



COMISIÓN DE INTEGRACIÓN ENERGÉTICA REGIONAL

Proyecto CIER 06 – Informe de Resultados 2009

COORDINACIÓN INTERNACIONAL DE DISTRIBUCIÓN

PROYECTO CIER 06

***INDICADORES DE CALIDAD DE SERVICIOS EN EMPRESAS
DISTRIBUIDORAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA***

**SUMARIO EJECUTIVO PARA DIVULGACIÓN ABIERTA
INFORME DE RESULTADOS – AÑO 2009
(Con datos del año 2008)**

Agosto/2009

Versión de la CID/CIER



COMISIÓN DE INTEGRACIÓN ENERGÉTICA REGIONAL

Proyecto CIER 06 – Informe de Resultados 2009

ÍNDICE

1. PRESENTACIÓN.....	3
2. EMPRESAS RELEVADAS.....	4
3. GRÁFICOS DE RESULTADOS.....	6

Grafico 1: Empresas con menos de 400.000 clientes	
Grafico 2: Empresas con más de 400.000 clientes	
Grafico 3: Total de clientes rurales por empresa	
Grafico 4: Frecuencia media de interrupción por cliente (Fc)	
Grafico 5: Tiempo total de interrupción por cliente (Tc)	
Grafico 6: Duración media de interrupción por cliente (Dc)	
Grafico 7: Frecuencia media de interrupción del sistema (Fs)	
Grafico 8: Tiempo total de interrupción del sistema (Ts)	
Grafico 9: Duración media de interrupción del sistema (Ds)	
Grafico 10: Densidad de Km. de red de MT/ cliente por 1000	
Grafico 11: Consumo medio anual Kwh/cliente.	
Grafico 12: Demanda máxima pico	
Grafico 13: % Energía / potencia pico * 8760 horas año	
Grafico 14: % Pérdidas totales por empresa	
Grafico 15: % Pérdidas no técnicas por empresa	
Grafico 16: Evolución media CIER Fc	
Grafico 17: Evolución media CIER Tc	
Grafico 18: Evolución media CIER Dc	

Anexo 1: Manual de definición de los indicadores de calidad de servicios en la distribución.....	26
---	-----------



COMISIÓN DE INTEGRACIÓN ENERGÉTICA REGIONAL

Proyecto CIER 06 – Informe de Resultados 2009

1. PRESENTACIÓN

Este Sumario Ejecutivo Preliminar fue confeccionado para brindar un conocimiento público de los resultados del Proyecto CIER 06 “Indicadores de Calidad de servicio en Empresas Distribuidoras de Energía Eléctrica”.

Este Sumario Ejecutivo Preliminar fue preparado por la Coordinación Internacional de Distribución con base en los indicadores definidos en el proyecto CIER 06.

Para este Informe se han recolectado datos de 26 empresas de distribución de energía eléctrica.

Este Informe fue realizado con base en la información aportada por las empresas (datos del año 2008), y datos extraídos de páginas Web de las empresas así como de asociaciones de distribuidores.

Un Informe más completo sobre el Proyecto CIER 06, conteniendo indicadores obtenidos de otras fuentes y una actualización de los datos disponibles en las páginas Web de las asociaciones de distribuidores, está siendo elaborado por el Grupo de Trabajo CIER 06.

Los indicadores CIER de calidad de servicios se definen de acuerdo con la siguiente clasificación:

- **Bajo el punto de vista del cliente**

En este enfoque los clientes no son diferenciados, y son tratados en forma idéntica para evaluar los índices de continuidad de suministro siguientes:

- Frecuencia Media de Interrupción por Cliente
- Tiempo total de Interrupción por Cliente
- Duración Media de Interrupción por Cliente
- Duración Media de Reposición o Tiempo Medio de Atención

- **Bajo el punto de vista del sistema**

En este caso, se considera la magnitud relativa de los clientes, y por lo tanto, los índices de continuidad permiten evaluar con mayor grado de precisión el efecto económico de las interrupciones.

Los indicadores de continuidad del suministro son:

- Frecuencia Media de Interrupción del Sistema
- Tiempo total de Interrupción del Sistema
- Duración Media de Interrupción por Sistema



COMISIÓN DE INTEGRACIÓN ENERGÉTICA REGIONAL

Proyecto CIER 06 – Informe de Resultados 2009

Se presentan también en este informe:

Resultados relativos a Pérdidas Técnicas, No Técnicas y Totales.

Se acompaña en el Anexo 1 el “Manual de Definición de los Indicadores de Calidad de Servicios Distribución”

2. EMPRESAS RELEVADAS:

Empresa de Energía de Entre Ríos S.A.	ENERSA	Argentina
Empresa Distribuidora de Electricidad de Mendoza S.A.	EDEMSA	Argentina
Empresa Distribuidora de Electricidad del Este S.A.	EDESTE S.A.	Argentina
Empresa Distribuidora de Energía Atlántica S.A.	EDEA S.A.	Argentina
Empresa Distribuidora de Energía de Córdoba	EPEC	Argentina
Empresa Distribuidora de Energía de Misiones	EMSA	Argentina
Empresa Distribuidora de Energía de Neuquen	EPEN	Argentina
Empresa Distribuidora de Energía de Salta	EDESAL	Argentina
Empresa Distribuidora Sur S.A.	EDESUR S.A.	Argentina
Empresa Distribuidora y Comercializadora Norte S.A.	EDENOR S.A.	Argentina
Energía San Juan S.A.	ESJSA	Argentina
Cooperativa Rural de Electrificación	CRE	Bolivia
CGE Distribución S.A.	CGE DISTRIBUCIÓN	Chile
Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A.	CONAFE	Chile
Central Hidroeléctrica de Caldas S.A. E.S.P.	CHEC S.A.E.S.P.	Colombia
Codensa S.A. E.S.P.	CODENSA S.A. E.S.P.	Colombia
Empresas Públicas de Medellín E.S.P.	EPM	Colombia
Compañía Nacional de Fuerza y Luz, S.A.	CNFL	Costa Rica
Empresa Eléctrica "Quito" S.A.	EEQ	Ecuador
Empresa Eléctrica Regional Sur S.A.	EERSSA	Ecuador
AES El Salvador	AES ES	El Salvador
Compania de Luz Eléctrica de San Salvador	CAESS	El Salvador
Compania de luz Eléctrica de Santa Ana	CLESA	El Salvador
Distribuidora Eléctrica de Usulután	DEUSEM	El Salvador
Empresa Eléctrica de Oriente	EEO	El Salvador
ADMINISTRACION NACIONAL DE ELECTRICIDAD	ANDE	Paraguay



COMISIÓN DE INTEGRACIÓN ENERGÉTICA REGIONAL

Proyecto CIER 06 – Informe de Resultados 2009

5. GRÁFICOS DE RESULTADOS

GRAFICO 1: EMPRESAS CON MENOS DE 400.000 CLIENTES

GRAFICO 2: EMPRESAS CON MÁS DE 400.000 CLIENTES

GRAFICO 3: TOTAL DE CLIENTES RURALES POR EMPRESA

GRAFICO 4: FRECUENCIA MEDIA DE INTERRUPCIÓN POR CLIENTE (F_c)

GRAFICO 5: TIEMPO TOTAL DE INTERRUPCIÓN POR CLIENTE (T_c)

GRAFICO 6: DURACIÓN MEDIA DE INTERRUPCIÓN POR CLIENTE (D_c)

GRAFICO 7: FRECUENCIA MEDIA DE INTERRUPCIÓN DEL SISTEMA (F_s)

GRAFICO 8: TIEMPO TOTAL DE INTERRUPCIÓN DEL SISTEMA (T_s)

GRAFICO 9: DURACIÓN MEDIA DE INTERRUPCIÓN DEL SISTEMA (D_s)

