

LAS TARIFAS DE INTERCAMBIO COMO ELEMENTO REGULADOR DEL PROCESO DE INTERCONEXION ELECTRICA

*Por: Francisco J. Ochoa F.
Jefe de la Sección de Estudios Tarifarios de
Interconexión Eléctrica S.A.*

I. INTRODUCCION

Antes de iniciar mi exposición, quiero agradecer la invitación que se me ha hecho para participar en este foro, sobre un aspecto tan importante y a la vez tan controvertido, como es el de las tarifas que regulan las relaciones comerciales entre las distintas empresas que conforman el sistema interconectado nacional.

Aunque, por la calidad del auditorio, sé que no habría dificultades para seguir con detalle los distintos aspectos metodológicos que soportan el sistema

tarifario de los intercambios energéticos, consideré que esta ocasión debía aprovecharse, más bien, para presentar algunas ideas sobre la razón de ser de las tarifas de intercambio, sobre sus implicaciones en la expansión y en la operación del sistema interconectado, sobre las relaciones interinstitucionales que se generan en todo proceso en el cual hay que compartir intereses, asumir obligaciones y demandar derechos, en fin, para reflexionar sobre el papel regulador que ejercen las tarifas de intercambio en el proceso de la interconexión eléctrica.

Conferencia pronunciada en el Sexto Encuentro de Ingenieros Electricistas de la Universidad Nacional. Bogotá, noviembre 23 de 1984.

NOTA: Las opiniones y conceptos contenidos en este documento son de la absoluta responsabilidad del autor.

II. CONFIGURACION INSTITUCIONAL DEL SECTOR ELECTRICICO

Como es de todos conocido, el Sector Eléctrico tiene una configuración compleja y heterogénea, donde coexisten empresas municipales autónomas, empresas departamentales, corporaciones regionales y empresas nacionales. A esta configuración se llegó después de un prolongado proceso de evolución histórica, que se inició con la creación de pequeñas empresas municipales a fines del siglo pasado, fruto de la iniciativa privada, que se continuó con la intervención del Estado en la regulación de la prestación del servicio de energía eléctrica y en el desarrollo de nuevas empresas de carácter estatal y que alcanzó su consolidación con la interconexión nacional, a través de la cual se ha podido coordinar el proceso de expansión y operación económica de los recursos de generación eléctrica. Antes de la creación de ISA, las relaciones entre las distintas empresas de energía eléctrica, que operaban en el país, se reducían a intercambios de excedentes entre empresas que atendían mercados contiguos. No había, por tanto, una programación conjunta de los recursos de generación eléctrica, ni un desarrollo integrado de los mismos. Las empresas, no obstante gozar de un alto grado de autonomía para tomar sus decisiones, eran víctimas de un aislamiento que limitaba su expansión e impedía el aprovechamiento óptimo de los recursos de generación disponibles en el país. Con la interconexión de los principales sistemas eléctricos,

se produjo una modificación sustancial en la configuración del Sector Eléctrico, con profundas implicaciones técnicas, operativas, financieras, tarifarias y de planeamiento. La interconexión sacó a las empresas del aislamiento en que se encontraban y permitió, a la vez, la realización de un conjunto de beneficios, representados en economías de escala en la construcción de proyectos de generación destinados a atender una demanda agregada mayor, en el aprovechamiento conjunto de los embalses de regulación, en la utilización de los recursos de generación más económicos, en la posibilidad de cubrir una potencia o demanda máxima del sistema interconectado con una menor capacidad instalada, en la distribución del déficit energético entre las empresas interconectadas. Aunque se estudiaron varios esquemas de interconexión, que iban desde la no creación de ninguna empresa, hasta la creación de una empresa única que absorbiera a las empresas existentes, se optó por una alternativa intermedia que consistió en constituir una sociedad independiente, de interés común y de alcance suprarregional, para que se encargara de construir y operar las líneas de interconexión y las nuevas centrales de generación que requirieran el esfuerzo conjunto de todos los socios y para que desempeñara, a la vez, el papel de coordinador en el planeamiento de la expansión y de la operación del sistema interconectado. Con este esquema, las empresas eléctricas reunidas en ISA, conservando su autonomía, participaban en el desarrollo integrado del Sector Eléctrico.

Desde un principio, los directores de ISA entendieron que la única forma como ISA podría ejercer su papel de coordinador y de árbitro de intereses divergentes, era dándole a la empresa una dirección técnica y asumiendo una posición de riguroso equilibrio, entre las diferentes participaciones de los socios en el capital social, en los órganos de dirección de ISA y en las relaciones interinstitucionales.

III. PRINCIPIOS DE LAS TARIFAS DE INTERCAMBIO

Las tarifas de intercambio constituyeron un tema central en las discusiones que precedieron a la interconexión, pues su definición tenía serias implicaciones en la operación y en la expansión futura del sistema eléctrico. En la búsqueda de una eficiencia económica, que constituye el objetivo primordial de cualquier proceso de interconexión, se concluyó que las tarifas de intercambio necesariamente tenían que estar basadas en un conjunto de principios, que reflejaran el costo real de prestación del servicio eléctrico y que garantizaran, a la vez, un tratamiento equitativo a las distintas empresas participantes en el proceso de interconexión. Además, debían reflejar los distintos precios que tiene la energía, según se utilicen recursos de generación térmicos o hidráulicos, con regulación o filo de agua, para atender horas de máxima demanda, de demanda media, o de mínima demanda, en períodos hidrológicos húmedos o secos.

En los Estatutos de ISA, se dejaron consignadas explícitamente las distintas clases de intercambios energéticos que se realizarían a través de las redes de interconexión y las formas de valorarlas. Específicamente, en el Artículo 4o. de los Estatutos originales se lee textualmente: "...La interconexión de los sistemas tiene por fin principal el intercambio de energía para atender deficiencias donde la capacidad de generación no pueda servir adecuadamente la demanda, el mejor aprovechamiento de la capacidad de reserva extendida a lo largo del nuevo sistema y la posibilidad de colocar producción eléctrica sobrante en todas las zonas interconectadas...". A los intercambios de energía para satisfacer la demanda de los sistemas con capacidad de generación insuficiente, se les denominó "intercambios de energía básica" y a los intercambios tendientes a lograr una operación óptima de los recursos de generación disponibles en el sistema interconectado se les denominó "intercambios de energía optimizable". Adicionalmente, se contemplaron intercambios tendientes a resolver situaciones de emergencia en alguno de los sistemas interconectados, o para distribuir déficits en el abastecimiento de la demanda del sistema eléctrico que se han conocido como "intercambios de emergencia" y de "energía racionada", respectivamente.

En los Estatutos de la Sociedad se dejaron consignadas, igualmente, las bases para fijar las tarifas de las distintas clases de intercambios energéticos. Sobre la energía básica, se decía que la

Sociedad la compraría a las empresas exportadoras a un precio que cubriera el costo de generación más un rendimiento sobre la inversión de dichas empresas. La energía optimizable tendría un precio especial que, en ningún caso, sería superior al costo de la energía que la empresa compradora dejara de generar para adquirirla.

Las tarifas de intercambio tenían, por tanto, una estrecha relación con la operación del sistema interconectado. De ahí que, con la iniciación de la construcción de la red central de interconexión, ISA contrató con el consorcio Motor Columbus Consultores S.A. y Asesores Técnicos de Ingeniería Ltda., un estudio sobre las condiciones comerciales y operacionales para el Sistema Central Interconectado, el cual fue entregado en noviembre de 1971. Posteriormente, contrató con el mismo consorcio un estudio sobre las tarifas que debían aplicarse en la Central Chivor I, primera planta de propiedad común, que por su dimensión vendría a modificar sustancialmente las condiciones de intercambio en el sistema eléctrico nacional.

