0,006	-0,13	0,631	-6,35	0,683	-6,17
Inival	0,022***	-3,05	0,032**	-2,48	0,055	-3,65	0,15	-5,54	0,031	-1,13
Inclientes	-1,170***	-3,13	-0,017	-0,84	0,014	-0,5	-0,021	-1,43	-0,032	-2,86
Incaudal	-0,032	-5,61	-0,091	-8,76	-0,084	-7,12	-0,197	-9,04	-0,062	-2,85
Inprecio										
L1	0,9	-74,72	0,811	-57,58	0,825	-60,23	0,536	-22,95	0,74	-36,68
_cons	0,616	-1,54	-0,662**	-2,5	-0,199	-0,77	-3,622	-8,27	-3,22	-6,78

Niveles de Significancia: *10%, **5%, ***:1%, los valores absolutos del e: son reportados en paréntesis

Elaboración: Autor

Y la Tabla # 12 reporta los resultados de la segunda etapa de la ecuación a estimar que sería:

$$\ln fact_{it} = \alpha_i + m1 + m2 + \dots + m11 + \beta_1 \ln precio_{i,t-1} + \beta_2 \ln ideac_{it} + \beta_3 \ln iva_{it} + \beta_4 \ln clientes + \beta_5 \ln caudal_{it} + \varepsilon_{it}$$

Tabla N° 12 Estimación con Datos de Panel Con Variables Instrumentales
Segunda Etapa

Variables	Residencial R ² : 0.622		Comercial R ² : 0.703		Industrial R ² : 0.194		A. Público R ² : 0.019		Otros R ² : 0.109	
	Coef.	t	Coef.	t	Coef.	t	Coef.	t	Coef.	t
lnprecio	-0,031*	-1,74	-0,077*	-4,46	-0,434	-7,5	-0,226*	-3,18	-0,121	-4,24
m1	0,048***	-4,06	0,024*	-1,79	0,05	-0,85	-0,62	-4,44	0,109	-1,4
m2	0,022*	-1,98	-0,001	-0,08	-0,026	-0,47	-0,025	-0,52	0,033	-0,96
m3	0,007	-0,66	-0,013	-1,08	0,016	-0,3	-0,008	-0,17	-0,006	-0,2
m4	0,023	-2,05	0,111	-8,67	0,078	-1,38	0,026	-0,52	-0,012	-0,36
m5	0,007	-0,56	0,012	-0,85	0,131**	-2,1	0,067	-1,17	-0,004	-0,12
m6	-0,02	-1,53	-0,003	-0,19	0,178***	-2,65	0,081	-1,31	-0,044	-1,13
m7	-0,030**	-2,45	-0,014	-0,97	0,154	-2,45	0,086	-1,48	0,007	-0,19
m8	-0,027**	-2,37	-0,0001	-0,01	0,129**	-2,23	0,0717	-1,35	0,012	-0,34
m9	-0,022**	-2,06	-0,008	-0,65	0,104*	-1,94	0,047	-0,98	0,011	-0,07
m10	-0,025	-2,41	-0,020*	-1,69	0,102*	-1,96	0,066	-1,45	0,002	-0,07
m11	-0,01	-0,95	-0,147	-12,35	0,066	-1,26	0,047	-1,03	-0,017	-0,55
lnideac	0,776	-8,5	1,481	-29,21	-1,396	-7,68	0,215	-1,15	1,158	-8,64
lniva1	-0,013	-1,24	-0,033***	-2,7	0,36	-6,62	0,164	-3,37	0,00006	-0,002
lnclientes	0,33	-4,36	0,214	-11,57	0,545	-5,45	-0,121	-4,94	-0,019	-1,53
lncaudal	0,023***	-2,87	0,103	-10,29	-0,119***	-2,74	-0,056	-1,34	0,002	-0,06
cons	8,002	-14,65	7,22	-33,3	14,75	-16,22	1,239	-1,37	8,37	-14,11

Niveles de Significancia: *10%, **5%, ***1%, los valores absolutos del e: son reportados en paréntesis

Elaboración: Autor

3.5 Análisis de Resultados: ¿Existe sensibilidad al Precio?

Las autoridades del sector eléctrico a través de sus políticas de precios asumen que la demanda por este bien es perfectamente inelástica, es decir, que cuando se presenta una crisis energética el regulador no incrementa los precios para que reflejen la escasez y así reducir la demanda, en su lugar usa racionamientos.