GRAFICO 10: DENSIDAD DE KM. DE RED DE MT/ CLIENTE POR 1000

GRAFICO 11: CONSUMO MEDIO ANUAL KWH /CLIENTE

GRAFICO 12: DEMANDA MÁXIMA PICO

GRAFICO 13: % ENERGIA / POTENCIA PICO * 8760 HORAS AÑO

GRAFICO 14: % PERDIDAS TOTALES POR EMPRESA

GRAFICO 15: % PERDIDAS NO TECNICAS POR EMPRESA

GRAFICO 16: EVOLUCION MEDIA CIER F_c

GRAFICO 17: EVOLUCION MEDIA CIER T_c

GRAFICO 18: EVOLUCION MEDIA CIER D_c



COMISIÓN DE INTEGRACIÓN ENERGÉTICA REGIONAL

Proyecto CIER 06 – Informe de Resultados 2009

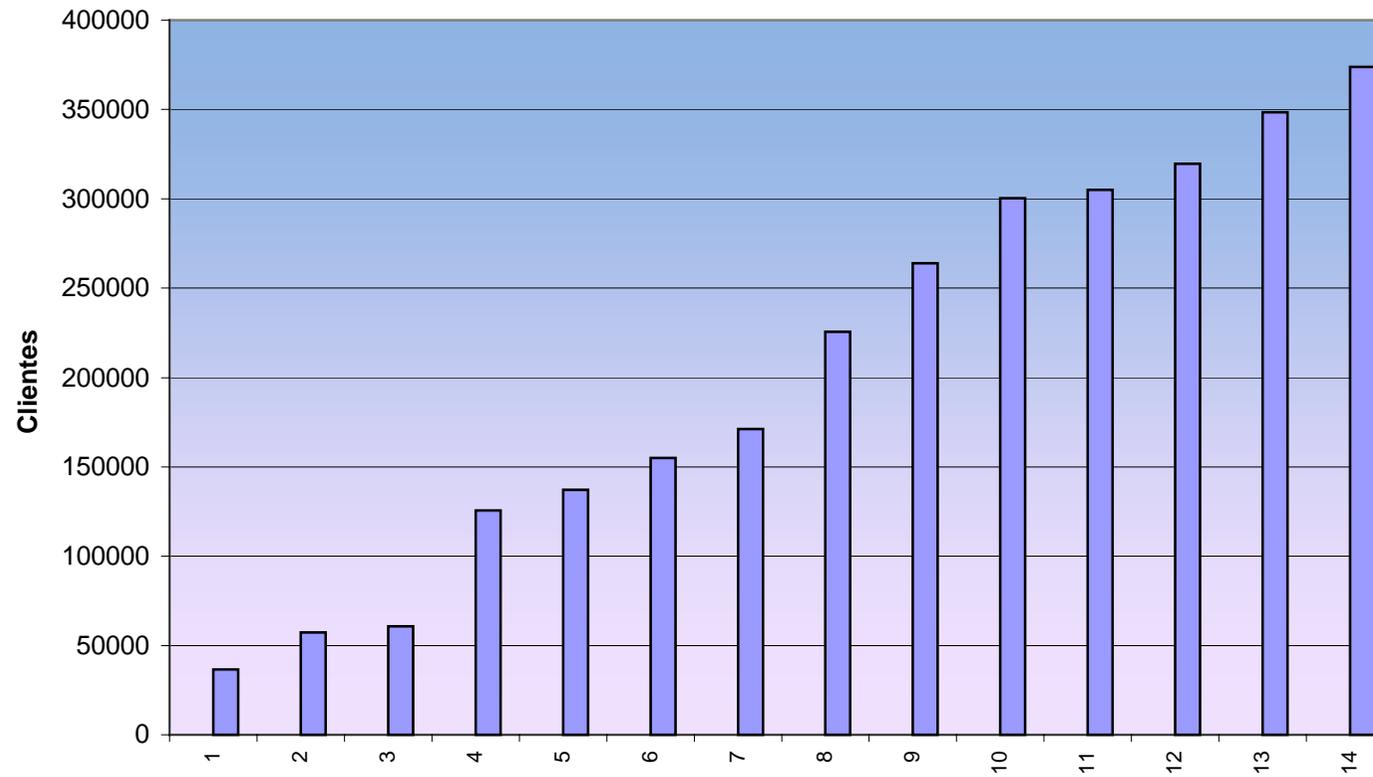
GRÁFICOS DE RESULTADOS



COMISIÓN DE INTEGRACIÓN ENERGÉTICA REGIONAL

Proyecto CIER 06 – Informe de Resultados 2009

GRAFICO 1: Empresas con menos de 400.000 clientes

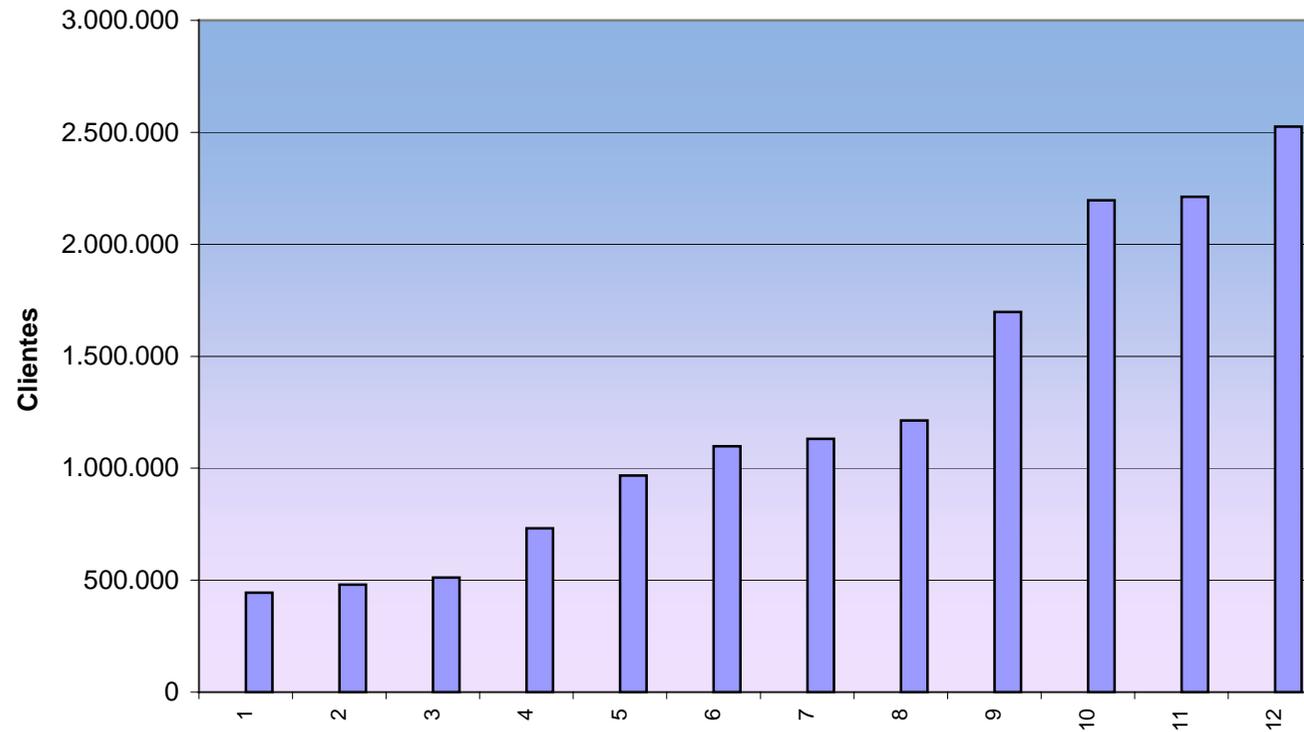




COMISIÓN DE INTEGRACIÓN ENERGÉTICA REGIONAL

Proyecto CIER 06 – Informe de Resultados 2009

GRAFICO 2: Empresas con más de 400.000 clientes

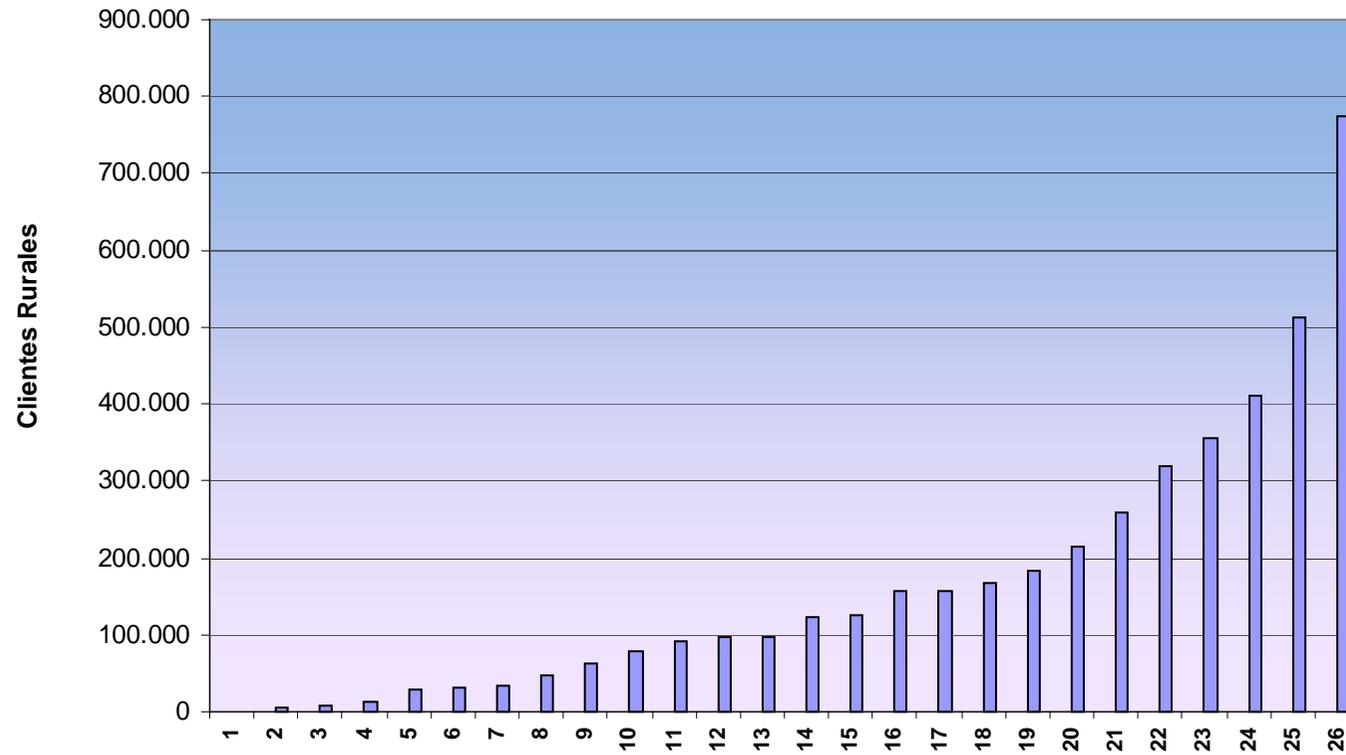




COMISIÓN DE INTEGRACIÓN ENERGÉTICA REGIONAL

Proyecto CIER 06 – Informe de Resultados 2009

GRAFICO 3: Clientes Rurales

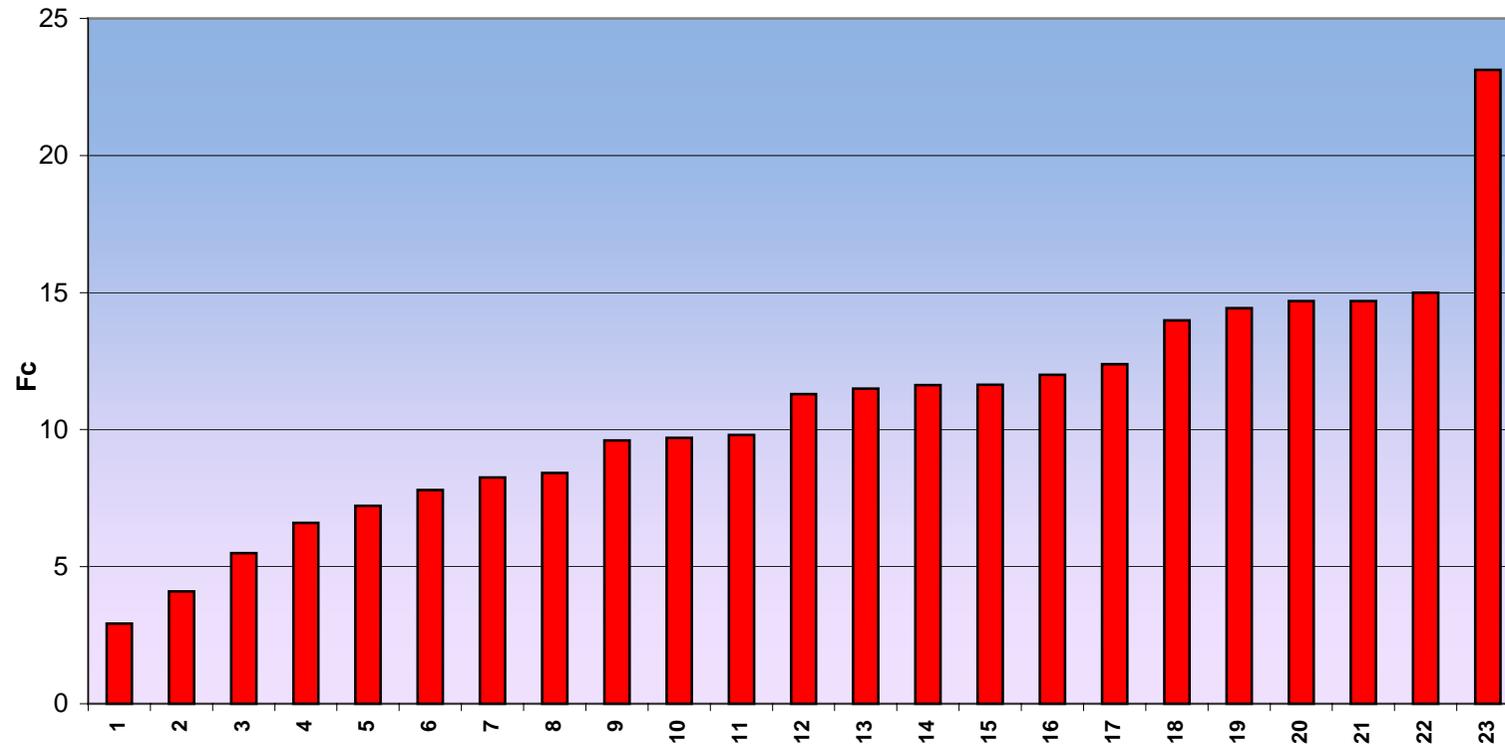




COMISIÓN DE INTEGRACIÓN ENERGÉTICA REGIONAL

Proyecto CIER 06 – Informe de Resultados 2009

GRAFICO 4: FRECUENCIA MEDIA DE INTERRUPCIÓN POR CLIENTE (F_c)