IV. EVOLUCION DEL ESQUEMA TARIFARIO DE INTERCAMBIOS

Desde que entró en operación comercial la red central de interconexión en marzo de 1972, se pueden distinguir claramente cinco períodos en los cuales han estado vigentes distintos esquemas tarifarios, para valorar los inter-

cambios energéticos: un primer período, que abarca desde el año 1972 hasta 1975, caracterizado por un esquema de tarifas diferenciales; un período de transición entre 1976 y 1977, en el cual se diseñó un plan para pasar del esquema de tarifas diferenciales, a uno de tarifa única de intercambios; un tercer período, con tarifas basadas en los costos de Chivor I, que va desde 1978 hasta 1980; un período de adaptación del esquema tarifario diseñado para Chivor I, para incluir los costos de otras centrales construidas por ISA y un último período que se inició en octubre de 1982, en el cual se han venido considerando los costos del conjunto de proyectos de expansión asignados a ISA, bien en forma directa, o compartida con otras empresas socias.

A. *Esquema de Tarifas Diferenciales (1972-1975).*

Durante esta fase, el papel de ISA con relación a los intercambios energéticos se reduce al de intermediario y coordinador del proceso: compraba energía básica a los sistemas con excedentes de energía, según las tarifas de venta calculadas para cada uno de ellos y la vendía a los sistemas deficitarios, a una tarifa equivalente al valor promedio ponderado que hubiera pagado por ella. ISA no derivaba, por tanto, ningún beneficio económico de tales intercambios. De ahí que sus gastos de operación de la red provenían de los sistemas socios en forma de aportes que se calculaban según la relación entre la suma de las ventas de

energía que realizaba cada sistema a sus usuarios y a ISA, y las ventas totales del sistema interconectado.

Las tarifas de los sistemas exportadores, se calcularon con base en los costos promedios anuales resultantes de la suma de los siguientes rubros: Costos de Administración, operación y mantenimiento, depreciación anual y un rendimiento de 9o/o anual sobre la inversión. Los dos últimos rubros se calcularon sobre valores revalorizados del activo fijo en operación. Con el fin de eliminar los efectos de la inflación interna y de la devaluación del peso colombiano, los cálculos tarifarios se realizaron en unidades monetarias de valor constante. Las tarifas estaban basadas, en consecuencia, en costos históricos revaluados, hecho que favorecía al sistema comprador de energía, al beneficiarse de los desarrollos de generación eléctrica, que habían sido realizados por otras empresas eléctricas en condiciones económicas ventajosas. Obviamente, los sistemas exportadores de energía básica también se favorecían, pues la interconexión les había permitido colocar unos excedentes de energía que no podían colocar temporalmente en sus propios mercados. Sin embargo, esta

disparidad de tarifas vendría a constituirse en factor de fuertes discusiones a nivel interior de ISA y en la causa de la abolición de este esquema tarifario.

Otra característica del esquema tarifario anterior, era la valoración distinta que se le daba a la energía, según la época del año y la hora del día en la cual se entregaba. El año se dividió en dos períodos o estaciones: un período de invierno que iba desde el 1o. de mayo hasta el 30 de noviembre y un período de verano, que se iniciaba el 1o. de diciembre y que terminaba el 30 de abril. La energía de verano tenía un valor superior a la energía de invierno y su magnitud dependía de las condiciones específicas de cada sistema eléctrico. Para las entregas dentro de un mismo día, se definieron tres períodos o franjas horarias: período de punta o de demanda máxima; período de día y período de madrugada, a los cuales se asignaron precios distintos: la energía de punta, valía 30o/o más que la energía diurna y la energía de madrugada, tenía un valor igual al 40o/o de la energía diurna*.

Para valorar los intercambios de energía optimizable, se desarrollaron metodologías para realizar el despacho

* Períodos horarios establecidos:

Punta: 9 a 12 a.m. y 6 a 9 p.m. (días ordinarios); 6 a 9 p.m. (sábados).

Madrugada: 0 a 5 a.m. (todos los días).

Día: Horas restantes.

Nota: En los días feriados y dominicales no se cobraba tarifa de punta.

más económico de los recursos de generación disponibles, en un momento determinado, mediante una valoración de los distintos recursos de generación existentes.

Se presentan varias diferencias entre los intercambios de energía básica y de energía optimizable: mientras los primeros se determinan con suficiente antelación, buscando que todos los sistemas interconectados puedan satisfacer en forma confiable su demanda de energía eléctrica; los intercambios de energía optimizable, en cambio, resultan diariamente en el proceso de optimización de los recursos de generación. Con estos intercambios se busca sustituir recursos caros de generación, por recursos más económicos y repartir los beneficios por partes iguales, entre los sistemas participantes en el proceso de optimización. Mientras que los intercambios de energía optimizable están únicamente relacionados con el proceso de operación de las centrales, los intercambios de energía básica están relacionados, además, con el proceso de expansión del sistema eléctrico. De ahí que se buscó, desde un principio, que estos intercambios de energía básica estuvieran acompañados o respaldados, por unos contratos a largo plazo de compra y venta de energía, con el fin de evitar distorsiones en el mercado de energía y posibles inequidades con sistemas que habían hecho esfuerzos en el equipamiento de sus sistemas. Específicamente, se buscaba evitar que una energía comprada como optimizable, fuera revendida posteriormente como básica, posiblemente al mis-

mo sistema que había hecho la venta de energía optimizable, a un precio muy superior.

El esquema de tarifas de energía básica aplicado en este período, se caracterizó por presentar grandes diferencias tarifarias entre sistemas, que reflejaban las diferencias de costos de los sistemas interconectados. Mientras que existían sistemas totalmente hidráulicos que generaban con plantas construidas en condiciones muy favorables, existían otros que tenían una composición térmica importante o que habían desarrollado recientemente centrales hidráulicas a unos costos muy superiores a las construidas anteriormente por otros sistemas. Por ejemplo, las diferencias en las estructuras tarifarias con relación al sistema de las Empresas Públicas de Medellín, que era el de menor costo, fluctuaban entre el 23o/o (con EEEB) y el 84o/o con (CVC).

Como se dijo antes, la naturaleza diferencial del esquema tarifario iba a constituirse en fuente de graves conflictos institucionales entre las entidades interconectadas. Al principio, esta situación diferencial no fue problemática, pues los sistemas que tenían las tarifas más bajas presentaban excedentes energéticos que la interconexión les permitió colocar en otros mercados. Sin embargo, a medida que se fueron modificando las condiciones de abastecimiento de los distintos sistemas, el esquema tarifario diferencial empezó a ser cuestionado severamente, especialmente cuando los sistemas

exportadores con tarifas bajas, se vieron obligados a realizar compras a otros sistemas que tenían tarifas superiores. Las críticas más comunes que se le hicieron a este esquema de tarifas diferenciales, estaban relacionadas con problemas de eficiencia, equidad y estabilidad del mismo.

Problema de eficiencia. Se afirmaba que el esquema tarifario aplicado, al contrario de lo que debe ser un correcto sistema tarifario, no creaba estímulos para que los sistemas exportadores se volvieran más eficientes, pues las tarifas de venta a ISA garantizaban, de todas formas, el cubrimiento de sus costos operativos y una rentabilidad fija del 90/o sobre sus activos netos revalorizados.

Problema de equidad. Algunos sistemas consideraban que el esquema era inequitativo, pues buena parte de los beneficios que lograban algunos sistemas al haber desarrollado proyectos de bajo costo, se trasladaba a los sistemas que, por diversas circunstancias, no tenían capacidad de atender sus demandas con sus propios recursos. A lo anterior, vino a sumarse el hecho de que algunos sistemas que habían venido trasladando a otros los beneficios de su eficiencia, se vieron de pronto obligados a realizar importaciones de energía básica, a precios muy superiores a sus tarifas de venta, debido a condiciones hidrológicas desfavorables o a los atrasos que acusaban los proyectos de generación que habían venido ejecutando, tanto en forma individual, como compartida a través de ISA.

