

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA

**ESTUDIO SOBRE LA UNIFICACION DE LAS
TARIFAS DE ENERGIA ELECTRICA**

ISA

1983

333.793 2
I61e
EJ.1

843
Jep
8



ISA Interconexión Eléctrica S.A.

ESTUDIO SOBRE LA UNIFICACION DE LAS TARIFAS
DE ENERGIA ELECTRICA

OFICINA DE PLANEACION
DOCUMENTO ISA OPUN 19/07/83 121E

823

ESTUDIO SOBRE LA UNIFICACION DE LAS TARIFAS

DE ENERGIA ELECTRICA

CONTENIDO

	Página
I INTRODUCCION	
A. Antecedentes	1
B. Objetivos	2
C. Presentación del Informe	3
III DIAGNOSTICO DE LA SITUACION TARIFARIA ACTUAL	3
A. Síntesis	3
B. Estructuras Tarifarias	5
1. Sector Residencial	6
a. Indicadores Tarifarios	
b. Valor de las Facturas para Distintos Niveles de Consumo	7
c. Valor del kWh Adicional en Distintas Ciudades	8
2. Sector comercial	8
3. Sector Industrial	9
4. Hotelería	10
5. Sector Oficial y Alumbrado Público	11
6. Tarifas en Bloque	11
C. Estructuras de Consumo, Ingresos y Suscriptores	11

III	BASES DE LA UNIFICACION TARIFARIA	13
	A. Criterios	13
	B. Metodología	15
IV	ESTRUCTURA DE COSTOS DEL SECTOR ELECTRICO COLOMBIANO	16
	A. Procedimiento	16
	B. Resultados	17
V	ESTRUCTURA TARIFARIA DE REFERENCIA	19
	A. Planteamiento General	19
	B. Procedimiento	19
	C. Resultados	21
	D. Tarifas de Referencia del Sector Residencial	21
VI	ANALISIS DE RESULTADOS E IMPLICACIONES DE LA UNIFICACION TARIFARIA TOTAL	25
	A. Análisis de Resultados	25
	B. Implicaciones	28
VII	PROCESO DE UNIFICACION TARIFARIA	30
	A. Planteamiento General	30
	B. Unificación Regional de Tarifas	31

1. Propuesta 32
2. Tarifas de Referencia del Sector Residencial 32

VIII CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES 36

- A. Conclusiones 36
- B. Recomendaciones 43

FIGURAS Y CUADROS

ANEXOS

- Nº 1 PROCEDIMIENTO DE CALCULO DE LA ESTRUCTURA DE COSTOS DEL SECTOR ELECTRICO COLOMBIANO
- Nº 2 CALCULO DE UNA ESTRUCTURA TARIFARIA DE REFERENCIA PARA EL SECTOR ELECTRICO COLOMBIANO
- Nº 3 ESTIMACION DE LAS FUNCIONES TARIFAS - CONSUMO PARA EL SECTOR RESIDENCIAL

I INTRODUCCION

A. Antecedentes

En las discusiones sostenidas a finales de 1982 sobre la unificación de las tarifas de energía eléctrica, el Sector Eléctrico enfatizó la importancia que tenía el realizar un estudio tarifario más profundo con el fin de calcular estructuras tarifarias con base en criterios y procedimientos homogéneos y para medir las implicaciones financieras, institucionales, regionales y sociales que se derivarían de la extensión de la unificación tarifaria a la totalidad de los usuarios del sector residencial y a otros sectores de consumo.

Por otra parte, en la Junta Directiva de ISA celebrada el día 5 de abril de 1983, el Ministro de Minas y Energía expresó que "...el Gobierno quiere que las tarifas se miren con una óptica global y no estrictamente sectorial (sic) ya que las tarifas irán al CONPES según decisión del señor Presidente de la República. Con este criterio debe trabajar el Sector en el grupo que estudie la política tarifaria..." Más adelante, el Ministro enfatiza que "... el problema no es la aprobación de las tarifas, sino la fijación de la política tarifaria..."

Por las razones expuestas, la Junta Directiva de ISA decidió integrar un Comité de Tarifas con representantes de ISA, de sus

empresas socias, del Ministerio de Minas y Energía y del Departamento Nacional de Planeación, con el objetivo inmediato de acometer el estudio propuesto.

Debido al hecho de que el Gobierno Nacional expresó su interés en tener elementos sólidos que le permitieran definir una política tarifaria para el tiempo en que se abrieran las sesiones ordinarias del Congreso, el Comité de Tarifas, no obstante la brevedad del tiempo de que disponía y la complejidad del tema, se comprometió a presentar los resultados del estudio encomendado para el día 20 de julio de 1983.

B. Objetivos

El Comité de Tarifas definió los siguientes objetivos del estudio tarifario:

1. Calcular una estructura tarifaria de referencia a partir de criterios y procedimientos homogéneos que sean consistentes con los planes de expansión y operación a mínimo costo del sistema eléctrico colombiano.
2. Analizar las implicaciones financieras, institucionales, regionales y sociales que traería la aplicación de una estructura tarifaria única nacional.
3. Presentar diferentes alternativas de acción a seguir con.

relación al proceso de unificación tarifaria.

C. Presentación del Informe

Con el fin de facilitar la lectura del informe, se consideró conveniente presentar en anexos aquellos aspectos técnicos del estudio, tales como la descripción detallada de la metodología empleada, el cálculo de la estructura tarifaria de referencia y la estimación de las funciones tarifa-consumo para el sector residencial e ilustrar el texto en figuras y cuadros. En el documento central se presentan los siguientes temas:

1. Diagnóstico de la Situación Tarifaria Actual.
2. Bases del Estudio de Unificación Tarifaria.
3. Estructura de Costos del Sector Eléctrico Colombiano.
4. Estructura Tarifaria de Referencia.
5. Análisis de Resultados e Implicaciones de la Unificación Tarifaria Total.
6. Definición del Proceso de Unificación Tarifaria.

Los cuadros y figuras que sirven de fundamento a este documento se presentan en la parte final del mismo.

II DIAGNOSTICO DE LA SITUACION TARIFARIA ACTUAL

A. Síntesis

En síntesis, la situación actual de los esquemas tarifarios pa-

ra el servicio de energía eléctrica en Colombia se caracteriza por:

1. La existencia de diferencias sustanciales en los niveles tarifarios para iguales consumos.
2. La diversidad de rangos de consumo en el sector residencial.
3. La progresividad tarifaria diferente en el sector residencial.
4. La no uniformidad en los períodos de facturación.
5. La existencia de tasas desiguales de reajuste tarifario.
6. La diversidad de criterios que se utilizan para definir el tratamiento a los consumidores con actividades productivas.
7. La inconsistencia de criterios con que se fijan las tarifas en bloque.
8. La no aplicación de los niveles tarifarios requeridos por las empresas y aprobadas por la Junta Nacional de Tarifas, por problemas de diversa índole.
9. La forma diferente como aportan los usuarios en las distintas regiones del país para poder disponer del servicio eléctrico.
10. El tratamiento diferente que se le da a las entidades oficiales y al alumbrado público.
11. El tratamiento desigual que se le da a la actividad hotelera.
12. La existencia, en algunas empresas, de gran número de cate-

gorías de usuarios, cuotas de conexión, alquiler de contadores, etc., que hacen sumamente complejo el proceso de facturación.

13. La carencia de mecanismos efectivos que garanticen el pago oportuno de las cuentas de energía por parte de las entidades oficiales.

A continuación, se precisan los puntos anotados.

B. Estructuras Tarifarias

En los cuadros N°s 1 y 2 se presentan las estructuras tarifarias y las tarifas promedias para el mes de diciembre de 1982. En la figura N° 1 se ilustran los niveles tarifarios del sector residencial, por rangos de consumo, de algunas empresas (EEEB, EPM, Santander y Magdalena). En las figuras N°s 2, 3 y 4 se presentan las tarifas promedias del sector residencial, del sector industrial y del sector comercial respectivamente, para doce empresas distribuidoras de energía. También se ilustran las tarifas promedias nacionales de dichos sectores.

Antes de entrar a analizar en más detalle la situación tarifaria de cada sector de consumo, es preciso señalar que, en Colombia, la tarifa promedio nacional en diciembre 82 fué de \$3.17/kWh y que el sector residencial, el alumbrado público y las ventas en bloque tienen tarifas promedias inferiores a la nacio-

nal y los demás sectores (industrial, comercial y oficial) tienen tarifas superiores a la promedia nacional.

1. Sector Residencial

a. Indicadores Tarifarios

- . Tarifa más baja: \$0.64/kWh (EEEE)
- . Tarifa más alta: \$12.06/kWh (EEEE)
- . Menor relación tarifa máxima a mínima: 2.1 (CVC y Caquetá)
- . Mayor relación tarifa máxima a mínima: 18.8 (EEEE)
- . Menor número de rangos de consumo: 5 (CVC)
- . Mayor número de rangos de consumo: 16 (EPM)
- . Menor incremento tarifario: 0% (varias empresas)*
- . Mayor incremento tarifario: 3.25% (EEEE)
- . Tarifa promedia nacional: \$2.54/kWh
- . Empresa con la tarifa promedia más alta:
Guajira (\$4.45/kWh)
- . Empresa con la tarifa promedia más baja:
E. de Antioquia (\$1.36/kWh)

* En la actualidad (a julio de 1983) existe un número considerable de empresas con tarifas congeladas, en particular, algunas electricificadoras del ICEL y de CORELCA.

b. Valor de las Facturas Para Distintos Niveles de Consumo

El valor de las facturas para suscriptores de consumo bajo (200 kWh/mes), medio (800 kWh/mes) y alto (2000 kWh/mes) sería el siguiente en las ciudades de Bogotá, Medellín, Neiva y Sincelejo:

Consumo Mensual (kWh)	VALOR DE LA FACTURA (\$ DIC 82)			
	Bogotá	Medellín	Neiva	Sincelejo
200 (Bajo)	168	152	510	544
800 (Medio)	2392	1408	4280	4408
2000 (Alto)	13160	8020	14040	13260

O sea, que un suscriptor de bajo consumo paga en Sincelejo 258% más que uno de Medellín*.

Un consumidor de consumo medio paga en Sincelejo 213% más que uno de su misma clase en Medellín y un consumidor de consumo alto en Neiva paga 75% más que lo que paga un consumidor de su clase en Medellín.

* Con las tarifas de referencia establecidas en diciembre 82 para consumos inferiores a 400 kWh/mes, esta diferencia se reduce al 156%.

c. Valor del kWh Adicional en Distintas Ciudades

Debido al esquema de facturación existente en la actualidad, el valor de las facturas se incrementa considerablemente por el paso de un rango de consumo a otro.

A continuación se ilustra lo anotado, para varias ciudades:

Consumo (kWh)	VALOR DE LA FACTURA (\$ DIC 82)			
	Bogotá	Medellín	Neiva	Sincelejo
1000	3780	2140	5350	5510
1001	5055	2382	7027	6636
Incremento	1275	242	1677	1367

Por lo tanto, el consumo de un kWh adicional, estando en un consumo mensual de 1000 kWh, le cuesta al usuario \$ 1677 en Neiva y \$ 242 en Medellín. Estos incrementos bruscos en las facturas ya habían sido detectados por el Sector Eléctrico. Para resolver este problema, se diseñaron, en el presente estudio, curvas continuas de tarifa-consumo para el sector residencial.

2. Sector Comercial

En el sector comercial se presentan dos esquemas de factu-

ración: Con tarifa única (en la mayoría de las empresas) y con tarifa binomia: tarifa por consumo (\$/kWh) y tarifa por demanda (\$/kW/mes). La tarifa promedio nacional, en diciembre 82, fué de \$ 5.30/kWh. La menor tarifa comercial se presenta en el Cauca (\$3.35/kWh) y la mayor tarifa en EEEB (\$7.03/kWh). Esto es, el comercio de Bogotá paga un 110% más que el comercio de Popayán y un 33% más que el promedio nacional.

3. Sector Industrial

En el sector industrial no sólo existen los más diversos criterios para definir a quienes se les da el tratamiento industrial sino que existe una gran gama de esquemas de facturación. Mientras que en algunas empresas existe un esquema sencillo que factura a una tarifa única, en otras empresas existe un sistema muy complejo que considera tarifas para consumos inferiores a 1250 kWh/mes, tarifas para consumos superiores a 1250 kWh/mes, tarifas dobles para consumos en punta y fuera de punta y tarifas triples para consumos en punta, fuera de punta y en la madrugada. Para poder comparar las tarifas industriales, es necesario, por tanto calcular las tarifas promedias. La tarifa promedio nacional a diciembre 82 fué de \$4.09/kWh. Las tarifas industriales más bajas son las de la Electrificadora de Antioquia (\$2.61/kWh) y las más altas son las de San Andrés (\$6.25/kWh); o

sea, que existe entre ellas una diferencia del 139%. Las tarifas promedias industriales de las ciudades más industrializadas del país son las siguientes:

CIUDAD	\$/kWh
Bogotá	4.75
Medellín	3.07
Cali	4.16
Barranquilla	5.37
Bucaramanga	3.56

Del cuadro anterior se puede concluir que la industria de Barranquilla paga, en promedio, 75% más que la industria de Medellín por cada kWh que consume y un 31% más que la tarifa promedio nacional.

4. Hotelería

No obstante que en la mayor parte de las empresas a los hoteles se les da un tratamiento tarifario industrial, en otras empresas se les da un tratamiento comercial y en otras, un tratamiento diferente. Las acciones tomadas recientemente por la Junta Nacional de Tarifas de Servicios Públicos van encaminadas a que a los hoteles se les de el mismo tratamiento tarifario de la industria manufacturera.

5. Sector Oficial y Alumbrado Público

En buen número de empresas de energía eléctrica, las tarifas del sector oficial y del alumbrado público son iguales. Sin embargo, existen otras empresas en donde al alumbrado público se le da un tratamiento preferencial e inclusive existen regiones donde no se cobra por este servicio.

6. Tarifas en Bloque

Las tarifas en bloque dependen de las características de cada sistema, especialmente de si realizan o no actividades de generación eléctrica. Mientras la tarifa en bloque de EPM, con una capacidad de generación importante, es apenas de \$0.80/kWh, la tarifa en bloque de EMCALI es de \$2.85/kWh, lo que representa una diferencia entre ellas del 256%. Con relación a la tarifa promedio nacional (\$1.23/kWh), la tarifa en bloque de EPM es inferior en 35% y la de EMCALI es superior en 132%.

C. Estructuras de Consumo, Ingresos y Suscriptores

En el cuadro N° 3 y en las figuras N°s 5 y 6 se presentan las estructuras de consumo, ingresos y suscriptores del Sector Eléctrico y del sector residencial a diciembre de 1982. Sobre el particular, se pueden hacer las siguientes observaciones:

1. El sector residencial consume el 44.4% de la energía y genera el 35.1% de los ingresos del sector eléctrico por ventas de energía.
2. El sector industrial consume el 25.2% de la energía y genera el 32.1% de los ingresos.
3. El sector comercial consume el 11.0% de la energía y genera el 18.1% de los ingresos.
4. El 48.6% de los suscriptores residenciales consumen menos de 200 kWh y el 97.7% menos de 1000 kWh mensuales.
5. El 2.3% de los suscriptores residenciales consumen el 12.5% de la energía vendida al sector residencial y generan el 33.4% de los ingresos residenciales.

Las anteriores estadísticas corroboran los siguientes hechos, suficientemente conocidos:

1. En Colombia, el sector residencial recibe subsidios contables del sector industrial y del sector comercial.
2. El consumo residencial per capita en Colombia es bajo (en diciembre de 1982, el consumo residencial promedio en Colombia fué de 280 kWh/suscriptor).
3. Los suscriptores residenciales con consumos altos subsidian fuertemente a los suscriptores de bajo consumo.

III BASES DE LA UNIFICACION TARIFARIA

A. Criterios

El diagnóstico de la situación tarifaria actual permitió fijar los siguientes criterios para realizar el estudio de unificación tarifaria:

1. Es necesario calcular una estructura tarifaria de referencia nacional con base en criterios y procedimientos homogéneos que reflejen los costos reales de prestación del servicio eléctrico.
2. Ningún usuario debe pagar por el servicio eléctrico un valor superior al costo económico que le ocasiona al sistema.
3. Las tarifas del sector residencial deben tener una progresividad continua para evitar los saltos bruscos en la facturación y deben consultar la capacidad económica de los usuarios. Para lo primero se propone eliminar el sistema de tarifas por rangos de consumo y su reemplazo por curvas continuas tarifa-consumo y para lo segundo, además de la progresividad tarifaria, se propone cobrar unos cargos fijos diferenciales según el estrato socioeconómico de los usuarios.
4. Los usuarios residenciales, especialmente los de bajo consumo, deben ser subsidiados.

5. A las zonas rurales y urbanas se les debe dar igual tratamiento tarifario, aunque ello implique un mayor subsidio para los primeros.
6. En concordancia con la política del Gobierno Nacional, a los sectores productivos debe dársele un tratamiento tarifario preferencial.
7. El sistema de facturación debe simplificarse. Para ello, se propone reducir las categorías de usuarios finales a las siguientes:
 - a. Residenciales.
 - b. Actividades productivas (industria manufacturera, agricultura, minería, construcción y hotelería)*.
 - c. Otros usuarios no residenciales (entidades comerciales, de servicio y de otra naturaleza).
8. Debe continuarse con la política de reajustes tarifarios mensuales que mantengan, al menos, el valor real de las tarifas.

* Actividades clasificadas en las Divisiones 1, 2, 3, 5 y el grupo 632 de la División 6 de la Clasificación Internacional Industrial Uniforme (CIIU) de las Nacionales Unidas.

9. En general, el estudio de unificación tarifaria debe proveer las bases para establecer una política tarifaria efectiva y acorde con los planes de desarrollo del país.

B. Metodología

Ha sido práctica en Colombia diseñar las tarifas de tal forma que satisfagan ciertas necesidades financieras. Esta metodología produce fuertes distorsiones, pues los niveles tarifarios van a depender de los esquemas de financiamiento adoptados y de las condiciones contractuales de los empréstitos contraídos. Por otra parte, dicha metodología no brinda información sobre el costo real en que incurre el Sector Eléctrico para poder ofrecer el servicio, ni sobre la magnitud de los subsidios que se otorgan a unos usuarios, generalmente los residenciales, ni sobre la magnitud de los sobrecargos que posiblemente se le estén imponiendo a otros sectores de consumo.

Por las razones anteriores, se decidió diseñar una estructura tarifaria de referencia a partir del conocimiento de los costos en que incurría el Sector Eléctrico para poder ofrecer un servicio eficiente y confiable.

En forma resumida, el cálculo de la estructura tarifaria de referencia se efectúa en dos fases: En la primera fase se calcula una estructura de costos del Sector Eléctrico, con base en los

costos promedios de expansión del sistema de generación, transmisión y distribución. En la segunda fase, se efectúan los siguientes ajustes a la estructura de costos para obtener una estructura tarifaria de referencia:

1. De orden Financiero, a fin de lograr un equilibrio financiero del Sector Eléctrico tomado en forma consolidada.
2. Por razones socioeconómicas, para que los costos reales de prestación del servicio armonicen con las políticas de redistribución del ingreso (fijando subsidios entre suscriptores según su capacidad económica), o para estimular el desarrollo de ciertas actividades económicas.
3. De orden práctico, para que las tarifas encontradas sean viables de implementación.

IV ESTRUCTURA DE COSTOS DEL SECTOR ELECTRICO COLOMBIANO

A. Procedimiento

Para calcular la estructura de costos del Sector Eléctrico se consideró que la expansión del sistema de generación e interconexión se realiza en forma conjunta y que la expansión de las redes de transmisión y distribución las realiza, en forma independiente, cada empresa distribuidora. Los costos a nivel de generación e interconexión son, por tanto, comunes para to-

das las empresas. Por razones prácticas y con el fin de obtener una estructura de costos única nacional se decidió ponderar las estructuras de costos obtenidas para las diferentes empresas de energía eléctrica, por sus demandas máximas incrementales.

Los elementos considerados para calcular las estructuras de costos son los siguientes:

- . Costos de administración, operación y mantenimiento.
- . Costos de combustible
- . Costos de inversión en proyectos de generación, transmisión y distribución contemplados en planes de expansión claramente definidos.
- . Demandas incrementales de energía y potencia que son satisfechas con tales programas.
- . Pérdidas de energía y potencia.

La estructura de costos diferencia entre zonas rurales y urbanas, entre cargos por energía y potencia (demanda máxima) y entre niveles de voltaje. En el Anexo N° 1 se presenta, en detalle, la metodología de cálculo de la estructura de costos del Sector Eléctrico Colombiano.

B. Resultados

La estructura de costos obtenida se presenta en el cuadro N° 4. Considerando un factor de carga de 0.6, los costos equivalentes

en términos de energía (en precios de diciembre 82) son los siguientes*:

	Zonas Urbanas (\$/kWh)	Zonas Rurales (\$/kWh)
Generación e Interconexión	3.58	-
Transmisión	4.09	-
Subtransmisión	4.51	-
Distribución primaria	5.29	5.32
Distribución secundaria	6.10	7.37

El análisis de la estructura anterior permite concluir lo siguiente:

1. Los usuarios le ocasionan al sistema eléctrico costos distintos según el nivel de voltaje al cual se conectan. Esto es, un usuario industrial conectado a un nivel de voltaje alto (110 kV), le ocasiona al sistema un costo de \$4.09/kWh, mientras que una pequeña industria conectada a la red secundaria ocasiona un costo de \$6.10/kWh, o sea, un costo superior en 49%.
2. Los usuarios ubicados en zonas rurales ocasionan costos mayores que los ubicados en zonas urbanas. Esta diferencia

* Todas las cantidades monetarias que se presentan en este estudio están expresadas en precios constantes de diciembre de 1982.

llega a ser de un 20.8% en distribución secundaria.

V ESTRUCTURA TARIFARIA DE REFERENCIA

A. Planteamiento General

La estructura de costos obtenida brinda información sobre los costos reales, económicos o de oportunidad en que incurre el Sector Eléctrico para poder suministrar el servicio a sus usuarios. Por otra parte, permite conocer hacia dónde va el Sector Eléctrico en su expansión.

Por su importancia, se analizaron las implicaciones que tendría esta estructura de costos (derivada en un escenario económico) en un escenario diferente: El financiero o contable, pues este escenario brinda información básica sobre los requerimientos de fondos del sector. En esta forma, se integran los elementos positivos de ambos escenarios.

B. Procedimiento

Para obtener una estructura tarifaria de referencia nacional se decidió analizar, primero, cuál sería la situación financiera del Sector Eléctrico Consolidado en los próximos años si se adoptara una estructura tarifaria igual a la estructura de costos, manteniendo los planes de inversión programados, los aportes presupuestales al ICEL y CORELCA y la política actual

de endeudamiento.

El resultado obtenido fué el que se generaban unos excedentes que fluctuaban entre el 25% y el 38%. Estos excedentes tienen su origen en los siguientes hechos:

1. Los costos promedios de expansión del sistema eléctrico, (que sirvieron de base para calcular la estructura de costos) son superiores a los costos medios del sistema.
2. El patrimonio acumulado que tiene el Sector Eléctrico en plantas de generación y redes de transmisión.
3. El tratamiento preferencial que se le da al Sector Eléctrico al otorgarle créditos con tasas equivalentes de intereses inferiores al costo de oportunidad del capital en Colombia.

Para no producir un salto brusco en las tarifas, se decidió reestablecer el equilibrio financiero reduciendo los excedentes que producía la estructura de costos. Aunque ello podría lograrse redefiniendo la política de endeudamiento del Sector Eléctrico o eliminando su dependencia del Presupuesto Nacional, se optó por disminuir los niveles tarifarios que habían ocasionado tales excedentes. La razón para ello, fué la consideración de que tales excedentes posibilitaban un subsidio económico al sector residencial y a las actividades productivas. En tal sentido, se disminuyeron las tarifas de estos sectores hasta

alcanzar las tarifas promedias existentes en la actualidad (precios de diciembre 82) en el sector residencial (\$2.54/kWh) y en el sector industrial (\$4.09/kWh).

En el Anexo N° 2 se presenta, en detalle, el cálculo de la estructura tarifaria de referencia con los criterios estipulados.

C. Resultados

La estructura tarifaria obtenida, expresada en términos equivalentes de energía, a precios de diciembre de 1982, es la siguiente:

Categoría	Tarifa (\$/kWh)
1. Residencial	2.54
2. Actividades productivas	
✓ a. Alta tensión	3.23
b. Media tensión	3.56
c. Baja tensión	4.82
3. Otros usuarios	
No residenciales	6.10
4. Promedia Nacional	3.54

D. Tarifas de Referencia del Sector Residencial

Las tarifas de referencia del sector residencial se establecen a partir de la tarifa promedia nacional existente en la actuali-

dad: \$2.54/kWh. Los ingresos mensuales generados en diciembre de 1982, por ventas de energía al sector residencial, ascendieron a \$1785.0 millones. El problema consiste en generar ingresos iguales mediante tarifas que consulten la capacidad económica de los usuarios residenciales. Para eliminar el problema de los cambios bruscos que genera el sistema actual de facturación, se decidió diseñar curvas continuas tarifa-consumo. Para tal fin se exploraron curvas de tipo lineal, logarítmica y exponencial, encontrándose que la función de tipo lineal no sólo es la que mejor se ajusta a una política de redistribución del ingreso sino que es fácil de aplicar y de comprender por parte de los usuarios. En el Anexo N° 3 se presenta, en detalle, la estimación de las funciones tarifa-consumo para el sector residencial.

En síntesis, las tarifas diseñadas para el sector residencial tienen dos componentes: Un cargo fijo, diferencial según la estratificación económica de los usuarios, y un cargo variable por consumo mensual (kWh).