Los resultados muestran que la elasticidad precio en el sector residencial es de -0.0317, es decir, que si el precio se incrementa un 1% la demanda por energía eléctrica se reduce un 0.031% lo que indica que la demanda por electricidad aunque si bien no es perfectamente inelástica es bastante inelástica como para usar el sistema de precios como mecanismo de asignación. Esto indica que en tiempos de escasez no se puede manejar el desabastecimiento vía precios. En el sector “Comercial” los incrementos en la demanda por electricidad se explican por el ingreso cuya proxy es el IDEAC con una elasticidad del 0.77%, aunque se esperaba una elasticidad ingreso mayor dada la poca sensibilidad al precio.

A pesar de la aparente importancia de la electricidad para el sector industrial debido que a partir del año 2000 empezó la recuperación para este sector a su elasticidad precio es baja -.4344. El resultado obtenido no implica que el sector industrial por ser mas elástico deba sufrir incrementos en su tarifa pues la productividad y competitividad de las empresas se verían afectadas.

El sector “Alumbrado Público” es bastante sensible al precio con una elasticidad de 0.22 probablemente por el incremento en los programas de electrificación.

Finalmente el sector “Otros” con una elasticidad precio de 0.12 es el más sensible al precio, debido a que en este sector se encuentran establecimientos deportivos, escuelas, colegios etc. que valoran más su consumo de electricidad.

3.6 Comparación a nivel Internacional

Según las estadísticas realizadas por la OLADES en América Latina el precio que los clientes regulados de los sectores residencial y comercial pagan es mayor al precio que se paga en el sector residencial, esto se puede observar en la tabla N° 13. Una explicación es la existencia de impuestos y contribuciones que los grandes usuarios industriales pagan que no son recuperables y que por tanto incrementan el precio de la electricidad. En “Colombia, Ecuador y Argentina los grandes usuarios industriales pagan contribuciones a fondos especiales para cubrir subsidios en orden del 20%, 10% y \$3/ Mwh según corresponde. En Bolivia existe un impuesto de Transferencias del 3% y en Uruguay un impuesto de Contribución al Financiamiento de la Seguridad Social sobre el valor de la factura.”¹⁵

Al observar la Tabla N° 13 se obtiene que el precio promedio para el sector residencial es de 10.17 centavos por kwh, para el sector comercial es de 11.27centavos por kwh y para el sector industrial un precio promedio de 8.71 27centavos por kwh. Con esta información se obtiene que Ecuador posee un precio de la electricidad para el sector residencial, comercial e industrial mucho menor que

¹⁵ “Actualización del Estudio: Análisis Comparativo de los Precios de energía Eléctrica para la Industria en Suramérica” Revista AIEUN. Arturo Quirós.

el precio promedio de la región y por ende menor que el precio que poseen algunos de nuestros socios comerciales más cercanos como los son: Colombia, Perú, Venezuela en donde predomina la generación hidroeléctrica y Argentina, Bolivia y Chile en donde prevalece la generación térmica.

No existe muchos estudios econométricos realizados para el sector eléctrico, y los que existen se centran en el sector residencial lo que convierte a este sector en el único comparable con los resultados encontrados. En Chile¹⁶ se calcula una elasticidad precio para la demanda de energía eléctrica de -0.0548, y en otro estudio¹⁷ una elasticidad de -0.063. Lo cual revela que Chile posee una elasticidad precio menor que la de Ecuador.

¹⁶ Galetovic, Benavente, Sanhueza, Serra, 2005. Estimando la demanda Residencial por Electricidad en Chile: Es sensible al precio

¹⁷ Chumacero *et al* (2000)

Conclusiones

En el día a día la inelasticidad de la electricidad está presente, no obstante en el momento de fijar precios, al ser este fijado por el regulador, posee rigidez y por tanto dificultad para ajustarse a cambios en la oferta y demanda que son instantáneas.