Inestabilidad. El esquema de tarifas diferenciales, en la forma como fue aplicado en ISA, resultó siendo inestable por las siguientes razones:

1. El período considerado para calcular las estructuras tarifarias era apenas de 4 años.
2. Las estructuras no reflejaban los costos reales de expansión futura del sistema interconectado, sino el costo de las expansiones que habían realizado los socios en forma autónoma.
3. La entrada en operación de una nueva central o la interconexión de un nuevo sistema, traía como consecuencia grandes variaciones en las tarifas de intercambio.
4. La actitud asumida por la mayoría de las empresas socias de ISA, al no comprometerse con un esquema de compras y ventas a largo plazo. Las empresas dirigían sus esfuerzos hacia la solución de sus problemas de corto plazo, perdiendo así la visión hacia el futuro y la perspectiva de integración nacional, lo cual es el principio fundamental de la interconexión.

Las críticas al esquema tarifario se vieron incrementadas por los problemas institucionales y financieros surgidos en el interior del Sector. Los primeros estaban relacionados con la rigidez de los Estatutos de ISA que habían concentrado en esta Entidad, la construcción de los nuevos proyectos de generación. Los segundos venían

afectando seriamente el desarrollo de los proyectos en construcción y la iniciación de los proyectos destinados a satisfacer la demanda del sistema interconectado, prevista para principios de la década de los años ochenta. Todos estos factores produjeron una situación de desequilibrio, en la capitalización de ISA, que trató de resolverse mediante una reforma sustancial a sus Estatutos. En el campo tarifario, se decidió abolir el esquema de tarifas diferenciales y adoptar uno de transición hasta que entrara en operación la Central de Chivor I, primera central de la Sociedad, la cual vendría a modificar sustancialmente el mercado de energía en el sistema.

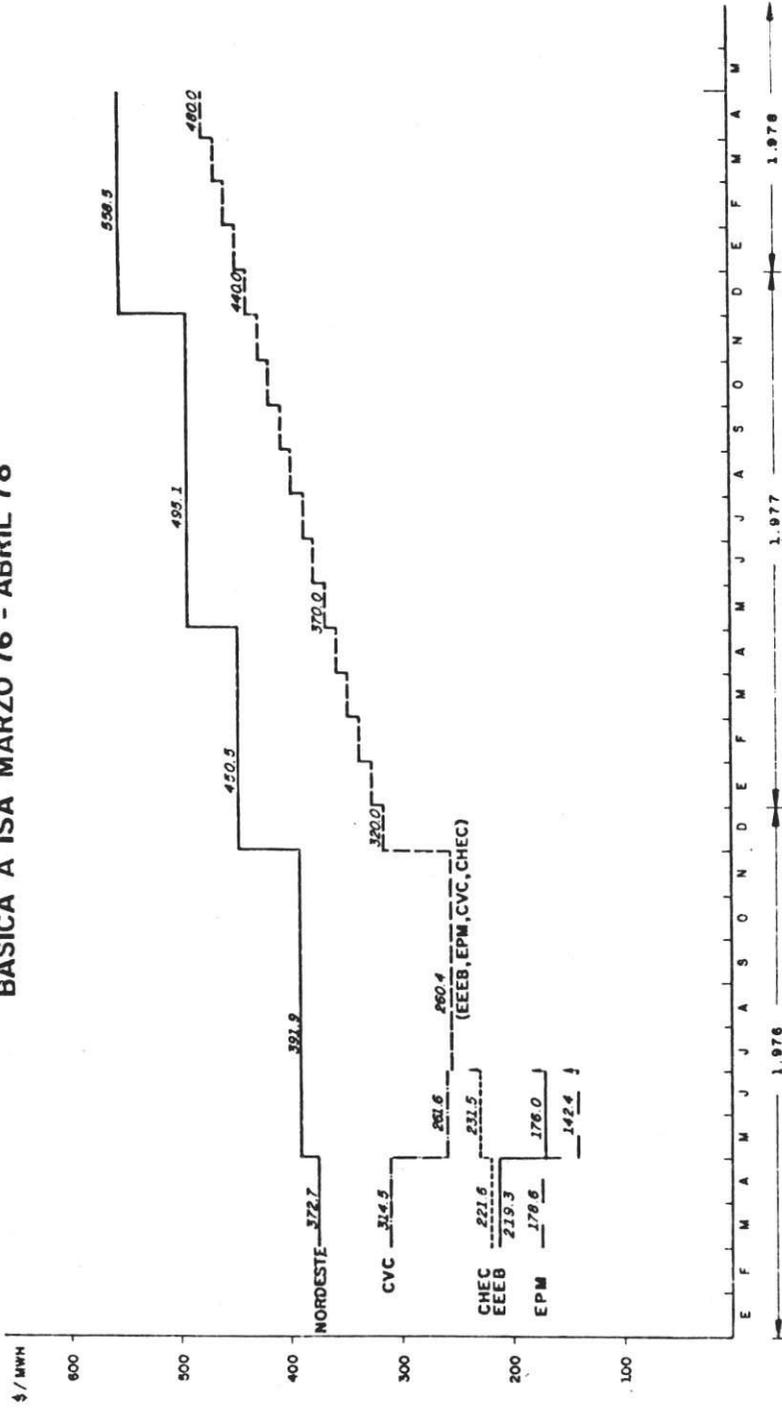
B. Esquema de Tarifas de Transición (1976-1977).

Con la entrada en operación de la central térmica Paipa II, a principios de 1976, el sistema Nordeste (conformado por las Electrificadoras de Boyacá, Santander y Norte de Santander), se convirtió en un sistema exportador de energía. Este hecho acentuó, aún más, las diferencias tarifarias existentes, pues dado su carácter térmico, este sistema tenía los mayores costos de generación del sistema interconectado. La diferencia entre las tarifas de Nordeste y las de las Empresas Públicas de Medellín eran del 175o/o en invierno y del 109o/o en verano.

Había llegado la hora de reconsiderar la estructura de tarifas que se venía aplicando a los intercambios energéticos. Se decidió, entonces, unificar las tarifas de intercambio con base en los costos de reposición de la Central Chivor I, primera central que ejecutaba la Sociedad de Interconexión y que reflejaba, por tanto, los costos de expansión del sistema interconectado. Para lograr esta unificación tarifaria, se diseñó un mecanismo de transición. Inicialmente, se unificaron las tarifas de los sistemas EEPMM, EEEB, CVC y CHEC. Las tarifas de Nordeste, se mantuvieron en el valor que se les había fijado para la estación de invierno del año 76 y que eran 50o/o más altas que la tarifa unificada. Al iniciarse la estación de verano, en diciembre de 1976, se decidió conservar la estructura tarifaria estacional de Nordeste, según la cual las tarifas se mantenían sin modificar durante toda la estación, y se adoptó un incremento mensual en los demás sistemas, con el fin de reducir gradualmente la diferencia tarifaria existente entre Nordeste y el resto de los sistemas. La unificación se logró en mayo de 1978 con la entrada en vigencia de la estructura tarifaria de Chivor I para todo el sistema interconectado. En el Diagrama No. 1 se puede observar la forma como se dio este proceso de unificación tarifaria. En el Cuadro No. 1 se presentan las tarifas de compra y venta a ISA de energía diurna, durante el período marzo 72 - abril 78.