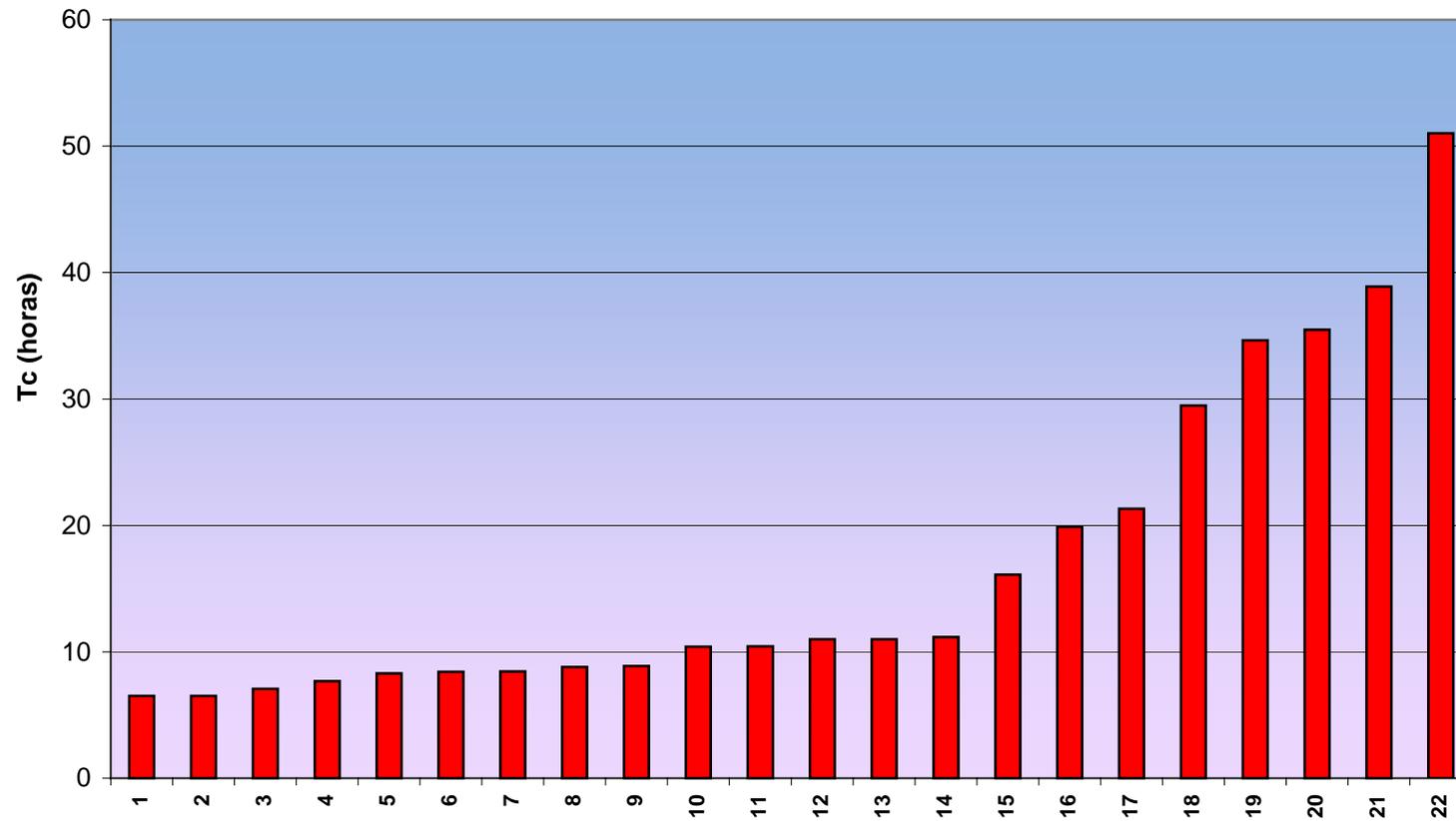




COMISIÓN DE INTEGRACIÓN ENERGÉTICA REGIONAL

Proyecto CIER 06 – Informe de Resultados 2009

GRAFICO 5: TIEMPO TOTAL DE INTERRUPCIÓN POR CLIENTE (Tc)

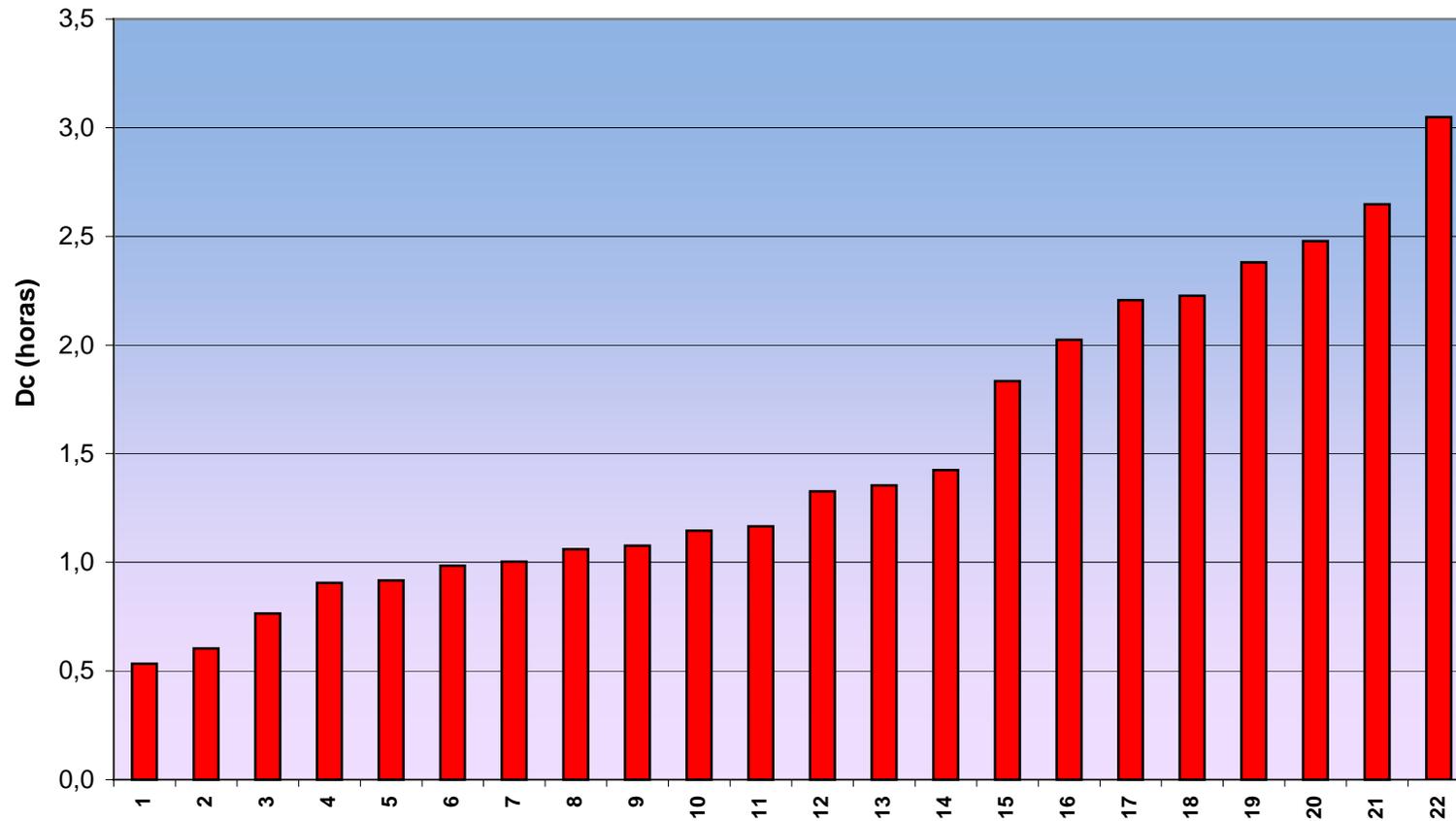




COMISIÓN DE INTEGRACIÓN ENERGÉTICA REGIONAL

Proyecto CIER 06 – Informe de Resultados 2009

GRAFICO 6: DURACIÓN MEDIA DE INTERRUPCIÓN POR CLIENTE (Dc)

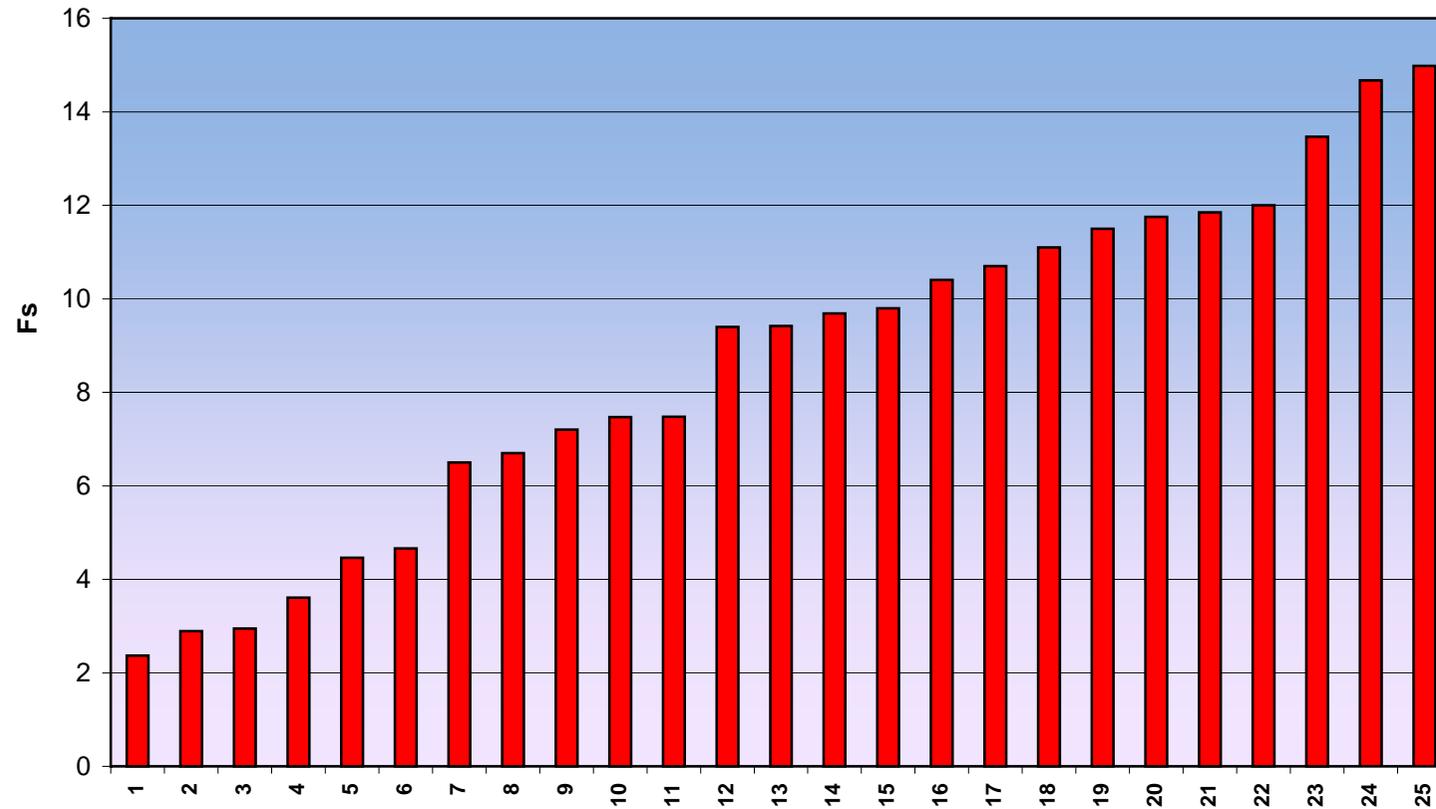




COMISIÓN DE INTEGRACIÓN ENERGÉTICA REGIONAL

Proyecto CIER 06 – Informe de Resultados 2009

GRAFICO 7: FRECUENCIA MEDIA DE INTERRUPCIÓN DEL SISTEMA (Fs)