Se ha demostrado que la demanda por energía eléctrica de los distintos clientes regulados es poco elástica al precio. Este resultado no debe ser considerado como señal de que se debe prestar menos vigilancia a la evolución que tienen los precios puesto que no son perfectamente inelásticos.

Por lo que, lo recomendable sería tener un sistema de contrato de precios que sean variables. Es decir, un sistema tal que permita trasladar el precio real de la energía eléctrica dependiendo de la variabilidad de la cantidad de energía disponible. Así en época de abundancia el precio de la electricidad debería ser menor que durante el estiaje. Esto resultaría en la medida en la que los consumidores no sean adversos al riesgo que involucra este método incluyendo compensaciones por fallas en la cantidad y calidad del servicio recibido de forma que no se permitan ineficiencias en las fases propias del sector y siempre que no se obstruya la decisión de inversión en plantas generadoras, redes de transmisión o mejoras en la distribución.

Además de intentar equiparar las diferencias en los sistemas regulatorios de los países de la región, para evitar precios de combustibles distintos.

BIBLIOGRAFÍA

- Avellán, L (2006), “*Parallel exchange rates and economic performance in developing countries: is the medicine worse than the disease?*”
- Benavente, J. M.; A. Galetovic; R. Sanhueza y P. Serra (2005) “*Estimando la demanda Residencial por electricidad en Chile: El consumo es sensible al precio*”
- Berndt, E. (1991), *The practice of Econometrics: Classic & Contemporary*. Cambridge MIT Press.
- Chumacero, R.; R. Paredes y J.M. Sánchez (2000), “*Regulación para crisis de Abastecimiento: Lecciones del Racionamiento Eléctrico en Chile*”.
- Díaz, C.; A. Galetovic y R. Soto (2000), “*La Crisis Eléctrica de 1998 -1999: Causas, Consecuencias y Lecciones*”, Estudios Públicos 80.
- Escudero, W. “*Econometría Avanzada: Variables Instrumentales*” Universidad de San Andrés.
- Fisher, F. y C. Kaysen (1962), “*A study in Econometrics: The Demand for Electricity in the United States*, Amsterdam. North Holland”.
- Houthaker, H. y L. Taylor (1970), “*Consumer Demand in the United States*”, 2nd ed. Cambridge: Harvard University Press.
- Jack Johnston y John Dinardo, Econometric Methods. McGraw Hill. Cap. 5 y Cap. 10.
- Walter Labys 1999
- Ley de Régimen del Sector Eléctrico. Registro Oficial N° 364.
- Ley de Régimen del Sector Eléctrico. Registro Oficial N° 401.

- Neira, E; y E. Ramos (2003), “Diagnostico del Sector Eléctrico Ecuatoriano”, Apuntes de Economía. Banco Central del Ecuador.
- ”A. Novales Cinca, Econometría. (2da Edición McGraw Hill.) Cap. 15 y Cap. 9.
- Quirós Boada Arturo, Actualización del Estudio: Análisis comparativo de los Precios d energía Eléctrica para la industria Suramericana, Revista AEIUN, N° 56.
- Wilkinson, L. and J. Winsen (2000) “Statistical Analysis of Electricity Prices” unpublished manuscript, Department of Economics, University of Newcastle, Australia.
- J. M. Wooldridge, Introducción a la Econometría (Thomson – Learning, 2001) Cáp. 14 y 15.
- CONELEC. Plan de Electrificación 2004-2013. Cáp. 1, 2 y 4.
- CONELEC. Boletines Estadísticos 2000 – 2004.
- 8 Stata’s online help and search facilities, conditions, languages syntax, abbreviation rules. (2003)
- Stata Textbook Exmples. Introductory Econometrics: Amodern Approach by Jeffrey M. Wooldridge (1st & 2nd ed). Chapter 14_ Advanced Panel Data Methods. Page prepared by Oleksandr Talavera.
- “Precios e Ingresos” Anuario Estadístico del Sector Eléctrico 2001 Chile.
- www.transelectric.com
- www.cenace.com
- <http://www.olade.org.ec/php/index.php?arb=ARB0000572>

- www.sri.gov.ec Servicio de Rentas Internas, base de datos IVA años: 2000, 2001, 2002, 2003 y 2004.
- http://fondosdigitales.us.es/public_thesis/388/9081.pdf: Keher, Sioshansi y Sooroshian. .

