

COMISION DE REGULACION DE ENERGIA Y GAS

Santa Fe de Bogotá, **24 JUL. 1997**
MMECREG-

CIRCULAR No. 021

PARA: EMPRESAS TRANSPORTADORAS REGIONALES Y/O
DISTRIBUIDORAS DE ENERGÍA EN EL SISTEMA
INTERCONECTADO NACIONAL

Ref: Respuesta a las observaciones presentadas a la Resolución
CREG-075 de 1997.

Apreciados señores :

En el documento adjunto se presenta una síntesis de las observaciones presentadas por los diferentes agentes del Sistema Interconectado Nacional a la Resolución CREG-075 de 1996, en la cual se presentó la propuesta de metodología para el cálculo de cargos de uso de los Sistemas de Transmisión Regional y/o Distribución Local, así como la respuesta de la Comisión a las mismas.

Cordialmente,



EDUARDO AFANADOR IRIARTE
Director Ejecutivo

OSR



611 4816 6114504 **611 50 00** Fax 611 53 19

Carrera 11 No. 84 - 51 - Piso 5. Santa Fe de Bogotá D. C., Colombia.

**RESPUESTA ALAS OBSERVACIONES PRESENTADAS A LA
METODOLOGÍA DE CÁLCULO DE LOS CARGOS DE USO DE LOS
SISTEMAS DE TRANSMISIÓN REGIONAL Y/O DISTRIBUCIÓN LOCAL
(RESOLUCIÓN CREG-075 DE 1997)**

1. INTRODUCCIÓN

El presente documento contiene las observaciones presentadas por parte de las empresas transportadoras de energía, a los principios y a la metodología de cálculo de los cargos de uso de los Sistemas de Transmisión Regional y/o Distribución Local en el Sistema Interconectado Nacional, propuesta por la Comisión en la Resolución CREG-075 de 1997, y la respuesta de la Comisión a tales observaciones.

II. METODOLOGÍA

Observación: Se afirma por parte de algunas empresas que no consideran ajustada la metodología de costos medios en los niveles de tensión II y I, puesto que la casi totalidad de las empresas opera con costos marginales mayores a los costos medios en esos niveles de tensión.

Respuesta: La utilización de la metodología de costo medio para el cálculo del cargo en los niveles de tensión II y I, se basa en que la expansión de los sistemas de distribución se realiza modularmente. En este caso, la Comisión considera que el costo medio tiende a ser igual al costo marginal:

Sea C_t el costo total de la infraestructura en el nivel de tensión I y sea E_t la energía total servida en ese nivel, entonces el costo medio: $C_m = C_t/E_t$.

Sea C_e el costo asociado a la expansión de un módulo en el nivel de tensión I y sea E_e la energía asociada con esa expansión, entonces el costo marginal por unidad de energía $C_g = C_e/E_e$

El costo medio después de n expansiones modulares viene dado por la siguiente expresión:

$$C_m = (C_t + nC_e) / (E_t + nE_e)$$

que puede expresarse:

$$C_m = (C_t/n + C_e) / (E_t/n + E_e)$$

si n tiende a infinito, C_t/n y E_t/n tienden a cero, luego el costo medio tiende al valor C_e/E_e , que es el costo marginal.

No obstante lo anterior, dado que la expansión modular puede no cumplirse en el nivel de baja tensión, a las empresas que demuestren que tienen costos marginales mayores a los costos medios, bajo los mismos parámetros de eficiencia establecidos en la metodología, pueden solicitar que los cargos de uso en ese nivel se establezcan en función del costo marginal. Para ello deberán sustentar técnicamente la validez de su función de producción con base en la cual derivan su costo marginal en este nivel de tensión.

III. INVENTARIO Y VALORACIÓN DE ACTIVOS

Las observaciones recibidas sobre este punto se resumen a continuación, además de la respuesta a los mismos:

1. Observación: Dentro del inventario de activos eléctricos deben incluirse aquellos que normalmente se encuentran desenergizados, pero que se requieren por confiabilidad del sistema.

Respuesta: Al respecto, la Comisión considera que la existencia de estos activos se debe a que las empresas hacen inversiones alternativas que reemplazan el uso de ciertos activos, pero los dejan desenergizados en el sistema por confiabilidad. En este caso, se reconocerá el AOM de esos activos, pero no su costo de capital, porque se asume que éste ya se recuperó y existe una infraestructura alternativa que se construyó para reemplazarlo.

Para esto, las empresas deben presentar la lista de los activos que mantienen desenergizados pero que sirven de respaldo al sistema.

