

CARGOS POR USO DEL STN

DOCUMENTO CREG-064
AGOSTO 30 DE 1999

**CIRCULACION:
MIEMBROS DE LA COMISION
DE REGULACION DE ENERGIA Y
GAS**

METODOLOGÍA CARGOS POR USO DEL STN

1. DIAGNÓSTICO DE LA METODOLOGÍA ACTUAL

La metodología vigente para el cálculo de los Cargos por Uso del STN, se basa en la estimación de los costos que los usuarios le imponen a la red en períodos de máxima exigencia, calculados a partir de los costos de inversión, operación y mantenimiento de la red mínima capaz de manejar los flujos máximos que se ocasionan en tales períodos. Los Cargos así determinados, se ajustan a los requerimientos financieros para la expansión, operación y mantenimiento del STN. Finalmente, se hace una asignación de los Cargos en una componente fija y otra variable.

No obstante, mediante Resolución CREG-004 de 1999, se modificó el cálculo de los ingresos de los transmisores del sistema y se estableció que la remuneración del STN se dividiría entre la calculada por concepto de los activos existentes y la obtenida como resultado de los procesos de convocatoria para la expansión del STN.

Con el nuevo enfoque, se elimina como variables que determinan los ingresos, dos conceptos regulatorios: i) el ajuste de los Cargos a "los requerimientos financieros para la expansión, operación y mantenimiento del STN" y ii) el concepto de "red mínima".

Debido a las modificaciones introducidas en el marco regulatorio, los Cargos por Uso del Sistema deben adecuarse a la nueva estructura de ingresos definida para los transmisores: Ingresos para activos existentes (Resolución CREG-026 de 1999) + Ingreso para los activos construidos en desarrollo de las convocatorias (Resolución CREG-004 de 1999).

Para evaluar la conveniencia de mantener la metodología de Cargos por Uso vigente, a continuación se realiza un diagnóstico de los resultados obtenidos con la aplicación de la misma, transcurridos cinco (5) años desde su definición:

1.1 Diagnóstico en cuanto a Señales de Ubicación

Con la regulación actual, el ingreso anual requerido por el STN se recauda: un 50% mediante el cobro a generadores con base en su capacidad instalada y un 50% mediante el cobro a los comercializadores con base en la demanda que atienden.

La señal que perciben los generadores, corresponde a la asignación de una componente fija del 15% y una componente variable del 85%. La señal que perciben

los comercializadores, corresponde a la asignación de una componente fija del 50% y una componente variable del 50%.

Como resultado de la aplicación de la metodología descrita, las señales que reciben los agentes pueden ser positivas o negativas, dependiendo del estrés que se espera originen en la red.

Los Ingresos del STN y los Cargos por Uso vigentes para el año 1999, se presentan a continuación:

- a- Ingresos: \$ 484,303 millones de Julio de 1999
- b- Cargos Generadores

ZONA	SUBZONA	TIPO	\$/kW-Mes Julio/99
1	A	HIDRAULICA	3,909
		TERMICA	38,205
2	B	TERMICA	59,083
		TERMICA	1,016
	C	TERMICA	11,071
		TERMICA	22,849
3	A	HIDRAULICA	188
		TERMICA	(14,791)
	B	HIDRAULICA	31,641
		TERMICA	(10,559)
	C	HIDRAULICA	26,793
		TERMICA	12,897
4	A	HIDRAULICA	7,759
		TERMICA	(27,297)
	B	HIDRAULICA	(25,673)
		TERMICA	(43,566)
	C	HIDRAULICA	11,147
		TERMICA	(26,790)

- c- Cargos Comercializadores

Zona \$/kWh Julio/99	Carga Máxima	Carga Media	Carga Mínima	Promedio
1	4.93	4.84	5.06	4.91
2	6.49	2.07	9.32	4.74
3	11.17	1.12	1.19	4.27
4	29.94	1.96	(2.70)	10.17

Simplificando la interpretación de las señales positivas o negativas, se puede afirmar que los generadores ubicados en una sub-zona en la cual la oferta excede a la demanda bajo los escenarios de estrés extremos, tendrán Cargos por Uso positivos y viceversa. Así mismo, un comercializador ubicado en una zona en la cual la demanda excede a la oferta bajo los escenarios de estrés extremos, tendrán Cargos por Uso positivos y viceversa.