DIAGRAMA No. 1

EVOLUCION TARIFAS DIURNAS DE VENTA DE ENERGIA BASICA A ISA MARZO 76 - ABRIL 78



CUADRO No. 1

EVOLUCION DE LA TARIFA DIURNA DE
VENTA DE ENERGIA BASICA A ISA Y DE LA TARIFA PROMEDIO
DIURNA DE COMPRA A ISA EN PESOS CORRIENTES
PERIODO MARZO 72 – ABRIL 78
(\$ /Mwh)

	EEEB		EEPPM		CVC		CIEC	
	Compra	Venta	Compra	Venta	Compra	Venta	Compra	Venta
1. ESQUIMA DE TARIFAS DIFERENCIALES								
<u>AÑO 72</u>								
MAR	-	121.3	-	98.8	110.4	-	-	122.4
ABR	-	121.3	-	98.8	113.3	-	-	122.4
MAY	-	90.7	-	73.3	88.1	-	80.6	119.2
JUN	-	90.7	-	73.3	88.2	-	-	119.2
JUL	-	90.7	-	73.3	87.9	-	80.4	119.2
AGO	-	90.7	-	73.3	88.2	-	-	119.2
SEP	-	90.7	-	73.3	86.1	-	-	119.2
OCT	-	90.7	-	73.3	86.9	-	-	119.2
NOV	-	90.7	102.1	73.3	88.9	-	79.8	119.2
DIC	-	121.3	-	98.8	112.2	-	-	122.4
<u>AÑO 73</u>								
ENE	105.2	121.3	-	98.8	101.7	-	-	122.4
FEB	-	121.3	-	98.8	108.4	-	116.2	-
MAR	-	121.3	-	98.8	110.2	-	114.7	122.4
ABR	-	121.3	-	98.8	110.5	-	108.6	122.4
MAY	-	90.7	-	73.3	84.2	-	79.8	119.2
JUN	-	90.7	-	73.3	85.1	-	-	119.2
JUL	-	90.7	-	73.3	84.2	-	-	119.2
AGO	-	90.7	-	73.3	81.7	-	-	119.2
SEP	-	90.7	-	73.3	80.7	-	74.8	119.2
OCT	-	113.6	-	91.9	105.8	-	98.1	149.4
NOV	-	113.6	-	91.9	104.4	-	-	149.4
DIC	-	151.9	152.5	123.8	113.7	-	131.7	153.3

(Continuación Cuadro No. 1)

	EEFB		EEPPM		CVC		CIBL		NORDESTE		CIBJ/CED	
	Compra	Venta	Compra	Venta	Compra	Venta	Compra	Venta	Compra	Venta	Compra	Venta
AÑO 74												
ENE	-	-	-	123.8	131.8	-	-	153.3				
FEB	-	-	-	123.8	132.1	-	123.8	153.3				
MAR	-	151.9	-	123.8	138.1	-	-	153.3				
ABR	-	151.9	-	123.8	139.9	-	-	153.3	139.1	-		
MAY	-	126.3	-	102.2	122.4	-	-	166.1	123.1	-		
JUN	-	126.3	-	102.2	122.8	-	-	166.1	123.0	-		
JUL	-	126.3	-	102.2	120.8	-	-	166.1	123.1	-		
AGO	-	126.3	-	102.2	115.1	-	111.9	166.1	117.8	-		
SEP	-	126.3	-	102.2	117.7	-	111.6	166.1	118.7	-		
OCT	-	126.3	-	102.2	115.4	-	110.4	166.1	118.9	-		
NOV	102.2	126.3	-	102.2	114.0	-	112.5	166.1	118.8	-		
DIC	-	186.0	-	151.6	166.7	266.9	166.9	187.7	182.7	-		
AÑO 75												
ENE	-	186.0	-	151.6	166.6	266.9	195.7	187.7	197.1	-		
FEB	158.8	186.0	-	151.6	178.5	266.9	172.0	187.7	159.9	-		
MAR	200.9	-	-	151.6	153.7	266.9	197.7	187.7	201.1	-		
ABR	199.2	-	-	151.6	-	266.9	203.8	187.7	199.5	-		
MAY	169.6	-	-	124.6	151.8	228.9	166.3	202.6	167.2	-	167.5	-
JUN	-	154.0	-	124.6	-	228.9	161.8	-	161.1	-	161.9	-
JUL	163.7	154.0	-	124.6	-	228.9	162.0	-	161.4	-	161.9	-
AGO	164.3	154.0	-	124.6	-	228.9	164.2	-	164.3	-	163.9	-
SEP	164.1	-	-	124.6	-	228.9	163.8	-	164.1	-	164.2	-
OCT	163.7	-	-	124.6	-	228.9	164.5	-	164.2	-	164.3	-
NOV	-	154.0	-	124.6	-	228.9	-	-	-	-	-	-
DIC	219.0	219.3	-	178.6	-	314.5	239.2	-	236.6	-	238.4	-

(Continuación Cuadro No. 1)

	EEEB		EEPMM		CVC		CDEC		NORDESTE		CED/CED	
	Compra	Venta	Compra	Venta	Compra	Venta	Compra	Venta	Compra	Venta	Compra	Venta
AÑO 76												
ENE	237.3	-	-	178.6	-	314.5	239.2	-	237.6	-	236.4	-
FEB	237.4	-	-	178.6	187.1	314.5	237.4	221.3	237.7	-	236.8	-
MAR	211.6	-	318.6	178.6	178.6	314.5	250.4	221.3	237.8	372.7	247.6	-
ABR	235.5	-	314.5	178.6	-	314.5	247.1	-	235.2	372.7	234.9	-
MAY	213.0	176.0	-	142.4	-	261.6	203.7	-	190.3	391.9	205.1	-
JUN	192.1	176.0	-	142.4	-	261.6	206.2	-	188.3	391.9	205.6	-
2. ESQUEMA DE TARIFAS DE TRANSICION												
JUL	260.4	260.4	-	260.4	264.2	260.4	272.8	-	260.4	391.9	268.1	-
AGO	326.2	260.4	-	260.4	271.9	-	272.9	-	260.4	391.9	266.8	-
SEP	-	260.4	-	260.4	297.1	-	293.8	-	303.7	391.9	275.8	-
OCT	260.4	260.4	-	260.4	263.3	260.4	262.1	-	260.4	391.9	260.4	-
NOV	-	260.4	-	260.4	283.7	-	260.4	-	283.8	-	280.3	-
DIC	328.7	320.0	320.0	320.0	343.2	320.0	343.8	320.0	320.0	458.5	348.1	-

	EEEB		EEPMM		CVC		CDEC		NORDESTE		CED/CED	
	Compra	Venta	Compra	Venta	Compra	Venta	Compra	Venta	Compra	Venta	Compra	Venta
AÑO 77												
ENE	357.5	330.0	353.4	330.0	358.3	330.0	362.9	-	450.5	330.0	330.0	-
FEB	410.0	340.0	354.5	-	374.4	340.0	371.9	-	450.5	376.7	376.7	-
MAR	350.0	350.0	362.5	350.0	367.5	350.0	367.1	-	450.5	369.5	369.5	-
ABR	-	360.0	371.9	-	373.3	360.0	372.5	-	450.5	371.5	371.5	-
MAY	370.4	370.0	370.0	370.0	370.0	370.0	371.0	-	495.1	370.4	370.4	-
JUN	380.9	-	-	380.0	395.0	380.0	381.0	-	495.1	380.2	360.0	380.0
JUL	390.0	-	390.0	390.0	390.0	390.0	390.0	-	-	390.0	390.0	-
AGO	400.0	-	-	400.0	400.0	-	400.0	-	-	400.0	400.0	400.0
SEP	410.0	-	-	410.0	410.0	-	410.0	-	-	410.0	410.0	-
OCT	420.0	-	-	420.0	-	420.0	420.0	-	-	420.0	420.0	-
NOV	430.0	-	-	430.0	430.0	430.0	430.0	-	-	430.0	430.0	-
DIC	444.5	-	446.1	440.0	445.7	440.0	445.3	-	558.1	445.3	445.3	-
AÑO 78												
ENE	452.5	-	454.8	-	453.7	450.0	453.7	-	558.1	454.4	454.4	-
FEB	462.4	-	469.7	-	462.8	-	480.8	-	558.1	462.6	462.6	-
MAR	476.1	-	473.5	470.0	483.8	-	472.8	-	558.1	473.1	473.1	-
ABR	480.9	-	480.0	-	-	-	480.0	-	558.1	480.0	480.0	-