2. Observación: Se recibieron observaciones sobre el límite del 8%, como reconocimiento de activos no eléctricos, sin que se aportara información para sustentar un tratamiento diferente de estos activos.

Respuesta: El límite establecido por la Comisión se basa en los análisis realizados sobre este aspecto en empresas de distribución representativas.

3. Observación: Se solicita incluir en el inventario el 100% del costo de los centros locales de distribución.

Respuesta: Sobre este punto, la Comisión considera que la construcción de un centro local de distribución debe tener implícita una

reducción apreciable de los costos de operación de las empresas. Por tanto, no considera aceptable remunerar los costos totales de estos centros.

4. Observación: Se solicita aclaración sobre lo que se considera una muestra representativa, para la valoración de los activos en el nivel de baja tensión.

Respuesta: Al respecto, en la Resolución CREG-099 de 1997 se establece que el tamaño de la muestra deberá garantizar globalmente una confiabilidad mayor del 90%, y un error relativo de muestreo menor del 5%.

5. Observación: Se solicita incluir en los activos a remunerar, los inventarios en bodega.

Respuesta: Los repuestos requeridos para garantizar la disponibilidad de equipos tales como transformadores de potencia y otros, son parte del costo unitario y, por lo tanto, son remunerados. Otros repuestos no incluidos dentro de los anteriores, forman parte de los gastos de administración, operación y mantenimiento de los sistemas.

IV. GASTOS AOM

Observación: Sobre este punto, las empresas argumentan que deben reconocerse un porcentaje mayor al 2% para cubrir estos gastos, sobre todo en los niveles de tensión II y I. En las observaciones recibidas, se solicita que estos porcentajes se incrementen a niveles entre el 5% y el 12.5%.

Respuesta: Al respecto, la Comisión reconoce que en los niveles de tensión primaria y secundaria, es insuficiente un 2% del valor de reposición a nuevo de los activos, para cubrir los gastos de AOM. Por lo tanto, después de revisar el tratamiento de estos gastos en la regulación de otros países, consideró preciso incrementar estos gastos anuales al 4% del valor de reposición a nuevo, en los niveles de tensión II y I.

V. VIDAS ÚTILES

En el cuadro No. 1, se presentan las vidas útiles propuestas por las empresas, las propuestas en la resolución CREG-075 y las correspondientes al Plan Único de Cuentas de la Superintendencia de Servicios Públicos.

En esta materia, la Comisión decidió unificar las vidas útiles a considerar, con las establecidas en el plan único de cuentas de la S.S.P.

Para los transformadores de Distribución, se decidió establecer una vida útil de 15 años. Algunas empresas consideran que la vida útil de estos transformadores es de 10 años, pero la Comisión considera que esta vida promedio tan reducida se debe en gran parte a la falta de protecciones de los transformadores contra fenómenos atmosféricos y sobrecargas ocasionadas por la falta de control de carga. Por otra parte, tales elementos se diseñan para una vida útil de 20 años.

En consecuencia, mediante la Resolución CREG-099 de 1997 la Comisión aprobó el siguiente período de vida útil de los activos:

1. Líneas de transmisión	25 años
2. Circuitos primarios	25 años
3. Redes de distribución	25 años
4. Transformadores de Potencia	25 años
5. Subestaciones (equipo en general)	25 años
6. Transformadores de Distribución	15 años
7. Equipos de maniobra, otros	15 años
8. Equipos de Centros de Distribución	15 años
9. Equipos de Comunicaciones	10 años
10. Maquinaria	15 años
11. Construcciones	50 años
12. Vehículos	10 años

13.Muebles	10 años
14.Equipos de cómputo	5 años

VI. TASA DE RETORNO

O b s e r v a c i ó n : Se considera que la tasa del 9% anual real, antes de impuestos, es baja, y que debe incrementarse.

Respuesta: Al respecto, la Comisión considera que esta tasa es acorde con el nivel de riesgo que enfrenta la actividad de transporte de energía, el cual es bajo, dadas sus características de monopolio natural.

VII. PÉRDIDAS

Observación: Varias empresas solicitaron el reconocimiento de porcentaje de pérdidas mayores a los establecidos en la Resolución CREG-075.