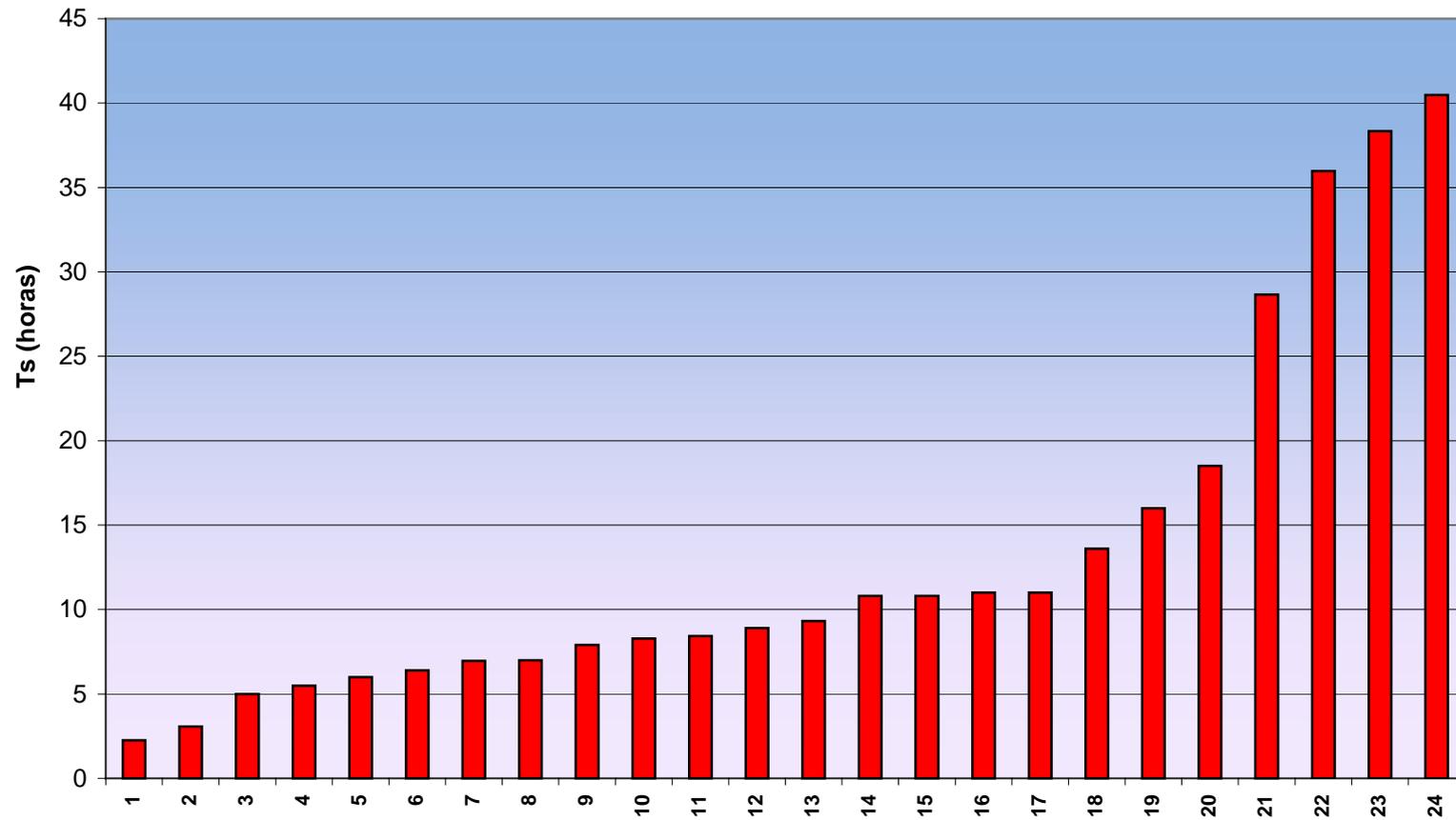




COMISIÓN DE INTEGRACIÓN ENERGÉTICA REGIONAL

Proyecto CIER 06 – Informe de Resultados 2009

GRAFICO 8: TIEMPO TOTAL DE INTERRUPCIÓN DEL SISTEMA (Ts)

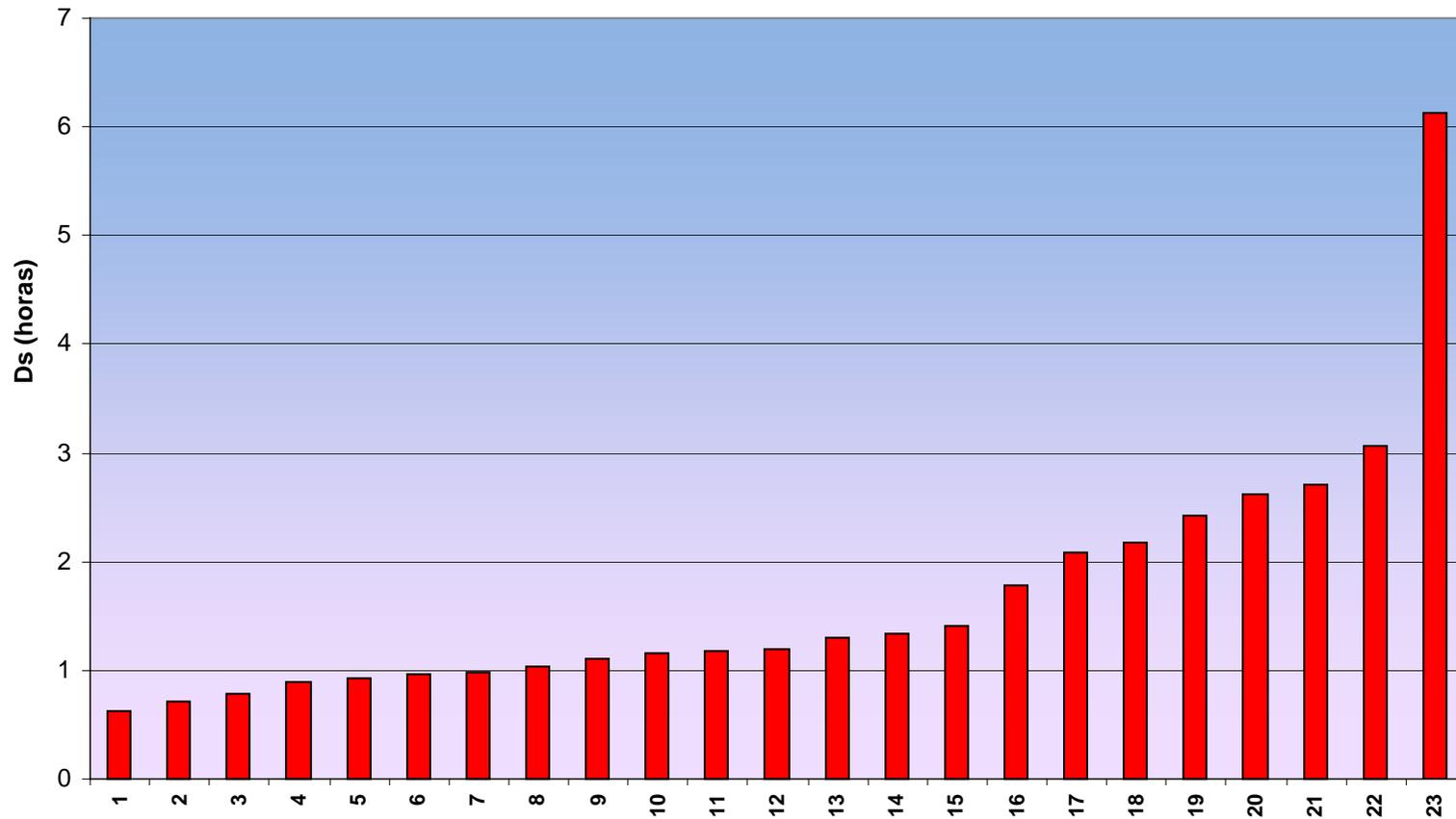




COMISIÓN DE INTEGRACIÓN ENERGÉTICA REGIONAL

Proyecto CIER 06 – Informe de Resultados 2009

GRAFICO 9: DURACIÓN MEDIA DE INTERRUPCIÓN DEL SISTEMA (Ds)