Para cada uno de los estratos socioeconómicos definidos por el DANE, se establecen los siguientes cargos fijos:

Estrato	Cargo Fijo (K) (\$/mes)
Bajo - Bajo	100
Bajo	150
Medio - Bajo	200
Medio	300
Medio - Alto	450
Alto	600

Los cargos variables se calculan a partir de la siguiente función tarifa - consumo:

$$T(C) = \begin{cases} 1.1600 + 0.001976 C, & \text{Si } 100 < C \leq 2500 \text{ kWh/mes} \\ 6.10, & \text{Si } C > 2500 \text{ kWh/mes} \end{cases}$$

(\$/kWh)

El valor máximo de 6.10/kWh se estableció con base en el criterio de que a ningún usuario se le debe cobrar un cargo superior al costo económico (o de oportunidad) que le ocasiona al sistema.

En todas las situaciones, el cargo fijo mensual da derecho a un consumo básico mensual de 100 kWh.

El valor que se le facturaría a un usuario, por un consumo mensual C , sería el siguiente:

$$P = K + T (C) \times (C - 100)$$

Donde:

- P: Valor de la factura (\$/mes)
 K: Cargo fijo según el estrato social a que pertenezca (\$/mes)
 T(C): Tarifa según consumo
 C: Consumo mensual.

Para poder realizar una comparación entre las tarifas residenciales de referencia propuestas y las vigentes, se decidió calcular la tarifa promedio resultante con el esquema propuesto, dividiendo el valor de la factura (P) por el consumo mensual (C):

$$\begin{aligned} \bar{p} &= \frac{P}{C} \\ &= \frac{K + 100 T(C)}{C} + T(C) \end{aligned}$$

En el cuadro N° 5 se presentan las tarifas promedias de referencia encontradas para distintos consumos de energía.

VI ANALISIS DE RESULTADOS E IMPLICACIONES DE LA UNIFICACION TARIFARIA
TOTAL

A. Análisis de Resultados

En el cuadro N° 6 y en la figura N° 7 se presenta una comparación entre las estructuras tarifarias promedias actuales y las promedias de referencia encontradas para los sectores residencial, industrial y comercial de las empresas del Sector Eléctrico. El análisis de los resultados permite hacer las siguientes anotaciones:

1. La unificación tarifaria en el sector residencial implicaría incrementos tarifarios del 14.5% en EEEB y del 57.5% en EPM y disminuciones en los demás sistemas, que fluctuarían entre el 31.0% en CORELCA y el 3.1% en el ICEL tomado en forma consolidada.
2. Para lograr la unificación tarifaria en el sector industrial habría que incrementar las tarifas de EPM en 24.8%, las de CVC en 4.3% y las del ICEL en 6.9% y disminuir las de EEEB en 7.4%, EMCALI en 7.7%, CHEC en 4.1%, y CORELCA en 2.9%.
3. En el sector comercial habría que incrementar las tarifas de todas las empresas con excepción de EEEB. Lo anterior indica que en EEEB se están cobrando tarifas comerciales superiores al costo económico que ocasionan estos usuarios (\$6.10/kWh) y en el resto del país, tarifas inferiores.

En el cuadro N° 7 se calculan los aumentos o disminuciones de ingresos mensuales que generaría, en cada empresa, la aplicación inmediata de las tarifas de referencia encontradas para los sectores residencial, industrial y comercial, con relación a la situación de diciembre 82. Es importante anotar que los aumentos que se generan en algunas empresas no significan que éstas hayan superado su situación financiera deficitaria (caso ICEL).

En el cuadro siguiente se resumen los resultados encontrados:

AUMENTO (DISMINUCION) DE INGRESOS MENSUALES
(Millones de \$ Dic 82)

Empresa	Residencial	Industrial	Comercial	Total
EEEB	38.1	(35.6)	(47.4)	(44.9)
EPM	128.6	66.0	47.9	242.5
EMCALI	(7.7)	(16.7)	13.0	(11.4)
CVC	(24.4)	4.0	7.3	(13.1)
CHEC	(8.3)	(1.8)	5.5	(4.6)
ICEL	(14.4)	21.4	73.2	80.2
CORELCA	(113.4)	(6.9)	23.9	(96.4)

En términos generales, se pueden distinguir las siguientes situaciones:

1. El sector residencial de EEEB generaría un aumento de ingresos que ayudaría a cubrir la disminución que se produciría en los sectores industrial y comercial.

2. En EPM se incrementarían los ingresos en los tres sectores.
3. En EMCALI, la CHEC y CORELCA, el sector comercial tendría aumentos de ingresos que compensarían, en parte, la disminución que se produciría en los sectores industrial y residencial.
4. En la CVC, el aumento de ingresos de los sectores industrial y comercial compensarían, parcialmente, la disminución de ingresos del sector residencial.
5. En el ICEL, el aumento de ingresos de los sectores industrial y comercial compensarían totalmente la disminución que se produce en el sector residencial.
6. Los sistemas que tendrían disminuciones netas de ingresos serían EEEB, EMCALI, CVC, CHEC y CORELCA y los que tendrían aumentos netos serían EPM e ICEL. Los aumentos del ICEL se explican por las tarifas tan bajas existentes en un buen número de sus electrificadoras (Antioquia, Nariño, Cauca, etc). Vale la pena enfatizar de nuevo, que los aumentos del ICEL son con relación a la situación financiera que tenía en diciembre 82 y no representan, por tanto, excedentes reales de este sistema.
7. La carga de la unificación tarifaria recaería, entonces, sobre los usuarios residenciales de EEEB y EPM (que representan el 33% de los usuarios residenciales de todo el país); sobre el sector industrial de EPM, CVC e ICEL y sobre el sector comercial de todo el país, exceptuando el de EEEB.

8. Para conocer, en más detalle, cual sería la incidencia que tendría la unificación tarifaria en los usuarios del sector residencial, se calcularon las tarifas promedias de referencia para el estrato Medio-Bajo y se compararon con las tarifas existentes en varios mercados (EPM, Magdalena y Santander). Se tomó el estrato Medio-Bajo por ser el que más población agrupa en Colombia (43.5%). En el cuadro N° 8 y en la figura N° 8 se muestra esta comparación. Mientras que en EPM habría que realizar incrementos tarifarios en todos los rangos de consumo, en Magdalena y Santander habría que realizar disminuciones en los niveles tarifarios existentes para alcanzar las tarifas de referencia del sector residencial. A continuación se presentan las variaciones en los niveles tarifarios para algunos consumos típicos del estrato Medio-Bajo:

INCREMENTO (DISMINUCION) TARIFARIA, %

C (kWh/mes)	EPM	MAGDALENA	SANTANDER
400	81.5	(53.4)	(48.1)
600	65.9	(60.4)	(51.9)
800	50.6	(54.2)	(79.6)

B. Implicaciones

La unificación tarifaria total, si se aplicara en forma inmediata, traería las siguientes implicaciones:

1. Problemas de orden social en las regiones cubiertas por los

sistemas EPM y EEEB. Mientras que en EPM los incrementos recaerían sobre la totalidad de sus usuarios residenciales, con un promedio de crecimiento del 57.5%, en EEEB recaerían, fundamentalmente, sobre los usuarios de consumo medio y bajo. Los usuarios de alto consumo, en EEEB, saldrían beneficiados pues tendrían una disminución tarifaria significativa, que en los consumos superiores a los 3000 kWh/mes, alcanzaría el 49.4%*.

2. Problemas económicos en la mayoría de las empresas distribuidoras de energía en el país, por la disminución de ingresos que les acarrearía la unificación tarifaria. Esta disminución vendría a agravar, aún más, su difícil situación financiera, a no ser que el Gobierno decrete subsidios a estas empresas, bien con partidas de tipo presupuestal, o con transferencia de subsidios desde otros sectores de la economía o desde otras regiones.
3. Problemas de orden político y social si se decide trasladar los aumentos de ingresos que produciría en EPM la unificación tarifaria: Aproximadamente 245 millones mensuales, en precios de diciembre 82.

*
$$\frac{T \text{ Existente} - \text{Tarifa de referencia}}{\text{Tarifa existente}} \times 100 = \frac{12.06 - 6.10}{12.06} \times 100 = 49.4\%$$

4. Repercusiones económicas en el comercio de todo el país, exceptuando el cubierto por EEEB, pues habría que elevar las tarifas de este sector entre un 15.3% (en Cali) y un 40.9% (en Medellín).
5. Repercusiones económicas en la industria, especialmente de Medellín, pues sufriría un incremento tarifario del orden del 24.8%.

VII PROCESO DE UNIFICACION TARIFARIA

A. Planteamiento General

A través del desarrollo conjunto de planes óptimos de expansión y mediante la operación óptima de los recursos de generación disponibles, es posible reducir las diferencias en los costos de suministro del servicio eléctrico en las distintas regiones del país, en razón a que el costo de generación e interconexión representa la principal componente del costo final del servicio de energía eléctrica. En la medida en que se desarrollen los proyectos definidos en planes óptimos de expansión, se irán igualando los costos de generación de todos los sistemas, acortando, en esta forma, las diferencias tarifarias existentes en la actualidad. Sin embargo, este es un proceso que toma bastante tiempo.

Teniendo en cuenta que es objetivo del Gobierno Nacional acelerar el proceso de unificación tarifaria, el Comité de Tarifas encontró que lo más viable era iniciar un proceso gradual de unificación de tipo regional, pues la unificación tarifaria total, aplicada en forma inmediata, ocasionaría graves problemas de orden económico, financiero y social, como se demostró anteriormente.

B. Unificación Regional de Tarifas

1. Propuesta

El primer paso, para llegar a la unificación tarifaria total, consistiría en una unificación regional, buscando, en lo posible, igualar las estructuras tarifarias en todos los sectores de consumo y tratando, a la vez, de minimizar los problemas inherentes a cualquier proceso de unificación.

Para cada una de las regiones definidas habría que calcular, con la metodología propuesta en este documento, estructuras tarifarias que reflejen, en la mejor forma posible, la estructura de costos del Sector Eléctrico Colombiano. Habría que tener en cuenta, además, que los niveles tarifarios que se propongan deben consultar la situación tarifaria y financiera actual de las empresas de energía eléctrica que integren las regiones y la capacidad de pago de sus usuarios.

Por su situación geográfica, afinidad tarifaria y facilidades operativas, una posible agrupación de las empresas sería la siguiente:

- a. EPM, Antioquia y Chocó
- b. EEEB, Cundinamarca y Meta
- c. EMCALI y CVC
- d. Caldas, Quindío y Risaralda
- e. Boyacá, Santander y Norte de Santander
- f. Tolima, Huila y Caquetá
- g. Nariño y Cauca
- h. Electrificadoras de CORELCA

2. Tarifas de Referencia del Sector Residencial

Las tarifas de referencia del sector residencial se calcularían teniendo en cuenta los siguientes delineamientos:

- a. Se adoptan funciones lineales que relacionen las tarifas con el consumo.
- b. Se establecen cargos fijos para cada estrato socioeconómico.

Como una primera aproximación a una tarifa de referencia, se calcularon una tarifas nacionales excluyendo a EPM y EEEB de su cálculo. Las razones que se tuvieron para excluir a estas dos empresas fueron las siguientes:

- a. Con relación a las tarifas promedias nacionales, las tarifas de EPM están muy por debajo en todos sus rangos de consumo y las de EEEB en los rangos inferiores de consumo.
- b. Estas dos empresas tiene un consumo significativo con relación al consumo total.
- c. El efecto combinado de los dos factores anteriores, hace que las tarifas de referencia queden en niveles muy inferiores al que tienen en la actualidad la mayoría de las empresas distribuidoras de energía, lo que produciría, en estas empresas, disminuciones tarifarias significativas si se estableciera como objetivo alcanzar las tarifas de referencia encontradas.

La función encontrada para esta alternativa de unificación tarifaria del sector residencial (excluyendo de su calculo a EEEB y EPM) es la siguiente:

$$T(C) = \begin{cases} 2.03575 + 0.001624 C, & \text{Si } 100 < C \leq 2500 \text{ kWh/mes} \\ 6.10, & \text{Si } C > 2500 \text{ kWh/mes} \end{cases}$$

Las tarifas promedias residenciales (\bar{P}) se calcularon con la siguiente fórmula:

$$\bar{P} = \frac{K - 100 T(C)}{T(C)} + T(C)$$

Donde: K: Cargo fijo mensual según estrato socioeconómico.

En el cuadro N° 9 se presentan las tarifas promedias de referencia encontradas. En el cuadro N° 10 y en la figura N°9 se ilustran los resultados obtenidos para el estrato Medio Bajo con las tarifas existentes en CHEC, Magdalena, Santander y Nariño. En el cuadro N° 11 se presenta una comparación entre las tarifas existentes y las de referencia encontradas. El análisis de tales resultados permite concluir lo siguiente:

- a. EEEB y EPM tendrían incrementos del 30.6% y del 88.8% respectivamente, con relación a sus tarifas promedias actuales. EMCALI tendría un incremento del 13.6%, CHEC del 9.6% e ICEL del 12.7%. CVC tendría que disminuir sus tarifas en 14.6% y CORELCA en 21.4%
- b. En EEEB y EPM no sería posible, por la repercusiones sociales y económicas que ello tendría, adoptar las tarifas de referencia encontradas. Sería necesario, por tanto calcular tarifas de referencia diferentes para estas empresas y analizar la factibilidad de que las demás empresas de sus grupos adopten dichas tarifas de referencia. Para ello se podría pensar en un tratamiento preferencial de EEEB y EPM, a través de las ventas en bloque de energía, a las otras empresas de sus grupos.

- c. Para que CORELCA adopte las tarifas de referencia encontradas, es necesario que el Gobierno le garantice mecanismos de compensación adecuados, pues, de lo contrario, se agudizaría aún más, su situación financiera. Algunos mecanismos posibles son los siguientes: 1) Mantener la política de subsidio al combustible que consume CORELCA en sus plantas de generación 2) Analizar la factibilidad de decretar un impuesto a las exportaciones de carbón del Cerrejón. 3) Asumir el Gobierno Nacional, algunos de los empréstitos requeridos por CORELCA para poder ejecutar sus proyectos de generación.
- d. EMCALI y CVC podrían adoptar las tarifas de referencia nacionales, mediante un traslado de subsidios de EMCALI a CVC, a través de las ventas en bloque de energía entre ellas.
- e. Los grupos restantes podrían adoptar las tarifas de referencia nacionales encontradas en un plazo determinado (1 o 2 años). Con tal fin, se analizaría la factibilidad de realizar ajustes a las tarifas de otros sectores de consumo que compensen las disminuciones de ingresos que se presentarían en algunas de las empresas de los grupos regionales.

VIII CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

A. Conclusiones

1. La situación tarifaria actual, en las empresas del Sector Eléctrico, se caracteriza por lo siguiente:
 - a. La existencia de diferencias sustanciales en los niveles tarifarios.
 - b. La diversidad de rangos de consumo en el sector residencial.
 - c. La progresividad tarifaria diferentes y los saltos bruscos en las facturas de los usuarios residenciales.
 - d. La no uniformidad en los períodos de facturación.
 - e. La existencia de tasas desiguales de reajuste tarifario.
 - f. El tratamiento diferente que se le da a los consumidores con actividades productivas, a las entidades oficiales, al alumbrado público y a la hotelería.
 - g. La existencia, en algunas empresas, de gran número de categorías de usuarios, cuotas de conexión, alquiler de contadores, tarifas triples, dobles, sencillas, etc., que hacen sumamente complejo el proceso de facturación.
 - h. La inconsistencia de criterios con que se fijan las tarifas en bloque.
 - i. La no aplicación de los niveles tarifarios requeridos por las empresas y aprobadas por la Junta Nacional de Tarifas

por problemas de diversa índole.

- j. La forma diferente como aportan los usuarios en las distintas regiones del país para poder disponer del servicio eléctrico.
 - k. La carencia de mecanismos efectivos que garanticen el pago oportuno de las cuentas de energía por parte de las entidades oficiales.
2. La práctica vigente en Colombia de diseñar tarifas exclusivamente con base en criterios financieros, produce fuertes distorsiones tarifarias, debido a su dependencia de los esquemas de financiamiento adoptados y de las condiciones contractuales de los empréstitos. Además, este sistema de tarificación no brinda información sobre el costo real en que incurren las empresas del Sector Eléctrico para poder ofrecer el servicio, ni sobre la magnitud de los subsidios que se otorgan a unos usuarios, ni sobre la magnitud de los sobrecargos que se le puedan estar imponiendo a algunos usuarios del servicio eléctrico.
3. Con base en las consideraciones anteriores, el estudio de unificación tarifaria se realizó bajo los siguientes principios.
- a. La unificación tarifaria debe realizarse teniendo como objetivo una estructura tarifaria nacional de referencia,

calculada a partir de una estructura que refleje los costos reales de prestación del servicio eléctrico a los distintos usuarios del mismo.

- ✓ b. Ningún usuario debe pagar por el servicio eléctrico un valor superior al costo económico (o de oportunidad) que le ocasiona al sistema eléctrico.
 - c. Las tarifas del sector residencial deben tener una progresividad continua, para evitar los saltos bruscos en la facturación y deben diseñarse consultando la capacidad económica de los usuarios.
 - d. A las zonas rurales y urbanas se les debe dar igual tratamiento tarifario, aunque sus estructuras de costos sean diferentes.
 - ✓ e. Debe simplificarse el proceso de facturación, reduciendo el número de categorías de usuarios finales. En el estudio se definieron tres categorías: Residenciales, actividades productivas (industria manufacturera, agricultura, minería, construcción y hotelería) y otros usuarios no residenciales.
4. Para calcular la estructura tarifaria de referencia, se calculó, primero, una estructura de costos con base en los costos promedios de expansión del sistema de generación, trans-

misión y distribución. Posteriormente se realizaron ajustes de orden financiero, socioeconómico y práctico a la estructura de costos, obteniendo así, una estructura tarifaria nacional de referencia.

5. En el diseño de la estructura tarifaria de referencia se tuvieron en cuenta los siguientes aspectos:
 - a. Para no producir saltos bruscos tarifarios, se mantuvo la dependencia de los aportes del Presupuesto Nacional que tienen algunas empresas y la política actual de endeudamiento del Sector Eléctrico.
 - b. Los excedentes financieros que produjo la aplicación de la estructura de costos con base en los costos promedios de expansión, se destinaron al sector residencial y a las actividades productivas. En tal forma fué posible fijar tarifas de referencia para estos sectores iguales a las tarifas promedias vigentes en la actualidad. Es de anotar que estos excedentes son con relación a la situación actual y no implican, por tanto, una situación de solvencia financiera para el Sector Eléctrico.
 - c. Para el sector residencial se calcularon, a partir de la tarifa promedio existente, funciones continuas de tarifa-consumo. Además de la progresividad tarifaria razonable que

se logra con este procedimiento, se establecieron cargos fijos diferenciales, que dependen de la estratificación socioeconómica de los usuarios.

6. La aplicación inmediata de las tarifas de referencia nacionales encontradas, tendría las siguientes implicaciones:

1. Problemas de orden social en las regiones cubiertas por los sistemas EEEB y EPM. Mientras en EPM los incrementos recaerían sobre la totalidad de los usuarios residenciales, con un promedio de crecimiento del 57.5%; en EEEB recaerían, fundamentalmente, sobre los usuarios de consumo medio y bajo. Los usuarios de alto consumo, en EEEB, saldrían beneficiados, pues tendrían una disminución tarifaria significativa, que en los consumos superiores a los 3000 kWh/mes, alcanzaría el 49.4%.

b. Problemas económicos en la mayoría de las empresas distribuidoras de energía en el país, por la disminución de ingresos que les acarrearía la unificación tarifaria. Esta disminución vendría a agravar, aún más, su difícil situación financiera, a no ser que el Gobierno decrete subsidios a estas empresas, bien con partidas de tipo presupuestal, o con transferencia de subsidios desde otros sectores de la economía o desde otras regiones.

- c. Problemas de orden político y social si se decide trasladar los aumentos de ingresos que produciría en EPM la unificación tarifaria: Aproximadamente 245 millones mensuales, en precios de diciembre 82.
 - d. Repercusiones económicas en el comercio de todo el país, exceptuando el servido por EEEB, pues habría que elevar las tarifas de este sector entre un 15.3% (en Cali) y un 40.9% (en Medellín).
 - e. Repercusiones económicas en la industria, especialmente de Medellín, pues sufriría un incremento tarifario del orden del 24.8%.
7. Por las implicaciones desfavorables que tendría aplicar la unificación tarifaria total en forma inmediata, y dado el interés del Gobierno Nacional en acelerar el proceso de unificación, se consideró que lo más viables era iniciar el proceso con una unificación de tipo regional.
8. En la unificación regional se buscaría, en lo posible, igualar las estructuras tarifarias en todos los sectores de consumo, tratando de minimizar, a la vez, los problemas inherentes a cualquier proceso de unificación.
9. Para cada una de las regiones definidas habría que calcular, con la metodología propuesta en este documento, estructuras

tarifarias que reflejen, en la mejor forma posible, las estructuras de costos del Sector Eléctrico Colombiano. Habría que tener en cuenta; además, que los niveles tarifarios que se propongan deben consultar la situación tarifaria y financiera actual de las empresas de energía eléctrica que integren las regiones y la capacidad de pago de sus usuarios.

10. Por su situación geográfica, afinidad tarifaria y facilidades operativas, se recomienda la siguiente agrupación de empresas: a) EPM, Antioquia y Chocó; b) EEEB, Cundinamarca y Meta; c) EMCALI y CVC; d) Caldas, Quindío y Risaralda e) Boyacá, Santander y Norte de Santander; f) Tolima, Huila y Caquetá; g) Nariño y Cauca; h) Electrificadoras de CORELCA.
11. Como una primera aproximación a unas tarifas de referencia del sector residencial, se calcularon unas tarifas nacionales excluyendo a EPM y EEEB del cálculo, porque estas empresas bajan en forma significativa, las tarifas de referencia.
12. Para que algunos de los grupos regionales puedan adoptar las tarifas de referencia, calculadas excluyendo a EEEB y EPM, es necesario que el Gobierno Nacional garantice mecanismos adecuados de compensación, pues de lo contrario, se agudizaría su situación financiera.

13. Es necesario profundizar más en algunos aspectos de la unificación tarifaria, especialmente sobre las implicaciones financieras e institucionales del mecanismo propuesto.

B. Recomendaciones

- ✓ 1. Fijar las pautas y establecer las bases para que las estructuras tarifarias sean diseñadas con criterios sólidos y homogéneos.
2. Adoptar la metodología desarrollada en este estudio para establecer una regulación tarifaria efectiva.
- ✓ 3. Eliminar el sistema actual de facturación del sector residencial y reemplazarlo por el de funciones lineales tarifa-consumo.
- ✓ 4. Estratificar los suscriptores residenciales.
- ✓ 5. Establecer cargos fijos diferenciales para los suscriptores residenciales, de acuerdo a una estratificación socioeconómica.
6. Reducir el número de categorías de usuarios a tres: Residencial, actividades productivas (industria manufacturera, agricultura, minería, construcción y hotelería) y otros usuarios no residenciales.

7. Iniciar el proceso de unificación tarifaria por regiones afines.
8. Establecer una política de reajustes tarifarios con base en un índice compuesto de inflación interna, inflación externa y devaluación del peso colombiano.