La señal obtenida con la aplicación de la metodología, tiene como objetivo proporcionar o no incentivos económicos para la ubicación óptima de la oferta y la demanda en términos del STN.

A los generadores ubicados, o que se ubiquen, en una sub-zona deficitaria en oferta se les paga, en tanto que a los generadores ubicados, o que se ubiquen en una sub-zona superavitaria en oferta se les cobra. Lo mismo ocurre con la demanda a nivel de zonas y de período de carga (máxima, media y mínima).

Si la señal que se viene aplicando es eficaz, es decir, los agentes responden a la misma de acuerdo con el objetivo, el STN podría optimizar su Plan de Expansión.

Sin embargo y luego de cinco (5) años de aplicación de señales, los agentes no han reaccionado ante las mismas, entre otras por las siguientes razones:

Generación

- Es difícil y en algunos casos imposible, que los generadores existentes pueden reaccionar ante la señal. En el caso de las plantas hidráulicas y de las unidades térmicas a carbón, una vez seleccionado el sitio de ubicación la inversión está hundida en términos de localización. En el caso de las unidades térmicas a gas, la reubicación es muy costosa (por topografía puede resultar más económico llevarse la unidad del país que reubicarla en territorio colombiano. Termo-Santander).

Para las térmicas a gas existentes, la señal de Cargos por Uso tendría que ser tal, que pagara los costos de reubicación. En el caso de las plantas hidráulicas y de las unidades térmicas a carbón, no se daría reubicación con independencia de la fortaleza de la señal.

- Para los generadores nuevos, la racionalidad que define su ubicación dentro del STN es la siguiente: En el caso de las plantas hidráulicas, éstas se ubicarán en la cuenca donde el respectivo desarrollo sea factible. En el caso de las unidades térmicas a carbón o a gas, éstas se ubicarán allí donde minimicen el costo de transporte del respectivo combustible.

Para las térmicas a carbón o a gas nuevas, la señal de Cargos por Uso tendría que ser tal, que compensara totalmente los costos de transporte de los combustibles correspondientes. Con la metodología actual, aún cuando la componente variable de la señal es muy fuerte (85%) este objetivo no se cumple.

Ahora bien, si los Cargos se diseñaran ajustándolos de tal manera que compensaran los costos de transporte de carbón o gas, además de perder la racionalidad eléctrica y económica subyacente en los Cargos por Uso actuales, claramente se estaría buscando un subsidio cruzado entre sectores energéticos, lo que distorsionaría en términos de expansión las señales económicas en cada uno de ellos.

Demanda

- Los Cargos por Uso del STN aplicados en el mes de julio de 1999, representaban como porcentaje del Costo Unitario de Prestación del Servicio, de empresas típicas de cada Zona de Comercialización, lo siguiente:

ZONA - NIVEL I	% (STN/CU)
1 ¹	4.4%
2 ²	3.4%
3 ³	3.6%
4 ⁴	9.4%
ZONA - NIVEL II	
1	5.7%
2	4.9%
3	5.1%
4	12.1%
ZONA - NIVEL III	
1	6.6%
2	5.7%
3	5.6%
4	13.1%
ZONA - NIVEL IV	
1	7.2%
2	6.7%
3	6.8%
4	14.7%

-
- 1 Zona 1: Empresa Electrocosta
 2 Zona 2: Electrificadora de Santander
 3 Zona 3: Codensa
 4 Zona 4: EPSA

Del total de la demanda nacional, aproximadamente el 18%⁵ está desregulada (acuerdo libre de precios), siendo el 82% restante objeto de regulación de precios. Del 82% de la demanda regulada, el 47% corresponde a consumidores residenciales conectados en todos los casos a Nivel de tensión I.