Anexos

Gráfico N° 3

Sistema de Generación y Transmisión



Fuente: CONELEC
Elaboración: CONELEC

Tabla #3

Precio Medio Final por empresa Distribuidora de los años 2003 y 2004

EMPRESA	Precio medio (ctvs.USD / kWh)	
	Aprobado Oct-03	Aprobado Mar-04
AMBATO	11,32	10,77
AZOGUES	14,53	14,00
BOLIVAR	15,34	14,77
CENTRO SUR	10,39	9,88
COTOPAXI	10,45	9,91
EL ORO	9,38	8,85
CATEG-D	8,14	7,57
GALAPAGOS	10,09	11,47
GUAYAS-LOS RIOS	9,00	8,45
ESMERALDAS	9,75	9,21
LOS RIOS	9,45	8,88
MANABI	9,57	9,00
MILAGRO	9,16	8,61
NORTE	10,61	10,07
QUITO	8,75	8,21
RIOBAMBA	11,81	11,28
SANTA ELENA	10,05	9,51
SANTO DOMINGO	9,06	8,53
SUCUMBOS	11,94	9,52
SUR	12,98	12,43
TOTAL PROMEDIO	9,16	8,69

Fuente: CONELEC

Elaboración: CONELEC

Tabla # 6

Cientes No Regulados: Grandes Consumidores

NOMBRE	UBICACIÓN	PROVINCIA
<i>Compañía Industrias Guapán S.A.</i>	<i>Panamericana Norte km 1 1/2 vía Guapan</i>	<i>Cañar</i>
<i>Aglomerados Cotopaxi S.A.</i>	<i>Lasso</i>	<i>Cotopaxi</i>
<i>Base Naval de Guayaquil AGA S.A.</i>	<i>Base Naval Sur Km. 11 1/2 vía Daule</i>	<i>Guayas</i>
<i>Acería del Ecuador C.A., ADELCA</i>	<i>Aloag km 1 1/2 a Sto. Domingo</i>	<i>Pichincha</i>
<i>Centro de Rehabilitación de Manabí. Estación de Bombeo de Severino</i>	<i>Severino</i>	<i>Manabí</i>
<i>Negocios Industriales Real S.A. "NIRSA S.A"</i>	<i>Av. Carlos Luis Plaza Dañin y Democracia (CdlA Atarazana)</i>	<i>Guayas</i>
<i>KIMBERLY - CLARK (ECUAPEL S.A.)</i>	<i>Km 5 1/2 vía a Daule Mapasingue entre calle 5ta y Avenida Las Aguas</i>	<i>Guayas</i>
<i>Empresa Papelera Nacional Plasticos Industriales C.A. "PICA"</i>	<i>Marcelino Maridueña Guayaquil km 7 1/2 de la vía a Daule</i>	<i>Guayas</i>
<i>Corporación Jabonería Nacional</i>	<i>Guayaquil, Km 24 vía a Daule</i>	<i>Guayas</i>
<i>La Fabril S.A.</i>	<i>Km 5.5 vía Manta - Montecristi</i>	<i>Manabí</i>
<i>Exportadora de Alimentos S.A. (EXPALSA)</i>	<i>Km 5.5 vía Manta - Montecristi</i>	<i>Guayas</i>
<i>Cristalería del Ecuador (CRIDESA)</i>	<i>Km 14 vía Daule</i>	<i>Guayas</i>
<i>Industria Cartonera Ecuatoriana</i>	<i>Av. 25 de julio</i>	<i>Guayas</i>
<i>Interagua, estación "La Toma"</i>	<i>La Toma km 26 1/2 via a Daule</i>	<i>Guayas</i>
<i>Compañía Ecuatoriana del Caucho S.A. (ERCO)</i>	<i>Panamericana Norte km 2.8</i>	<i>Cuenca</i>
<i>CARTOPEL</i>	<i>Av. Cornelio Veintimilla y Carlos Tosi - Parque Industrial</i>	<i>Cuenca</i>

Fuente: TRANSELECTRIC S. A

Elaboración: TRANSELECTRIC S.A.