TARIFAS DEL SECTOR RESIDENCIAL POR RANGOS DE CONSUMO EN ALGUNAS EMPRESAS

(DICIEMBRE 82)

EEEB
▲ 12.06

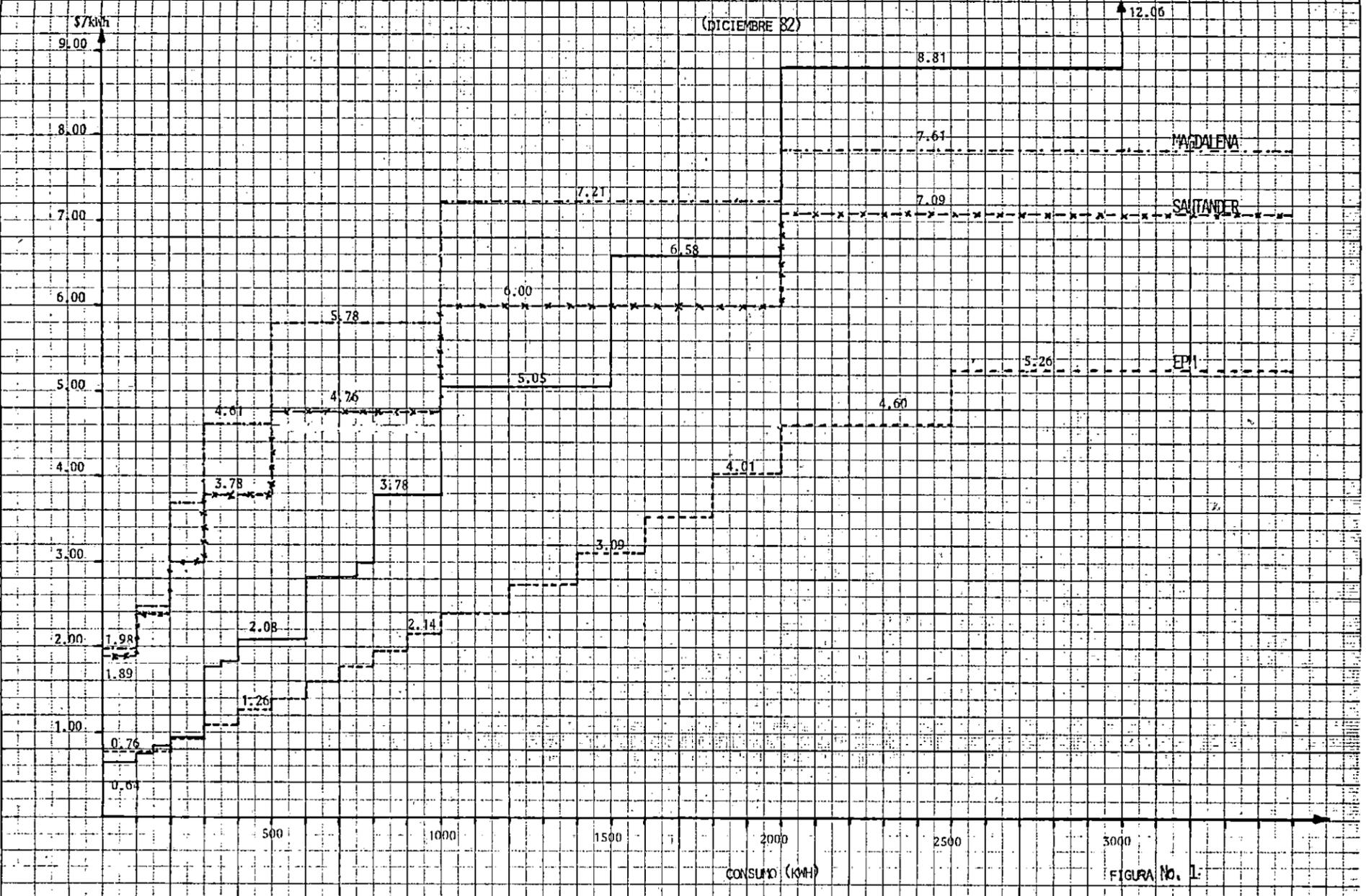
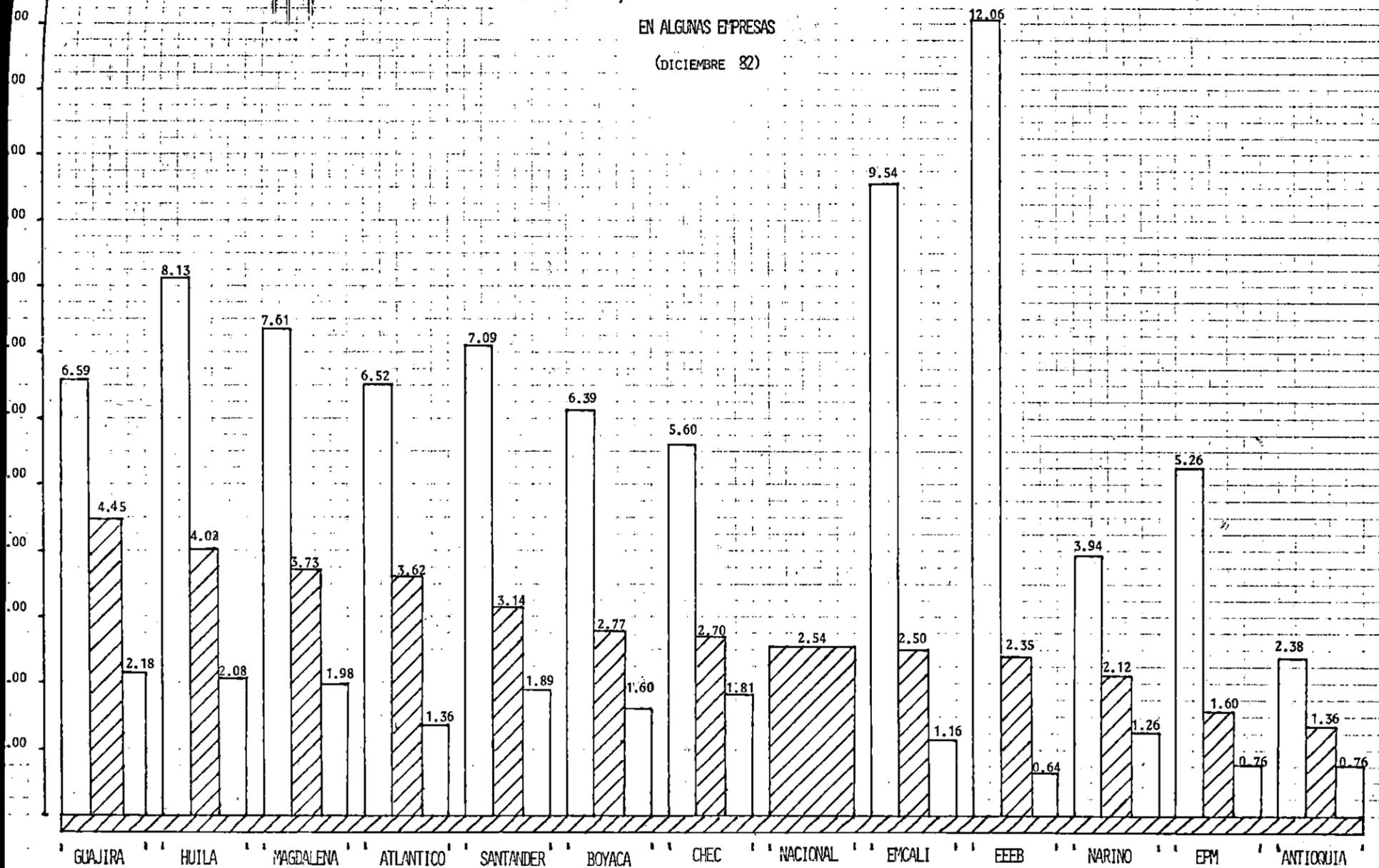


FIGURA No. 1.

TARIFAS PROMEDIAS, MAXIMAS Y MINIMAS DEL SECTOR RESIDENCIAL

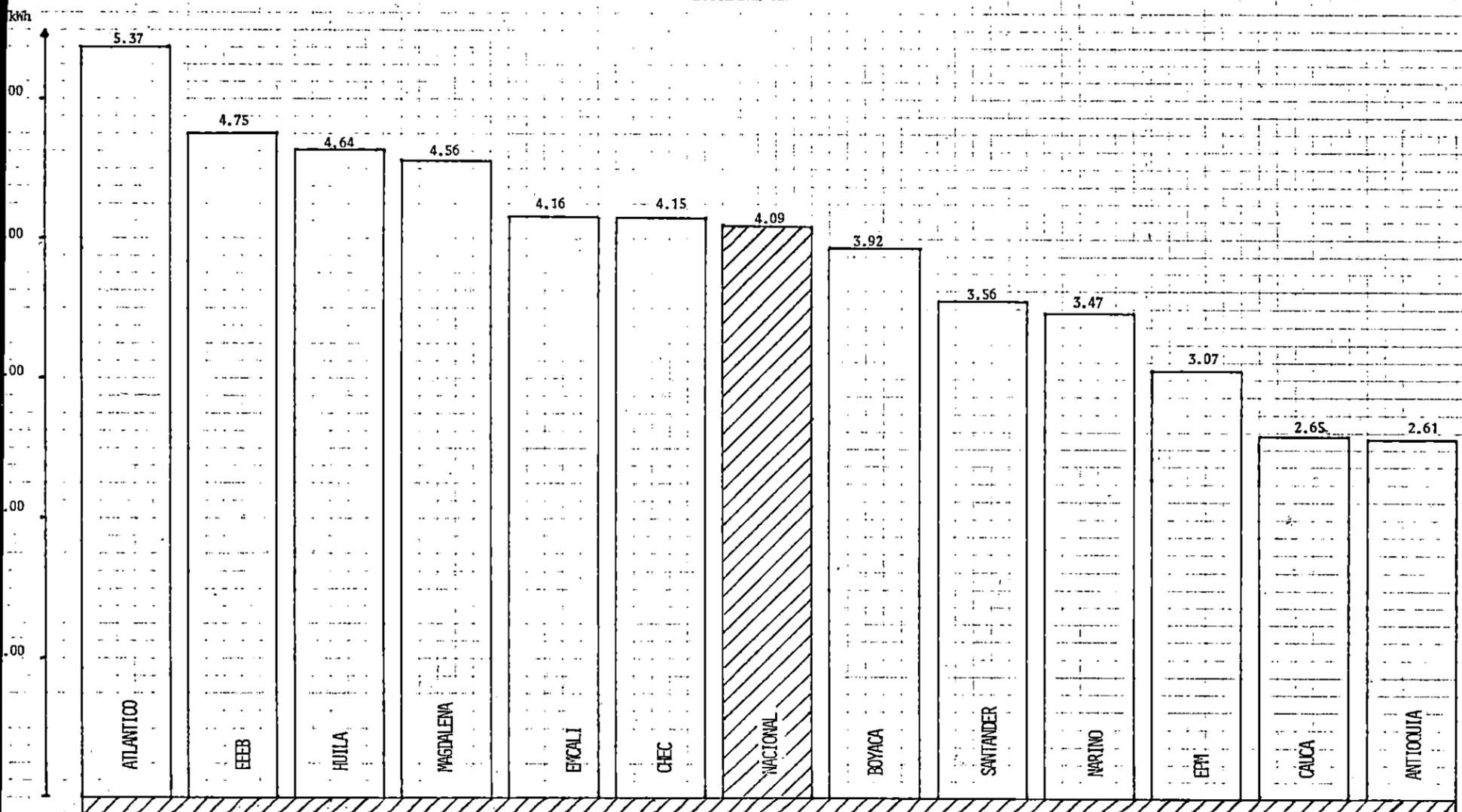
EN ALGUNAS EMPRESAS

(DICIEMBRE 82)



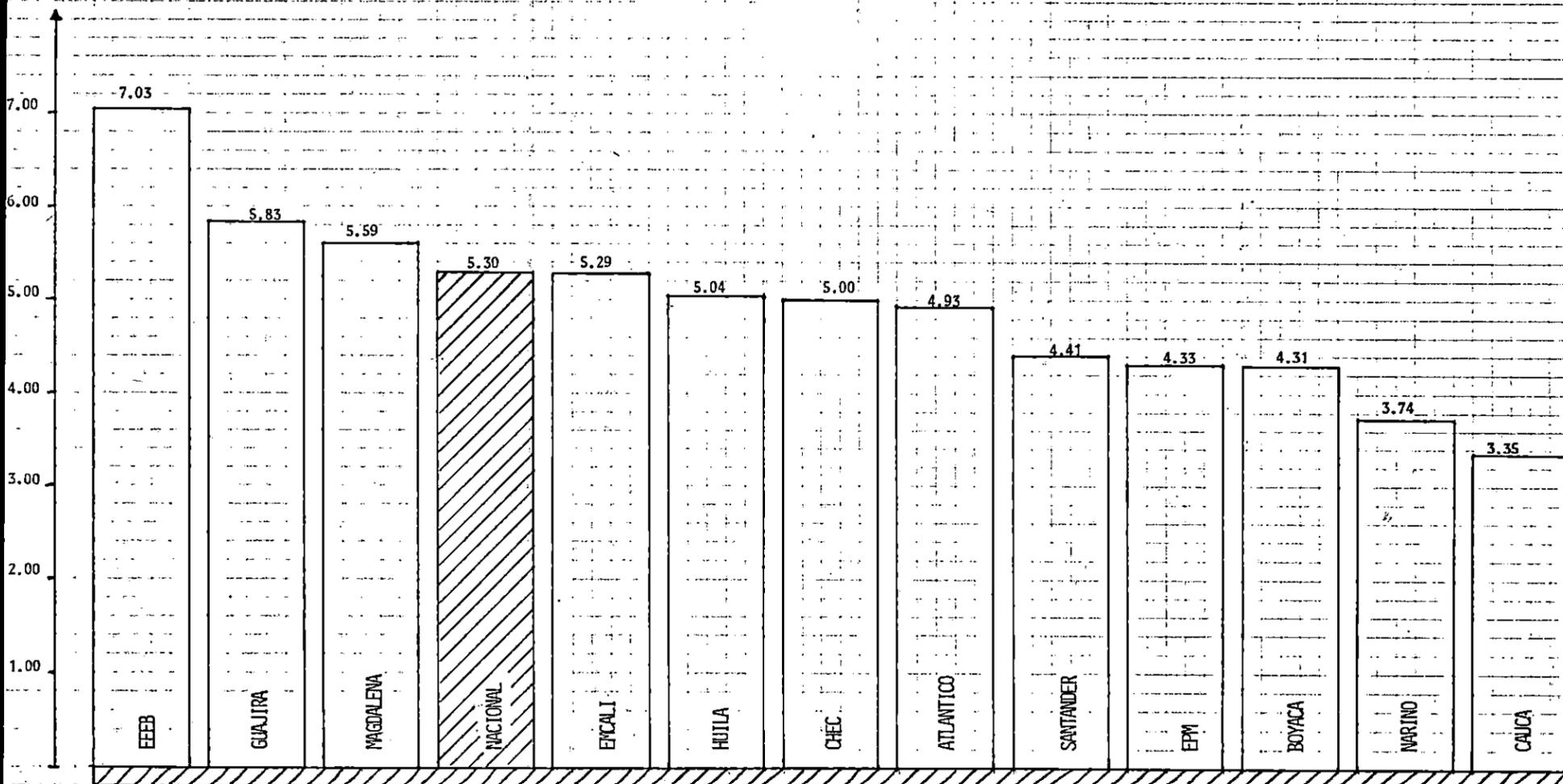
TARIFAS PROMEDIAS DEL SECTOR INDUSTRIAL EN ALGUNAS EMPRESAS

(DICIEMBRE 82)



TARIFAS PROMEDIAS DEL SECTOR COMERCIAL EN ALGUNAS EMPRESAS

(DICIEMBRE 82)



ESTRUCTURAS DE CONSUMO, INGRESOS Y SUSCRIPTORES DEL SECTOR ELECTRICO COLOMBIANO

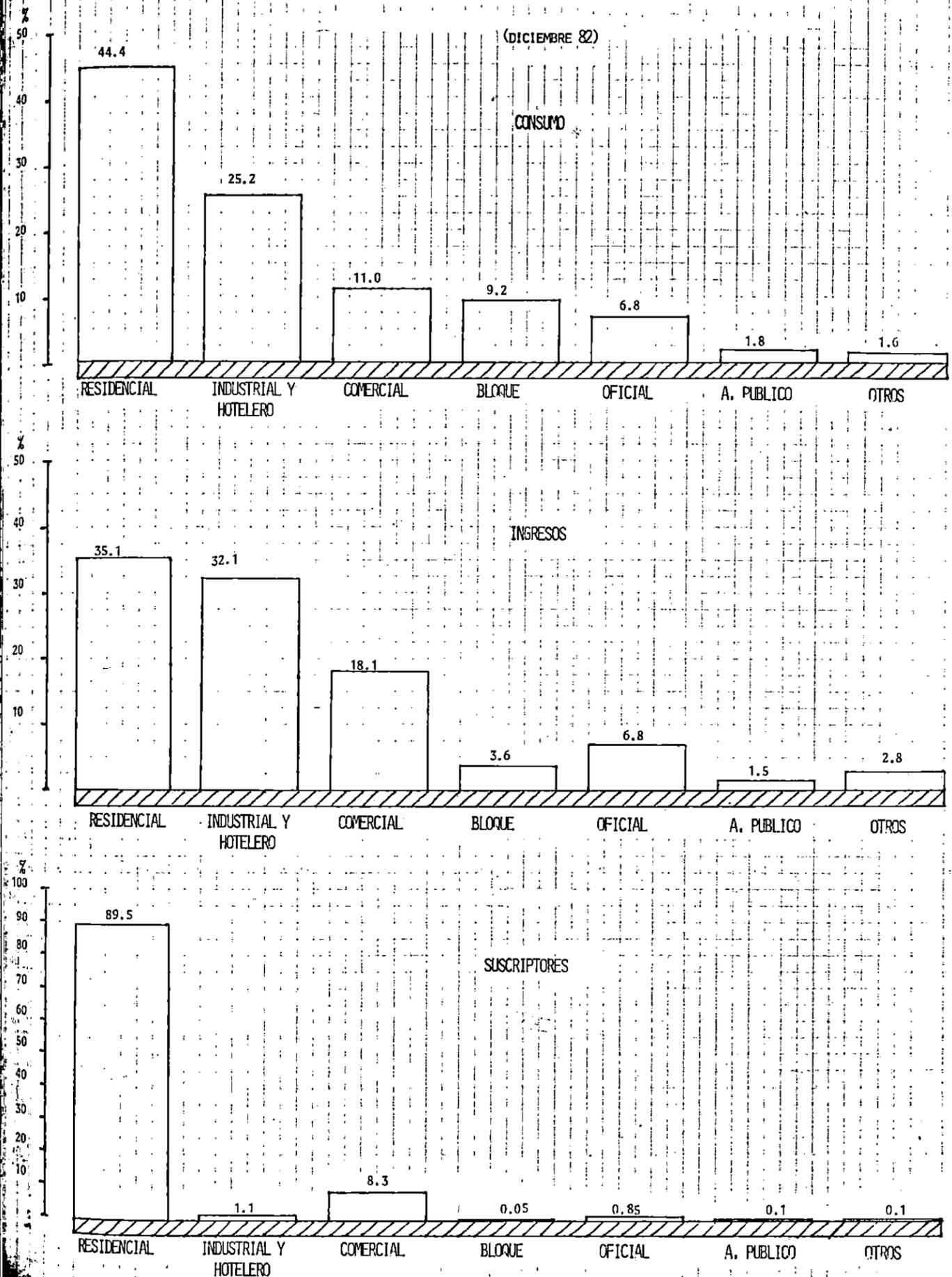


FIGURA No. 5

ESTRUCTURAS DE CONSUMO, INGRESOS Y SUSCRIPTORES DEL SECTOR RESIDENCIAL
(DICIEMBRE 82)

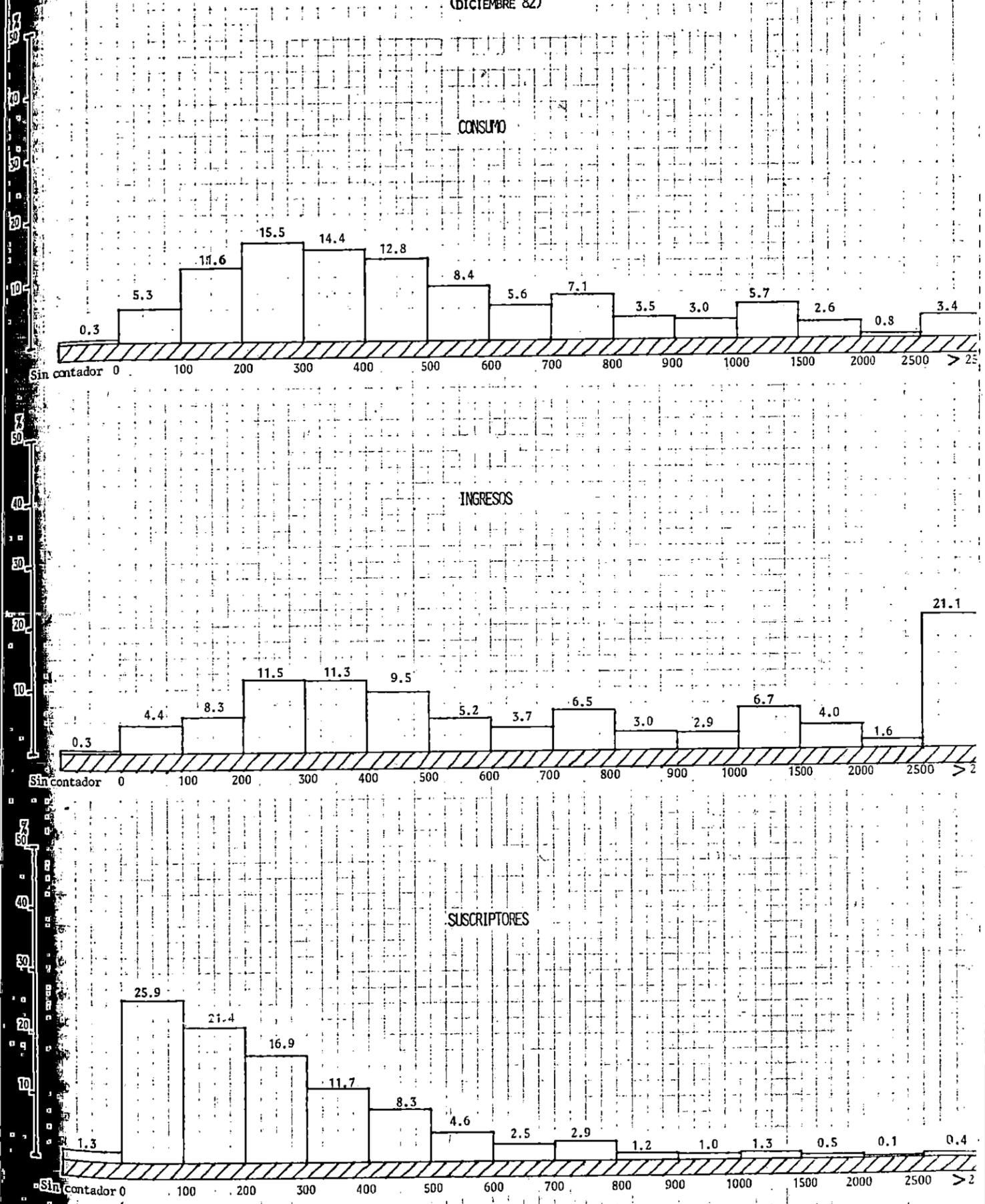
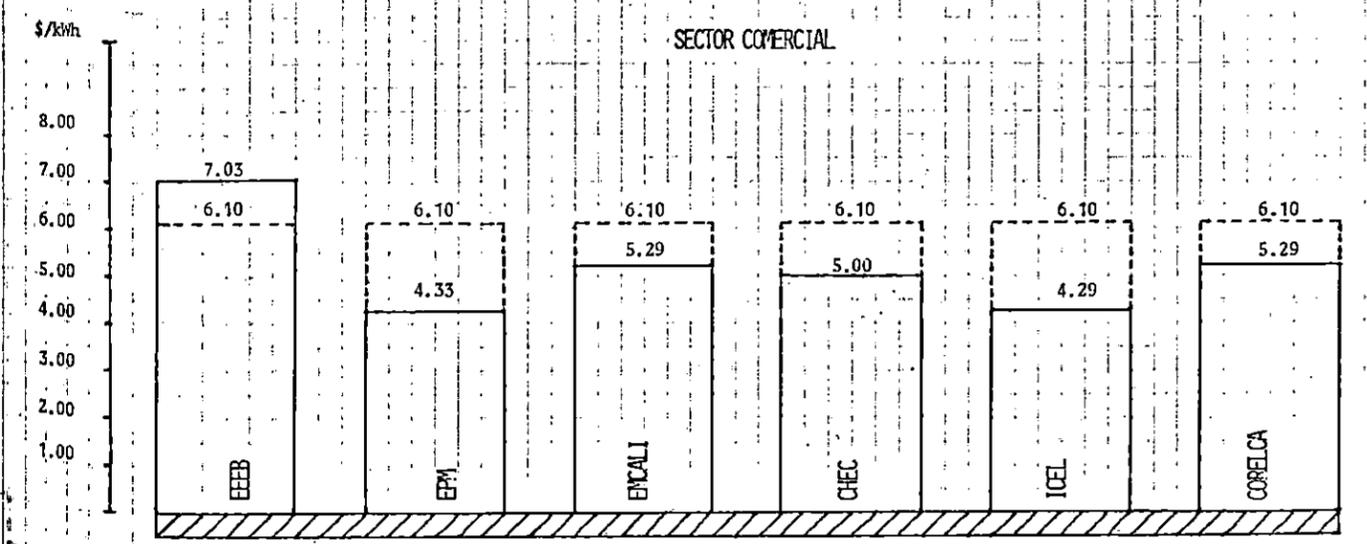
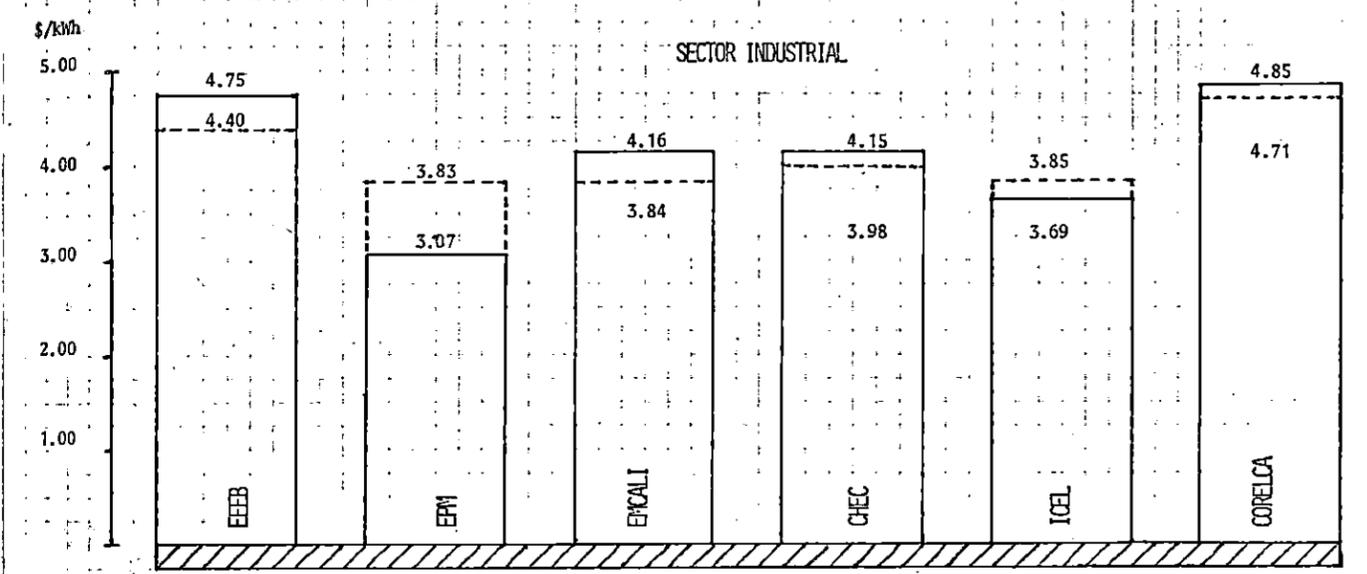
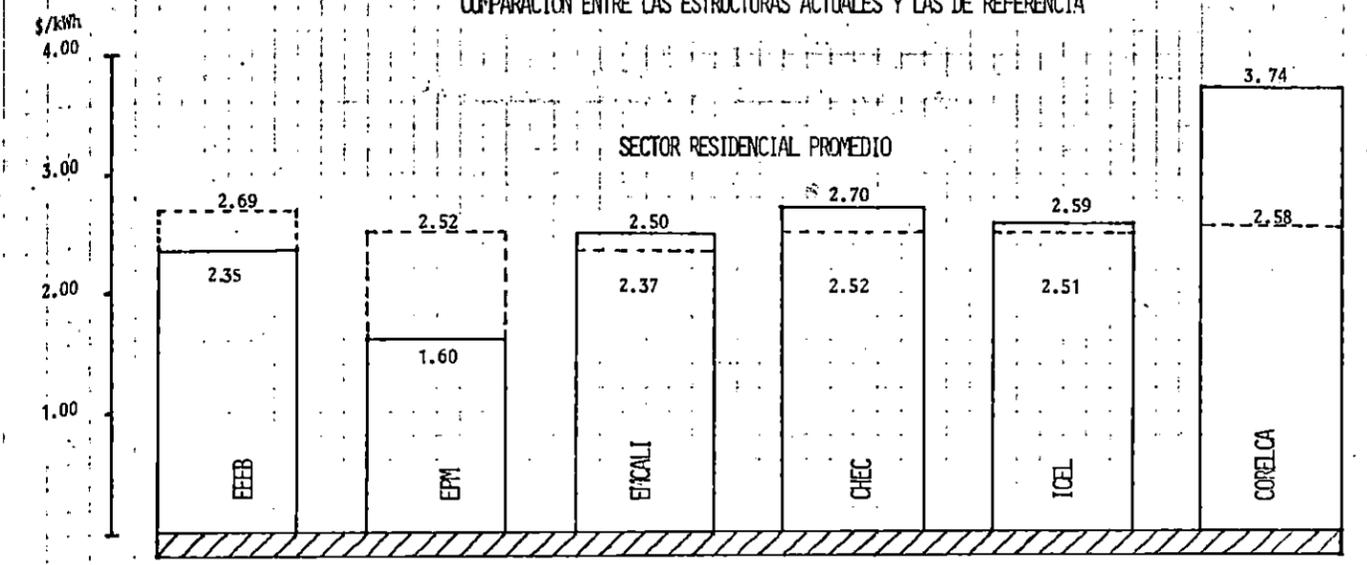