La señal de Cargos por Uso que reciben los usuarios actuales del Sistema, se diluye como porcentaje, en el Costo Total de Prestación del Servicio de Electricidad. Si los usuarios efectivamente reaccionaran ante la señal, tendrían dos opciones posibles: i) reubicarse (reacción del todo improbable) o ii) disminuir su consumo en los períodos de Carga Máxima del STN. No obstante, la última opción solo aplica al mercado regulado no-residencial y al mercado no regulado.

Adicionalmente, las Curvas de Carga aplicables a los D_t horarios (Cargos por Uso de los STR's y/o SDL's) no necesariamente coinciden con las Curvas de Carga del STN, siendo probable que una señal termine por contrarrestar a la otra.

- La decisión de ubicación de usuarios regulados no-residenciales y no regulados nuevos, dentro del SIN, seguramente trascienden los objetivos del sector eléctrico. Pretender que la demanda nueva se localizará siguiendo las señales de los Cargos por Uso del STN, es ignorar la racionalidad económica del sector productivo nacional, que no se caracteriza de manera particular por la intensidad en el consumo de electricidad. Aún, las cargas industriales nuevas electro-intensivas, buscarán al ubicarse, la minimización del costo de otros factores productivos con mayor peso dentro de su estructura total de costos, que el consumo de electricidad; o buscarán una ubicación cercana con respecto a la fuente de la materia prima que procesan.

1.2 Diagnóstico en cuanto a la Recuperación de la Estructura de Costos Fijos que enfrentan los Generadores

Los generadores del mercado mayorista de electricidad, son sometidos al despacho centralizado en la Bolsa de Energía. Las reglas aplicables a las ofertas que efectúan estos agentes para el despacho diario-horario son las siguientes:

- a) Para plantas termoeléctricas: el costo incremental del combustible, el costo incremental de administración, operación y mantenimiento, los costos de arranque y parada y la eficiencia térmica de la planta.
- b) Para las plantas hidroeléctricas: los costos de oportunidad (valor de agua) de generar en el momento de la oferta, teniendo en cuenta la operación económica a mediano y largo plazo del sistema interconectado nacional.

⁵ 2% en Nivel I; 26% en Nivel II; 42% en Nivel III y 30% en Nivel IV.

Establecido el despacho por orden de mérito de precios, el Precio en la Bolsa de Energía se determina como el precio de oferta de la última planta y/o unidad de generación requerida para suplir la demanda.

El supuesto implícito en el esquema, permite concluir que un generador cualquiera, remunera su estructura de costos fijos (Inversión en generación, Cargos por Uso del STN y otros Cargos Fijos), con la diferencia que obtiene entre el Precio de Bolsa y su Precio de Oferta.

La pregunta relevante sería la siguiente: Si la formación de precios en la bolsa de energía, no depende de señales provenientes del STN, cómo garantizar que un precio de bolsa, así formado, sea suficiente en el largo plazo para recuperar el total de la inversión de capital del parque generador, más el 50% del total de la inversión de capital del STN?

Únicamente las plantas de generación, con costos variables de producción muy inferiores a los costos de las plantas marginales en el despacho, podrán recuperar su estructura total de costos fijos.

El problema se acentúa si tenemos en cuenta las “generaciones de seguridad fuera de mérito”. Estas plantas perciben como remuneración su precio de oferta, que si bien es superior al precio de bolsa, no proporciona margen para la recuperación de costos fijos. El 30% de la generación actual corresponde a generaciones de seguridad fuera de mérito.