METODOLOGIA UTILIZADA

Anexo 1: DATOS DE PANEL¹⁸

Si hacemos que “ i ” denote la unidad del corte transversal y t el período, podemos escribir un modelo con una sola variable explicativa observada como:

$$y_{it} = \beta_0 + \delta_0 d_1 + \beta_1 x_{it} + \alpha_i + u_{it} \quad (1)$$

En la notación y_{it} , denota el área de concesión. La variable d_2 , es una ficticia igual a cero cuando $i = 1$ y a uno cuando $i = 2$; no cambia sobre i , lo cual explica por qué no tiene un subíndice.

La variable α_i captura todos los factores inobservables constantes en el tiempo que influyen en también *se denomina Efecto Inobservable* y lo modelamos un **Efecto Fijo** en las aplicaciones, también se lo encuentra como heterogeneidad inobservable.

Al término de error u_{it} se lo denomina *error idiosincrásico* o *error de variación temporal*, pues representa factores inobservables que cambian con el tiempo e influyen en y_{it} . Estos son, en buena medida, como los errores en una ecuación de regresión con series de tiempo.

Rescribiendo:

$$y_{it} = \beta_0 + \delta_0 d_2 + \beta_1 x_{it} + v_{it} \quad (2)$$

¹⁸ Wooldridge Pág. 14

Donde v_{it} es el error; y así, los MCO que se estimen serán consistentes. Claro, que esto se cumple si se utiliza sólo un corte transversal o una combinación de dos cortes transversales. Por lo tanto, aun cuando se suponga que el error idiosincrásico u_{it} no se correlaciona con x_{it} , los estimadores combinados de MCO serán sesgados e inconsistentes si se correlaciona α_i y x_{it} . Este sesgo es el *sesgo heterogéneo*, pero es sólo un sesgo de variable omitida. El efecto inobservable, a_i , no aparece en la siguiente ecuación, ha sido "eliminado al diferenciar" y el intercepto es:

$$\Delta y_{it} = \delta_0 + \beta \Delta x_{it} + \Delta u_{it} \quad (3)$$

Esta ecuación en diferencia de primer orden se trata en sí de una sola ecuación de corte transversal, pero en la que cada variable se diferencia en el tiempo. Lo más importante es que: Δu_{it} No se correlaciona con Δx_{it} . Esta suposición se va a mantener si el error idiosincrásico en cada momento t , u_{it} , no se correlaciona con la variable explicativa en *ambos* períodos. Ésta es otra versión de la suposición de exogeneidad estricta para los modelos de series de tiempo. Al obtener el estimador de MCO para β_1 es el estimador de la diferencia de primer orden, y lo que se necesita aplicar a los estadísticos usuales de MCO es que satisfagan la suposición de homoscedasticidad.

Un método alternativo es la **transformación de efectos fijos**.

$$\bar{y}_i = T^{-1} \sum_{t=1}^T y_{it} \quad (4)$$

$t = 1, 2, \dots, T$

Y se promedia para cada i la ecuación en el tiempo y obtenemos:

$$\bar{y}_i = \beta_1 \bar{x}_i + \alpha_i + \bar{u}_i \quad (5)$$

Donde al sustraer (5) de (4) para cada t , se tiene:

$$y_{it} - \bar{y}_i = \beta_1 \left(x_{it} - \bar{x}_i \right) + u_{it} - \bar{u}_i \quad (6)$$

$$y_{it} = \beta_1 \ddot{x}_{it} + \ddot{u}_{it} \quad (7)$$

En donde $y_{it} = y_{jt} - y_j$ son los datos centrados (alrededor de su media temporal que es

cero) para y , y de igual manera para: \ddot{x}_{it} y \ddot{u}_{it} .