SIGLAS Y NOTAS DEL CUADRO No. 1

Siglas:

EEEB:	Empresa de Energía Eléctrica de Bogotá
EPPM:	Empresas Públicas de Medellín
CVC:	Corporación Autónoma Regional del Cauca
CHEC:	Central Hidroeléctrica de Caldas S.A.
NORDESTE:	Sistema conformado por las Electrificadoras de Boyacá Santander y Norte de Santander
CED/CED:	Cedelca (Centrales Eléctricas del Cauca) / Cedenar (Centrales Eléctricas de Nariño)

Notas:

1. Donde aparece el signo (-) significa que en dicho mes no hubo intercambio de energía diurna. El espacio en blanco significa que el sistema respectivo no estaba interconectado.
2. En julio de 1976 se unificaron las tarifas de venta a ISA de todos los sistemas eléctricos, con excepción de Nordeste.
3. A partir de diciembre de 1976, las tarifas diurnas de venta a ISA de todos los sistemas, con excepción de Nordeste, se incrementaron mensualmente en \$10/Mwh.
4. En junio de 1977 entró en operación comercial Chivor I, modificando sustancialmente el mercado de intercambios de energía básica.

C. *Esquema de Tarifas con Base en los Costos de Chivor I (1978-1980).*

En mayo de 1978 entraron en vigencia la unificación de las tarifas de intercambio con base en las tarifas de Chivor I y un nuevo acuerdo reglamentario para los intercambios energéticos que se realizaran a través de las redes de interconexión. La metodología que se siguió para calcular las tarifas de Chivor I, fue similar a la utilizada en el esquema diferencial reseñado anteriormente. Se introdujeron, no obstante, las siguientes modificaciones:

1. Se eliminó la diferenciación horaria de punta, día y noche y se introdujo, en su lugar, la tarifa binomia energía-potencia. El cobro de una tarifa de potencia busca, en primer lugar, que los usuarios que obligaron al

sistema eléctrico a instalar una capacidad de generación superior a la requerida para satisfacer la demanda de energía, respondan económicamente por ello, y, en segundo lugar, que desplacen sus consumos de energía eléctrica hacia otras horas del día, hecho que permitiría, en un plazo largo, atender la demanda máxima del sistema con una menor capacidad instalada, para disminuir el monto de las inversiones requeridas en generación eléctrica.

2. Se decidió considerar, a más de la inflación interna y la devaluación del peso, la inflación externa en los cálculos tarifarios.
3. Los niveles tarifarios se definieron a priori, para las dos estaciones siguientes, con base en el crecimiento proyectado de los índices de inflación interna, inflación externa y devaluación.

La diferenciación estacional verano-invierno se conservó, y se dio a la tarifa de verano, un valor superior en un 30o/o a la tarifa de invierno. Las tarifas durante la misma estación se mantuvieron sin modificación.

Al crearse la Sociedad de Interconexión, se decidió que ésta construiría las futuras centrales de generación, que requirieran el esfuerzo comunitario de las empresas agrupadas en ISA. Con tal fin, se inició en agosto de 1970 la construcción de la Central Chivor I.

La decisión de que ISA tuviera un sistema propio de generación, estuvo precedido de una prolongada discusión sobre si estas plantas debían o no operarse en condiciones comerciales; esto es, si ISA debía generar ingresos de la operación de sus plantas de generación, o sí, por el contrario, debía seguir dependiendo de los aportes presupuestales de sus socios, para cubrir sus costos operativos y sus obligaciones financieras. Finalmente, se decidió que ISA vendería el producto de sus plantas de generación, por tener esta alternativa las siguientes ventajas:

1. Estimular el manejo de la empresa con base en criterios económicos.
2. Preserva el principio de equidad que debe regir las relaciones entre ISA y sus socios, ya que cada uno de ellos paga por los servicios recibidos una tarifa que refleja el costo real de los mismos. Además, los socios reciben una rentabilidad razonable sobre sus aportes de capital.

3. Fortalece financieramente a ISA, al disponer esta Entidad de recursos operativos propios, que le permiten tener una relativa autonomía con respecto a sus socios.

4. Posibilita el manejo eficiente de los recursos de generación, pues los intercambios de energía básica, se pueden hacer según las disponibilidades y necesidades reales de las empresas socias.

Es importante anotar, que si se hubiera decidido que ISA no iba a desarrollar ninguna actividad comercial con los servicios generados en sus plantas de generación, esto es, que estos servicios se hubieran entregado a los socios, según su participación de capital en cada central, de todas formas se hubiese requerido un esquema tarifario para valorar los intercambios energéticos que realizaran los socios a través de ISA.

La comercialización de las plantas de generación de ISA fue un tema que se discutió ampliamente, así como la conveniencia de que esta comercialización estuviera acompañada de contratos de compra y venta a largo plazo, con el fin de que ISA tuviera una claridad financiera sobre sus ingresos futuros, que le permitiera cumplir con sus compromisos financieros, cubrir sus costos operativos y disponer de un margen de rentabilidad adecuada. Con los contratos de suministro a largo plazo se pretendía, además, evitar distorsiones en el mercado de energía, por la tendencia natural de las empresas socias a

buscar beneficios de interés particular, al tratar de convertir la energía básica en energía optimizable, descargando en ISA los riesgos inherentes a un sistema preponderantemente hidráulico como el colombiano. Con estos contratos se buscaba que todos los sistemas socios de ISA pudieran satisfacer sus demandas de energía y potencia con un nivel adecuado de confiabilidad que fuera consistente con los utilizados en el planeamiento de la expansión del sistema eléctrico. Los contratos de suministro a largo plazo para las plantas de ISA pretendían, finalmente, que las empresas socias de ISA asumieran en la fase operativa de los proyectos, la responsabilidad financiera de la decisión tomada varios años antes de construir proyectos de interés común.

El esquema de tarifas de intercambio que se puso en funcionamiento en mayo de 1978, estuvo acompañado, en consecuencia, por unos contratos de compra y venta de energía y potencia a largo plazo, que fueron firmados inicialmente por dos años, con revisión estacional para tener en cuenta las variaciones reales en las condiciones de suministro del servicio eléctrico.

D. Ajustes al Esquema Tarifario de Chivor I (1981-1982).

Durante este período fue necesario hacer ajustes a la estructura tarifaria de Chivor I, para tener en cuenta la entrada en operación de los proyectos Chivor II, Zipa IV, Chinú y la energi-

zación provisional a 220 Kv de la Línea de Interconexión con CORELCA.