Para conciliar el esquema de formación de precios en bolsa, con la asignación de Cargos por Uso del STN (Cargos Fijos) a los generadores, podría proponerse el ajuste del Cargo por Capacidad. Dicho Cargo, creado mediante Resolución CREG-116 de 1996 remunera el: “valor equivalente al costo fijo mensual de la tecnología eficiente de generación con menor costo de capital, correspondiente a una turbina a gas de ciclo abierto (US\$5.25/kW-mes)”. A este costo fijo, podría adicionarse el equivalente al 50% del costo asignado a los generadores del sistema, por concepto del uso del STN. Sin embargo, esta alternativa presenta los siguientes inconvenientes:

- Los Cargos por Uso del STN se le aplican a todos los generadores del SIN. En tanto que el Cargo por Capacidad, no lo perciben todos los agentes generadores.
- La incorporación de los Cargos por Uso del STN aplicables a los generadores, en el Cargo por Capacidad, requeriría su “estampillado”. Lo anterior sería incompatible con los Cargos por Uso positivos y negativos vigentes. Es decir, implicaría el cambio de metodología, la pérdida del objetivo para el cual ésta fue diseñada y por lo tanto la razón subyacente al traslado de parte de la señal del STN a los generadores.

Otra opción regulatoria, consistiría en adicionarle al piso en la Bolsa de Energía, el 50% de la “estampilla” correspondiente a los Cargos por Uso del STN. Esta alternativa presenta los siguientes inconvenientes:

- Es una forma indirecta de pasarle el otro 50% de los Cargos por Uso del STN a la demanda. Este mecanismo indirecto no tiene sustentación teórica.
- Modificaría el equilibrio económico de los contratos bilaterales (generadores – comercializadores) vigentes.
- Distorsiona innecesariamente la señal de precios en Bolsa.

Finalmente, en la actualidad, solo los generadores con contratos bilaterales, pueden recuperar la totalidad de su estructura de costos. En teoría, en el largo plazo la señal de Precios de la Bolsa de Energía, tendría que converger con la señal de precios del mercado de contratos. Por las razones expuestas, lo anterior no necesariamente será cierto.

1.3 Diagnóstico en cuanto a la Competitividad Relativa de los Generadores

El desarrollo del mercado mayorista de electricidad partió en su concepción, del supuesto de la existencia de un nodo único en el Sistema, al cual se referenciaban todas las transacciones de los agentes generadores.

Este esquema uninodal tiene sentido comercial, en la medida en que se establezca una misma base de competencia para el parque generador del país, permitiendo que los precios de oferta que efectúan los generadores sean directamente comparables e independientes de las condiciones de la red de transporte de electricidad.

Lo anterior necesariamente implicaría una abstracción de la realidad física del sistema eléctrico, con objetivos estrictamente comerciales. En el esquema uninodal es posible en teoría efectuar cualquier tipo de transacción de compra – venta de electricidad entre agentes generadores y agentes comercializadores, con independencia de su ubicación física en el SIN. No obstante, la decisión de adoptar la metodología de Cargos por Uso del STN vigente, afecta la competitividad relativa de los generadores en el mercado mayorista de electricidad.

Generadores idénticos, enfrentan Cargos por Uso diferentes según su ubicación en el SIN. Es decir, las señales del STN están afectando artificialmente la competitividad del parque generador en el mercado mayorista. Este resultado no es compatible con la separación expresa de actividades que estaba prevista en la Ley.

1.4 Diagnóstico en cuanto a los efectos de la señal en la Permanencia de Generadores dentro del SIN y en el Plan de Expansión de Generación

El mercado mayorista de electricidad entró en funcionamiento el 20 de julio de 1995. Si bien, estaba previsto que por tratarse de un mercado competitivo, las plantas y/o unidades de generación más ineficientes y costosas se retiraran del Sistema, no se preveía el retiro voluntario de unidades nuevas de última tecnología.