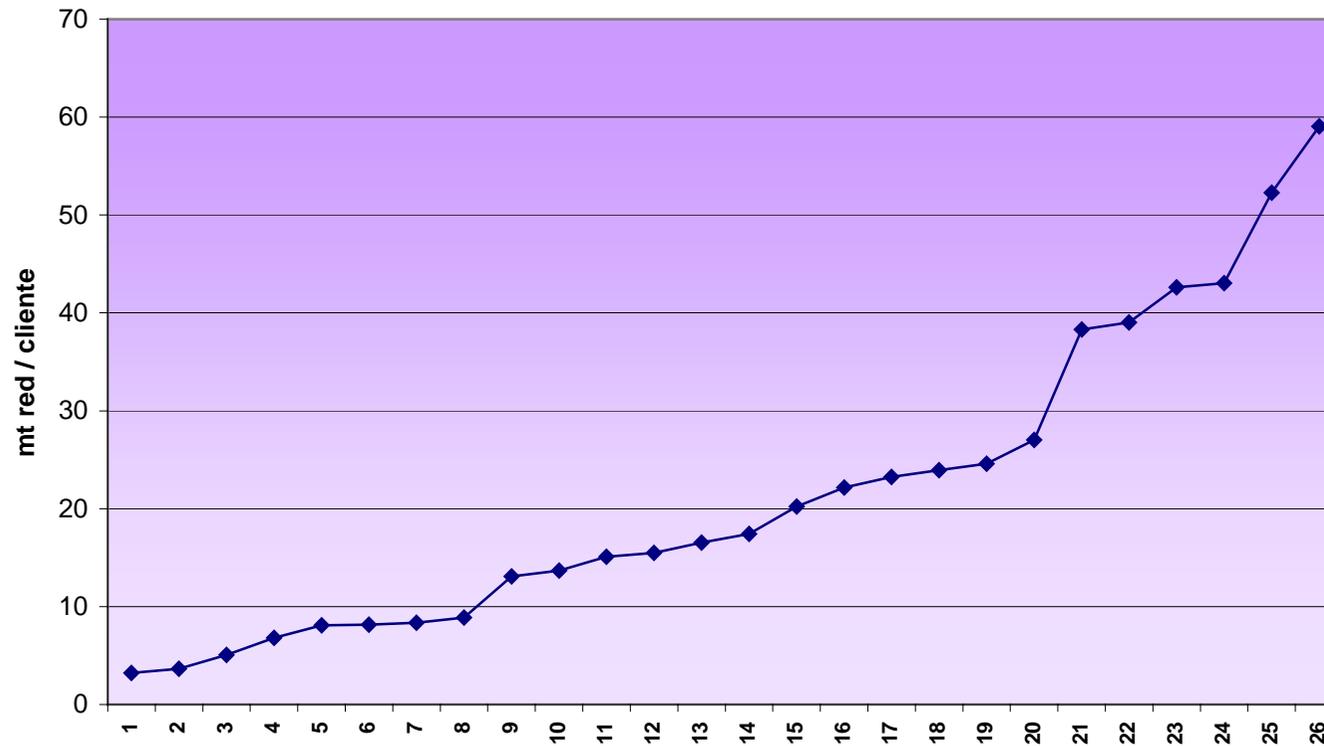




COMISIÓN DE INTEGRACIÓN ENERGÉTICA REGIONAL

Proyecto CIER 06 – Informe de Resultados 2009

GRAFICO 10: DENSIDAD DE Km. de Red de MT/ cliente por 1000

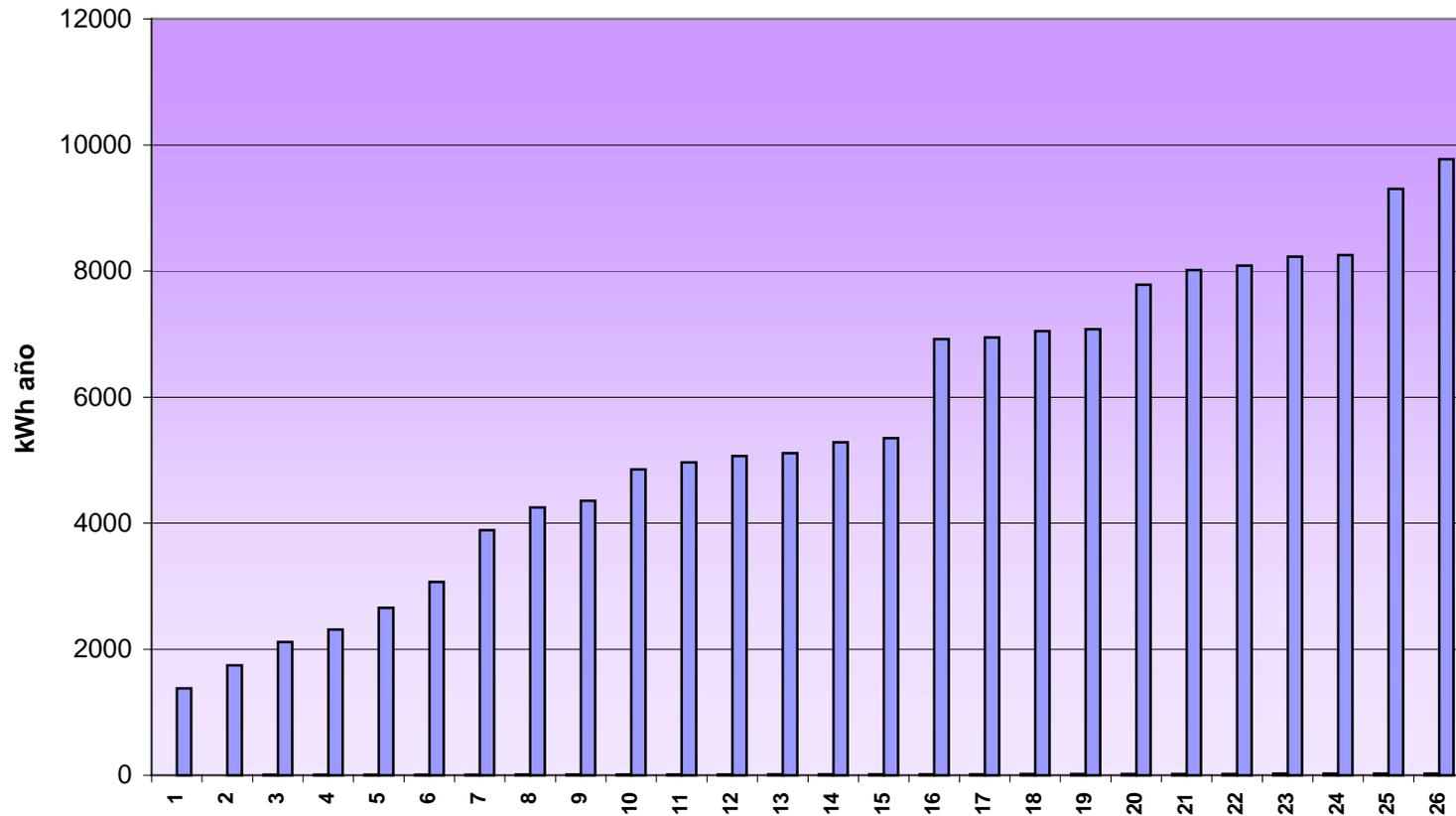




COMISIÓN DE INTEGRACIÓN ENERGÉTICA REGIONAL

Proyecto CIER 06 – Informe de Resultados 2009

GRAFICO 11: CONSUMO MEDIO ANUAL KWh/CLIENTE

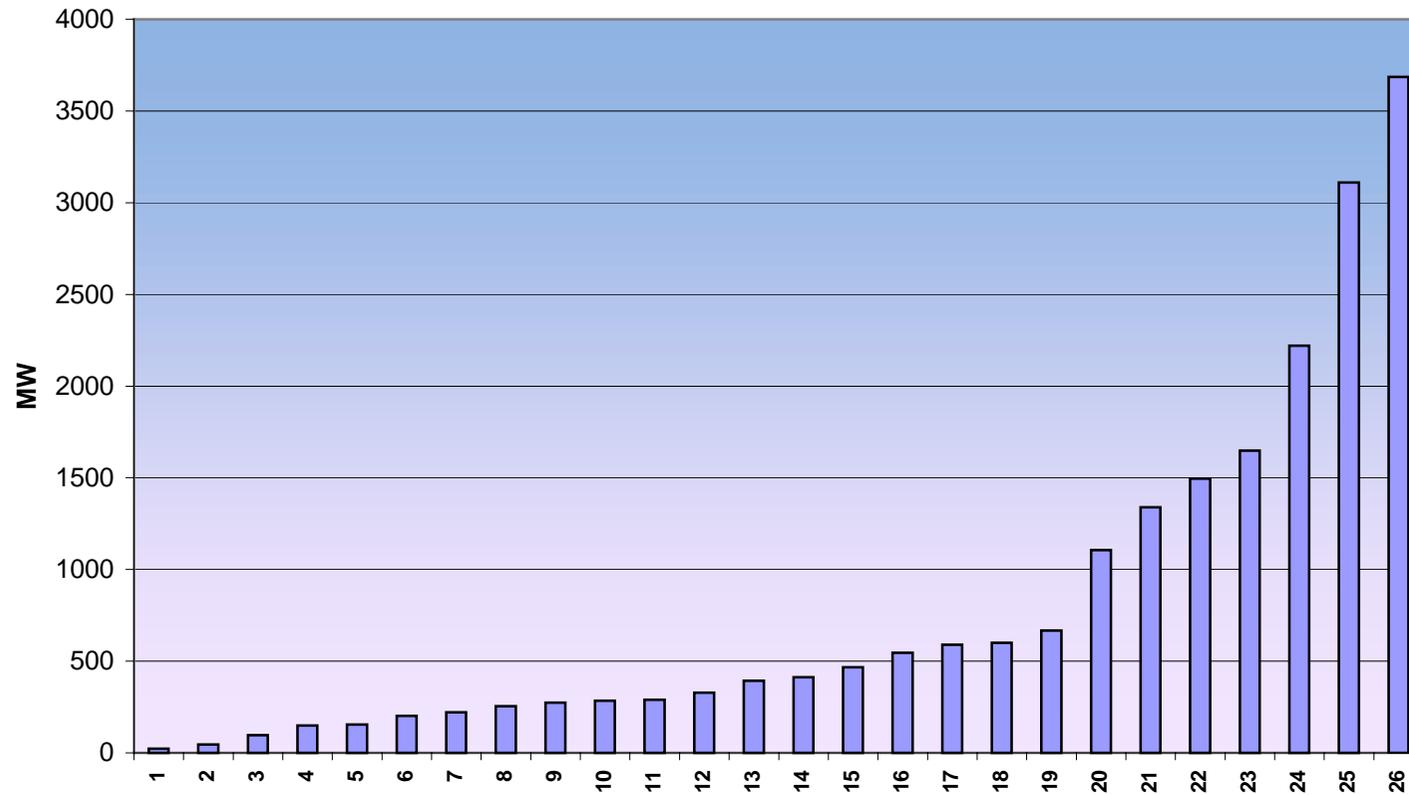




COMISIÓN DE INTEGRACIÓN ENERGÉTICA REGIONAL

Proyecto CIER 06 – Informe de Resultados 2009

GRAFICO 12: DEMANDA MÁXIMA PICO

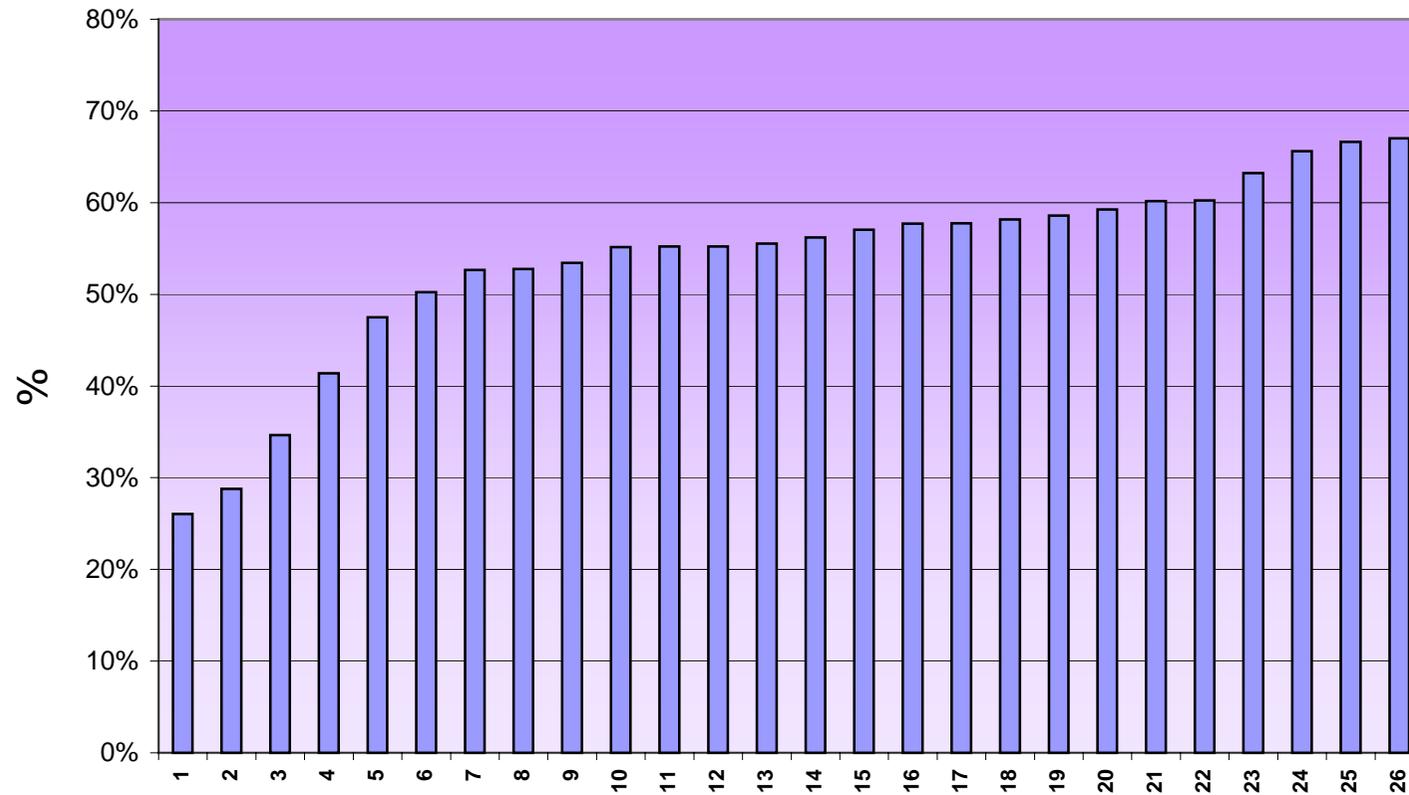




COMISIÓN DE INTEGRACIÓN ENERGÉTICA REGIONAL

Proyecto CIER 06 – Informe de Resultados 2009

GRAFICO 13: % ENERGIA / POTENCIA PICO * 8760 HORAS AÑO

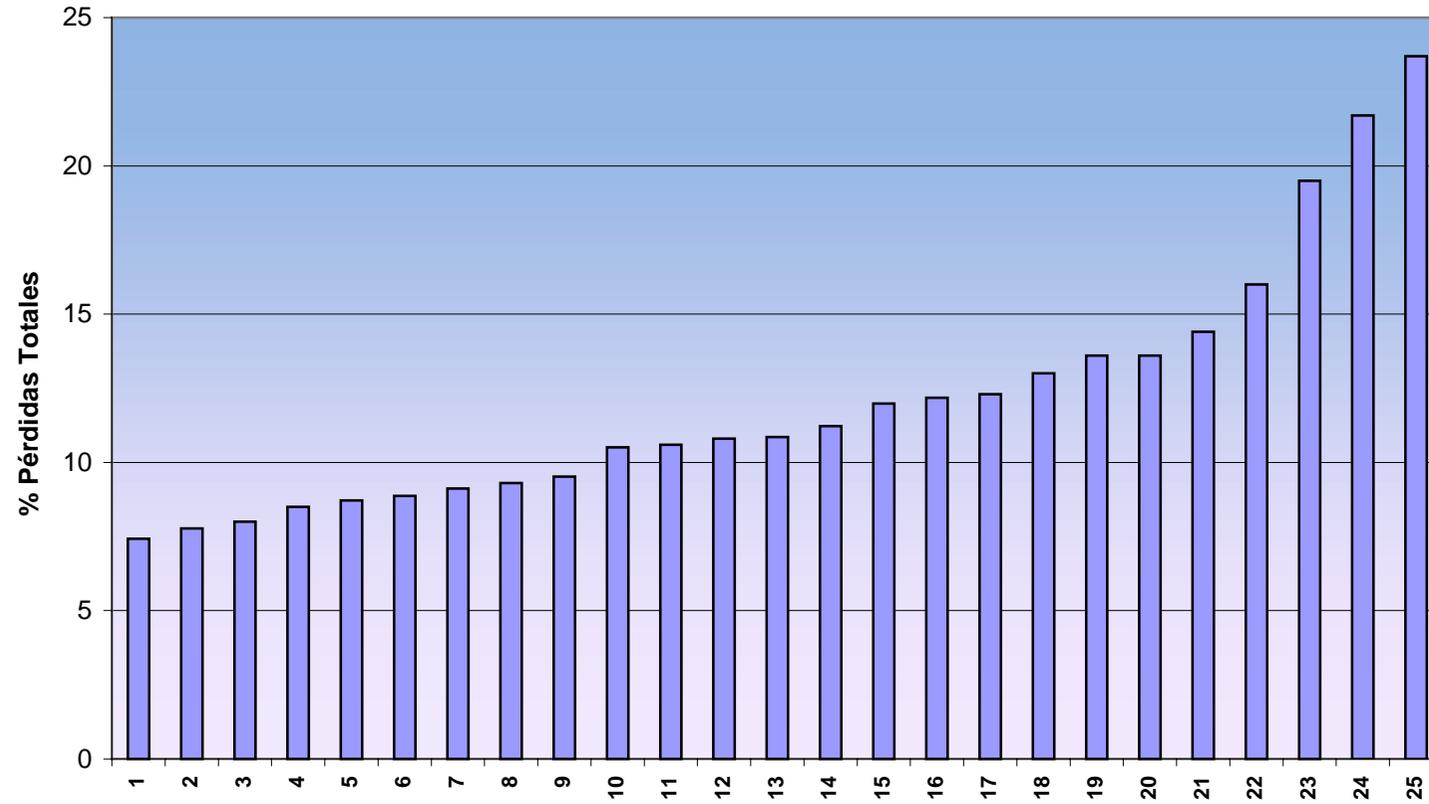




COMISIÓN DE INTEGRACIÓN ENERGÉTICA REGIONAL

Proyecto CIER 06 – Informe de Resultados 2009

GRAFICO 14: % PERDIDAS TOTAL EMPRESA

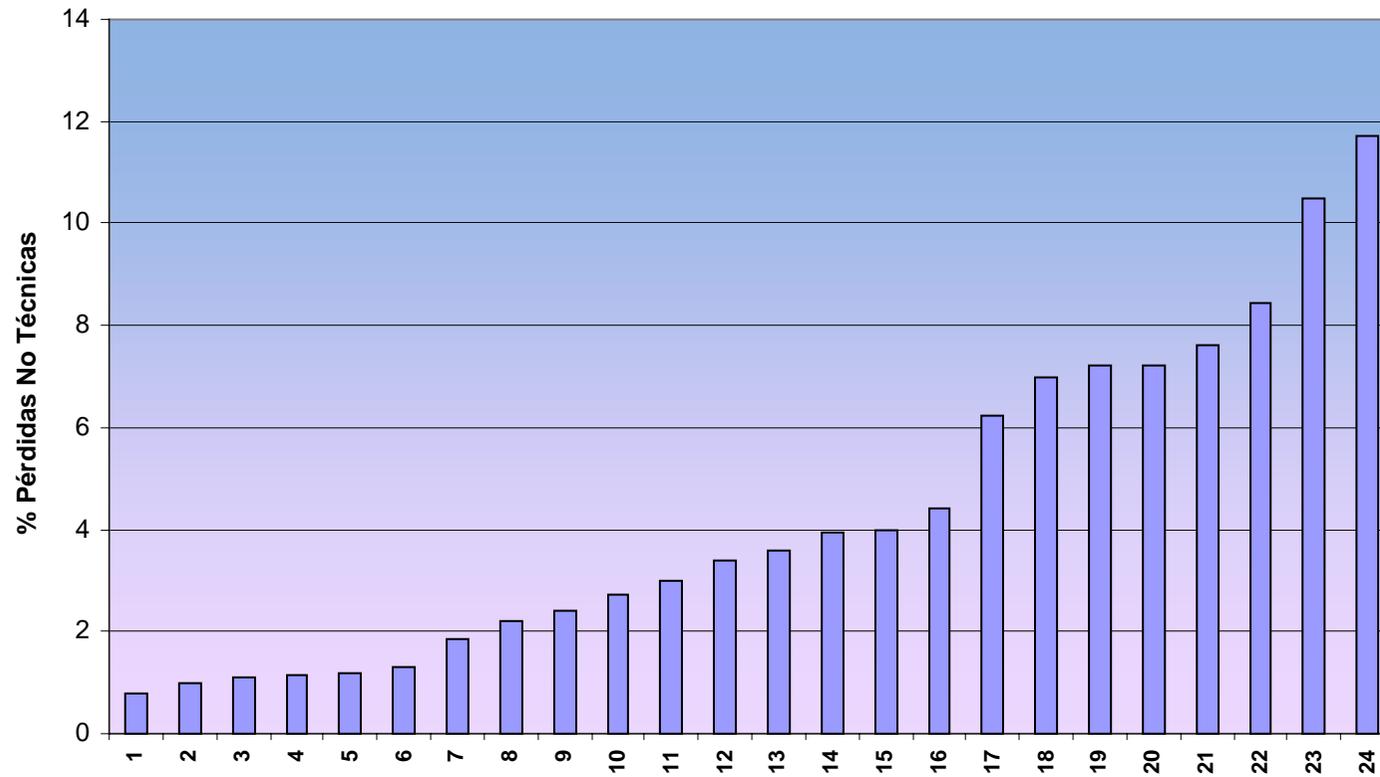




COMISIÓN DE INTEGRACIÓN ENERGÉTICA REGIONAL

Proyecto CIER 06 – Informe de Resultados 2009

GRAFICO 15: % PERDIDAS NO TECNICAS EMPRESA

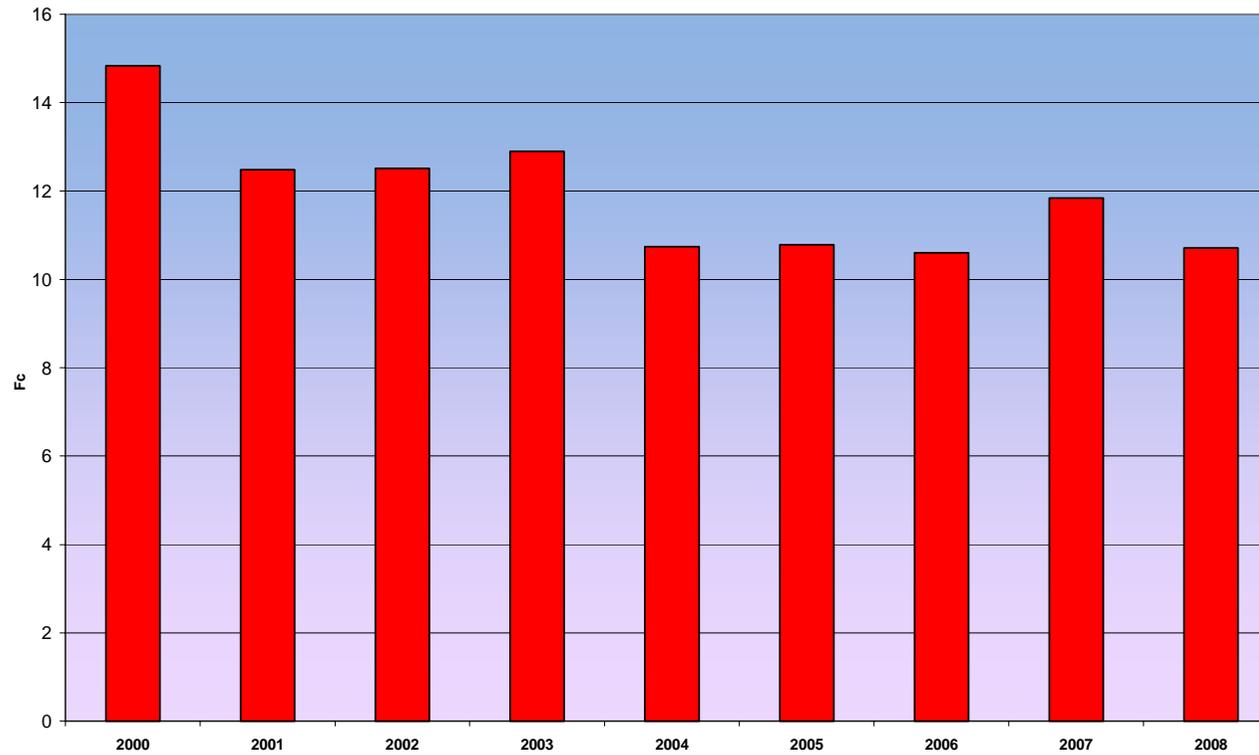




COMISIÓN DE INTEGRACIÓN ENERGÉTICA REGIONAL

Proyecto CIER 06 – Informe de Resultados 2009

GRAFICO 16: EVOLUCION MEDIA CIER Fc

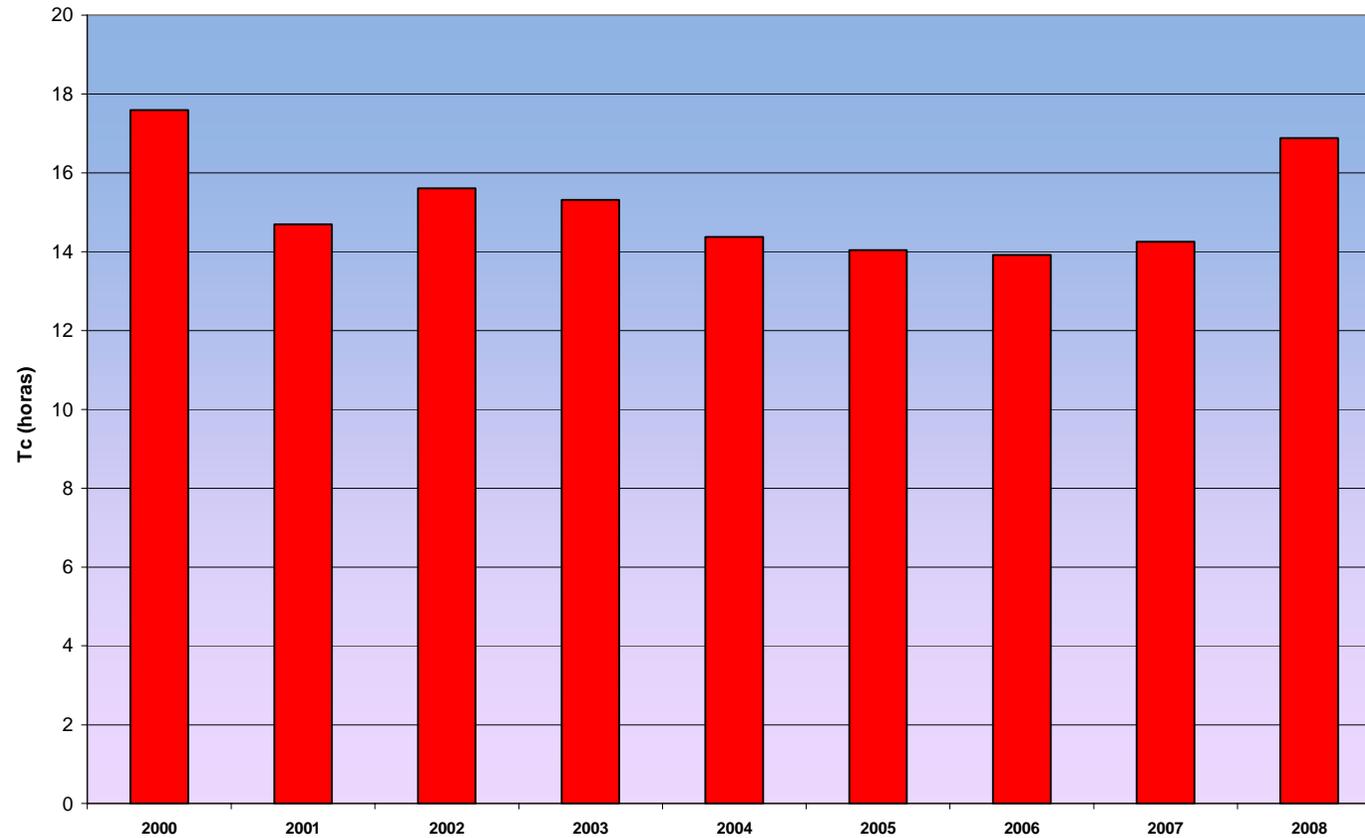




COMISIÓN DE INTEGRACIÓN ENERGÉTICA REGIONAL

Proyecto CIER 06 – Informe de Resultados 2009

GRAFICO 17: EVOLUCION MEDIA CIER Tc

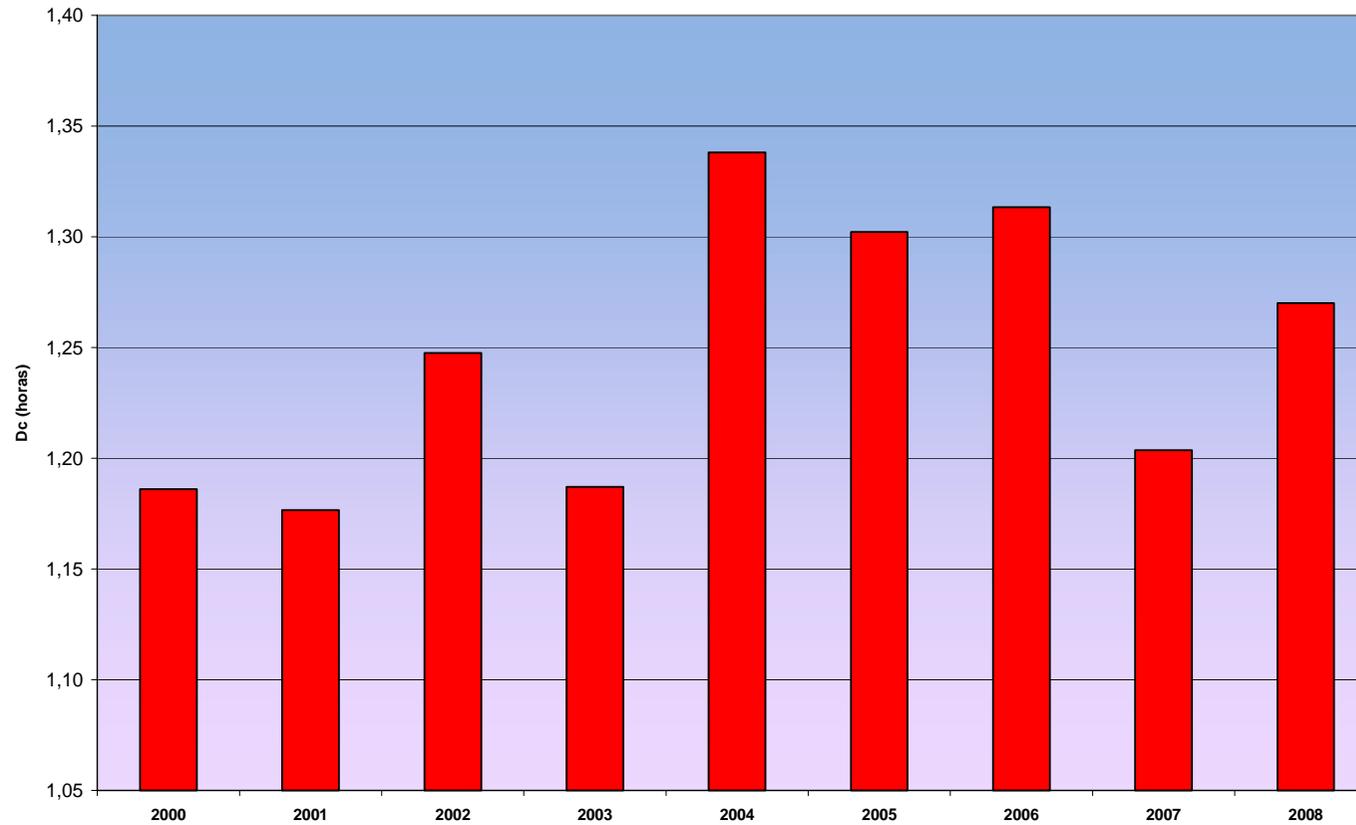




COMISIÓN DE INTEGRACIÓN ENERGÉTICA REGIONAL

Proyecto CIER 06 – Informe de Resultados 2009

GRAFICO 18: EVOLUCION MEDIA CIER Dc





COMISIÓN DE INTEGRACIÓN ENERGÉTICA REGIONAL

Proyecto CIER 06 – Informe de Resultados 2009

**ANEXO 1: MANUAL DE DEFINICIÓN DE LOS
INDICADORES DE CALIDAD DE SERVICIOS EN LA
DISTRIBUCIÓN**



COMISIÓN DE INTEGRACIÓN ENERGÉTICA REGIONAL

Proyecto CIER 06 – Informe de Resultados 2009

1. INTRODUCCION