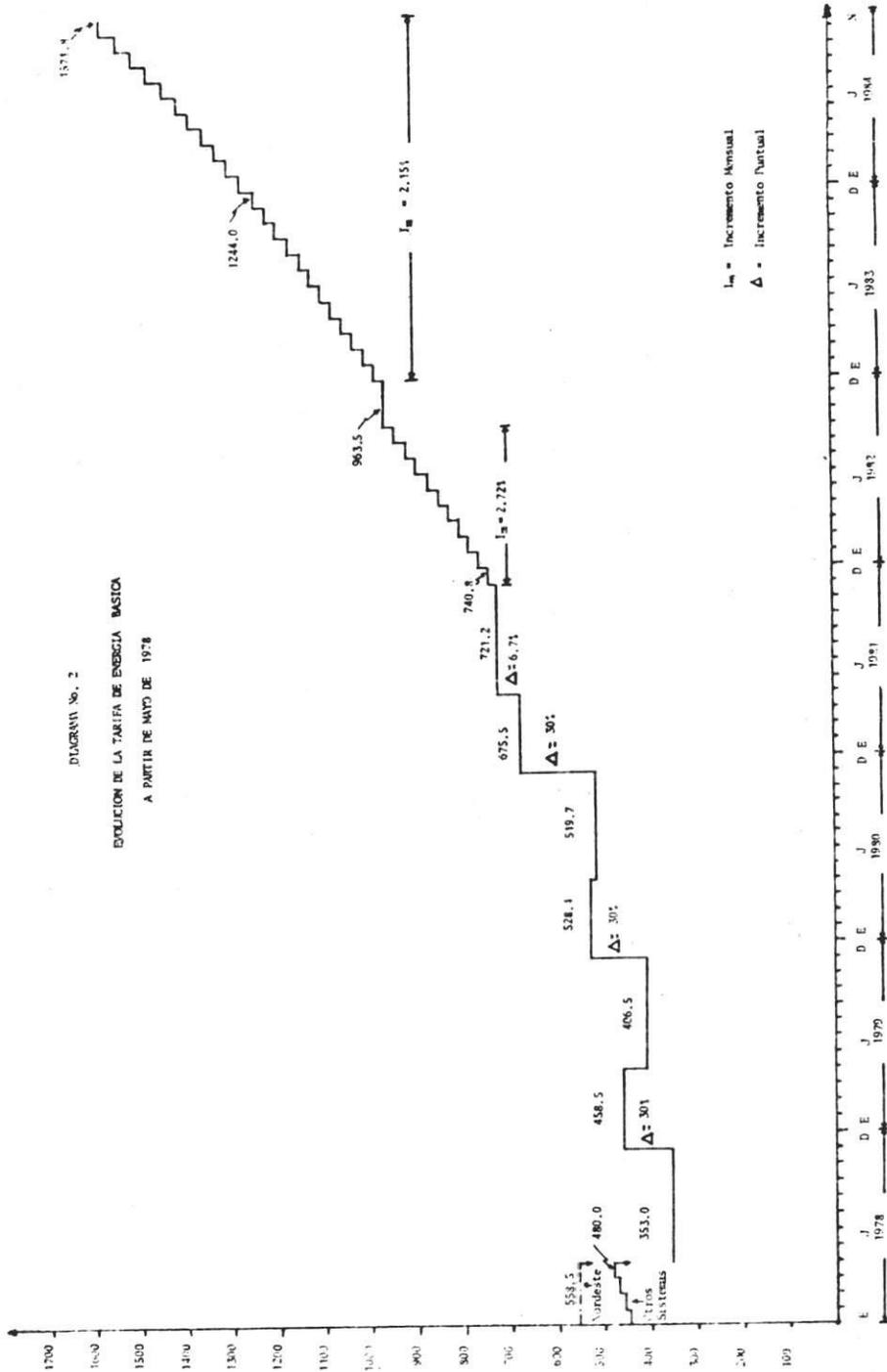
Las modificaciones fundamentales que se le hicieron al esquema de tarifas de intercambio fueron las siguientes:

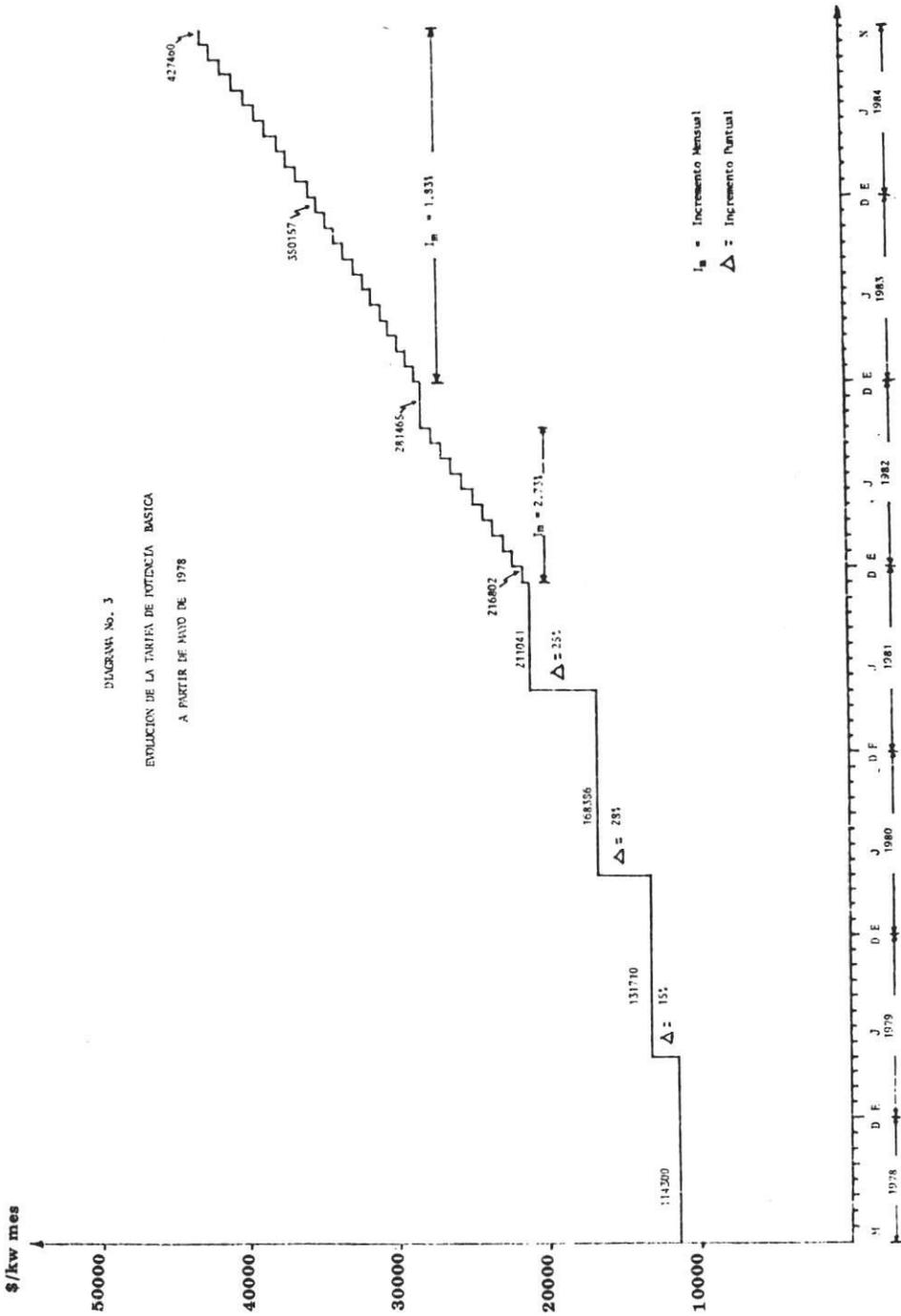
1. Se eliminó la diferenciación estacional verano-invierno y se adoptó un mecanismo de reajustes automáticos mensuales, para resolver el problema que habían creado, en algunas empresas socias de ISA, las variaciones bruscas que tenían las tarifas al pasar de la estación de invierno a la estación de verano, como se muestra en los diagramas Nos. 2 y 3. Este mecanismo de reajustes mensuales entró en vigencia en diciembre de 1981.

2. Se descompuso la tarifa en una parte fija y en una parte variable, para tener en cuenta la entrada en operación de las centrales térmicas que había construido ISA, para tratar de remediar el déficit energético que llevó al país a un prolongado racionamiento desde finales del año 80, hasta principios del año 82.

La componente fija se calculó con base en los costos de inversión y de administración, operación y mantenimiento de los proyectos Chivor I, Chivor II, Zipa IV, Chinú y la Línea de Interconexión con CORELCA, siguiendo la metodología que había servido para calcular la estructura tarifaria de Chivor I. Esta componente fija se aplicaría, en lo sucesivo, a los intercambios de energía básica, con excepción de las ventas de CORELCA a ISA que

5. kWh





tenían un tratamiento tarifario especial, y se reajustaría mensualmente a una tasa calculada a partir del crecimiento proyectado de la inflación interna, de la inflación externa y de la devaluación del peso. La componente variable de combustible se comenzó a repartir mensualmente, a posteriori, entre los sistemas importadores, con base en una regla que tenía en cuenta los derechos y la cesión de derechos que tenía cada sistema, sobre la generación de las plantas térmicas de propiedad común.