En la siguiente tabla se presentan los retiros y solicitudes de retiro, efectuadas por los agentes hasta la fecha:

GENERADOR	CAPACIDAD BRUTA (MW)
BALLENAS 2	13
BARRANCA 1	12
BARRANQUILLA 1	58
COSPIQUE 1	4
COSPIQUE 2	4
COSPIQUE 3	8
COSPIQUE 4	9
COSPIQUE 5	12
CHINÚ 4	14
CHINÚ 5	30
CHINÚ 6	31
CHINÚ 7	31
CHINÚ 8	31
CHIVOR	150
FLORES 3	152
GUALANDAY 1	41
LA UNIÓN 1	9
LA UNIÓN 2	10
LA UNIÓN 3	18
LA UNIÓN 4	10
OCOA 1	41
OPON	300
TABOR 1	25
TERMOCENTRO 1	99
TERMOCENTRO 2	99
TIBÚ 1	6
TIBÚ 2	6
TIBÚ 3	6
TOTAL	1,229

En el caso particular de los retiros efectuados por Chivor y Termo-Opón y de la solicitud de retiro efectuada por Flores 3, han mediado las siguientes consideraciones:

Chivor:

- El Cargo por Capacidad de esta planta es inferior a su Capacidad Instalada. El retiro de dos unidades no afecta su CRT.
- En algún momento, uno de los túneles de la presa, debe ser sometido a mantenimiento mayor.
- El retiro de dos unidades le ahorra el pago de los Cargos por Uso aplicables a las mismas.
- El retiro de las dos unidades en términos representa más beneficios que costos y le posibilita el mantenimiento programado.

Opón:

- El generador enfrentó déficit de gas natural para operar. Para tener garantía de suministro de este combustible se requería su traslado.
- El costo del traslado dentro de Colombia no se justificaba en términos económicos. El negocio más ventajoso fue la venta de las unidades a generadores de USA.

Flores 3:

- Los ingresos netos esperados en el mercado colombiano, resultan inferiores al precio de venta de la unidad a generadores de USA.

Si bien la eliminación de la señal de Cargos por Uso del STN, aplicable a los generadores, no es suficiente para asegurar su permanencia dentro del SIN, permitiría disminuir los riesgos que enfrentan los generadores que no tienen despacho garantizado (especialmente los generadores térmicos).

La problemática anterior incide en el Plan de Expansión del parque generador, si se tiene en cuenta:

- a) Se espera que la expansión del sistema sea efectuada por agentes privados, primando la tecnología de generación térmica a gas. Este tipo de plantas enfrentan riesgo de no despacho en periodos de hidrología alta y por lo tanto un alto riesgo de ingresos. Cuando no son despachadas, su estructura de costos resulta muy onerosa.
- b) En el sector eléctrico y dados los desarrollos tecnológicos recientes, el capital se ha convertido en un factor de producción móvil. La competencia trasciende los

mercados locales y los inversionistas tenderán a buscar los mercados que mayor rentabilidad les brinden. En estos términos el mercado colombiano no resulta muy competitivo. Adicionalmente, dada la ubicación geográfica del país, las plantas de generación de tecnología nueva, son fácilmente exportables.

1.5 Diagnóstico sobre Inconsistencias Regulatorias

a) Transmisión Nacional vs Transmisión Regional y Distribución Local

El transporte de energía eléctrica es substancialmente una actividad de la misma naturaleza, independientemente de la tensión a que operan las distintas redes del país.

Sin embargo, en Colombia se adoptó la discriminación de las redes según la tensión de operación de las mismas, por consideraciones prácticas. Se considera STN toda infraestructura de transporte que opera a tensiones iguales o superiores a 220 kV. Se considera STR y/o SDL, toda infraestructura de transporte que opera a tensiones inferiores a 220 kV.