Los conceptos modernos de administración, orientados hacia la satisfacción de los clientes, han llevado a las empresas a determinar sus propios indicadores de calidad, según el nivel de exigencia de la sociedad y, también, según sus intereses políticos y gerenciales. Los procesos de implantación de Marcos Regulatorios y la privatización de las empresas de distribución han colaborado en este sentido.

Por otro lado, las futuras integraciones de los sistemas eléctricos de Sudamérica y Centroamérica, que establecerán nuevas relaciones comerciales y empresariales, exigirán que la CIER, órgano máximo y de mayor cobertura de la Región disponga de una lista mínima de indicadores de desempeño que sean de simple obtención, tengan credibilidad, sean consolidados y que puedan reflejar el desempeño global de las empresas.

El conjunto de indicadores gerenciales es un importante instrumento para el manejo de la Empresa, llegando, inclusive a influenciar en su desempeño en cuanto a productividad y calidad.

En este documento se presentan los indicadores de calidad del Sistema de Estadística CIER. Es una revisión de los definidos en versiones anteriores con el aporte de nuevos índices incluidos en contratos de concesión de empresas distribuidoras.

2. OBJETIVO

El objetivo de este documento es la definición de indicadores de calidad que se adecuen a la situación actual de las empresas de la región.

Entendemos que se deben cumplir algunos requisitos para ser útiles para medir el desempeño del sistema.

Se deben poder obtener fácilmente a partir de los datos de la operación del sistema.

Se deben comportar en forma consistente y previsible ante las diferentes alteraciones a que están sujetas a las variaciones del sistema.

Debe ser posible obtenerlos en diferentes niveles de agregación. Esto es en términos locales, regionales, globales, por nivel de tensión, por tipo de falla, periodo, etc.



COMISIÓN DE INTEGRACIÓN ENERGÉTICA REGIONAL

Proyecto CIER 06 – Informe de Resultados 2009

Deben atender las necesidades de empresas con características distintas, por tamaño, estructura de la red, densidad de clientes.

Deben servir de base para decisiones de carácter gerencial.

Deben atender las necesidades de los clientes y de los órganos reguladores en cuanto a los términos de cuantificación del desempeño del sistema.