Anexo 2: VARIABLES INSTRUMENTALES

Uso de las Variables Instrumentales

$$y = \beta x + u \quad (1)$$

La constante no aparece por simplicidad y se asume q las variables son medidas sin error.

$$\bar{x} = \bar{x} + v \quad (2)$$

por tanto :

$$y = \beta \bar{x} + u \quad (3)$$

al estimar y con MCO, la pendiente sería:

$$y = \beta(x - v) + u \quad (4)$$

$$y = \beta x + (u - \beta v) \quad (5)$$

El error transformado contiene error de medida en x .

$$b = \beta + \frac{\sum x(u - \beta v)}{\sum x^2} \quad (6)$$

y,

$$p \lim \frac{1}{n} \sum (u - \beta v) = p \lim \frac{1}{n} \sum x u - \beta p \lim \frac{1}{n} \sum x v = -\beta \sigma^2 v \quad (7)$$

Se ve que el regresor y el error transformado están correlacionados. Al sustituir $-\beta \sigma^2 v$ en la ecuación (6):

$$p \lim = \beta - \frac{\beta \sigma_v^2}{\sigma_x^2 + \sigma_v^2} = \beta \left(\frac{\sigma_x^2}{\sigma_x^2 + \sigma_v^2} \right) \quad (8)$$

Recordando que el estimador de MCO para la ecuación (1) es:

$$b = \beta + (x'x)^{-1} x'u \quad (9)$$

$$p \lim b = \beta + p \lim \left(\frac{1}{n} x'x \right)^{-1} * p \lim \left(\frac{1}{n} x'u \right) \quad (10)$$

Al asumir que:

$$p \lim \left(\frac{x'x}{n} \right) = \Sigma_{xx} \quad (11)$$

Que es una matriz positiva definida de rango completo; y la correlación con el término de error con uno o más regresores hace que Mínimos Cuadrados Ordinarios sea inconsistente.

$$\frac{x'u}{n} = \Sigma_{xu} \neq 0 \quad (12)$$

$$p \lim b = \beta + \Sigma_{xx}^{-1} * \Sigma_{xu} \quad (13)$$

La solución para la correlación existente se plantea a continuación

Si se postula el modelo:

$$y = \beta x + u \quad (1)$$

Con:

$$\text{var}(u)\sigma^2 I \quad (2)$$

Y se asume que:

$$p \lim \left(\frac{x'u}{n} \right) \neq 0 \quad (14)$$

Se puede hallar una matriz Z de orden: $n * l (l \geq k)$ que cumpla con:

- Las variables en Z estén correlacionadas con X y que :

$$p \lim \left(\frac{z'x}{n} \right) = \Sigma_{zx} \quad (15)$$

- Las variables en Z no estén correlacionadas en el límite con el termino de error u .

$$p \lim \left(\frac{z'u}{n} \right) = 0 \quad (16)$$

Al premultiplicar por Z' la ecuación (1):

$$z'y = z'x\beta + z'u \quad (17)$$

$$\text{var}(z'y) = \sigma^2(z'z)$$

Y el estimador sería:

$$b_{VI} = \left(x'z(z'z)^{-1} z'x \right)^{-1} x'z(z'z)^{-1} z'y = \left(x'P_z x \right)^{-1} x'P_z y \quad (18)$$

Siendo:

$$P_z = z(z'z)^{-1} z' \quad (19)$$

y la varianza¹⁵ del error sería:

$$\sigma^2 = \beta + (y - xb_{VI})'(y - xb_{VI})/n \quad (20)$$

Y la consistencia:

$$b_{VI} = \beta + \left(\frac{1}{n}x'P_zx\right)^{-1} \left(\frac{1}{n}x'P_zu\right) \quad (21)$$

$$\frac{1}{n}x'P_zx = \left(\frac{1}{n}x'z\right) \left(\frac{1}{n}zz'\right)^{-1} \left(\frac{1}{n}z'x\right)$$

Si se asume que $\left(\frac{1}{n}z'z\right)^{-1}$ tiene como probabilidad en el límite Σ_{zz}^{-1} , entonces:

$$p \lim \left(\frac{1}{n}x'P_zx\right) = \Sigma_{xz} \Sigma_{zz}^{-1} \Sigma_{zx} \quad (22)$$

Y los estimadores no tienen correlación con el error:

$$p \lim \left(\frac{1}{n}x'P_zu\right) - \Sigma_{xz} \Sigma_{zz}^{-1} \Sigma_{zu} = 0 \quad (23)$$