FIGURA No. 6

UNIFICACION TARIFARIA TOTAL
COMPARACION ENTRE LAS ESTRUCTURAS ACTUALES Y LAS DE REFERENCIA



TARIFA ACTUAL

TARIFA PROPUESTA

UNIFICACION TARIFARIA TOTAL

TARIFAS DEL ESTRATO MEDIO BAJO vs. TARIFAS EXISTENTES EN ALGUNAS EMPRESAS

(DICIEMBRE 82)

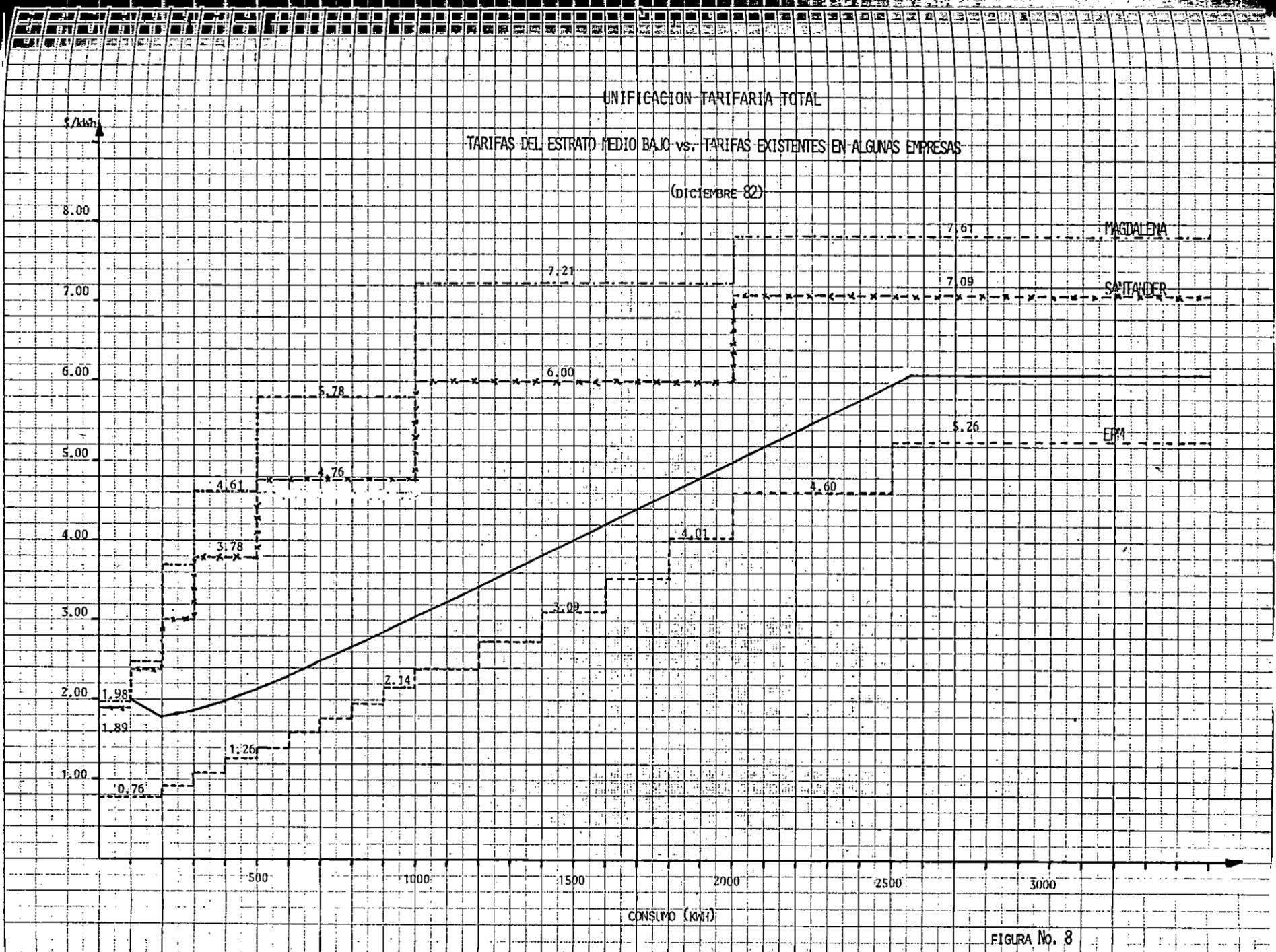


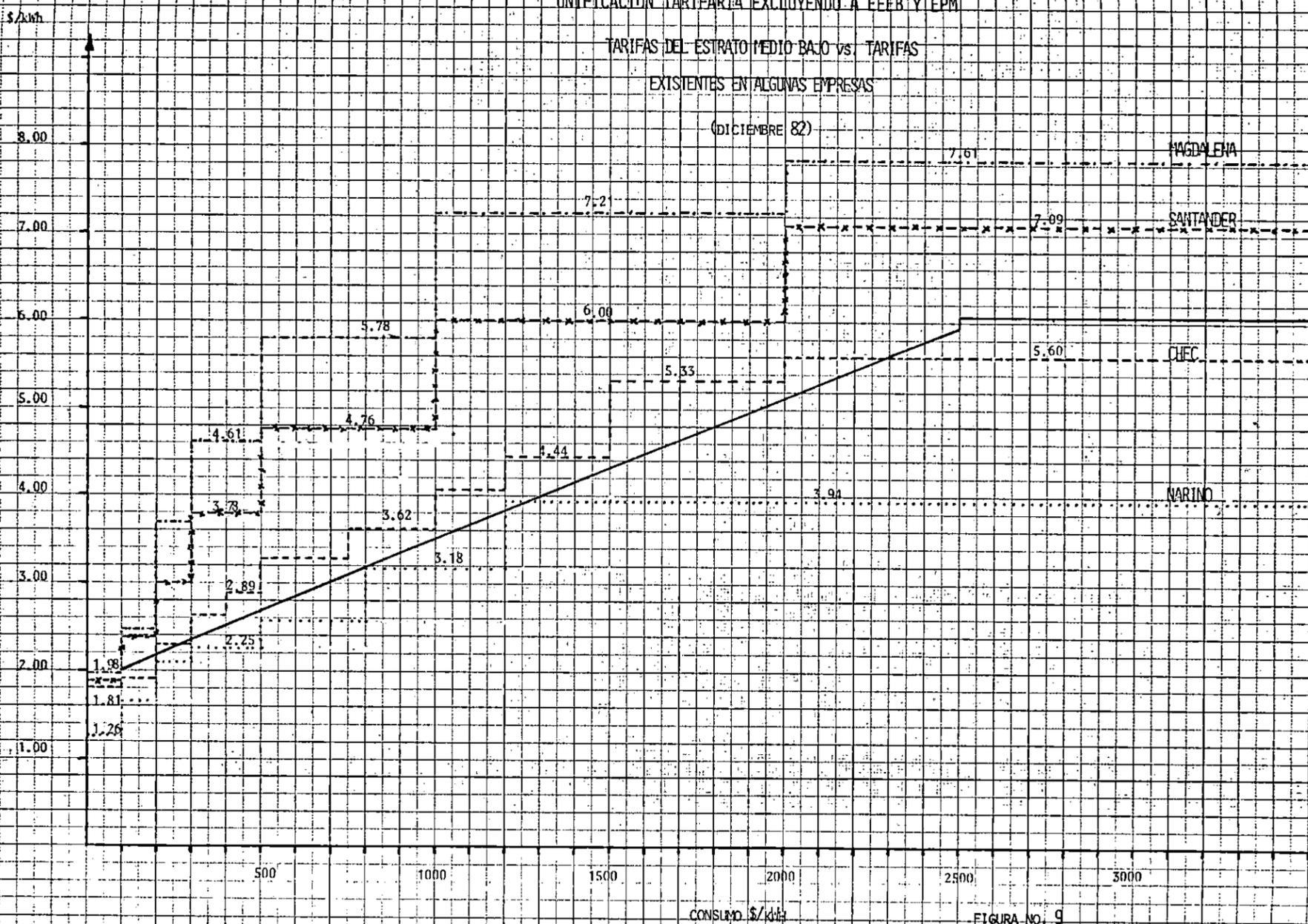
FIGURA No. 8

UNIFICACION TARIFARIA EXCLUYENDO A EEB Y EPM

TARIFAS DEL ESTRATO MEDIO BAJO vs. TARIFAS

EXISTENTES EN ALGUNAS EMPRESAS

(DICIEMBRE 82)



TARIFAS DEL SECTOR ELECTRICO COLOMBIANO A DICIEMBRE 1982

	(\$/kWh)												
	Antioquia	Boyacá ⁽¹⁾	Caldas ⁽¹⁾	Cauca	Caquetá	C/marca ⁽¹⁾	Chocó	Huila ⁽¹⁾	Meta	Nariño	N.Santander	Santander ⁽¹⁾	Tolima ⁽¹⁾
A. Residencial													
kWh/mes													
0 - 100	0.76	1.60	1.81	1.15	1.86	1.35	1.87	2.08	1.48	1.26	1.81	1.89	1.57
101 - 150	0.76	2.11	1.91	1.79	2.25	1.92	2.67	2.55	2.13	1.66	2.28	2.38	2.05
151 - 200	0.76	2.11	1.91	1.79	2.25	1.92	2.67	2.55	2.13	1.66	2.28	2.38	2.05
201 - 300	0.92	2.64	2.30	1.91	2.53	2.10	3.21	3.17	2.36	2.09	2.85	2.99	2.75
301 - 350	1.08	3.29	2.63	2.01	2.86	2.35	3.55	4.06	2.73	2.25	3.62	3.78	3.24
351 - 400	1.08	3.29	2.63	2.01	2.86	2.35	3.55	4.06	2.73	2.25	3.62	3.78	3.24
401 - 500	1.26	3.29	2.89	2.01	2.86	2.60	3.55	4.06	3.04	2.25	3.62	3.78	3.24
501 - 600	1.38	4.11	3.28	2.67	3.32	2.90	4.25	5.35	3.34	2.56	4.55	4.76	4.42
601 - 700	1.58	4.11	3.28	2.67	3.32	2.90	4.25	5.35	3.34	2.56	4.55	4.76	4.42
701 - 750	1.76	4.11	3.28	2.67	3.32	2.90	4.25	5.35	3.34	2.56	4.55	4.76	4.42
751 - 800	1.76	4.11	3.62	2.67	3.32	3.20	4.25	5.35	3.65	2.56	4.55	4.76	5.11
801 - 900	1.94	4.11	3.62	2.67	3.32	3.20	4.25	5.35	3.65	3.18	4.55	4.76	5.11
901 - 1000	2.14	4.11	3.62	2.67	3.32	3.20	4.25	5.35	3.65	3.18	4.55	4.76	5.11
1001 - 1200	2.38	5.15	4.07	3.15	3.92	3.63	4.84	7.02	3.94	3.18	5.75	6.00	5.64
1201 - 1250	2.38	5.15	4.44	3.15	3.92	3.63	4.84	7.02	3.94	3.94	5.75	6.00	5.64
1251 - 1400	2.38	5.15	4.44	3.15	3.92	3.90	4.84	7.02	4.12	3.94	5.75	6.00	5.64
1401 - 1500	2.38	5.15	4.44	3.15	3.92	3.90	4.84	7.02	4.12	3.94	5.75	6.00	5.64
1501 - 1600	2.38	5.15	5.33	3.15	3.92	4.22	4.84	7.02	4.42	3.94	5.75	6.00	6.56
1601 - 1750	2.38	5.15	5.33	3.15	3.92	4.22	4.84	7.02	4.42	3.94	5.75	6.00	6.56
1751 - 1800	2.38	5.15	5.33	3.15	3.92	4.22	4.84	7.02	4.42	3.94	5.75	6.00	6.56
1801 - 2000	2.38	5.15	5.33	3.15	3.92	4.22	4.84	7.02	4.42	3.94	5.75	6.00	6.56
2001 - 2500	2.38	6.39	5.60	3.15	3.92	5.38	4.84	8.13	5.49	3.94	6.78	7.09	7.90
2501 - 3000	2.38	6.39	5.60	3.15	3.92	5.38	4.84	8.13	5.49	3.94	6.78	7.09	7.90
Más de 3000	2.38	6.39	5.60	3.15	3.92	5.38	4.84	8.13	5.49	3.94	6.78	7.09	7.90
B. Comercial													
Consumo	3.58	4.31	4.87	3.35	3.51	4.38	4.05	5.04	3.96	3.74	4.51	4.41	3.93
Demanda (\$/kWh/mes)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
C. Industrial													
Sencillo Único	2.08	3.85	3.58	2.11	3.13	3.61	3.55	3.86	4.11	2.99	3.76	3.28	3.47
Sencillo < 1250	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Sencillo > 1250	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Doble	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Punta	-	5.01	-	-	-	5.50	-	3.25	-	-	5.01	4.26	4.97
Fuera punta	-	2.70	-	-	-	3.26	-	5.51	-	-	2.70	2.29	3.47
Triple	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Madrugada	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Punta	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Fuera punta	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Demanda (\$/kWh/mes)	71.42	157.03	190.75	73.87	92.00	71.55	64.24	105.06	-	139.30	98.00	328.00	104.97
D. Oficial													
	2.10	2.64	2.97	2.22	3.13	2.65	3.65	3.47	2.65	3.02	2.85	1.79	2.60
E. Alumbrado Público													
	2.10	2.64	2.87	2.22	3.13	2.65	3.65	3.47	2.65	3.02	2.85	1.79	2.60
F. Hotelero													
Sencillo	3.58	3.85	-	2.11	3.13	3.61	-	3.86	-	2.99	3.76	-	3.47
Doble	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Punta	-	5.01	-	-	-	5.50	-	3.25	-	-	-	-	4.97
Fuera Punta	-	2.70	-	-	-	3.26	-	5.51	-	-	-	-	3.47
Demanda (\$/kWh/mes)	-	157.03	-	73.87	92.00	71.55	-	105.06	-	139.30	98.00	-	104.97
G. Bloque													
	1.60	2.09	1.92	-	-	1.66	-	-	-	-	-	-	-
H. Preferencial													
	2.10	-	1.47	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
I. Otros													
	-	4.48	2.94	-	-	-	4.73	-	3.80	3.93	4.51	1.89	3.93
Incremento Tarifario	2.2	2.5	2.5	2.0	2.2	2.2	2.3	(2)	2.0	2.2	2.0	2.3	2.5

CUADRO N° 1 (Continuación)

TARIFAS DEL SECTOR ELECTRICO COLOMBIANO A DICIEMBRE 1982

	(\$/kWh)										EEEB ⁽⁶⁾	
	Atlántico	Bolívar	Magdalena	Córdoba	Sucre	Cesar	Guzaira	S. Andrés	EPM	CVC ⁽¹⁾		ENCALI
A. Residencial												
kWh/mes												
0 - 100	1.36	1.74	1.98	2.22	2.31	2.39	2.18	1.73	0.76	2.07	1.16	0.64
101 - 150	1.68	2.18	2.47	2.67	2.72	3.09	2.60	2.14	0.76	2.54	1.40	0.75
151 - 200	1.68	2.18	2.47	2.67	2.72	3.09	2.60	2.14	0.76	2.54	1.40	0.84
201 - 300	2.59	3.17	3.68	3.90	3.93	4.32	4.27	3.27	0.92	3.11	1.68	0.93
301 - 350	3.05	3.93	4.61	4.74	4.61	4.96	5.16	4.28	1.08	3.11	2.02	1.76
351 - 400	3.05	3.93	4.61	4.74	4.61	4.96	5.16	4.28	1.08	3.11	2.02	1.92
401 - 500	3.40	3.93	4.61	4.74	4.61	4.96	5.16	4.28	1.26	3.11	2.30	2.08
501 - 600	3.97	4.92	5.78	5.67	5.51	5.91	6.44	5.18	1.38	3.69	3.07	2.08
601 - 700	3.97	4.92	5.78	5.67	5.51	5.91	6.44	5.18	1.58	3.69	3.80	2.83
701 - 750	3.97	4.92	5.78	5.67	5.51	5.91	6.44	5.18	1.76	3.69	3.80	2.99
751 - 800	4.42	4.92	5.78	5.67	5.51	5.91	6.44	5.18	1.76	3.69	3.80	2.99
801 - 900	4.42	4.92	5.78	5.67	5.51	5.91	6.44	5.18	1.94	3.69	4.72	3.78
901 - 1000	4.42	4.92	5.78	5.67	5.51	5.91	6.44	5.18	2.14	3.69	4.72	3.78
1001 - 1200	5.17	5.66	7.21	6.99	6.63	6.87	6.59	5.62	2.38	4.26	6.23	5.05
1201 - 1250	5.17	5.66	7.21	6.99	6.63	6.87	6.59	5.62	2.72	4.26	6.23	5.05
1251 - 1400	5.17	5.66	7.21	6.99	6.63	6.87	6.59	5.62	2.72	4.26	6.23	5.05
1401 - 1500	5.17	5.66	7.21	6.99	6.63	6.87	6.59	5.62	3.09	4.26	6.23	5.05
1501 - 1600	5.79	5.66	7.21	6.99	6.63	6.87	6.59	5.62	3.09	4.26	7.47	6.58
1601 - 1750	5.79	5.66	7.21	6.99	6.63	6.87	6.59	5.62	3.52	4.26	7.47	6.58
1751 - 1800	5.79	5.66	7.21	6.99	6.63	6.87	6.59	5.62	3.52	4.26	7.47	6.58
1801 - 2000	5.79	5.66	7.21	6.99	6.63	6.87	6.59	5.62	4.01	4.26	7.47	6.58
2001 - 2500	6.52	5.66	7.61	7.51	7.35	7.51	6.59	5.62	4.60	4.26	9.54	8.81
2501 - 3000	6.52	5.66	7.61	7.51	7.35	7.51	6.59	5.62	5.26	4.26	9.54	8.81
Más de 3000	6.52	5.66	7.61	7.51	7.35	7.51	6.59	5.62	5.26	4.26	9.54	12.06
B. Comercial												
Consumo	4.93	5.17	5.59	5.59	5.59	5.69	5.83	6.46	2.86 ⁽³⁾	4.26	5.29	7.03
Demanda (\$/kW/mes)	-	-	-	-	-	-	-	-	292.17	-	-	-
C. Industrial												
Sencillo Único	4.09	4.29	4.56	4.55	4.56	4.80	4.52	6.11	2.25 ⁽⁴⁾	3.39	3.63	-
Sencillo <1250	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	4.93
Sencillo >1250	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	5.09
Doble	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Punta	4.93	5.28	-	-	-	-	-	-	-	-	-	7.30
Fuera punta	2.96	3.17	-	-	-	-	-	-	-	-	-	4.34
Triple	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Madrugada	2.51	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	4.34
Punta	4.93	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	7.30
Fuera punta	2.96	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	3.64
Demanda (\$/kW/mes)	140.60	148.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	60.00	259.70	278.60	279.35	585.57
D. Oficial												
	3.84	3.84	4.56	4.71	4.72	5.29	5.10	5.91	2.15	2.46	3.25	3.32
E. Alumbrado Público												
	3.84	3.84	4.56	4.71	4.72	5.29	5.10	5.35	-	-	-	2.53
F. Hotelero												
Sencillo	3.61	4.38	3.93	3.93	4.56	4.46	4.01	5.94	2.86 ⁽³⁾	-	-	-
Doble	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Punta	4.35	5.29	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Fuera Punta	2.61	3.19	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Demanda (\$/kW/mes)	124.30	148.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	60.00	292.17	-	-	-
G. Bloque												
	2.21	-	-	-	-	-	-	-	0.80	2.24	2.85	1.81
H. Preferencial												
	-	-	-	-	-	-	-	-	1.37	-	-	2.53
I. Otros												
	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Incremento Tarifario	(2)	(2)	(2)	(2)	(2)	(2)	(2)	(2)	2.2	(5)	2.2	3.25

NOTAS AL CUADRO N° 1

- (1) Aunque tienen facturación bimestral, se hizo la conversión a una base mensual.
- (2) Tarifas congeladas a partir de octubre de 1982.
- (3) Se presentan las tarifas aplicadas a los usuarios comerciales y hoteleros conectados a Media Tensión. Las tarifas para los usuarios conectados a Baja Tensión son: Consumo \$3.01/kWh-mes y demanda \$324.63/kW-mes.
- (4) Se presentan las tarifas aplicadas a los usuarios Industriales conectados a Alta Tensión. Las tarifas para los usuarios conectados a Media y Baja Tensión son respectivamente: Consumo \$2.30/kWh-mes, demanda \$292.16/kW-mes y consumo \$2.41/kWh-mes, demanda \$324.63/kW-mes
- (5) Incremento mensual del 2.2% para consumos residenciales hasta 100 kWh/mes. Incrementos mensuales del 2.5% mensual para el resto.