3. Se aceptó que CORELCA vendiera a ISA sus excedentes de energía básica, a la misma tarifa de venta en bloque (sin sobretasa) que aplicaba CORELCA a sus electrificadoras filiales.

E. Esquema de Tarifas con Base en los Costos de Expansión de ISA (desde 1982).

Desde mediados del año 80, ISA y sus empresas socias comprendieron la necesidad de iniciar un estudio tarifario, que estuviera en concordancia con las condiciones futuras de operación y de expansión del sistema interconectado. Con tal fin, se introdujo una modificación fundamental en la metodología para calcular la estructura tarifaria de intercambios energéticos. En lugar de basar el cálculo de la estructura tarifaria en costos históricos revaluados, mas una rentabilidad fija sobre el activo neto en operación, se decidió que su cálculo debía fundamentarse en los costos de expansión del sistema y en

la demanda incremental que motivaba dicha expansión. En esta forma se tendría una señal correcta de los costos de oportunidad en que incurría el Sector Eléctrico al decidir sus programas de expansión.

En el estudio se contemplaron dos alternativas: una estructura única de intercambios, con base en la totalidad de costos de expansión del sistema interconectado, y estructuras tarifarias para ISA y para cada una de sus empresas socias, con base en la participación de costos que tenían en el programa de expansión. Debido a que ningún sistema eléctrico distinto de ISA realizaría exportaciones netas de energía y potencia básica para satisfacer las necesidades futuras del sistema interconectado, se decidió adoptar como estructura tarifaria para intercambios, la estructura calculada con base en los costos de expansión de ISA (plantas propias más la participación de ISA en proyectos que ejecutaban algunos de sus socios). Para evitar cambios tarifarios bruscos, se diseñó un mecanismo de implementación gradual que actualmente tiene como meta alcanzar dicha estructura en el año 1995.

Los criterios que sustentan las tarifas de ISA son, en consecuencia, los siguientes:

1. Las tarifas deben generar los recursos que demanda la realización de los proyectos de expansión asignados a ISA. Con tal fin, se calcula el costo promedio de expansión de ISA, definido como la razón entre el

valor presente de las inversiones y el valor presente de la demanda incremental que satisface ISA.

2. Las tarifas deben cubrir, adicionalmente, los costos relacionados con la operación del sistema de generación e interconexión.
3. Las tarifas deben posibilitar un remanente para atender la inversión en los programas de expansión futuros.
4. Las tarifas de ISA deben permitir una operación óptima del sistema interconectado y deben transmitir a sus sistemas socios, una señal (para que éstos, a su vez, se la retransmitan a sus usuarios finales), sobre los costos reales en que incurre el sistema interconectado.
5. Finalmente, las tarifas de ISA deben buscar una repartición equitativa entre socios, de los costos necesarios para atender la expansión y operación del sistema interconectado.

El esquema tarifario aplicado actualmente a los intercambios energéticos básicos, conserva el tratamiento tarifario especial dado a las ventas de CORELCA a ISA, la diferenciación binomial energía-potencia, el tratamiento especial a los costos de combustible, el incremento tarifario mensual y el sistema de contratos estacionales de compra y venta entre ISA y sus socios. En el Cuadro No. 2 se presentan las tarifas de energía básica de ISA desde mayo 78 hasta la fecha y en el Cuadro

No. 3 las tarifas de venta de CORELCA a ISA, desde febrero de 1982.

No puede afirmarse que el sistema tarifario vigente sea una obra acabada, pues las tarifas deben adaptarse a las condiciones dinámicas que impulsan el desarrollo del Sector Eléctrico. Existen problemas que seguramente demandarán ajustes en el futuro. Entre ellos, merece especial mención el tratamiento tarifario para los intercambios de potencia. Este, seguramente deberá ser revisado en vista de que el panorama que se vislumbra en el sistema interconectado, es el de un aumento considerable en la reserva de potencia del sistema, originado en parte por razones de tipo técnico, para generar la energía básica requerida, y en parte por la sobreinstalación que han venido realizando algunas empresas socias de ISA, movidas por el incentivo de costos decrecientes que representa la instalación adicional de capacidad, en proyectos en ejecución. Además, porque el efecto correctivo que se buscaba con la tarifa de potencia no se ha logrado, debido a que la mayoría de las empresas distribuidoras, ni adaptaron sus estructuras tarifarias con este fin, ni han venido reflejando en sus consumidores finales, el costo real de la prestación del servicio eléctrico.

V. NOTA FINAL

Para concluir esta exposición, quisiera agregar unas pocas palabras sobre el desequilibrio financiero existente, entre las empresas del Sector y

CUADRO No. 2

EVOLUCION DE LAS TARIFAS DE INTERCAMBIO DE ISA
A PARTIR DE MAYO DE 1978
EN PESOS CORRIENTES

	Energía (\$/Mwh)	Potencia (\$/Mw /mes)
<u>ASO 78</u>		
3. ESQUEMA TARIFARIO DE CHIVOR I		
MAY	353.0	114300
JUN	353.0	114300
JUL	353.0	114300
AGO	353.0	114300
SEP	353.0	114300
OCT	353.0	114300
NOV	353.0	114300
DIC	458.5	114300

	Energía (\$/Mwh)	Potencia (\$/Mw /mes)
<u>ASO 79</u>		
ENE	458.5	114300
FEB	458.5	114300
MAR	458.5	114300
ABR	458.5	114300
MAY	406.5	131710
JUN	406.5	131710
JUL	406.5	131710
AGO	406.5	131710
SEP	406.5	131710
OCT	406.5	131710
NOV	406.5	131710
DIC	528.4	131710

	Energía (\$/Mwh)	Potencia (\$/Mw /mes)
<u>ASO 80</u>		
ENE	528.4	131710
FEB	528.4	131710
MAR	528.4	131710
ABR	528.4	131710
MAY	519.7	168386
JUN	519.7	168386
JUL	519.7	168386
AGO	519.7	168386
SEP	519.7	168386
OCT	519.7	168386
NOV	519.7	168386
DIC	675.5	168386

	Energía (\$/Mwh)	Potencia (\$/Mw /mes)
<u>ASO 81</u>		
ENE	675.5	168386
FEB	675.5	168386
MAR	675.5	168386
ABR	675.5	168386
4. AJUSTES AL ESQUEMA TARIFARIO		
MAY	721.2	211041
JUN	721.2	211041
JUL	721.2	211041
AGO	721.2	211041
SEP	721.2	211041
OCT	721.2	211041
NOV	721.2	211041
DIC	740.8	216802

(Continuación Cuadro No. 2)

ASO 82		
ENE	761.0	222730
FEB	731.7	228829
MAR	803.0	235086
ABR	824.8	241514
MAY	847.4	248118
JUN	870.5	254902
JUL	894.1	261872
AGO	918.5	269032
SEP	943.5	276388
5. ESQUEMA TARIFARIO CON BASE EN LOS COSTOS DE EXPANSION DE ISA		
OCT	963.8	281465
NOV	963.8	281465
DIC	963.8	281465

ASO 83		
ENE	984.5	286636
FEB	1005.7	291902
MAR	1027.3	297264
ABR	1049.4	302725
MAY	1072.0	308286
JUN	1095.0	313949
JUL	1118.5	319716
AGO	1142.5	325589
SEP	1167.1	331570
OCT	1192.2	337661
NOV	1217.8	343864
DIC	1244.0	350157