- El Ingreso de los Transmisores Nacionales es pagado: un 50% por la Oferta y un 50% por la Demanda.
- El Ingreso de los Transmisores Regionales y/o Distribuidores Locales es pagado: en un 100% por la Demanda.
- Para la conexión de un nuevo generador al STN se aplica el concepto de Conexión Superficial (El Generador paga su Activo de Conexión de Uso Exclusivo).
- Para la conexión de un nuevo generador a un STR y/o SDL se aplica el concepto de Conexión Profunda (El Generador paga su Activo de Conexión de Uso Exclusivo + Refuerzos requeridos en el STR y/o SDL como resultado de su entrada al Sistema respectivo).

Los esquemas regulatorios son diferentes, sin que la diferencia esté explicada conceptualmente.

b) Costo Marginal de Largo Plazo del STN vs Costo Marginal de Corto Plazo del STN

Los Cargos por Uso del STN aplicables al parque generador responden actualmente a la señal de Costos Marginales de Largo Plazo de la Transmisión (Costo de Expandir el Sistema).

Los Costos asociados con Restricciones que actualmente pagan los generadores, corresponden a la señal de Costos Marginales de Corto Plazo de la Transmisión.

No es coherente desde el punto de vista conceptual, la asignación simultánea de estas señales. En términos estrictos se debe tarificar con una de las dos señales pero no con ambas. Hay traslape de señal.

2. PROPUESTA A LA CREG

Se propone a la CREG adoptar para el STN la misma señal regulatoria que se aplica a los STR's y/o SDL's. Es decir:

- a- El 100% de los Cargos por Uso del STN se asignarán a la Demanda.
- b- Para la conexión de un nuevo generador al STN, aplicar el concepto de Conexión Profunda (Activo de Conexión de Uso Exclusivo + Refuerzos requeridos en el STN atribuibles a la nueva conexión).

Las ventajas de la propuesta, en adición a los efectos de las modificaciones introducidas por la Resolución CREG-004 de 1999, además de corregir los problemas descritos en el Numeral anterior son las siguientes:

Intensidad de las Señales:

La totalidad de la señal proveniente de los Cargos por Uso del STN es variable y se aplica a la demanda de acuerdo con el consumo de energía que se registre en cada bloque de carga. Las señales económicas aplicables a los consumos, optimizan la expansión en generación y por ende en transmisión (se induce el aplanamiento de la curva de carga del Sistema).

Eliminación de Supuestos:

El cálculo de los Cargos por Uso con la propuesta, no requiere de supuestos tales como: proyección de demanda, estimación de capacidad instalada que estará en servicio durante la vigencia de aplicación, escenarios supuestos de estrés máximo, utilización de modelos de planeamiento, estimación de los costos variables del parque generador y suposición sobre nuevas plantas de generación y posible ubicación dentro del sistema.

Predictibilidad:

Los Cargos por Uso del STN vigentes son inestables en el mediano y largo plazo. Cualquier cambio en la red o cualquier adición de generación en un nodo del Sistema, modifica los cargos que enfrentan los generadores existentes. No permiten hacer proyecciones razonables para los inversionistas.

3. IMPACTO DE LA PROPUESTA

Para calcular el impacto de la propuesta se tuvieron en cuenta los siguientes aspectos:

- Nuevos Ingresos del STN, calculados con Resoluciones CREG-004 y CREG-026 de 1999.
- Escenario de Demanda previsto por la UPME.
- Discriminación de Cargos por Uso por períodos de Carga (Máxima, Media y Mínima), según metodología establecida en Resolución CREG-099 de 1997.

PRONÓSTICO ANUAL DE DEMANDA PARA 1999 - (MWh)

	DEMANDA MÁXIMA	DEMANDA MEDIA	DEMANDA MÍNIMA	TOTAL
TOTALES	13,443,553	23,887,695	6,929,163	44,260,410
PARTICIPACIÓN EN EL TOTAL	30.4%	54.0%	15.6%	100.0%

PRONÓSTICO ANUAL DE DEMANDA PARA EL 2000 - (MWh)