CUADRO N° 2

TARIFAS PROMEDIO A DICIEMBRE 82 POR SECTORES DE CONSUMO
(\$/kWh)

	Residencial	Comercial	Industrial	Oficial	Al.Público	Bloque	Total
Antioquia	1.36*	3.58	2.61*	2.10	2.10	1.60	1.71*
Boyacá	2.77	4.31	3.92	2.64	2.64	2.09	2.98
CHEC	2.70	5.00	4.15	2.97	2.87	1.92	2.59
Cauca	2.30	3.35*	2.65	2.22	2.22	-	2.50
Caquetá	3.37	3.51	3.41	3.13	3.13	-	3.81
Cundinamarca	2.56	4.38	3.56	2.65	2.65	1.66	3.49
Chocó	3.11	4.05	3.58	3.65	3.65	-	3.22
Huila	4.02	5.04	4.64	3.47	3.47	-	4.80
Meta	3.08	3.96	4.11	2.65	2.65	-	3.33
Nariño	2.12	3.74	3.47	3.02	3.02	-	2.40
N. Santander	3.34	4.51	4.10	2.85	2.85	-	3.72
Santander	3.14	4.41	3.56	1.79*	1.79*	-	3.12
Tolima	2.29	3.93	4.48	2.60	2.60	-	2.76
Atlántico	3.62	4.93	5.37	3.84	3.84	2.21	4.30
Bolívar	3.79	5.17	5.63	3.84	3.84	-	3.99
Magdalena	3.73	5.59	4.56	4.56	4.56	-	4.27
Córdoba	3.83	5.59	4.55	4.71	4.71	-	4.31
Sucre	3.35	5.59	4.56	4.72	4.72	-	3.94
Cesar	4.18	5.69	4.80	5.29	5.29	-	4.55
Guajira	4.45**	5.83	4.52	5.10	5.10	-	4.77
San Andrés	4.17	6.46	6.25**	5.91**	5.35**	-	5.35**
EPM	1.60	4.33	3.07	2.15	-	.80*	2.05
CVC	3.16	4.26	3.93	2.46	-	2.24	3.69
EMCALI	2.50	5.29	4.16	3.25	-	2.85**	3.09
EEBB	2.35	7.03**	4.75	3.32	2.53	1.81	3.78
Nacional	2.54	5.30	4.09	3.21	2.65	1.23	3.17

* Más baja
** Más alta

ESTRUCTURAS DE SUSCRIPTORES, CONSUMO E INGRESOS DEL SECTOR ELECTRICO COLOMBIANO A DICIEMBRE 1982

	SUSCRIPTORES		CONSUMO		INGRESOS	
	% Respecto al Sector	% Respecto al Total	% Respecto al Sector	% Respecto al Total	% Respecto al Sector	% Respecto al Total
A. RESIDENCIAL						
Rangos (kWh/mes)						
Sin contador	1.3	-	0.3	-	0.3	-
0 - 100	25.9	-	5.3	-	4.4	-
101 - 200	21.4	-	11.6	-	8.3	-
201 - 300	16.9	-	15.5	-	11.5	-
301 - 400	11.7	-	14.4	-	11.3	-
401 - 500	8.3	-	12.8	-	9.5	-
501 - 600	4.6	-	8.4	-	5.2	-
601 - 700	2.5	-	5.6	-	3.7	-
701 - 800	2.9	-	7.1	-	6.5	-
801 - 900	1.2	-	3.5	-	3.0	-
901 - 1000	1.0	-	3.0	-	2.9	-
1001 - 1500	1.3	-	5.7	-	6.7	-
1501 - 2000	0.5	-	2.6	-	4.0	-
2001 - 2500	0.1	-	0.8	-	1.6	-
Más de 2500	0.4	-	3.4	-	21.1	-
SUBTOTAL	100.0	89.5	100.0	44.4	100.0	35.1
B. COMERCIAL	-	8.3	-	11.0	-	18.1
C. INDUSTRIAL y HOTELERO	-	1.1	-	25.2	-	32.1
D. OFICIAL	-	0.9	-	6.8	-	6.8
E. ALUMBRADO PUBLICO	-	0.1	-	1.8	-	1.5
F. BLOQUE *	-	0.0	-	9.2	-	3.6
G. OTROS	-	0.1	-	1.6	-	2.8
TOTAL	-	100.0	-	100.0	-	100.0

* No tiene en cuenta los intercambios entre ISA y sus socios y las ventas de CORELCA e ICEL a sus electrificadoras.

CUADRO N° 4

ESTRUCTURA DE COSTOS DEL SECTOR ELECTRICO

	ZONAS URBANAS			ZONAS RURALES		
	Energía (\$/kWh)	Potencia (\$/kW/año)	Equivalente (\$/kWh)	Energía (\$/kWh)	Potencia (\$/kW/año)	Equivalente (\$/kWh)
Generación e Interconexión	2.28	6857	3.58			
Transmisión	2.35	9130	4.09	-	-	-
Subtransmisión	2.39	11156	4.51	-	-	-
Dist. Primaria	2.48	14761	5.29	2.47	15004	5.32
Dist. Secundaria	2.61	18347	6.10	2.65	24834	7.37

* Costo equivalente = Costo de Energía + $\frac{\text{Costo de potencia}}{8760 \times 0.6}$

CUADRO N° 5

UNIFICACION TARIFARIA TOTAL

TARIFAS PROMEDIAS DE REFERENCIA PARA DIFERENTES CONSUMOS POR ENERGIA

C	T(C)	Bajo - Bajo (K = \$100) P̄	Bajo (K = \$150) P̄	Medio-Bajo (K = \$200) P̄	Medio (K = \$300) P̄	Medio Alto (K = \$450) P̄	Alto (K = \$600) P̄
100	1.36	1.00	1.50	2.00	3.00	4.50	6.00
200	1.56	1.28	1.53	1.78	2.28	3.03	3.78
300	1.75	1.50	1.67	1.84	2.17	2.67	3.17
400	1.95	1.71	1.84	1.96	2.21	2.59	2.96
500	2.15	1.92	2.02	2.12	2.32	2.62	2.92
600	2.35	2.12	2.20	2.29	2.45	2.70	2.95
700	2.54	2.32	2.39	2.47	2.61	2.82	3.04
800	2.74	2.52	2.59	2.65	2.77	2.96	3.15
900	2.94	2.72	2.78	2.83	2.95	3.11	3.28
1000	3.14	2.92	2.97	3.02	3.12	3.27	3.42
1100	3.33	3.12	3.17	3.21	3.30	3.44	3.58
1200	3.53	3.32	3.36	3.40	3.49	3.61	3.74
1300	3.73	3.52	3.56	3.60	3.67	3.79	3.90
1400	3.93	3.72	3.75	3.79	3.86	3.97	4.07
1500	4.12	3.92	3.95	3.98	4.05	4.15	4.25
1600	4.32	4.11	4.15	4.18	4.24	4.33	4.43
1700	4.52	4.31	4.34	4.37	4.43	4.52	4.61
1800	4.72	4.51	4.54	4.57	4.62	4.70	4.79
1900	4.91	4.71	4.73	4.76	4.81	4.89	4.97
2000	5.11	4.91	4.93	4.96	5.01	5.08	5.16
2100	5.31	5.10	5.13	5.15	5.20	5.27	5.34
2200	5.51	5.30	5.33	5.35	5.39	5.46	5.53
2300	5.70	5.50	5.52	5.54	5.59	5.65	5.72
2400	5.90	5.70	5.72	5.74	5.78	5.84	5.91
2500	6.10	5.90	5.92	5.94	5.98	6.04	6.10

$$\bar{P} = \frac{K - 100 T(C)}{C} + T(C); \text{ donde: } K: \text{ Costo fijo según estrato social (\$ diciembre 82/mes)}$$

$$T(C): \begin{cases} 1.1600 + 0.001976 C, & \text{Si } 100 \leq C \leq 2500 \text{ kWh/mes} \\ 6.10, & \text{Si } C > 2500 \text{ kWh/mes} \end{cases}$$

CUADRO N° 6

UNIFICACION TARIFARIA TOTAL

COMPARACION DE LA ESTRUCTURA ACTUAL CON LA ESTRUCTURA TARIFARIA PROPUESTA
TARIFAS PROMEDIAS
(A diciembre 82)

	RESIDENCIAL			INDUSTRIAL			COMERCIAL		
	Actual	Propuesta	Diferencia Porcentual	Actual	Propuesta	Diferencia Porcentual	Actual	Propuesta	Diferencia Porcentual
EEEB	2.55	2.69	14.5	4.75	4.40	(7.4)	7.03	6.10	(13.2)
EPM	1.60	2.52	57.5	3.07	3.83	24.8	4.33	6.10	40.9
EMCALI	2.50	2.37	(5.2)	4.16	3.84	(7.7)	5.29	6.10	15.3
CVC	3.16	2.27	(28.2)	3.93	4.10	4.3	4.26	6.10	43.2
CHEC	2.70	2.52	(6.7)	4.15	3.98	(4.1)	4.87	6.10	25.3
ICEL	2.59	2.51	(3.1)	3.69	3.85	6.9	4.29	6.10	42.2
CORELCA	3.74	2.58	(31.0)	4.85	4.71	(2.9)	5.29	6.10	15.3

NOTAS: 1. Incremento porcentual = $\frac{(T. Actual - T. Propuesta)}{T. Actual} \times 100$

2. Para el Sector Residencial se consideró la siguiente Función Precio - Consumo:

$$T (C) = \begin{cases} 1.1600 + 0.001976 C, & \text{si } 100 < C \leq 2500 \text{ kWh/mes} \\ 6.10, & \text{Si } C > 2500 \text{ kWh/mes} \end{cases}$$

3. La CHEC incluye a Caldas, Quindío y Risaralda

4. La tarifa industrial de referencia corresponde a la promedia. Esta se calculó ponderando las tarifas por niveles de voltaje por la demanda industrial en cada nivel de voltaje.

CUADRO N° 7

UNIFICACION TARIFARIA TOTAL

CALCULO DE LOS AUMENTOS O DISMINUCIONES DE INGRESOS MENSUALES QUE TENDRIA LA UNIFICACION TARIFARIA

DE LOS SECTORES RESIDENCIAL, INDUSTRIAL Y COMERCIAL

(Millones de \$ Dic 82)

Empresa	RESIDENCIAL			INDUSTRIAL Y HOTELERO			COMERCIAL			TOTAL
	Ingresos Actuales	Incremento (Disminución) Porcentual	Aumento (Disminución) Ingresos	Ingresos Actuales	Incremento (Disminución) Porcentual	Aumento (Disminución) Ingresos	Ingresos Actuales	Incremento (Disminución) Porcentual	Aumento (Disminución) Ingresos	Aumento (Disminución) Ingresos
EEEB	374.0	10.2	38.1	481.2	(7.4)	(35.6)	359.0	(13.2)	(47.4)	(44.9)
EPM	223.6	57.5	128.6	266.0	24.8	66.0	117.2	40.9	47.9	242.5
EMCALI	147.3	(5.2)	(7.7)	217.3	(7.7)	(16.7)	85.0	15.3	13.0	(11.4)
CVC	86.7	(28.2)	(24.4)	92.4	4.3	4.0	16.8	43.2	7.3	(13.1)
CHEC	123.5	(6.7)	(8.3)	43.3	(4.1)	(1.8)	21.7	25.3	5.5	(4.6)
ICEL	464.1	(3.1)	(14.4)	310.6	6.9	21.4	173.4	42.2	73.2	80.2
CORELCA	365.8	(31.0)	(113.4)	239.4	(2.9)	(6.9)	156.1	15.3	23.9	(96.4)
										TOTAL 152.3*

* Este excedente sería absorbido por el Alumbrado Público y por las ventas en bloque que realizan las empresas a municipios y a otras empresas distribuidoras.

CUADRO N° 8

TARIFAS PROPUESTAS PARA EL ESTRATO MEDIO-BAJO (\bar{P})
 vs TARIFAS EXISTENTES EN ALGUNAS EMPRESAS (\bar{T})
 (\$/kWh)

C (kWh/mes)	\bar{P}^*	TARIFAS ACTUALES		
		EPM	MAGDALENA	SANTANDER
100	2.00	0.76	1.98	1.89
200	1.78	0.76	2.47	2.38
300	1.84	0.92	3.68	2.99
400	1.96	1.08	4.61	3.78
500	2.12	1.26	4.61	3.78
600	2.29	1.38	5.78	4.76
700	2.47	1.58	5.78	4.76
800	2.65	1.76	5.78	4.76
900	2.83	1.94	5.78	4.76
1000	3.02	2.14	5.78	4.76
1500	3.98	3.09	7.21	6.00
2000	4.96	4.01	7.21	6.00
2500	5.94	4.60	7.61	7.09
> 2500	6.10	5.26	7.61	7.09

$$* \quad \bar{P} = \frac{K - 100 T(C)}{C} + T(C)$$

$$T(C) = \begin{cases} 1.1600 + 0.001976 C, & \text{Si } 100 < C \leq 2500 \text{ kWh/mes} \\ 6.10 & \text{Si } C > 2500 \text{ kWh/mes} \end{cases}$$

CUADRO N° 9

UNIFICACION TARIFARIA EXCLUYENDO A EEBB Y EPM

TARIFAS PROMEDIAS RESIDENCIALES PARA CADA ESTRATO SOCIAL CON LA FUNCION LINEAL: TARIFA-CONSUMO
(\$ Dic 82/kWh)

C	T(C)	Bajo-Bajo (K = \$100)	Bajo (K = \$150)	Medio-Bajo (K = \$200)	Medio (K = \$300)	Medio Alto (K = \$450)	Alto (K = \$600)
		\bar{P}	\bar{P}	\bar{P}	\bar{P}	\bar{P}	\bar{P}
100	2.20	1.00	1.50	2.00	3.00	4.50	6.00
200	2.36	1.68	1.93	2.18	2.68	3.43	4.18
300	2.52	2.02	2.18	2.35	2.68	3.18	3.68
400	2.69	2.27	2.39	2.52	2.77	3.14	3.52
500	2.85	2.48	2.58	2.68	2.88	3.18	3.48
600	3.01	2.68	2.76	2.84	3.01	3.26	3.51
700	3.17	2.86	2.94	3.01	3.15	3.36	3.58
800	3.34	3.05	3.11	3.17	3.30	3.48	3.67
900	3.50	3.22	3.28	3.33	3.44	3.61	3.78
1000	3.66	3.40	3.45	3.50	3.60	3.75	3.90
1100	3.83	3.57	3.61	3.66	3.75	3.89	4.02
1200	3.99	3.74	3.78	3.82	3.91	4.03	4.16
1300	4.15	3.91	3.95	3.98	4.06	4.18	4.29
1400	4.31	4.08	4.11	4.15	4.22	4.33	4.43
1500	4.47	4.24	4.28	4.31	4.38	4.48	4.58
1600	4.64	4.41	4.44	4.47	4.54	4.63	4.72
1700	4.80	4.58	4.61	4.64	4.69	4.78	4.87
1800	4.96	4.74	4.77	4.80	4.85	4.94	5.02
1900	5.13	4.91	4.93	4.96	5.01	5.09	5.17
2000	5.29	5.07	5.10	5.12	5.17	5.25	5.32
2100	5.45	5.24	5.26	5.29	5.33	5.40	5.48
2200	5.61	5.40	5.43	5.45	5.49	5.56	5.63
2300	5.78	5.57	5.59	5.61	5.65	5.72	5.78
2400	5.94	5.73	5.75	5.77	5.82	5.88	5.94
2500	6.10	5.90	5.92	5.94	5.98	6.04	6.10

$$T(C) = \begin{cases} 2.0375 + 0.001625 C, & \text{Si } 100 < C \leq 2500 \text{ kWh/mes} \\ 6.10 & \text{Si } C > 2500 \text{ kWh/mes} \end{cases}$$

$$\bar{P} = \frac{K - 100 T(C)}{C} + T(C)$$

T(C): Tarifa según función lineal

\bar{P} : Tarifa promedio incluyendo el cargo fijo

K: Cargo fijo mensual según estrato social (\$ dic 82/mes)

C: Consumo mensual

CUADRO N° 10

UNIFICACION TARIFARIA EXCLUYENDO A EEBB Y EPM

TARIFAS PROPUESTAS PARA EL ESTRATO MEDIO-BAJO (\bar{P}) vs.

TARIFAS EXISTENTES EN ALGUNAS EMPRESAS (\bar{T})

(\$/kWh)

C (kWh/mes)	\bar{P}^*	TARIFAS ACTUALES			
		NARIÑO	CHEC	MAGDALENA	SANTANDER
100	2.00	1.26	1.81	1.98	1.89
200	2.18	1.66	1.91	2.47	2.38
300	2.35	2.09	2.30	3.68	2.99
400	2.52	2.25	2.63	4.61	3.78
500	2.68	2.25	2.89	4.61	3.78
600	2.84	2.56	3.28	5.78	4.76
700	3.01	2.56	3.28	5.78	4.76
800	3.17	2.56	3.62	5.78	4.76
900	3.33	3.18	3.62	5.78	4.76
1000	3.50	3.18	3.62	5.78	4.76
1500	4.31	3.94	4.44	7.21	6.00
2000	5.12	3.94	5.33	7.21	6.00
2500	5.94	3.94	5.60	7.61	7.09
> 2500	6.10	3.94	5.60	7.61	7.09

$$* \bar{P} = \frac{K - 100 T(C)}{C} + T(C)$$

$$T(C) = \begin{cases} 2.0375 + 0.001625 C, & \text{Si } 100 < C \leq 2500 \text{ kWh/mes} \\ 6.10 & \text{Si } C > 2500 \text{ kWh/mes} \end{cases}$$

CUADRO N° 11

UNIFICACION TARIFARIA EXCLUYENDO A EEEB Y EPM

COMPARACION DE LA ESTRUCTURA ACTUAL CON LA ESTRUCTURA

TARIFARIA DE REFERENCIA - SECTOR RESIDENCIAL

(Diciembre de 1982)

	Actual Promedia (\$/kWh)	Referencia Promedia (\$/kWh)	Diferencia Porcentual
EEEB	2.35	3.07	30.6
EPM	1.60	3.02	88.8
EMCALI	2.50	2.84	13.6
CVC	3.16	2.70	(14.6)
CHEC	2.70	2.96	9.6
ICEL	2.59	2.92	12.7
CORELCA	3.74	2.94	(21.4)



ISA Interconexión Eléctrica S. A.

ESTUDIO DE UNIFICACION TARIFARIA

ANEXOS

- No. 1 PROCEDIMIENTO DE CALCULO DE LA ESTRUCTURA DE COSTOS DEL SECTOR ELECTRICO COLOMBIANO
- No. 2 CALCULO DE UNA ESTRUCTURA TARIFARIA DE REFERENCIA PARA EL SECTOR ELECTRICO COLOMBIANO
- No. 3 ESTIMACION DE LAS FUNCIONES TARIFAS - CONSUMO PARA EL SECTOR RESIDENCIAL

ESTUDIO DE UNIFICACION TARIFARIA

ANEXO No. 1

PROCEDIMIENTO DE CALCULO DE LA ESTRUCTURA DE COSTOS

DEL SECTOR ELECTRICO COLOMBIANO

I INTRODUCCION

El objetivo de este Anexo es presentar el procedimiento seguido para calcular la estructura de costos del Sector Eléctrico Colombiano.

El cálculo de la estructura de costos se realiza en dos partes: En la primera parte se calculan los costos de energía y potencia, a nivel de interconexión, con base en los siguientes rubros: Costos de inversión en proyectos de generación e interconexión; costos de administración, operación y mantenimiento (A.O.M.) y costos promedios de combustible. En la segunda parte se calculan los costos de transmisión y distribución propios de cada empresa. A continuación, se adicionan los costos de interconexión y se realiza el ajuste correspondiente a las pérdidas de energía y potencia. Finalmente, se ponderan los costos de transmisión y distribución de cada empresa por las demandas máximas respectivas, para obtener la estructura de costos del sistema integrado.

A continuación se presenta en detalle el procedimiento de cálculo descrito anteriormente.

II PROCEDIMIENTO PARA CALCULAR LOS COSTOS DE INTERCONEXION

Los costos de interconexión se calculan, primero, considerando únicamente los costos futuros de inversión del sistema interconectado. Posteriormente se ajustan para tener en cuenta los costos de admi-

nistración, operación y mantenimiento (A.O.M.) y los costos promedios de combustible.

El procedimiento de cálculo es el siguiente*:

A. Cubrimiento de los Costos de Expansión

1. Se escoge un período de tiempo para el cual exista un plan de expansión definido.
2. Se determinan los costos anuales de inversión de la totalidad de los proyectos que entrarán en operación durante dicho período. Con el fin de darle estabilidad a la estructura tarifaria, se elimina todo factor inflacionario valorando las inversiones en precios constantes de diciembre 82.
3. Se calcula el valor presente de los costos anuales de cada proyecto utilizando una tasa de descuento del 12% (equivalente al costo de oportunidad del capital en Colombia) y se distribuye entre los servicios de energía y potencia.
4. Se encuentra el valor presente de los costos de inversión del plan de expansión (diferenciado entre los servicios de energía y potencia) totalizando los valores presentes de los

* El procedimiento para calcular los costos promedios de expansión y los costos A.O.M. incrementales fué desarrollado para calcular las tarifas de intercambio de ISA (Ver documento ISA OPUN 03/05/82 59E "Esquema General para una Reforma al Sistema Tarifario de ISA").

proyectos contemplados.

5. Para calcular el costo de potencia se procede de la siguiente manera (Ver Apéndice A).
 - a. Se encuentra el valor presente de los incrementos en la demanda de potencia que será satisfecha con los proyectos que entren en operación durante el período de estudio, utilizando una tasa de descuento del 12% (Ver Apéndice B). Las demandas incrementales se determinan utilizando modelos consistentes con los desarrollados para el planeamiento operativo y para la expansión del sistema interconectado.
 - b. Se calcula el costo unitario de potencia, en valor presente, dividiendo el valor presente de los costos de inversión atribuibles a la prestación de este servicio calculado en (4), por el valor presente de la demanda incremental calculado en (5 a.).

Esta cifra representa el valor que le cuesta al sistema, en promedio, atender la demanda adicional de un kW de potencia.
 - c. El cargo anual equivalente de potencia se encuentra multiplicando el valor encontrado en (5 b) por el factor de

anualización correspondiente a la vida útil promedio de los proyectos considerados y a la tasa de descuento del 12%.

6. Para calcular el costo de energía, se procede de la siguiente manera (Ver Apéndice A).
 - a. Se encuentra el valor presente de la demanda de energía que será satisfecha con los proyectos considerados en el plan de expansión. Para ello se toma la vida útil promedio de los proyectos y una tasa de descuento del 12% (Ver Apéndice B).
 - b. Se divide el valor presente de los costos de inversión atribuibles al servicio de energía calculado en (4), por el valor presente de la demanda de energía calculada en (6 a). El valor resultante es el costo de energía.

B. Costos A.O.M. Incrementales

1. Se calculan los costos A.O.M. anuales asociados con los nuevos proyectos. Para realizar este cálculo se utilizan índices de costos A.O.M. (\$/kW instalado, en plantas de generación y \$/km de línea, en proyectos de transmisión) derivados con base en la experiencia del sistema eléctrico colombiano.
2. Se calculan los costos incrementales anuales de la totalidad

de los nuevos proyectos y se distribuyen entre los servicios de energía y potencia.

3. Se encuentra el valor presente de los costos A.O.M. incrementales anuales asociados con el servicio de energía y se divide por el valor presente de la demanda incremental de energía. El valor resultante constituye el cargo A.O.M. promedio que le impone al sistema cada kWh adicional demandado durante el período de estudio.
4. Se encuentra el valor presente de los costos A.O.M. incrementales anuales asociados con el servicio de potencia y se divide por el valor presente de la demanda incremental de potencia. El valor resultante representa el cargo A.O.M. promedio que le impone al sistema cada kW adicional demandado durante el período de estudio.

C. Costos Promedios de Combustible

El procedimiento para calcular los costos promedios de combustible es el siguiente:

1. Para cada uno de los años del período de estudio se determina la generación anual del sistema, discriminada en generación hidráulica y térmica. Para ello se utiliza el modelo de simulación agregado utilizado por ISA en el planeamiento

de la expansión del sistema interconectado*. El modelo realiza un despacho bajo la curva integrada de carga del sistema interconectado para cada uno de los meses del período de estudio, buscando colocar la mayor energía y potencia hidráulica disponible. El orden de despacho de las plantas es, en consecuencia, el siguiente: a) plantas hidráulicas filo de agua; b) plantas hidráulicas con embalse de tal forma que se minimicen a corto y largo plazo los costos totales de racionamiento y generación térmica y c) plantas térmicas en orden creciente de costos de combustible.

2. Se calcula el costo promedio de generación del sistema, dividiendo el costo del combustible consumido durante todos los años del horizonte seleccionado, por la generación total del sistema en esos años. Este valor constituye el costo promedio de combustible. Por su naturaleza, este valor se asigna, en su totalidad, al costo de energía.

D. Costos de Interconexión

Los costos de interconexión tendrían dos componentes, a saber: Energía y Potencia.

* Este modelo requiere la siguiente información de entrada: a) Características de la totalidad de proyectos disponibles durante cada uno de los años del período de estudio y fechas de entrada de los nuevos proyectos; b) Costos de combustible; c) Supuestos de hidrología y demanda.

Los costos de energía serían los resultantes de sumar los costos promedios de inversión asociados al servicio de energía, los costos A.O.M. incrementales asociados a energía y el costo promedio de combustible.

Los costos de potencia o capacidad, resultarían de sumar los costos promedios de inversión asociados al servicio de potencia y los costos A.O.M. incrementales asociados a potencia.

Es de anotar, que los costos de energía y potencia a nivel de interconexión son comunes para todas las empresas distribuidoras. Las estructuras de costos de las distintas empresas sólo se diferencian en sus costos de transmisión y distribución y en las pérdidas de energía y potencia propias de sus sistemas.

III PROCEDIMIENTO PARA CALCULAR LOS COSTOS INCREMENTALES DE TRANSMISION Y DISTRIBUCION DE CADA EMPRESA

Los costos incrementales de transmisión y distribución son de diversa índole: 1) Costos de inversión en líneas y subestaciones, 2) costos de operación y mantenimiento y 3) costos de clientela (costos de los programas especiales de distribución y costos de facturación).

Los dos primeros son ocasionados por el crecimiento de la demanda de potencia o demanda máxima y el último por el crecimiento del número de suscriptores. A continuación se detalla el procedimiento de cálculo de cada uno de ellos.

A. Cubrimiento Costos de Inversión

1. Se escoge un período de tiempo para el cual exista un plan de expansión definido.
2. Se determinan, para cada sistema, los proyectos de transmisión y distribución que entrarán en operación durante el período seleccionado, para satisfacer el crecimiento de sus demandas máximas y se clasifican en la siguiente forma:
 - a) Líneas: según su nivel de voltaje.
 - b) Subestaciones: según su relación de transformación.
3. Se determinan los flujos anuales de inversión de la totalidad de los proyectos identificados y se convierten a unidades monetarias constantes de diciembre 82, con el fin de eliminar factores de tipo inflacionario o de política cambiaria.
4. A partir del análisis de los sistemas de transmisión y distribución, se identifican los diferentes niveles de voltaje a los cuales se suministra el servicio eléctrico a los usuarios finales.
5. Se distribuyen los costos de los proyectos de transmisión y distribución entre los diferentes niveles de voltaje identificados. Para ello se debe tener en cuenta la responsabilidad que tienen los grupos de usuarios en la ejecución

de los distintos proyectos. Los costos comunes de los proyectos de responsabilidad compartida (por ejemplo, subestaciones con relaciones de transformación múltiple), se reparten en proporción a la salida.