ASO 84		
ENE	1270.7	356565
FEB	1298.0	365090
MAR	1325.9	369735
ABR	1354.4	376501
MAY	1383.5	383391
JUN	1413.2	390407
JUL	1443.6	397551
AGO	1474.6	404826
SEP	1506.3	412234
OCT	1538.7	419778
NOV	1571.8	427460
DIC	1605.6	435283

NOTAS:

1. Las tarifas aplicadas durante la estación de invierno 81 (mayo-noviembre) fueron calculadas con base en los costos de las centrales Chivor I y Zipa IV de propiedad de ISA. Los costos de combustible de Zipa IV fueron incluidos en los cálculos tarifarios de esta estación.
2. Las tarifas aplicadas durante el período diciembre 81-septiembre 82 fueron calculadas con base en los costos de los proyectos Chivo I, II, Zipa IV, Chinú y Línea de Interconexión ISA-CORELCA. A partir de este mes, se empezaron a aplicar reajustes tarifarios mensuales y se separaron las tarifas en una componente fija (que es la que se muestra en el cuadro) y una componente variable de combustible, que se reparte en forma a posteriori entre los sistemas importados según los derechos y la cesión de derechos que tengan sobre la generación de las plantas térmicas de la Sociedad.
3. A partir de febrero de 1982 CORELCA empezó a efectuar ventas a ISA de energía básica, a una tarifa igual a la tarifa de venta en bloque a sus electrificadoras filiales, sin la sobretasa regional.
4. A partir de octubre de 1982 se comenzó a aplicar el esquema tarifario para los intercambios de energía y potencia básica, con base en los costos de expansión de ISA, con excepción de las ventas de CORELCA a ISA que conservaron el tratamiento tarifario especial, anotado en el punto anterior.
5. Entre octubre y diciembre de 1982 las tarifas estuvieron congeladas en todo el país por orden presidencial.

CUADRO No. 3

TARIFAS DE VENTA DE CORELCA A ISA
(\$/Mwh)

Mes	1982	1983	1984
Enero	—	2780.3	3726.3
Febrero	2065.1	2849.8	3806.4
Marzo	2116.7	2921.0	3888.2
Abril	2169.7	2994.0	3971.8
Mayo	2223.9	3068.9	4057.2
Junio	2279.5	3145.6	4144.4
Julio	2336.5	3224.2	4233.5
Agosto	2394.9	3304.8	4324.5
Septiembre	2454.7	3387.4	4417.5
Octubre	2516.1	3472.1	4512.5
Noviembre	2516.1	3559.0	4609.5
Diciembre	2516.1	3647.9	4708.6

Notas:

1. Las tarifas de venta de CORELCA a ISA, son iguales a las tarifas de venta en bloque a sus electrificadoras filiales, sin la sobretasa regional.
2. El sistema tarifario de CORELCA es de tipo monomio, esto es, no tiene diferenciación horaria.

la culpabilidad que se le ha querido atribuir a las tarifas de ISA en el mismo, y que ha llegado inclusive, a ocupar las páginas editoriales de importantes diarios del país.

El desequilibrio financiero existente entre las empresas del Sector Eléctrico es un fiel reflejo del desarrollo desigual del país. Mientras existen unas empresas con una larga trayectoria de servi-

cio, un patrimonio acumulado importante, un eficiente manejo técnico y administrativo y grandes posibilidades de desarrollo por atender mercados concentrados, con fuertes asentamientos industriales y comerciales, existen otras empresas que atienden mercados dispersos, la mayoría de ellos deprimidos económica y socialmente, con insuficiente infraestructura eléctrica, que hacen que las inversiones sean con-

siderables y los costos unitarios de prestación del servicio altos, con una gran dependencia financiera y administrativa del Gobierno, que les produce ineficiencia y rigidez en sus estructuras organizativas, y con una fuerte ingerencia de los partidos políticos en sus decisiones, que han impedido un reajuste oportuno de sus niveles tarifarios, no obstante haber sido autorizadas por el Gobierno Central a través de la Junta Nacional de Tarifas.

Sin embargo, algunas empresas han denunciado que el agravamiento de su situación financiera se debe, primordialmente, a las tarifas de ISA, ya que éstas se han diseñado con base en criterios técnicos y económicos, en tanto que sus tarifas al consumidor han sido diseñadas a partir de consideraciones financieras y sociales. A mi modo de ver, éste es un falso problema, porque las tarifas de ISA —no las de intercambio— podrían hacerse nulas y repartir los gastos de ISA entre sus empresas socias, según reglas que tengan en cuenta su participación en la Sociedad. La no existencia de tarifas de ISA, implicaría entregar a cada empresa socia, las cantidades de energía y potencia que les corresponda según sus derechos en la Sociedad, aunque sus necesidades para cubrir sus demandas no se ajusten estrictamente a tales derechos. Esta situación terminaría por crear un

mercado de energía y potencia entre las empresas, a través de ISA, lo que requeriría de un esquema tarifario apropiado, que fuera aceptado por las partes involucradas. O sea, la supresión de las tarifas de ISA no resuelve el problema del desequilibrio financiero existente en el interior del Sector Eléctrico.

La impugnación de las tarifas de ISA busca, más bien, conseguir una transferencia de subsidios entre regiones, mediante un tratamiento tarifario especial para las empresas de menor desarrollo y solvencia financiera. Sin embargo, es difícil que las empresas afectadas por tales transferencias, la acepten, porque su función es defender los intereses de sus comunidades respectivas. ISA es la materialización de intereses divergentes en la búsqueda de un beneficio mayor, para cada una de las empresas participantes en el proceso de interconexión. Su permanencia está ligada, en consecuencia, a su posición de neutralidad en la solución de los conflictos y en el tratamiento equitativo que establezca con cada una de sus empresas socias, pues la ruptura de esta posición de equilibrio, sería quizás, la causa de su disolución. Las tarifas de intercambio deben diseñarse bajo tales principios. De ahí que cumplan un papel regulador importante en el sistema interconectado.

BIBLIOGRAFIA

1. Comité de Interconexión, *Actas*, (1965-1967).
2. ICEL. *Situación Financiera*, junio, 1983.
3. ———. *ICEL Como Instrumento de Descentralización del Desarrollo*, marzo, 1983.
4. ISA. Sección de Estudios Tarifarios. *Esquema General para una Reforma al Sistema Tarifario de ISA*, abril, 1981.
5. ———. Sección de Estudios Tarifarios. *Análisis de un Esquema de Tarifas Diferenciales para los Intercambios Energéticos en el Sistema Interconectado Colombiano*, mayo, 1982.
6. ———. Sección de Estudios Tarifarios. *Estudio Tarifario para Valorar los Intercambios Energéticos en el Sistema Interconectado Colombiano, (Antecedentes y Resultados)*, abril, 1983.
7. ———. Sección de Estudios Tarifarios. *Consideraciones sobre la Conveniencia de Adoptar una Estructura Tarifaria Monomía para ISA*. mayo, 1984.
8. ———. *Estudio Tarifario de Chivor I*, noviembre, 1975.
9. ———. *Estatutos*.
10. ———. *Archivo de Correspondencia*.
11. Motor Columbus Consultores S.A. y Asesores Técnicos de Ingeniería Ltda. *Principios Comerciales y Operacionales para el Sistema Central Interconectado*, noviembre, 1971.
12. ———, ———. *Principios Comerciales y Contractuales para el Servicio Suministrado por la Planta Hidroeléctrica Chivor I*, octubre, 1973.
13. ———, ———. *Revisión de los Estatutos de Interconexión Eléctrica S.A.*, septiembre, 1974.

AGA

Su Compañía
de Gases
en Colombia



SUIN Ltda.

SUMINISTROS INDUSTRIALES

Oficinas y Fábrica: Calle 32 No. 41-12 – Itagüí
Apdo. Aéreo 51814 - Cables SUIN - Medellín-Colombia