	DEMANDA MÁXIMA	DEMANDA MEDIA	DEMANDA MÍNIMA	TOTAL
TOTALES	12,945,071	22,994,534	6,642,865	42,582,470
CRECIMIENTO RESPECTO A 1999	-3.7%	-3.7%	-4.1%	-3.8%

**RECUPERACIÓN DEL INGRESO REGULADO ESTIMADO PARA EL 2000
POR PERIODOS DE CARGA (M\$ de Julio/99)**

	INGRESO POR DEMANDA MÁXIMA	INGRESO POR DEMANDA MEDIA	INGRESO POR DEMANDA MÍNIMA	TOTAL INGRESO DEL AÑO
TOTALES	186,816.52	272,059.27	59,033.50	517,909.29

**CARGO ESTAMPILLA PARA COMERCIALIZADORES EN EL 2000
POR PERIODOS DE CARGA (\$/kWh de Julio 31/99)**

	ESTAMPILLA PARA LA DEMANDA MÁXIMA	ESTAMPILLA PARA LA DEMANDA MEDIA	ESTAMPILLA PARA LA DEMANDA MÍNIMA	PROMEDIO NACIONAL
TOTALES	14.43	11.83	8.89	12.16

NOTA: Se utilizó la metodología del anexo No 4 de la resolución CREG 099 - 1997, para el cálculo de estos cargos estampilla.

NOTA: Se utilizó para la proyección de la demanda, el escenario medio de la UPME.

a- **Usuario Final - \$ Julio de 1999**

Zona Nivel I	CxU Actual	CxU Propuesto	CU Actual	CU Nuevo	Incremento %	Incremento \$/kWh
1 ⁶	4.91	12.16	110.55	117.80	7%	7.25
2 ⁷	4.74	12.16	138.43	145.85	5%	7.42
3 ⁸	4.27	12.16	117.29	125.18	7%	7.89
4 ⁹	10.17	12.16	108.56	110.56	2%	2.00
Zona Nivel II	CxU Actual	CxU Propuesto	CU Actual	CU Nuevo	Incremento %	Incremento \$/kWh
1	4.91	12.16	86.62	93.87	8%	7.25
2	4.74	12.16	97.66	105.08	8%	7.42
3	4.27	12.16	83.44	91.33	9%	7.89
4	10.17	12.16	84.04	86.04	2%	2.00
Zona Nivel III	CxU Actual	CxU Propuesto	CU Actual	CU Nuevo	Incremento %	Incremento \$/kWh
1	4.91	12.16	74.17	81.42	10%	7.25
2	4.74	12.16	82.93	90.35	9%	7.42
3	4.27	12.16	75.67	83.56	10%	7.89
4	10.17	12.16	77.33	79.33	3%	2.00
Zona Nivel IV	CxU Actual	CxU Propuesto	CU Actual	CU Nuevo	Incremento %	Incremento \$/kWh
1	4.91	12.16	67.85	75.10	11%	7.25
2	4.74	12.16	70.81	78.23	10%	7.42
3	4.27	12.16	63.15	71.04	12%	7.89
4	10.17	12.16	69.23	71.23	3%	2.00

6 Zona 1: Empresa Electrocosta
 7 Zona 2: Electrificadora de Santander
 8 Zona 3: Codensa
 9 Zona 4: EPSA

b- Generadores - \$ 1998

Durante 1998, el efecto de los Cargos por Uso del STN para los generadores fue el siguiente:

Mill \$ 1998	Ingresos Generadores	Egresos Generadores
Ventas Contratos	1,689,400	
Ventas Bolsa	691,061	
Cargo por Capacidad	627,175	
Venta Restricciones	423,680	
Subtotal	3,431,316	-
Pago Restricciones		(231,377)
Compras Bolsa		(506,771)
Compras Contratos		(147,948)
Desviaciones		(8,842)
CND, CRD, SIC		(20,370)
STN		(217,565)
Subtotal		(1,132,873)
NETO	2,298,443	
STN/Ingresos	6.3%	
STN/Egresos	19.2%	