6. Se calcula el valor presente de los costos anuales de los proyectos, asignados a cada nivel de voltaje, utilizando una tasa de descuento equivalente al costo de oportunidad del capital en Colombia (12%). Estos costos se asignan, en su totalidad, al servicio de potencia o capacidad.
7. Con base en un análisis de la demanda en cada sistema, se estima la demanda máxima para los diferentes niveles de voltaje identificados y se calculan los incrementos para cada uno de los años del período de estudio seleccionado.
8. Se calcula el valor presente de las demandas incrementales, asociadas con los distintos niveles de voltaje, utilizando una tasa de descuento del 12%, equivalente al costo de oportunidad del capital en Colombia (Ver Apéndice B).
9. Se calcula el costo incremental promedio de expansión del sistema de transmisión y distribución, asignable a cada nivel de voltaje, dividiendo el valor presente de los costos anuales de inversión por el valor presente de las demandas incrementales.

10. Se convierten a una base anual los costos incrementales promedios de expansión obtenidos en (9), multiplicando por el factor de anualización correspondiente a la vida útil promedio de los proyectos considerados y a la tasa de descuento utilizada en los cálculos tarifarios.

B. Costos O y M Incrementales

1. Se calculan los costos O y M anuales asociados con los nuevos proyectos y se distribuyen entre los distintos niveles de voltaje. Para realizar este cálculo se pueden utilizar índices como los siguientes: \$/km de línea o \$/MW demandado. Estos índices se derivan con base en la experiencia del sistema eléctrico colombiano.
2. Se calculan los costos O y M incrementales anuales de la totalidad de los nuevos proyectos discriminados por niveles de voltaje.
3. Se encuentra el valor presente de los costos O y M incrementales anuales y se divide por el valor presente de las demandas incrementales asociadas a los distintos niveles de voltaje. El valor resultante representa el cargo O y M promedio que le impone al sistema cada kW adicional demandado en los distintos niveles de voltaje, durante el período de análisis.

C. Costos Incrementales de Clientela

Estos costos son diferentes a los costos de energía y de potencia o capacidad, pues no están relacionados con la demanda de estos servicios sino con el número de suscriptores. Tienen dos componentes: Costos de los programas especiales de distribución y costos de facturación.

Para calcular los costos incrementales de los programas especiales de distribución (PED) se procede de la siguiente manera:

1. Se obtiene el valor presente de las inversiones presupuestadas para estos programas.
2. Se calcula el valor presente del número de suscriptores beneficiados con estos programas.
3. Se calcula el costo incremental promedio de los PED, dividiendo el valor presente de las inversiones, calculado en (1), por el valor presente del número de suscriptores beneficiados, calculado en (2), y se convierte el resultado a una base anual multiplicando por el factor de anualización correspondiente a la tasa de descuento utilizada en los cálculos tarifarios y a la vida útil establecida para los programas.

Para calcular los costos incrementales de facturación, se sigue

un procedimiento similar:

1. Se calcula el valor presente de los costos anuales incrementales de facturación.
2. Se calcula el valor presente del número de suscriptores nuevos.
3. Se divide el valor presente de los costos incrementales de facturación(1) por el valor presente del número de suscriptores (2) para obtener el costo incremental de facturación.

IV CALCULO DE LAS ESTRUCTURAS DE COSTOS DE CADA SISTEMA

En el diagrama anexo se muestra, en detalle, el procedimiento para calcular las estructuras de costos de los sistemas del Sector Eléctrico Colombiano.

A. Costos Antes de Considerar Pérdidas en Transmisión y Distribución

Los costos de cada sistema, discriminados tanto por niveles de voltaje como por distribución urbana y rural, se encuentran de la siguiente forma:

1. Costos de Potencia o Capacidad

Para los distintos niveles de voltaje identificados se adicionan, primero, los costos incrementales promedios anuales

de inversión y los costos O y M incrementales asociados con la expansión y la operación del sistema de transmisión y distribución. A continuación, se integra el costo de potencia encontrado para el nivel de interconexión, a la estructura de cada empresa.

2. Costos de Energía

Antes de considerar pérdidas, cada nivel de voltaje tiene un costo de energía igual, que corresponde al costo de energía encontrado para el nivel de interconexión.

B. Costos Después de Considerar Pérdidas de Transmisión y Distribución

Los costos de energía y potencia encontrados en el numeral anterior, para los distintos niveles de voltaje, deben acumularse y ajustarse para considerar las pérdidas que se ocasionan durante el proceso de transmisión y distribución.

Los costos que ocasiona un usuario conectado a un nivel determinado de tensión es igual al costo acumulado de los niveles anteriores. Es de anotar que el proceso de acumulación y de pérdidas se realiza simultáneamente y que las reglas para acumular los costos dependen de las características de transmisión de cada sistema. Por ejemplo: Para el sistema EEEB, el proceso de acumulación y de ajuste por pérdidas hasta el nivel de

11.4 kV (urbano) es el siguiente:

Costo acumulado a 11.4 kV (urb) =

$$\left\{ \left[x * \frac{1}{(1-P_x)} + y \right] * \frac{1}{(1-P_y)} + z \right\} * \frac{1}{(1-P_z)}$$

Donde:

x: Costo a nivel de interconexión

P_x : Pérdidas a nivel de interconexión (% pérdidas/100)

y: Costo a nivel de 115 kV (urb)

P_y : Pérdidas a nivel de 115 kV (% pérdidas/100)

z: Costo a nivel de 11.4 kV (urb)

p_z : Pérdidas a nivel de 11.4 kV (% pérdidas/100)

V ESTRUCTURA DE COSTOS DEL SISTEMA ELECTRICO COLOMBIANO

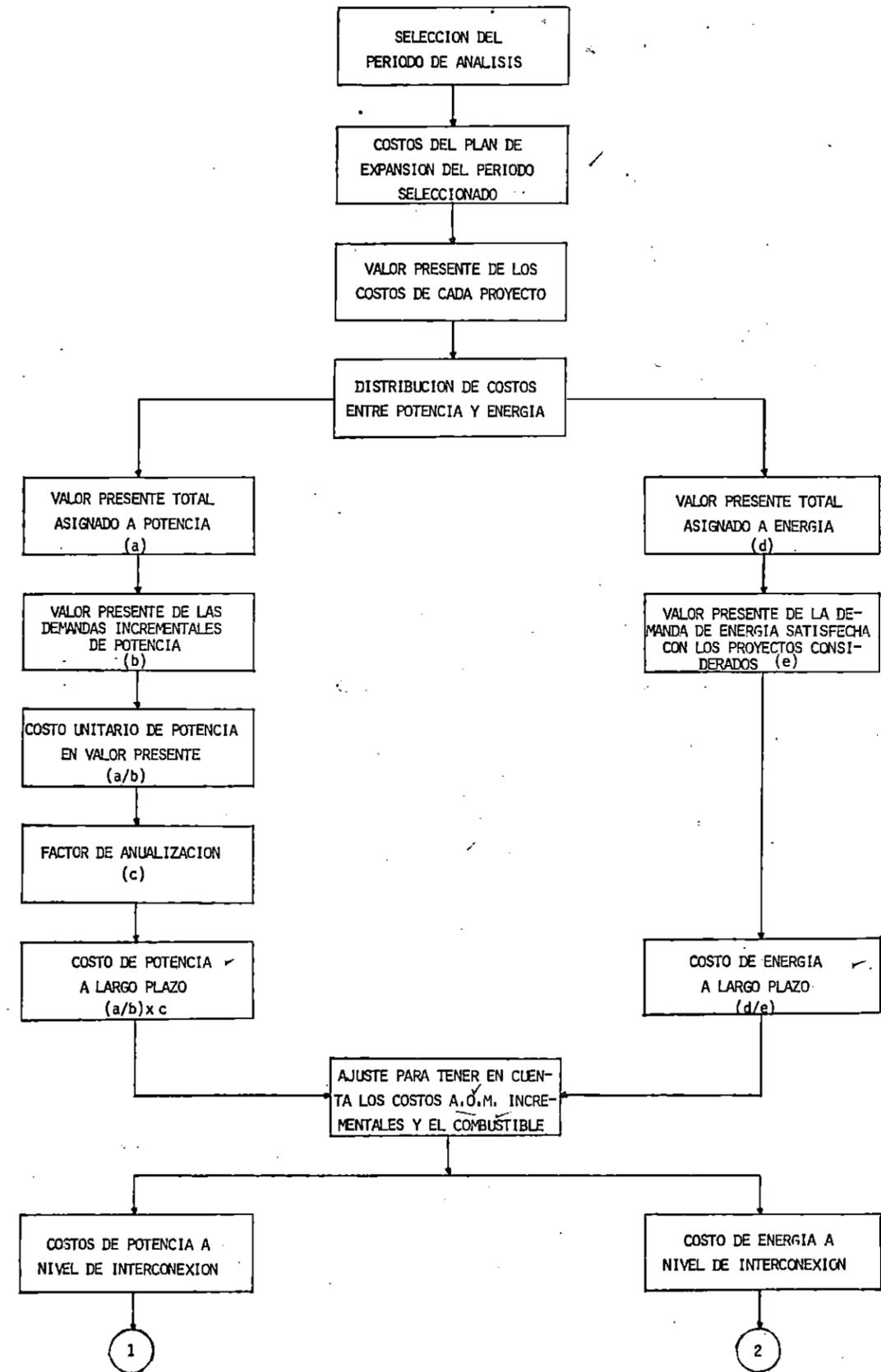
La estructura de costos del sistema eléctrico colombiano se obtiene a partir de los costos acumulados de las empresas después de considerar los ajustes por pérdidas, y a partir de las demandas máximas de cada nivel de voltaje. Para obtener el costo de potencia, o capacidad, se ponderan los costos de las empresas por el valor presente de las demandas máximas en cada nivel de voltaje*. Para

* Debido a la práctica existente en Colombia de facturación mensual, es necesario convertir el cargo de potencia en un cargo mensual financieramente equivalente. La metodología para realizar esta conversión se presenta en el Apéndice C.

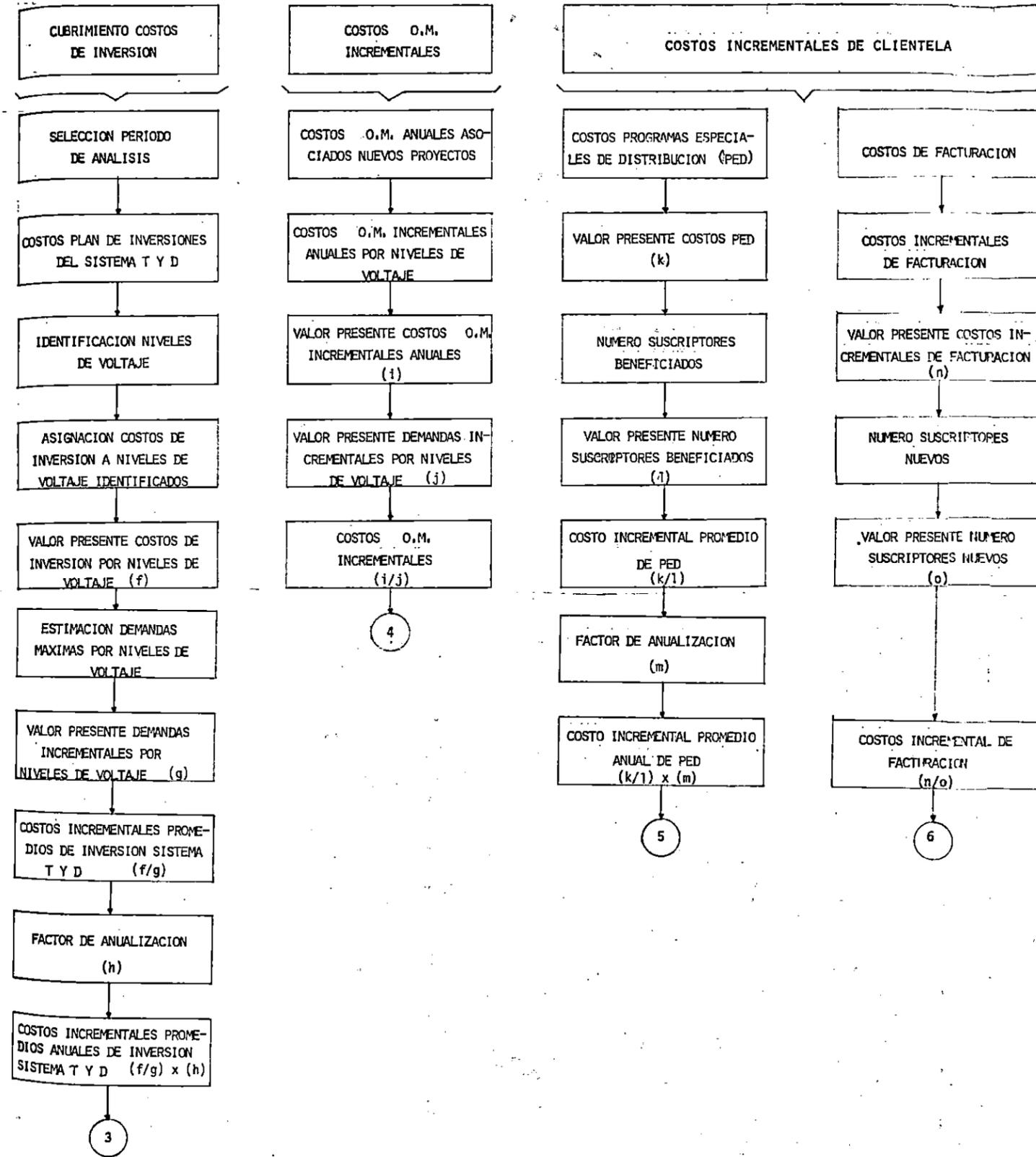
obtener el costo de energía, se toma el promedio aritmético; lo que equivale a ponderar por las pérdidas de energía en cada sistema, ya que este es el único factor que diferencia los costos de energía en los sistemas.

PROCEDIMIENTO DE CALCULO DE LAS ESTRUCTURAS DE COSTOS DEL SECTOR ELECTRICO COLOMBIANO

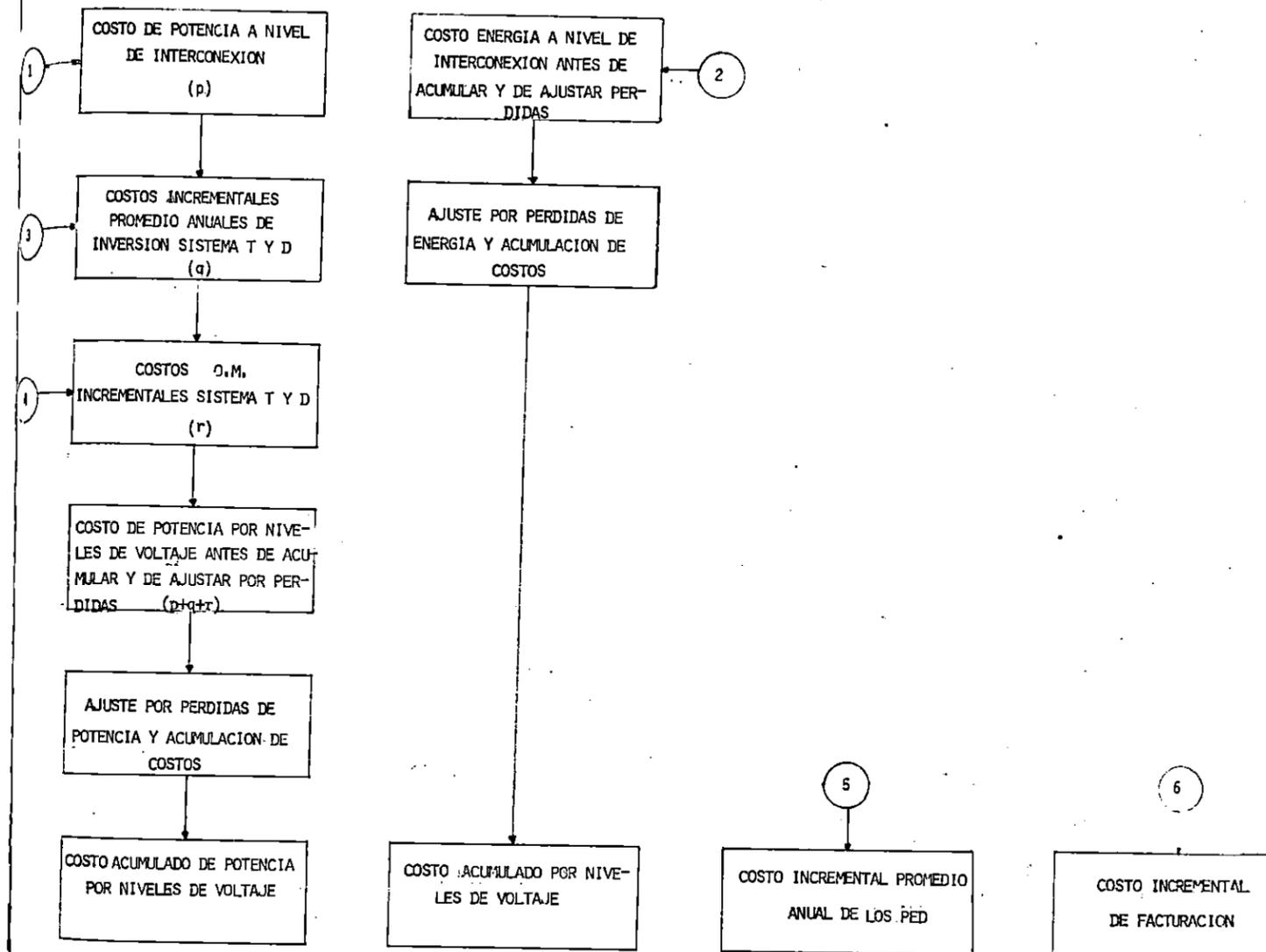
I. CALCULO DE LOS COSTOS A NIVEL DE INTERCONEXION



II. CALCULO DE LOS COSTOS DE TRANSMISION Y DISTRIBUCION (T Y D)



III. CALCULO DE LAS ESTRUCTURAS DE COSTOS DEL SECTOR ELECTRICO COLOMBIANO



APENDICE A

DEFINICION DE LOS COSTOS DE ENERGIA Y POTENCIA

I INTRODUCCION

Los costos de energía y potencia (sin ajustes por A.O.M.) buscan generar los recursos necesarios para cubrir los costos de inversión que demanda la ejecución de los planes de expansión del sistema interconectado. Como en general, los costos de expansión son crecientes, se trata de encontrar el valor promedio que le cuesta al sistema eléctrico disponer de un kW de potencia adicional y de un kWh de energía adicional durante la vida útil promedio de los proyectos contemplados en los planes de expansión. En el análisis que se presenta a continuación se supone, por razones de simplicidad, que las inversiones que se realizan en los proyectos que entran en operación durante un período determinado (por ejemplo: 1983-1993) permiten satisfacer la demanda incremental del mismo período (1983-1993). En realidad, este supuesto no es totalmente válido debido a la existencia, en el sistema, de déficits o superávits de energía y potencia. En los cálculos definitivos habría que determinar, por tanto, la demanda incremental satisfecha con los proyectos que entren en operación durante el período de estudio seleccionado. En otras palabras, las inversiones que se realicen en los proyectos que entren en operación durante un período determinado (ejemplo: 1983-1993) pueden satisfacer la demanda incremental de un período distinto (ejemplo: 1983-1995).

II NOTACION

- n : Horizonte económico seleccionado (período de estudio)
 \bar{n} : Promedio de las vidas útiles de los proyectos que entran en operación durante el período de estudio n .
 r : Año en el cual se realizan inversiones asociadas con el plan de expansión del período de estudio: $(0, 1, 2, \dots, n)$
 $(r = -s, \dots, 0, 1, 2, \dots, n, \dots, n+t)$
 donde:
 $r = -s$: Año en el cual se realiza la primera inversión asociada con el plan de expansión.
 $r = n+t$: Año en el cual se realiza la última inversión asociada con el plan de expansión ($t \geq 0$)
- $b_k(E)$: Demanda incremental de energía durante el año k
 $(k = 1, 2, \dots, n)$
- $b_k(P)$: Demanda incremental de potencia durante el año k
 $(k = 1, 2, \dots, n)$
- $A_k(E)$: Incremento acumulado de la demanda de energía hasta el año k con referencia al año 0 ($A_0(E) = 0$).
- $A_k(P)$: Incremento acumulado de la demanda de potencia hasta el año k con referencia al año 0 ($A_0(P) = 0$)
- $I_r(E)$: Inversión en el año r necesaria para atender la demanda incremental de energía durante el período de estudio.
- $I_r(P)$: Inversión en el año r necesaria para atender la demanda

de potencia incremental durante el período de estudio

i : Tasa de descuento del capital y de las demandas de energía y potencia*

C_E : Costo de energía

C_P : Costo de potencia

III DEFINICION Y FORMULA DE CALCULO DEL COSTO DE ENERGIA

La definición del costo de energía se hace con ayuda de la figura N° A1.

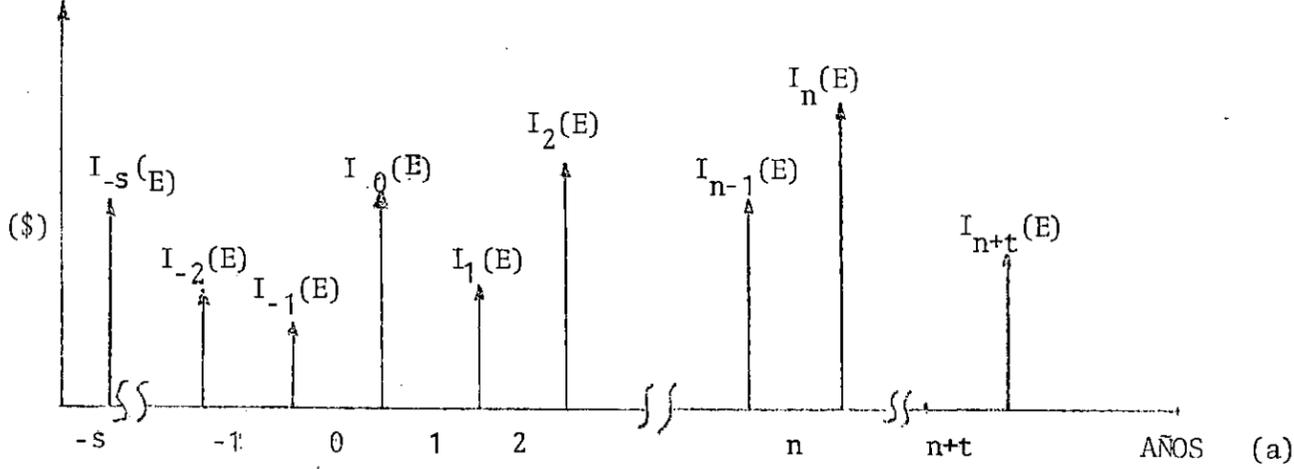
Las inversiones asignadas al servicio de energía que se realizan durante el período $(-s \leq r \leq n+t)$ representado en la figura N° A1 (a), permiten recibir la energía generada por dichas plantas, E (GWh), durante un período igual a la vida útil promedio de las mismas (figura N° A1 (b)). El costo de energía está dada por la razón entre el valor presente de las inversiones realizadas y el valor presente de la demanda de energía satisfecha con dichas plantas, E (GWh).

Matemáticamente, el costo de energía se expresa de la siguiente manera:

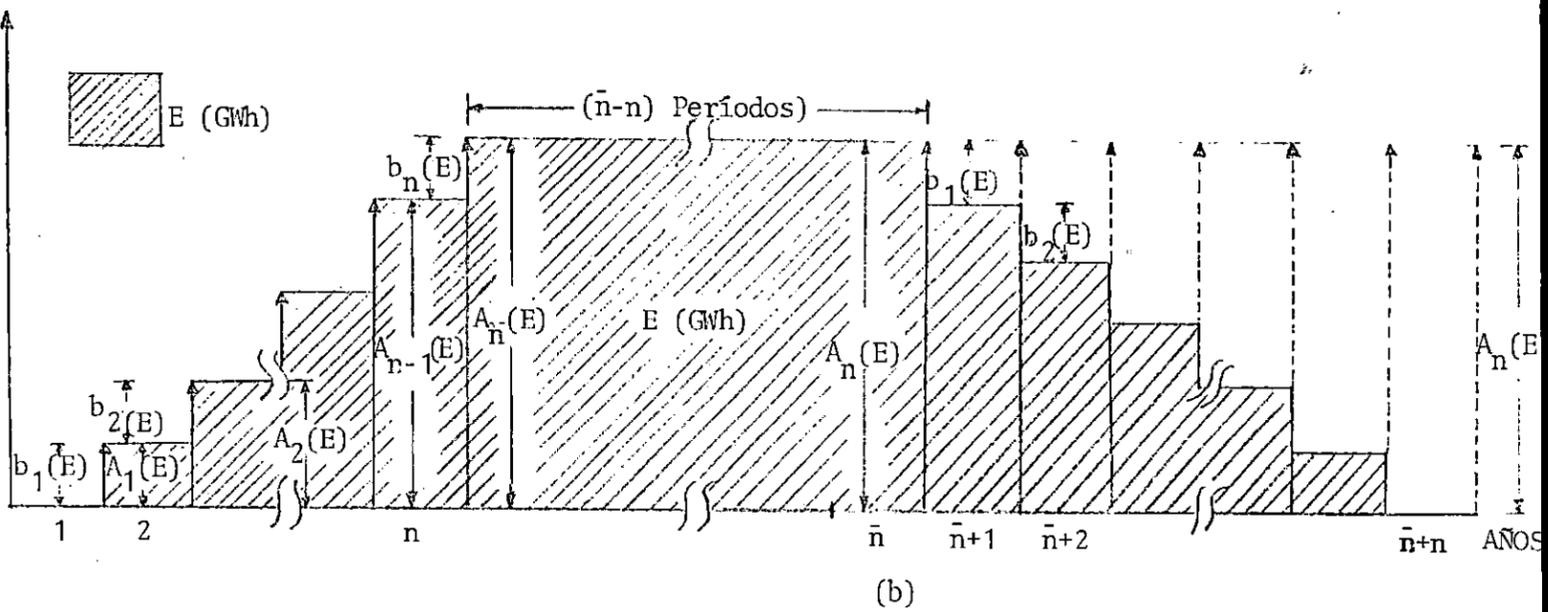
* El fundamento para descontar las demandas se expone en el Apéndice B.