R e s p u e s t a : Cabe indicar que los porcentajes establecidos en dicha resolución, guardan relación con los establecidos en la Resolución CREG-031 de 1997, en la cual se establece la fórmula tarifaria general para la actividad de comercialización, por lo que la Comisión decidió mantener los porcentajes propuestos mediante la Resolución CREG-075 de 1997. Además, debe tenerse en cuenta que esos niveles de pérdidas son mayores a los reconocidos en los cargos que se encuentran vigentes, con el fin de permitir un ajuste en las empresas, hasta niveles de eficiencia.

VIII. COTA **MÁXIMA** DE LOS CARGOS

Observación: Varias empresas consideran que el establecimiento de una cota máxima al valor de los cargos, es nocivo para el desarrollo de la actividad de distribución.

Respuesta: La Comisión considera necesario proteger a los usuarios de los efectos que pueden tener decisiones no económicas de las empresas en la expansión de la red, sobre los costos de prestación del servicio de energía.

IX. ACTUALIZACIÓN DE LOS CARGOS

O b s e r v a c i ó n : Varias empresas solicitan que los cargos se recalculen anualmente, para incluir los activos que ingresan al servicio.

R e s p u e s t a : Debe tenerse en cuenta que, dada la existencia de economías de escala en las actividades de transporte de energía, el costo medio calculado para un año base asegura a los transportadores una remuneración suficiente, siempre y cuando la expansión se realice a un costo medio igual o inferior al valor base.

O b s e r v a c i ó n : Se solicita contemplar una revisión de los cargos por uso, durante el periodo 1998-2002, para aquellas empresas que enfrenten reducciones en la demanda de los usuarios conectados a esa red.

R e s p u e s t a : En esta materia debe tenerse en cuenta que la Comisión podrá modificar, excepcionalmente, los cargos de uso antes del plazo indicado, de oficio o a petición de parte, cuando sea evidente que se cometieron graves errores en su cálculo, que lesionan injustamente los intereses de los usuarios o de la empresa; o que ha habido razones de caso fortuito o fuerza mayor que comprometen en forma grave la capacidad financiera de la empresa para continuar prestando el servicio en las condiciones tarifarias previstas

X. VIGENCIA DE LOS CARGOS

O b s e r v a c i ó n : Algunas empresas consideran que la vigencia de cinco años para los cargos es muy prolongada.

R e s p u e s t a : La Comisión considera que los cinco años de vigencia propuestos son adecuados, teniendo en cuenta la necesaria estabilidad de los cargos, y los períodos de regulación establecidos para las otras actividades reguladas del servicio de energía.

XI. PLAZOS PARA PRESENTACIÓN DE LOS ESTUDIOS

O b s e r v a c i ó n : Varias empresas solicitaron ampliar el plazo para la presentación de las propuestas de cargos de uso por parte de las empresas.

Respuesta: Mediante la Resolución CREG-094 de 1997 se amplió hasta el 31 de julio, el plazo para que las empresas transportadoras presenten a la Comisión los estudios que sustenten la propuesta de cargos a cobrar por el uso de sus sistemas, los cuales regirán a partir del 1º de enero de 1998.

Coml

CUADRO No. 1

VIDAS UTILES

Item	Propuesta de la resolución 75	Decreto 2286 de 1948	Plan unico de cuentas S.S.P.	TULLUÁ	BOYACÁ	EPSA	EPM	EMCALI	ESSA	EEB	ELECTRANTA
Líneas de transmisión	35	50	25 (anexo 4.9)	25	25	30		25	25		15
Circuitos primarios	30	50	25 (anexo 4.9)	25	20	20		25	20	15	10
Redes de distribución	30	-	25 (anexo 4.9)	25	20	20	20	20	20	15	20
Conductor aislado (no hace distinción)		33,3	(no hace distinción)								
Cable desnudo (no hace distinción)		50	(no hace distinción)								
Transformadores		25					25				
Potencia	25	(no hace distinción)		20	-				20		
Distribucion	20	(no hace distinción)		10	10		10		10	10	15
Subestaciones (eq. en general)	25	25		20	20	15(1)			20		
Equipo de maniobra y otros	20	25		10	10		10		10	10	
Equipos de centros de distribución	10	No contemplado	15 (anexo 4.9)	10	7		10		10		
Maquinaria	10	15	15 (anexo 4.3)	10	10		10		10		
Construcciones	50	50	50 (anexo 4.2)	30	50				30		
Vehículos	5	5	10 (anexo 4.5)	5	5				5		
Muebles	10	15	10 (anexo 4.4)	10	10				10		
Equipo de computo	3	No contemplado	5 (anexo 4.4)	3	3				3		
Equipo de comunicaciones				10							

(1) Equipos de conexión en subestaciones