COMISIÓN DE INTEGRACIÓN ENERGÉTICA REGIONAL

Proyecto CIER 06 – Informe de Resultados 2009

3. DEFINICION DE INDICADORES

3.1. INDICADORES REPRESENTATIVOS DE LA CALIDAD DEL SERVICIO

Para medir la continuidad del servicio prestado por la empresa a sus clientes, serán adoptados índices que se basan en las interrupciones de suministro ocurridas en su sistema de distribución.

Estos indicadores apuntan a medir la calidad del servicio en cuanto a continuidad.

Se dividen en indicadores de magnitud de la empresa e indicadores gerenciales.

Los indicadores gerenciales permiten desde la órbita de la empresa evaluar la gestión, llegando a influir en su desempeño en cuanto a calidad y productividad. Los indicadores de magnitud de la empresa permiten definir criterios validos de comparación de empresas basados en la estructura y tipo de área de concesión.

3.1.1. TERMINOLOGIA

Algunos términos y conceptos tienen especial importancia en el análisis y estudios de estadísticas de fallas en sistemas de distribución, mereciendo por lo tanto algunas consideraciones al respecto:

- a) **COMPONENTE:** Es la parte de un equipamiento o sistema que es visto como una única entidad, para fines de informe, análisis y previsión de desconexiones.
- b) **DEFECTO:** Es todo mal funcionamiento de un equipamiento, pero que no llega a causar su indisponibilidad.
- c) **INDISPONIBILIDAD:** Es la descripción del estado de un componente cuando éste no está disponible para desempeñar su función, debido a algún evento asociado con aquel componente.
- d) **FALLA:** Es el cese de la capacidad de un componente para desempeñar las funciones requeridas.
- e) **INTERRUPCION:** Es la pérdida de servicio para uno o más consumidores, y es el resultado de una o más indisponibilidades de componentes,



COMISIÓN DE INTEGRACIÓN ENERGÉTICA REGIONAL

Proyecto CIER 06 – Informe de Resultados 2009

dependiendo de la configuración del sistema.

f) SISTEMA:

Es un grupo de componentes conectados o asociados en una determinada configuración, para desempeñar una función específica.