FIGURA N° A1

INVERSIONES
EN ENERGIA



DEMANDA DE
ENERGIA
(GWh)



$$C_E = \frac{\text{V.P. (Inversiones en Energía)}}{\text{V.P. (E (GWh))}}$$

$$\text{V.P. (Inversiones en Energía)} = \sum_{r=-s}^0 I_r(E) \cdot (1+i)^{|r|} + \sum_{r=1}^{n+t} \frac{I_r(E)}{(1+i)^r}$$

$$\text{V.P. (E (GWh))} = \sum_{k=1}^n A_k(E) \frac{1}{(1+i)^k}$$

$$+ A_n(E) \left[\frac{(1+i)^{\bar{n}} - 1}{i (1+i)^{\bar{n}}} \right] \left[\frac{1}{(1+i)^{\bar{n}}} \right] - \left[\sum_{k=1}^n A_k(E) \frac{1}{(1+i)^k} \right] \left[\frac{1}{(1+i)^{\bar{n}}} \right]$$

IV DEFINICION Y FORMULA DE CALCULO DEL COSTO DE POTENCIA

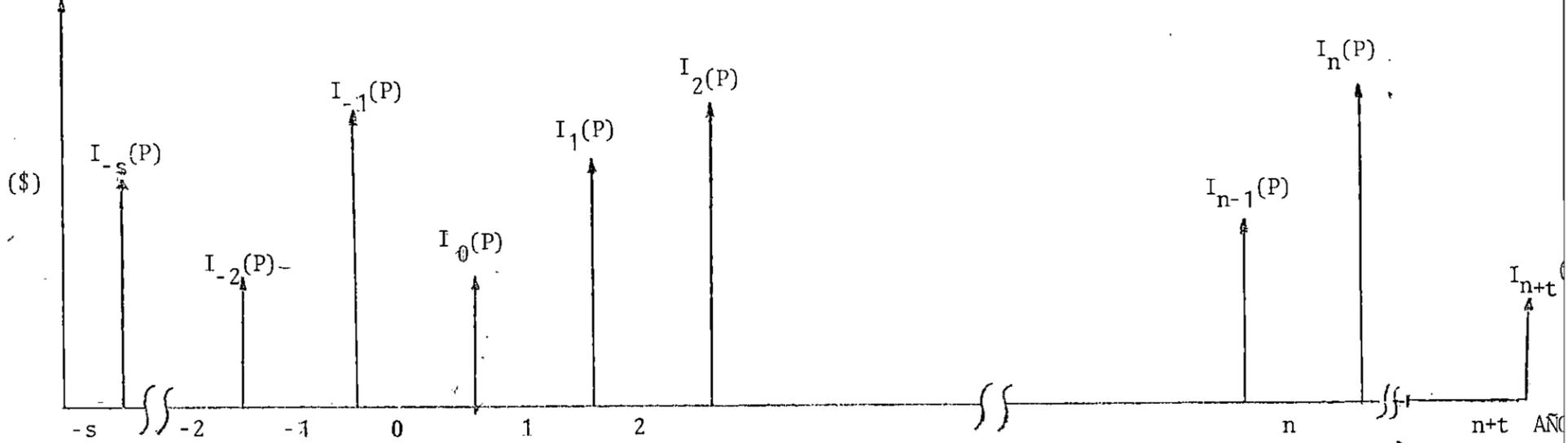
La definición del costo de potencia se hace con la ayuda de la figura N° A2.

Las inversiones en potencia durante el período representado en la figura N° A2 (a), permiten atender el crecimiento de la demanda de potencia hasta el valor $A_n(P)$, el cual es equivalente, en términos absolutos, a la sumatoria de los incrementos anuales $b_k(P)$,
 $k = 1, 2, \dots, n$

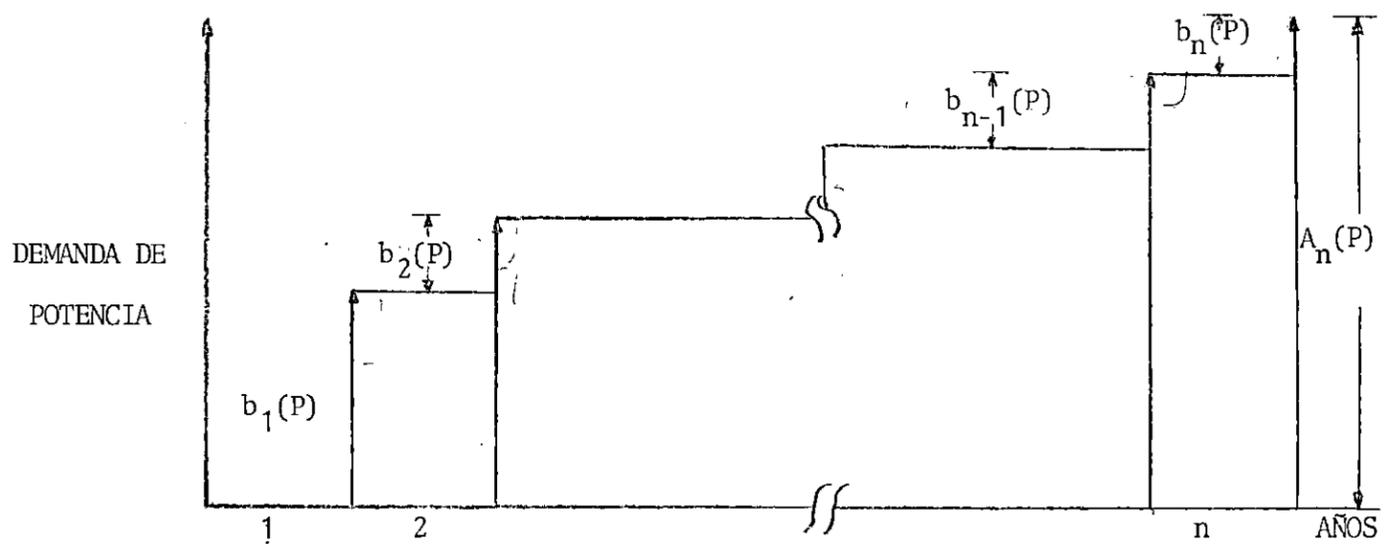
A diferencia de la energía que es un flujo continuo durante la vida útil de los proyectos, la potencia representa la capacidad de generación del sistema en un momento determinado.

FIGURA N° A2

INVERSIONES EN POTENCIA



(a)



(b)

El costo de potencia se calcula, en consecuencia, mediante una expresión diferente a la utilizada para calcular el costo de energía.

El valor que cuesta disponer de un kW adicional de potencia está dado por la siguientes expresión: *

$$\frac{\text{V.P. (Inversiones de Potencia)}}{\text{V.P. (Demandas Incrementales de Potencia)}}$$

El cargo por potencia se puede cubrir en cuotas anuales, multiplicando el valor encontrado con la expresión anterior por el factor de anualización correspondiente a un período equivalente al promedio de las vidas útiles (\bar{n}) y a la tasa de descuento del capital (i). El costo de potencia se calcula, por tanto, mediante la siguiente expresión:

$$C_P = \left[\frac{\sum_{r=0}^n I_r(P) \cdot (1+i)^{r1} + \sum_{r=1}^{n+t} \frac{I_r(P)}{(1+i)^r}}{\sum_{k=1}^n \frac{b_k(P)}{(1+i)^k}} \right] \cdot \left[\frac{i (1+i)^{\bar{n}}}{(1+i)^{\bar{n}} - 1} \right]$$

* Ver Apéndice B.

APÉNDICE B

FUNDAMENTO MATEMÁTICO Y ECONÓMICO PARA DESCONTAR LA DEMANDA

I INTRODUCCION

A continuación se presenta el fundamento matemático y económico para descontar la demanda de potencia. Un análisis similar se puede hacer para la demanda de energía. Al igual que en el Apéndice A, por razones de simplicidad se supone que las inversiones que se realizan en los proyectos que entran en operación durante un período de estudio determinado permiten satisfacer la demanda incremental del mismo período.

II NOTACION

n: Horizonte económico seleccionado (período de estudio)

r: Año en el cual se realizan inversiones asociadas con el plan de expansión del período de estudio: $(0, 1, 2, \dots, n)$

$(r = -a, \dots, 0, 1, 2, \dots, n, \dots, n+t)$

donde: $r = -s$: Año en el cual se realiza la primera inversión asociada con el plan de expansión.

$r = n+t$: Año en el cual se realiza la última inversión asociada con el plan de expansión ($t > 0$)

$I_r(P)$: Inversión en el año r necesaria para atender la demanda incremental de potencia durante el período de estudio.

$b_k(P)$: Demanda incremental de potencia ($k = 1, 2, \dots, n$) que es satisfecha con el flujo de inversiones en potencia du-

rante el período: $(-s \leq r \leq n+t)$

P_k : Precio pagado en el año k por cada unidad de potencia adicional instalada en el año k y suministrada durante un período equivalente al promedio de las vidas útiles de las plantas que entren en operación durante el período del horizonte económico seleccionado.

III OBJETIVO DE LA ESTRATEGIA DE FIJACION DE PRECIOS CON BASE EN LOS COSTOS DE EXPANSION

El objetivo de la estrategia de fijar precios con base en los costos de expansión del sistema, es lograr que el valor presente de las inversiones (costos) sea igual al valor presente de los ingresos generados con la potencia adicional instalada. En términos matemáticos se expresa de la siguiente manera:

$$V.P. (\text{costos}) = V.P. (\text{Ingresos})$$

Como:

$$V.P. (\text{costos}) = \sum_{r=-s}^0 I_r(P) (1+i)^{rt} + \sum_{r=1}^{n+t} \frac{I_r(P)}{(1+i)^r}$$

$$V.P. (\text{Ingresos}) = \sum_{k=1}^n \frac{P_k b_k(P)}{(1+i)^k}$$

Se obtiene la siguiente identidad:

$$\sum_{r=-s}^0 I_r(P) (1+i)^{rt} + \sum_{r=1}^{n+t} \frac{I_r(P)}{(1+i)^r} = \sum_{k=1}^n \frac{P_k b_k(P)}{(1+i)^k}$$

Como se pretende encontrar un precio de potencia que sea constante, en valores reales, durante todo el período del horizonte económico ($P_k = P$; $k = 1, 2, \dots, n$), la identidad anterior se transforma en la siguiente expresión:

$$\sum_{r=-s}^0 I_r(P) (1+i)^{rt} + \sum_{r=1}^{n+t} \frac{I_r(P)}{(1+i)^r} = P \sum_{k=1}^n \frac{b_k(P)}{(1+i)^k}$$

De donde:

$$P = \frac{\sum_{r=-s}^0 I_r(P) \times (1+i)^{rt} + \sum_{r=1}^{n+t} \frac{I_r(P)}{(1+i)^r}}{\sum_{k=1}^n \frac{b_k(P)}{(1+i)^k}}$$

$$P = \frac{\text{V.P. (Inversiones en Potencia)}}{\text{V.P. (Demandas Incrementales de Potencia)}}$$

APENDICE C

METODOLOGIA PARA CONVERTIR EL CARGO ANUAL DE POTENCIA EN UN CARGO MENSUAL FINANCIERAMENTE EQUIVALENTE

Debido a la práctica de facturación mensual, es necesario convertir el cargo anual de potencia en un cargo mensual equivalente. Para hacer esta conversión, se parte del principio de que los ingresos anuales recaudados por potencia con facturación anual deben ser equivalentes a los ingresos anuales recaudados con facturación mensual.

En términos matemáticos, la equivalencia estaría dada por la siguiente expresión (Ver figura N° A3).

$$\sum_{r=1}^{12} T_{PM} P_r (1+i_m)^{12-r} = T_P P_k (1+i_m)^{12-k}$$

donde:

T_{PM} : Tarifa de potencia mensual (\$/kW-mes)

P_r : Potencia demandada en el mes r (kW), ($r = 1, 2, \dots, 12$)

i_m : Costo mensual de oportunidad del capital en Colombia ($i_m = 0.95\%$ mensual)*.

T_P : Tarifa de potencia anual.

k : Mes en que se presenta la demanda máxima del año**.

* Se calcula considerando un costo de oportunidad anual del 12%. La expresión para calcular el costo de oportunidad mensual es la siguiente: $i_m = (1.12)^{1/12} - 1$

** En el sistema interconectado, la demanda máxima ocurre en uno de los meses finales del año.

FIGURA N° A3

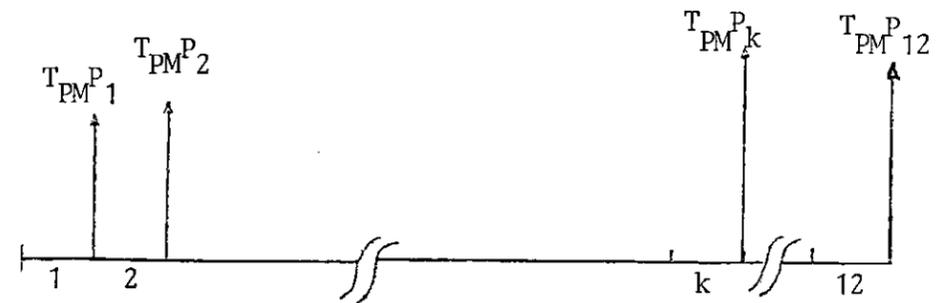
ALTERNATIVAS DE FACTURACION DE POTENCIA

A. Alternativa I: Facturación Anual.



Valor de la facturación al final de año: $T_{P^k} (1+i_m)^{12-k}$

B. Alternativa II: Facturación Mensual.



Valor de la facturación al final del año: $\sum_{r=1}^{12} T_{PM^r}^P (1+i_m)^{12-r}$

La conversión del cargo anual en un cargo equivalente mensual, para un año determinado, está dado, entonces, por la siguiente expresión:

$$T_{PM} = T_P \cdot \frac{P_k (1+i_m)^{12-k}}{\sum_{r=1}^{12} P_r (1+i_m)^{12-r}}$$

$$= T_P \cdot \alpha ; \text{ donde:}$$

$$\alpha = \frac{P_k (1+i_m)^{12-k}}{\sum_{r=1}^{12} P_r (1+i_m)^{12-r}}$$

α es, entonces, el factor que permite convertir el cargo de potencia anual en un cargo de potencia mensual.

Este cálculo habría que realizarlo anualmente con base en la información de demandas. Con el objetivo de ilustrar el cálculo del factor, se utilizan las demandas máximas mensuales del sistema interconectado en el año 1979. (Cuadro A1.1)

$$= \frac{1303.5 (1.0095)^2}{\sum_{r=1}^{12} P_r (1.0095)^{12-r}} = \frac{1328.4}{15463.5} = 0.0859$$

Para el año 1979, en consecuencia, la tarifa de potencia mensual es igual a 0.0859 veces la tarifa de potencia anual ($T_{PM} = 0.0859 T_P$).

CUADRO A1.1

DEMANDAS MENSUALES (P_r)
 SISTEMA CENTRAL INTERCONECTADO
 Año 1979

r	MES	P _r
1	Enero	1167.8
2	Febrero	1124.7
3	Marzo	1240.2
4	Abril	1163.2
5	Mayo	1232.2
6	Junio	1181.7
7	Julio	1240.8
8	Agosto	1269.4
9	Septiembre	1235.2
10	Octubre	1303.5*
11	Noviembre	1270.0
12	Diciembre	1259.0

* Demanda máxima anual.

ESTUDIO DE UNIFICACION TARIFARIA

ANEXO No. 2

CALCULO DE UNA ESTRUCTURA TARIFARIA DE REFERENCIA

PARA EL SECTOR ELECTRICO COLOMBIANO

I INTRODUCCION

En este documento se presentan los ajustes realizados a la estructura de costos para obtener una estructura tarifaria de referencia para el Sector Eléctrico Colombiano.

II ESTRUCTURA DE COSTOS DEL SECTOR ELECTRICO

En el cuadro A 2.1 se presenta la estructura de costos del Sector Eléctrico obtenida aplicando la metodología descrita en el Anexo N°1*.

En la estructura de costos se establece una diferenciación entre zonas urbanas y zonas rurales y entre energía y potencia, para diferentes niveles de voltaje.

Considerando un factor de carga de 0.6, los costos equivalentes en términos de energía, en precios de diciembre 82, son los siguientes:

	Zonas Urbanas (\$/kWh)	Zonas Rurales (\$/kWh)
Generación e Interconexión	3.58	-
Transmisión	4.09	-
Subtransmisión	4.51	-
Distribución Primaria	5.29	5.32
Distribución Secundaria	6.10	7.37

* El cálculo de la estructura de costos está compuesto por más de 200 cuadros que por su extensión no se presentan acá. Quedan, por tanto, como memorias de cálculo del Estudio de Unificación Tarifaria.

III ELEMENTOS DE LA ESTRUCTURA TARIFARIA DE REFERENCIA

Con el fin de simplificar el proceso de facturación, la estructura tarifaria de referencia solamente considerará dos clases de usuarios: Residenciales y no residenciales. Los no residenciales se clasificarían, a su vez, en dos categorías:

Categoría 1: Actividades clasificadas en las Divisiones 1,2,3,5 y el grupo 632 de la División 6 de la Clasificación Internacional Industrial Uniforme (CIIU) de las Naciones Unidas (Agricultura, minería, industria manufacturera, construcción y hotelería).

Categoría 2: Otras actividades no residenciales (comercio, de servicio, etc.).

IV ANALISIS FINANCIERO CON LA ESTRUCTURA DE COSTOS OBTENIDA

A. Metodología

El análisis se realiza con base en la estructura de costos encontrada y con la información utilizada actualmente por ISA y sus empresas socias para realizar las proyecciones financieras del Sector Eléctrico Colombiano.

Básicamente, el análisis consiste en calcular el déficit o superávit de efectivo que produce el utilizar unas tarifas iguales a la estructura de costos y en evaluar distintas alterna-

tivas para lograr el equilibrio financiero.

Para calcular el déficit o superávit que se produce en un período determinado* se procede de la siguiente forma:

- 1.- A partir de las tarifas en valor constante de diciembre 82, se calculan las tarifas en valor corriente para cada uno de los años del período de análisis. Para ello se utilizan factores de escalación que tengan en cuenta la inflación interna, la inflación externa, la devaluación del peso con relación al dólar americano y la participación de la moneda local y extranjera en las inversiones del Sector Eléctrico.

Los factores de escalación se calculan a partir de la siguiente expresión**:

$$FE_i = \alpha * \frac{IIC(i)}{IIC(\text{dic } 82)} + (1-\alpha) * \frac{IIE(i)}{IIE(\text{dic } 82)} * \frac{TC(i)}{TC(\text{dic } 82)}$$

Donde:

FE_i : Factor de escalación de tarifas a la fecha i.

IIC (i): Índice de precios al consumidor (grupo 1) en la fecha i.

* En el estudio se tomó el período 1983-1987.

** En la actualidad, ISA estudia un índice para revaluar activos. Este índice se podría utilizar, en el futuro, para calcular los factores de escalación.

- IIE(i): Índice externo compuesto de precios de obras y equipos eléctricos.
- TC (i): Tasa de cambio del dólar americano (oficial) en la fecha i.
- α : Participación de la moneda local en las obras de inversión del sector eléctrico.
- (1- α): Participación de la moneda extranjera en las obras de inversión del sector eléctrico.

La información histórica sobre crecimiento de estos índices se obtienen en las siguientes publicaciones:

- . Inflación interna y tasa de cambio: Revista del Banco de la República.
 - . Inflación externa; "Engineering News Record (ENR)", en el cuadro de costos del "Bureau of Reclamation" ("Composite Index"), publicado trimestralmente.
2. Se calculan los ingresos netos del período del Sector Eléctrico consolidado, a partir de un análisis de ingresos y egresos. Para calcular los ingresos por ventas de energía y potencia se utilizan las tarifas en valores corrientes calculadas con el procedimiento descrito en el punto 1.
 3. Se calcula el déficit o superávit del sector consolidado mediante un análisis de fuentes y usos de fondos.

B. Excedentes

La aplicación, en el Sector Eléctrico, de una estructura igual a la estructura de costos, produjo los siguientes excedentes:

Año	Ingresos por Ventas de energía (Millones \$)	Excedentes	
		(Millones \$)	%
83	128788.2	32194.2	25
84	180247.9	45439.9	25
85	243614.7	84431.7	35
86	317216.6	108599.6	34
87	409583.3	157080.3	38

C. Acciones para Eliminar los Excedentes

Con el criterio de que las tarifas deben conducir a un equilibrio financiero, se exploraron los siguientes mecanismos para eliminar los excedentes de fondos obtenidos con la estructura de costos:

1. Disminuir los niveles tarifarios.
2. Disminuir el endeudamiento del Sector Eléctrico.
3. Disminuir los niveles tarifarios y el endeudamiento del Sector Eléctrico.

Para efectos del estudio de unificación tarifaria, se consideró que la acción más aconsejable para reducir los excedentes era mediante una disminución en los niveles tarifarios obtenidos a partir de la estructura de costos.

Para determinar la magnitud de la reducción tarifaria, se contempló como posibilidad reducir a cero el superávit acumulado a finales del año 87. Esta alternativa produce déficits en los primeros años (83 y 84) que son compensados con superávits en los años siguientes. Aunque esta situación conduce a un equilibrio financiero al final del año 87, el hecho de producir déficits en los primeros años la hacen poco recomendable, porque agravaría la situación financiera actual del Sector Eléctrico. De ahí que se haya decidido hacer el ajuste a la estructura de costos tratando de equilibrar la situación financiera de los primeros años, especialmente del año 84. Los ingresos ajustados del año 84 serían, en consecuencia, los siguientes:

	Millones \$
Ingresos antes de ajuste	180247.9
Superávits	45439.9
Ingresos después de ajustes	134808.0

V AJUSTE A LA ESTRUCTURA DE COSTOS

A. Criterios

Para realizar el ajuste a la estructura de costos se establecieron los siguientes criterios:

1. El superávit del año 84 se destina primordialmente al sector residencial buscando mantener la tarifa promedio residencial existente en la actualidad (\$ 2.54/kWh , en precios constantes de diciembre 82).
2. Si aún sobra algún excedente, este se destina a los suscriptores no residenciales clasificados en la categoría 1.
3. Al alumbrado público se le fijarán tarifas iguales a las resultantes para la industria conectada a baja tensión.

B. Descomposición de las Ventas de Energía Año 84

Las ventas de energía, proyectadas para el año 84, se descomponen de la siguiente forma:

	VENTAS DE ENERGIA (GWh)	%
Residencial	12184.2	44.4
Comercial	3018.6	11.0
Industrial y hotelero	7409.3	27.0
Oficial y Alumbrado Público	1866.1	6.8
Subtotal Sectores de Consumo Final	24478.2	89.2
Otros (Bloque etc)	2963.8	10.8
TOTAL	27442.0	100.0

C. Tarifas Ajustadas

La tarifa promedio de diciembre/82 del sector residencial (\$2.54/kWh) proyectada a junio de 1984 es la siguiente:

	Tarifa Dic 82 (\$/kWh)	Factor de Escalación*	Tarifa mitad Año 84 (\$/kWh)
Residencial	2.54	1.40	3.56

* El factor de escalación de diciembre 82 a junio 84 se obtuvo suponiendo las siguientes tasas de inflación y de devaluación.

Año	Inflac. Interna (%)	Inflac. Externa (%)	Tasa de Cambio (%)
83	23.0	7.5	19.3
84	22.0	7.5	13.7

y una composición de las inversiones totales del 55% en moneda extranjera y del 45% en moneda local.

Los demás sectores de consumo final, con excepción del industrial, no recibirán subsidios. Por tanto, las tarifas que se fijarán para tales sectores serán iguales a las encontradas en la estructura de costos: \$6.10/kWh en precios de diciembre 82. Proyectada a junio de 1984 son iguales a: $6.10 \times 1.40 = \$8.54/\text{kWh}$.

Las tarifas del sector industrial serán las resultantes del ajuste financiero, teniendo como valor mínimo la tarifa promedio nacional existente (\$4.09/kWh). Un análisis preliminar permitió saber que a la industria se le podría fijar dicha tarifa.

Los ingresos ajustados proyectados, para el año 84, se resumen en el cuadro siguiente:

Sector	Tarifa Promedio Año 84 (\$/kWh)	Ventas de Energía Año 84 (MWh)	Ingresos Año 84 (Millones \$)
Residencial	3.56	12184.2	43375.8
Otros sectores distintos al indust.	8.54	5323.8	45465.3
Industrial y hotelero	5.73	7409.3	42455.3
Subtotal ingreso Sect. consumo final			131296.4
Bloque			4342.5
Menos superávit			830.9
TOTAL			134808.0

Aunque queda un pequeño superávit, que se podría eliminar reduciendo aún más las tarifas del sector industrial o residencial, no se consideró conveniente hacerlo y se decidió conservar dicho superávit.*

Como el sector industrial se conecta a distintos niveles de voltaje, ocasionando costos diferentes al sistema eléctrico, el subsidio que reciba debe distribuirse proporcionalmente entre ellos, manteniendo la diferencia que tienen en la estructura de costos.