Se regresa cada variable de X en Z para hallar:

Etapa 1 $\hat{x} = z(z'z)^{-1}z'x = P_z$

Etapa 2 regresar y en \hat{x} :y, obtener:

¹⁵ El usar n , $n-k$ o $n-1$ no afecta asintóticamente.

$$b_{VI} = (x'x)^{-1} \begin{pmatrix} \hat{\alpha}' \\ x' y \end{pmatrix} \quad (24)$$

$$b_{VI} = (x' P_z x)^{-1} (x' P_z y) \quad (25)$$

El estimador de Variables Instrumentales se llama también estimador de Mínimos Cuadrados en Dos Etapas (MCO2) porque primero se construye una regresión auxiliar para cada una de las variables endógenas incluidas como explicativas, y cada una de estas regresiones tiene como regresores a todas las variables que están predeterminadas, y estima coeficientes de ecuaciones que estén exactamente o sobreidentificadas¹⁶.

Si los valores del R² en las regresiones de la primera etapa ¹⁷ son muy altos superando 0.8, entonces las estimaciones MCO2 estarán cercanas ya que un R² alto indica que los valores estimados de las variables endógenas son cercanos a su valores observados; y, por lo tanto menos probabilidad de que estas últimas estén con las perturbaciones aleatorias en las ecuaciones originales.

Puede que las variables instrumentales no satisfagan propiedades de mínima varianza o insesgamiento en muestras pequeñas.

¹⁶ Existe identificación exacta cuando el número de instrumentos existentes es igual al número de variables endógenas que se han incluido como explicativas; y existe sobreidentificación cuando el número de instrumentos es mayor.

¹⁷ A estas regresiones se las llama también Regresiones de la Forma Reducida.

Tabla # 9

Identificación de las Empresas Distribuidoras

1	Ambato	11	Los Ríos
2	Azogues	12	Manabí
3	Bolívar	13	Milagro
4	Categ- D	14	Norte
5	Centro Sur	15	Quito
6	Cotopaxi	16	Riobamba
7	El Oro	17	Santa Elena
8	Esmeraldas	18	Santo Domingo
9	Galápagos	19	Sucumbíos
10	Guayas - Los Ríos	20	Sur

Fuente: CONELEC, Estadísticas del Sector Eléctrico

Elaboración: Autor

Tabla N° 13

CUADRO No.28 PRECIOS DE LA ELECTRICIDAD EN AMÉRICA LATINA Y EL CARIBE POR TIPO DE SERVICIO Centavos de dólar / kWh 2001			
PAÍS	RESIDENCIAL	COMERCIAL	INDUSTRIAL
ARGENTINA	9.13	11.11	7.81
BARBADOS	20.41	21.37	19.22
BOLIVIA	6.68	7.9	5.57
BRASIL *	9.38	11.76	8
CHILE	8.58	10.34	7.3
COLOMBIA	6.42	7.78	5.52
COSTA RICA	7.08	8.73	6.3
CUBA	13.19	13.13	10.71
ECUADOR	5.68	6.33	3.91
EL SALVADOR	8.2	9.54	7.11
GRENADA	22.31	23.57	20.35
GUATEMALA	8	9.09	7.04
GUYANA	5.98	7.28	4.19
HAITI	7.03	8.19	6.27
HONDURAS	7.61	8.84	7.01
JAMAICA	13.83	14.57	11.61
MEXICO	6.21	7.69	4.32
NICARAGUA	11.86	12.39	9.9
PANAMA	12.08	12.49	10.44
PARAGUAY	6.83	8.18	6.06
PERU	10.01	11.84	8.45
REP. DOMINICANA	8.74	10.74	7.56
SURINAME	17.08	15.25	17.3
T & T	2.79	3.07	2.35
URUGUAY	13.63	14.49	10.74
VENEZUELA	5.5	6.12	2.8
PROMEDIO	10.17	11.27	8.71

Fuente: Anuario Estadístico del Sector Eléctrico 2001

Elaboración: Anuario Estadístico del Sector Eléctrico 2001