COMISIÓN DE INTEGRACIÓN ENERGÉTICA REGIONAL

Proyecto CIER 06 – Informe de Resultados 2009

CLASIFICACION DE LAS INTERRUPCIONES A EFECTOS DE CALIDAD DE SERVICIO.

Interrupciones consideradas

Para el cálculo de los índices, deberán considerarse todas las interrupciones del sistema de duración igual o superior a 3 (tres) minutos (interrupciones permanentes, no teniendo en cuenta los ciclos de reconexión automática), cualesquiera que sea el origen de ellas (inclusive las originadas en los sistemas de transmisión, generación o interconectados, es decir de origen externo).

Solamente no serán consideradas las interrupciones:

- 1) De los clientes, provocadas por la operación de sus propios equipos de protección o de fallas en sus instalaciones, siempre que tales interrupciones no afecten a otros clientes.
- 2) Debido a situaciones climáticas o ambientales que alcancen carácter de catástrofe, tales como tifón, terremoto, inundaciones, huracán y otros (Fuerza Mayor).

Clasificación según tensiones.

AT - Alta Tensión. Para tensiones superiores o iguales a 60kV.

M.T. - Media Tensión. Para las tensiones menores a 60 kV. y mayores de 1 kV. usadas en Distribución: Alimentación a Centros de Transformación con distribución en baja tensión y suministro a los clientes en estas tensiones.

B.T. - Baja Tensión. Para las tensiones iguales o inferiores a 1 kV.

Clasificación de las interrupciones según su causa.

Las interrupciones se clasificarán en programadas y forzadas

PROGRAMADAS: son aquellas interrupciones que resultan de retirar deliberadamente del servicio un componente, por un tiempo preestablecido, normalmente con fines de construcción o mantenimiento. Los clientes afectados son, en general, previamente avisados.



COMISIÓN DE INTEGRACIÓN ENERGÉTICA REGIONAL

Proyecto CIER 06 – Informe de Resultados 2009

FORZADAS: son todas aquellas interrupciones que no se encuadran en la definición de programadas.

La hora de comienzo de una interrupción programada es la correspondiente a la primera desconexión que produce una interrupción de servicio. La hora de comienzo de una interrupción forzada es la del primer aviso de un cliente afectado o la proporcionada por el sistema SCADA cuando éste exista.

3.1.2. PERIODO DE CONTROL

Se considera un lapso de tiempo de un año.

3.1.3. INFORMACIÓN DE MAGNITUD DE LA EMPRESA

La información de magnitud de la empresa considerada son los siguientes:

- a) *Cantidad de clientes (urbano, rural)*
- b) *km. de redes aéreas y subterráneas (AT, MT y BT)*
- c) *Demanda máxima pico (MW)*
- d) *Área geográfica de concesión (km²)*
- e) *Composición de mercado: porcentaje de clientes residenciales, comerciales, industriales, otros.*
- f) *Consumo anual por cliente (kWh/cliente)*
- g) *Población*

3.1.4. INDICADORES GERENCIALES

Los Indicadores Gerenciales se pueden clasificar según tres grandes aspectos:

*** Bajo el punto de vista del cliente.**

En este enfoque los clientes no son diferenciados, y son tratados en forma idéntica para evaluar los índices de continuidad de suministro siguientes:

- Frecuencia Media de Interrupción por Cliente.
- Tiempo Total de Interrupción por Cliente.
- Duración Media de las Interrupciones por Cliente.

A los que agregamos:

- Duración Media de Reposición o Tiempo Medio de Atención.



COMISIÓN DE INTEGRACIÓN ENERGÉTICA REGIONAL

Proyecto CIER 06 – Informe de Resultados 2009

*** Bajo el punto de vista del sistema.**

En este caso, se considera la magnitud relativa de los clientes, y por lo tanto, los índices de continuidad permiten evaluar con mayor grado de precisión el efecto sobre la potencia interrumpida y el efecto económico de las interrupciones.

Los indicadores de continuidad del suministro son:

- Frecuencia Media de Interrupción del Sistema.
- Tiempo Total de Interrupción del Sistema.
- Duración Media de Interrupción por Sistema.

A los que agregamos:

- Índice de pérdidas en redes de distribución.

*** Bajo el punto de vista de los componentes.**

En este enfoque se evalúa la confiabilidad de los componentes de la red a través del siguiente indicador:

- Interrupciones cada 100 Km. o elementos de red (según corresponda).

Bajo el punto de vista del cliente

El efecto que producen las interrupciones del suministro sobre los clientes está relacionado principalmente con la frecuencia de las interrupciones y por su duración.

En cuanto a la duración, es oportuno observar lo siguiente:

*** Duración Media de cada interrupción:**

Caracteriza el tiempo en el cual la empresa coloca sus recursos y facilidades para recuperar el sistema de suministro, y minimizar la interrupción del servicio a sus clientes.

*** Tiempo total de las interrupciones:**

Caracteriza el tiempo total en que los clientes fueron afectados por las interrupciones de servicio durante el período considerado. Este efecto



COMISIÓN DE INTEGRACIÓN ENERGÉTICA REGIONAL

Proyecto CIER 06 – Informe de Resultados 2009

involucra la frecuencia y la duración, se trata por lo tanto de un efecto totalizador.

Para los indicadores definidos en a), b), c) y d) se podrá realizar una desagregación de acuerdo a la clasificación de las interrupciones según la tensión y/o las causas.

a) Frecuencia Media de Interrupción por Cliente (Fc).

Es el número de interrupciones que afectaron al cliente medio del sistema en análisis, durante el período de control considerado.

$$F_c = \frac{\sum_1^n Ca(i)}{C_s}$$

Donde:

Ca(i): Número de clientes afectados en la interrupción (i).

Cs : Número total de clientes del sistema en análisis en el momento actual.

(i) : N° de orden de las interrupciones ocurridas, que varía de 1 a n.

b) Tiempo Total de Interrupción por Cliente (Tc).

Es el período de tiempo total que el cliente medio del sistema en análisis quedó privado del suministro de energía eléctrica, en el período de control considerado.

$$T_c = \frac{\sum_1^n Ca(i) \times t(i)}{C_s} \text{ (horas)}$$

Donde:



COMISIÓN DE INTEGRACIÓN ENERGÉTICA REGIONAL

Proyecto CIER 06 – Informe de Resultados 2009

$t(i)$: Tiempo de duración de la interrupción (i).

c) Duración Media de Interrupción por Cliente (Dc).

Es el período de tiempo que el cliente medio afectado por la interrupción queda privado de suministro de energía eléctrica.

$$Dc = \frac{Tc}{Fc} = \frac{\sum_1^n Ca(i) x t(i)}{\sum_1^n Ca(i)} \text{ (horas)}$$

Donde los componentes de la expresión son los mismos definidos anteriormente.

d) Duración media de reposición o Tiempo medio de atención.

Es la media aritmética de los intervalos de tiempo comprendidos entre la hora de recibida el reclamo del cliente hasta la hora de la completa normalización del servicio de energía.

$$DMR \text{ o } TMA = \frac{\sum_1^n t(i)}{n}$$

Donde:

$t(i)$: Tiempo de duración de la interrupción (i).

n : Número de interrupciones ocurridas en la red considerada incluyendo interrupciones que afecten a un único cliente.



COMISIÓN DE INTEGRACIÓN ENERGÉTICA REGIONAL

Proyecto CIER 06 – Informe de Resultados 2009

Bajo el punto de vista del sistema

Para los indicadores definidos en a), b) y c) se podrá realizar una desagregación de acuerdo a la clasificación de las interrupciones según la tensión y/o las causas.

a) Frecuencia Media de Interrupción del Sistema (F_s).

Representa el número de interrupciones que afectaron a la potencia media instalada del sistema en análisis durante el período de control considerado.

$$F_s = \frac{\sum_{i=1}^n Pa(i)}{P_s}$$

Donde:

$Pa(i)$: Son los KVA instalados en transformadores de distribución afectados por la interrupción (i).

P_s : Es el total de KVA instalados en transformadores de distribución del sistema en análisis en el momento actual.

(i) : N° de orden de las interrupciones ocurridas, que varía de 1 a n.

b) Tiempo Total de Interrupción del Sistema (T_s):

Representa el tiempo equivalente en el cual toda la potencia del sistema en estudio se vio interrumpida durante el período considerado.

$$T_s = \frac{\sum_{i=1}^n Pa(i) \times t(i)}{P_s} \text{ (horas)}$$



COMISIÓN DE INTEGRACIÓN ENERGÉTICA REGIONAL

Proyecto CIER 06 – Informe de Resultados 2009

Donde:

t(i) : Es el tiempo de duración de la interrupción (i) en horas.

c) *Duración Media de Interrupción del Sistema (Ds) :*

Representa la duración media de las interrupciones del sistema en estudio durante el período de control considerado.

$$D_s = \frac{T_s}{F_s} = \frac{\sum_1^n Pa(i) \times t(i)}{\sum_1^n Pa(i)} \text{ (horas)}$$

Donde los componentes de la expresión son los mismos definidos anteriormente.

d) *Índice de pérdidas en redes de distribución.*

El indicador de Pérdidas de energía es una relación entre la suma de energías generadas y compradas menos la vendida y la suma de energías generada y comprada.

$$P (\%) = \frac{\text{En.ingresada} - \text{En.salida}}{\text{En.ingresada}} \times 100$$

Donde:

$$\text{En.ingresada} = (E_g + E_a + E_c)$$

$$\text{En.salida} = (E_v + E_s)$$

Con:

E_g = energía autogenerada.

E_a = energía comprada a los autoprodutores.

E_c = energía comprada a otras empresas.

E_v = energía vendida a consumidores.

E_s = energía vendida a otras empresas.



COMISIÓN DE INTEGRACIÓN ENERGÉTICA REGIONAL

Proyecto CIER 06 – Informe de Resultados 2009

- a) Considerar como energía comprada y/o vendida a valor real de flujo de energía de entrada y/o salida del sistema, independiente de los valores contratados y/o facturados.
- b) Considerar como energía vendida a consumidores los valores reales de consumo, independientemente de los valores mínimos legales utilizados para la facturación.
- c) En el caso de no existir equipamiento de medición en los puntos considerados, adoptar el valor utilizado para efectuar la facturación (alumbrado público, etc.).

Bajo el punto de vista de los componentes

Para este indicador se podrá realizar una desagregación de acuerdo a la clasificación de las interrupciones según la tensión.

a) Interrupciones cada 100 Km o elementos de red (según corresponda) (IKR).

Es una tasa de fallas de elementos de la red. Da una idea del estado de la misma.

$$IKR = \frac{n}{L} \times 100$$

Donde:

n : Número de interrupciones ocurridas en la red considerada.

L : Longitud o cantidad (según corresponda) de elementos de la red considerada.

Para este indicador solo se consideran solo interrupciones forzadas. Este indicador se deberá seguir por cada elemento dependiendo del tipo de red y del nivel de tensión a la que esta conectado.

Estos indicadores se calculan sobre un conjunto de componentes básicos que se detallan:

- Transformadores MT/BT



COMISIÓN DE INTEGRACIÓN ENERGÉTICA REGIONAL

Proyecto CIER 06 – Informe de Resultados 2009

- Transformadores AT/MT y MT/MT
- Interruptores y reconectores
- Red AT aérea
- Red AT subterránea
- Red MT aérea
- Red MT subterránea
- Red BT aérea
- Red BT subterránea