La estructura de costos del sector industrial, proyectada a 1984 y la composición porcentual de la demanda se presenta en el cuadro siguiente:

	Demanda (%)	Tarifa Promedia 1984
Alta tensión	15	5.73
Media tensión	39	6.31
Baja tensión	46	8.54

La tarifa promedio, ponderada por la demanda, de la estructura de costos es la siguiente:

$$0.15 \times 5.73 + 0.39 \times 6.31 + 0.46 \times 8.54 = 7.25$$

La reducción en la tarifa promedio industrial es del 26.5%

* Este superávit ayudaría a aliviar, en parte, el déficit acumulado que tiene en la actualidad el Sector Eléctrico.

$\left(\frac{7.25}{5.73} \times 100\%\right)$. Las tarifas ajustadas del sector industrial

son las siguientes:

	Tarifa Promedia Año 84 (\$/kWh)	Tarifa Precios Dic 82 (\$/kWh)
Alta tensión	4.53	3.23
Media tensión	4.99	3.56
Baja tensión	6.75	4.82

VI ESTRUCTURA TARIFARIA DE REFERENCIA

La estructura tarifaria obtenida a partir de la estructura de costos, en precios de diciembre 82, es la siguiente:

Sector	\$/kWh
Residencial	2.54
Industrial	
Alta tensión	3.23
Media tensión	3.56
Baja tensión	4.82
Otros sectores	
No residenciales	6.10

Las actividades clasificadas en la categoría 1 no residencial, tendrían tarifas iguales a las industriales. El alumbrado público tendría tarifas iguales a \$4.82/kWh.

A los usuarios conectados a baja tensión se les facturaría con las tarifas monomías anteriores. A los usuarios conectados a niveles de tensión superiores, se les daría a escoger entre facturación con tarifas monomías o con tarifas binomías energía y potencia.

ANEXO N° 2

CUADRO N° A2.1

ESTRUCTURA DE COSTOS DEL SECTOR ELECTRICO

	ZONAS URBANAS			ZONAS RURALES		
	Energía (\$/kWh)	Potencia (\$/kW/año)	Equivalente (\$/kWh)	Energía (\$/kWh)	Potencia (\$/kW/año)	Equivalente (\$/kWh)
Generación e Interconexión	2.28	6857	3.58			
Transmisión	2.35	9130	4.09	-	-	-
Subtransmisión	2.39	11156	4.51	-	-	-
Dist. Primaria	2.48	14761	5.29	2.47	15004	5.32
Dist. Secundaria	2.61	18347	6.10	2.65	24834	7.37

*
$$\text{Costo equivalente} = \text{Costo de Energía} + \frac{\text{Costo de potencia}}{8760 \times 0.6}$$

ESTUDIO DE UNIFICACION TARIFARIA

ANEXO No. 3

ESTIMACION DE LAS FUNCIONES TARIFAS - CONSUMO

PARA EL SECTOR RESIDENCIAL

I INTRODUCCION

En este documento se analizan varias funciones continuas de tarifas para el sector residencial. Las funciones analizadas fueron las siguientes:

A. Lineal: $T(C) = a + bC$

B. Logarítmica: $T(C) = a + b \log_{10} C$

C. Exponencial: $T(C) = ab^C$

Donde: $T(C)$: Tarifa (\$/kWh)

C: Consumo mensual (kWh)

a,b: Parámetros

II DESCOMPOSICION DE LOS INGRESOS RESIDENCIALES

La estructura tarifaria de referencia establece una tarifa promedio nacional igual a la promedia del mes de diciembre de 1982: \$ 2.54/kWh. Los ingresos del mes de diciembre 82, generados con esta tarifa promedio, ascendieron a \$ 1785.0 millones. El problema consiste en generar ingresos iguales mediante una reestructuración de las tarifas residenciales, eliminando los cambios bruscos que genera el sistema de facturación actual. En lo sucesivo, los ingresos totales residenciales (IR) tendrán las siguientes componentes:

1. Cargos fijos, según estratificación socioeconómica de los usuarios (CF). Estos cargos dan derecho a un consumo mensual de 100 kWh.
 2. Ingresos con tarifas fijas aplicadas a los consumos por encima de un nivel determinado (TF).
 3. Ingresos por consumos con tarifas variables (TV)
- A. Ingresos por Cargos Fijos (CF)

Para cada uno de los estratos socioeconómicos definidos por el DANE se establecieron los siguientes cargos fijos:

Estrato Socioeconómico	Cargo fijo (\$/mes)
Bajo - Bajo	100
Bajo	150
Medio Bajo	200
Medio	300
Medio Alto	450
Alto	600

Para calcular los ingresos residenciales provenientes de los cargos fijos, se siguió el siguiente procedimiento:

1. Utilizando la estratificación socioeconómica de las regiones colombianas elaboradas por el DANE* (cuadro A3.1), se

* Fuente DANE: "Recuento de Edificaciones y Viviendas". Para Medellín y Cali se utilizó la estratificación de los suscriptores elaboradas por EPM y EMCALI respectivamente.

encontró la distribución de los suscriptores por estratos sociales (Cuadro A3.2). Es de anotar que con el fin de darle mayor homogeneidad a los mercados del ICEL y CORELCA estos se dividieron en varios grupos, así:

ICEL

- a. Nordeste
- b. Caldas, Pereira y Armenia
- c. Tolima, Huila
- d. Electrificadoras restantes

CORELCA

- a. Atlántico y Bolívar
- b. Electrificadoras restantes

2. Con la distribución de los suscriptores por estratos y los cargos fijos, se calcularon los ingresos por empresas (cuadro A3.3).

Los ingresos por cargos fijos, (CF), para el mes de diciembre 82, ascienden a \$564.2 millones.

B. Ingresos por Consumos con Tarifas Fijas (TF)

Los ingresos por consumo con tarifas (TF) dependen de la función analizada. La tarifa para estos consumos es igual al costo de suministrar el servicio encontrado para el sector re-

sidencial de las zonas urbanas: \$ 6.10/kWh (precios de diciembre 82). Para la función lineal se exploraron las siguientes alternativas de consumo objeto de la tarifa fija: Consumos mensuales (kWh) superiores a: 2000, 2500, 3000, 4000, 5000 y 6000 y se decidió continuar el análisis con 2500 kWh/mes. Para las funciones logarítmica y exponencial, se consideró que los consumos mensuales superiores a 6000 kWh tendrían la tarifa máxima de \$6.10/kWh.

Los ingresos con tarifa fija (TF) se calculan, entonces, de la siguiente manera:

$$TF = \sum_{i > \alpha} (C_i - 100) \times 6.10$$

donde: α : Nivel de consumo a partir del cual se cobra la tarifa fija.

C: Consumo mensual (kWh).

Los valores de TF encontrados se presentan en el cuadro siguiente:

INGRESOS POR CONSUMO CON TARIFA FIJA
(Millones \$ Dic 82)

Lineal ($\alpha = 2500$ kWh)	126.7
Logarítmica ($\alpha = 6000$ kWh)	26.2
Exponencial ($\alpha = 6000$ kWh)	26.2

C. Ingresos con Tarifa Variable (TV)

Los ingresos con tarifa variable (TV) son iguales a:

$$\int_{C=100}^{\infty} N(C) T(C) dC$$

N(C): Número de consumidores con consumo mensual C

T(C): Función continua de tarifa.

Como TV se conoce para cada función analizada (TV= IR-CF-TF) y como se conoce la distribución del consumo residencial (descontando el consumo a que da derecho el cargo fijo -100 kWh/mes-) el problema consiste en encontrar los parámetros de las funciones que generen ingresos iguales a TV. Con tal propósito, se desarrolló un programa de computador para que realizara la integración por partes.

Para la unificación tarifaria total se encontraron las siguientes funciones que generan ingresos iguales a TV.

Lineal: $T_1(C) = 1.1600 + 0.001976 C$, si $100 < C \leq 2500$ kWh/mes

Logarítmica: $T_2(C) = -6.9246 + 3.4473 \log_{10} C$, si $100 < C \leq 6000$ kWh/mes

Exponencial: $T_3(C) = 2.1823 \times (1.0001713)^C$, Si $100 < C \leq 6000$ kWh/mes

III TARIFAS PROMEDIAS PARA CADA ESTRATO SOCIAL

El valor que se le facturaría a un usuario residencial, por un consumo mensual C, es el siguiente:

$$P_i = K + T_i(C) \times (C - 100)$$

donde: P_i : Valor de la factura (\$/mes) con la función i .

K : Cargo fijo según estrato social.

$T_i(C)$: Tarifa con la función i .

C : Consumo mensual.

Para realizar la comparación entre las tres funciones consideradas, se decidió calcular las tarifas promedias (\bar{P}_i), dividiendo el valor de la factura (P_i) por el consumo mensual (C_i).

$$\begin{aligned} \bar{P}_i &= \frac{P_i}{C} \\ &= \frac{K - 100 T_i(C) + T_i(C)}{C} \end{aligned}$$

En el cuadro A3.4 y en la figura anexa se muestran las tarifas promedias para cada estrato social.

El análisis de las tarifas promedias permite sacar las siguientes conclusiones:

1. El cargo fijo sólo crea una diferenciación significativa en los consumos inferiores a 1000 kWh mensuales.
2. La función exponencial es muy regresiva pues acorta las diferencias tarifarias entre los estratos sociales.

3. La función lineal mantiene la más alta progresividad de las tarifas a medida que aumenta el consumo.
4. La función logarítmica eleva las tarifas de los consumos inferiores de los estratos bajos y pierde progresividad en los consumos altos.

Por las razones anteriores, se decidió realizar la unificación tarifaria con la función de tipo lineal. Existe otra razón adicional a favor de la función lineal y es el hecho de que es fácil de aplicar y de comprender por parte de los usuarios.

TARIFAS DEL SECTOR RESIDENCIAL INCLUYENDO LOS CARGOS FIJOS
 PARA VARIAS FUNCIONES PRECIO CONSUMO

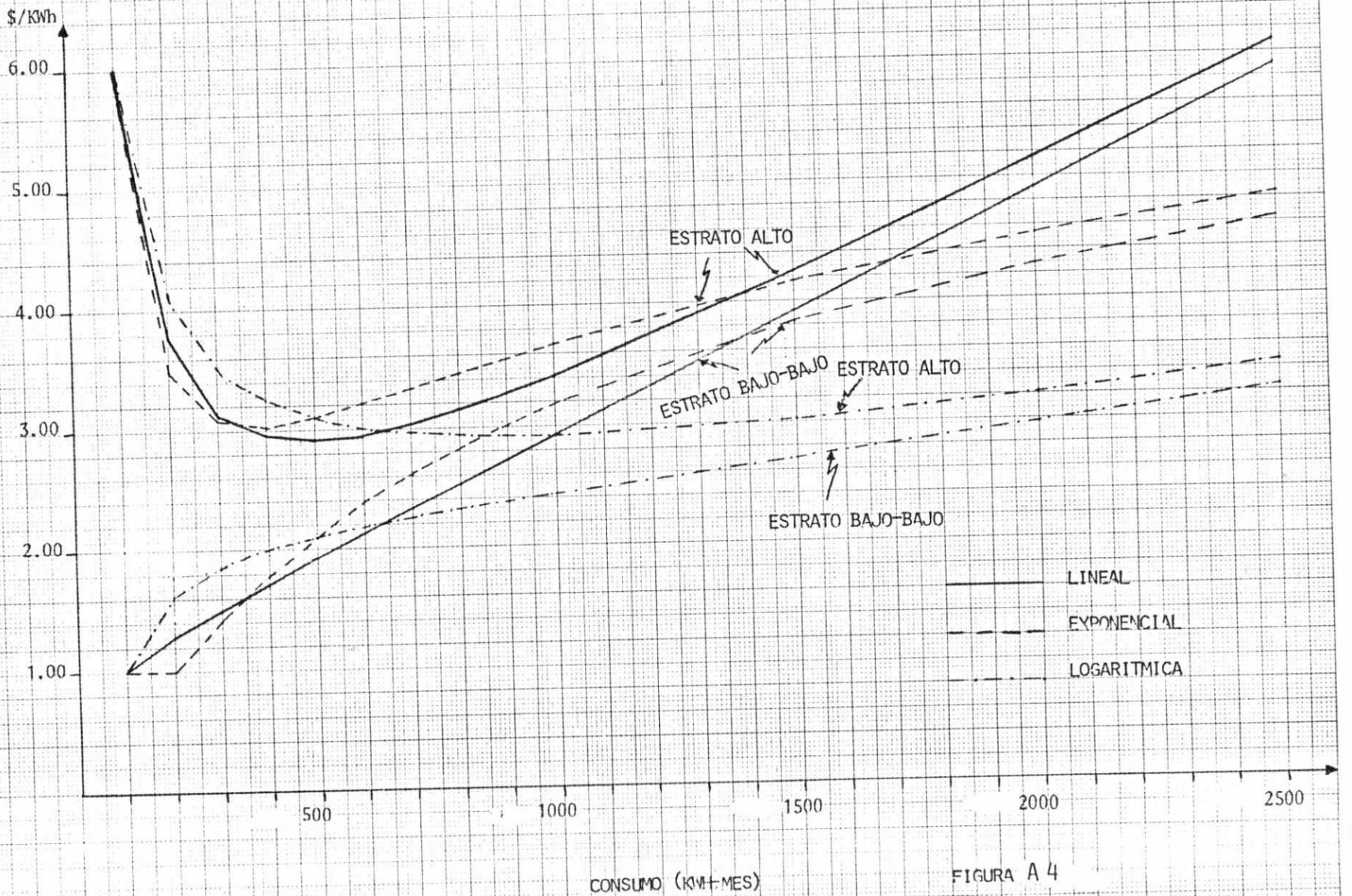


FIGURA A 4

ESTRATIFICACION SOCIOECONOMICA DE LOS CONSUMIDORES (1)

	Bajo-Bajo	Bajo	Medio-Bajo	Medio	Medio Alto	Alto
EEEB	2.5	20.6	45.7	20.5	8.1	2.6
EPM	0.3	18.0	52.4	25.3	3.2	0.8
EMCALI	7.3	39.5	27.4	5.6	15.7	4.5
CVC	1.2	30.5	61.9	5.0	1.4	0.0
ICEL						
CHEC	6.9	23.8	40.5	21.1	7.6	0.1
NORDESTE	9.2	24.2	34.4	25.0	4.9	2.3
TOLIMA-HUILA	4.9	30.8	30.2	25.7	6.2	2.2
Otras Elect.	2.0	22.5	57.4	15.4	2.7	0.0
CORELCA						
Atlántico-Bolivar	13.8	24.4	33.3	17.1	7.2	4.2
Otras Elect.	10.6	38.9	34.2	14.2	1.7	0.4

NOTAS:

- La estratificación socioeconómica se hizo con base en el siguiente recuento de viviendas del DANE (años 81 y 82):
 - EEEB: Bogotá
 - CVC: Buga, Sevilla, Cartago y Tuluá
 - CHEC: Manizales y Caldas
 - NORDESTE: Bucaramanga, Barranca, Florida Blanca, Girón, Cúcuta, Villa del Rosario y Zulia.
 - TOLIMA-HUILA: Ibagué y Neiva
 - Otras Elect. ICCEL: Popayán, Pasto, Villavicencio y Florencia.
 - ATLANTICO-BOLIVAR: Barranquilla, Cartagena y Soledad.
 - Otras Elect. CORELCA: Santa Marta, Montería, Sincelejo, Valledupar, Ciénaga, Riohacha y San Andrés.
- Para EPM y EMCALI se tomó la estratificación socioeconómica de sus usuarios realizados por estas empresas con base en información del DANE.

ANEXO N° 3
CUADRO A3.2

DISTRIBUCION DE LOS SUSCRIPTORES RESIDENCIALES EN ESTRATOS SOCIALES
(a Diciembre 1982)

	Bajo-Bajo	Bajo	Medio-Bajo	Medio	Medio Alto	Alto	Total
EEEB	13297	109566	243067	109035	43082	13829	531876
EPM	931	55884	162683	78547	9935	2484	310464
EMCALI	12454	67386	46744	9553	26784	7677	170598
CVC	1589	40379	81950	6620	1853	0	132391
ICEL							
CHEC*	13345	46028	78325	40806	14698	193	193395
NORDESTE	26848	70622	100388	72957	14299	6712	291826
TOLIMA-HUILA	7749	48711	47762	40645	9805	3479	158151
Otras Elect.	6681	75164	191753	51446	9020	0	334064
CORELCA							
ATLANTICO-BOLIVAR	31564	55809	76165	39112	16468	9606	228724
Otras Elect.	19456	71400	62773	26064	3120	734	183547
TOTAL	133914	640949	1091610	474785	149064	44714	2535036
	5.3%	25.3%	43.0%	18.7%	5.9%	1.8%	100.0%

* Incluye los mercados de Caldas, Armenia y Pereira.

ANEXO N° 3

CUADRO A3.3

INGRESOS POR CARGOS FIJOS
(Millones \$)

	Bajo-Bajo	Bajo	Medio-Bajo	Medio	Medio Alto	Alto	Total
Cargo fijo (\$/mes)	100	150	200	300	450	600	
BEEB	1.33	16.43	48.61	32.71	19.39	8.30	126.77
EPM	0.09	8.38	32.54	23.56	4.47	1.49	70.53
EMCALI	1.25	10.11	9.35	2.87	12.05	4.61	40.24
CVC	0.16	6.06	16.4	1.99	0.83	0	25.44
ICEL							
CHEC*	1.33	6.90	15.66	12.24	6.61	0.12	42.86
NORDESTE	2.68	10.59	20.08	21.89	6.43	4.03	65.70
TOLIMA-HUILA	0.77	7.31	9.55	12.19	4.41	2.09	36.32
Otras Elect.	0.67	11.27	38.35	15.43	4.06	0	69.78
CORELCA							
ATLANTICO-BOLIVAR	3.16	8.37	15.23	11.73	7.41	5.76	51.66
Otras Elect.	1.94	10.71	12.55	7.82	1.40	0.44	34.86
TOTAL	13.38	96.13	218.32	142.43	67.06	26.84	564.16

* Incluye los mercados de Caldas, Armenia y Pereira.

ANEXO N° 3

CUADRO A3.4

UNIFICACION TARIFARIA TOTAL

TARIFAS PROMEDIAS RESIDENCIALES PARA CADA ESTRATO SOCIAL CON DIFERENTES FUNCIONES: TARIFA-CONSUMO

(\$ Dic 81/kWh)

C (kWh/mes)	T ₁	T ₂	T ₃	Bajo - Bajo (K = \$100)			Bajo (K = \$150)			Medio - Bajo (K = \$200)			Medio (K = \$300)			Medio Alto (K = \$450)			Alto (K = \$600)		
				P ₁	P ₂	P ₃	P ₁	P ₂	P ₃	P ₁	P ₂	P ₃	P ₁	P ₂	P ₃	P ₁	P ₂	P ₃	P ₁	P ₂	P ₃
100	1.36	-0.03	2.22	1.00	1.00	1.00	1.50	1.50	1.50	2.00	2.00	2.00	3.00	3.00	3.00	4.50	4.50	4.50	6.00	6.00	6.00
200	1.56	1.01	2.25	1.28	1.00	1.63	1.53	1.25	1.88	1.78	1.50	2.13	2.28	2.00	2.63	3.03	2.75	3.38	3.78	3.50	4.13
300	1.75	1.61	2.29	1.50	1.41	1.86	1.67	1.58	2.03	1.84	1.74	2.20	2.17	2.08	2.53	2.67	2.58	3.03	3.17	3.08	3.53
400	1.95	2.05	2.33	1.71	1.78	2.00	1.84	1.91	2.12	1.96	2.03	2.25	2.21	2.28	2.50	2.59	2.66	2.87	2.96	3.03	3.25
500	2.15	2.38	2.37	1.92	2.10	2.10	2.02	2.20	2.20	2.12	2.30	2.30	2.32	2.50	2.50	2.62	2.80	2.80	2.92	3.10	3.10
600	2.35	2.65	2.41	2.12	2.38	2.18	2.20	2.46	2.26	2.29	2.54	2.35	2.45	2.71	2.51	2.70	2.96	2.76	2.95	3.21	3.01
700	2.54	2.88	2.46	2.32	2.61	2.25	2.39	2.69	2.32	2.47	2.76	2.39	2.61	2.90	2.53	2.82	3.11	2.75	3.04	3.33	2.96
800	2.74	3.08	2.50	2.52	2.82	2.31	2.59	2.89	2.37	2.65	2.95	2.44	2.77	3.07	2.56	2.96	3.26	2.75	3.15	3.45	2.94
900	2.94	3.26	2.54	2.72	3.01	2.37	2.78	3.06	2.43	2.83	3.12	2.48	2.95	3.23	2.59	3.11	3.40	2.76	3.28	3.56	2.93
1000	3.14	3.42	2.59	2.92	3.18	2.43	2.97	3.23	2.48	3.02	3.28	2.53	3.12	3.38	2.63	3.27	3.53	2.78	3.42	3.68	2.93
1100	3.33	3.56	2.63	3.12	3.33	2.48	3.17	3.37	2.53	3.21	3.42	2.57	3.30	3.51	2.66	3.44	3.65	2.80	3.58	3.78	2.94
1200	3.53	3.69	2.68	3.32	3.47	2.54	3.36	3.51	2.58	3.40	3.55	2.62	3.49	3.63	2.70	3.61	3.76	2.83	3.74	3.88	2.95
1300	3.73	3.81	2.72	3.52	3.59	2.59	3.56	3.63	2.63	3.60	3.67	2.67	3.67	3.75	2.74	3.79	3.86	2.86	3.90	3.98	2.97
1400	3.93	3.92	2.77	3.72	3.71	2.64	3.75	3.75	2.68	3.79	3.78	2.72	3.86	3.86	2.79	3.97	3.96	2.89	4.07	4.07	3.00
1500	4.12	4.02	2.82	3.92	3.82	2.70	3.95	3.86	2.73	3.98	3.89	2.76	4.05	3.96	2.83	4.15	4.06	2.93	4.25	4.16	3.03
1600	4.32	4.12	2.87	4.11	3.93	2.75	4.15	3.96	2.78	4.18	3.99	2.81	4.24	4.05	2.88	4.33	4.14	2.97	4.43	4.24	3.06
1700	4.52	4.21	2.92	4.31	4.02	2.80	4.34	4.05	2.83	4.37	4.08	2.86	4.43	4.14	2.92	4.52	4.23	3.01	4.61	4.32	3.10
1800	4.72	4.30	2.97	4.51	4.11	2.86	4.54	4.14	2.89	4.57	4.17	2.91	4.62	4.23	2.97	4.70	4.31	3.05	4.79	4.39	3.14
1900	4.91	4.38	3.02	4.71	4.20	2.91	4.73	4.23	2.94	4.76	4.25	2.97	4.81	4.31	3.02	4.89	4.38	3.10	4.97	4.46	3.18
2000	5.11	4.46	3.07	4.91	4.28	2.97	4.93	4.31	2.99	4.96	4.33	3.02	5.01	4.38	3.07	5.08	4.46	3.14	5.16	4.53	3.22
2100	5.31	4.53	3.12	5.10	4.36	3.02	5.13	4.38	3.05	5.15	4.41	3.07	5.20	4.46	3.12	5.27	4.53	3.19	5.34	4.60	3.26
2200	5.51	4.60	3.18	5.30	4.43	3.08	5.33	4.46	3.10	5.35	4.48	3.13	5.39	4.53	3.17	5.46	4.59	3.24	5.53	4.66	3.31
2300	5.70	4.66	3.23	5.50	4.50	3.14	5.52	4.53	3.16	5.54	4.55	3.18	5.59	4.59	3.22	5.65	4.66	3.29	5.72	4.72	3.35
2400	5.90	4.73	3.29	5.70	4.57	3.19	5.72	4.59	3.22	5.74	4.61	3.24	5.78	4.66	3.28	5.84	4.72	3.34	5.91	4.78	3.40
2500	6.10	4.79	3.35	5.90	4.64	3.25	5.92	4.66	3.27	5.94	4.68	3.29	5.98	4.72	3.33	6.04	4.78	3.39	6.10	4.84	3.45

$$T_1 = \begin{cases} 1.1600 + 0.001976 C, & \text{Si } 100 < C \leq 2500 \text{ kWh/mes} \\ 6.10, & \text{Si } C > 2500 \text{ kWh/mes} \end{cases}$$

$$T_2 = \begin{cases} -6.9246 + 3.4473 \log_{10} C, & \text{Si } 100 < C \leq 6000 \text{ kWh/mes} \\ 6.10, & \text{Si } C > 6000 \text{ kWh/mes} \end{cases}$$

$$T_3 = \begin{cases} 2.1823 \times (1.0001713)^C, & \text{Si } 100 < C \leq 6000 \text{ kWh/mes} \\ 6.10, & \text{Si } C > 6000 \text{ kWh/mes} \end{cases}$$

$$\bar{P}_1 = \frac{K - 100 T_1}{C} + T_1$$

$$\bar{P}_2 = \frac{K - 100 T_2}{C} + T_2$$

$$\bar{P}_3 = \frac{K - 100 T_3}{C} + T_3$$

T_i: Tarifa según función i (i=1: lineal; i=2: logarítmica; i=3: exponencial).

P_i: Tarifa promedio incluyendo el cargo fijo (\$/kWh)

K: Cargo fijo mensual según estrato social (\$/mes)

C: Consumo mensual (kWh).

Estudio sobre la unificación de las tarifas de
Energía eléctrica Interconexión eléctrica, ISA

333.7932 I611e Ej.1

CATALOGADO POR: HELP FILE LTDA

FECHA
PEDIDO

PRESTADO A

FECHA
DEVUELTO