



COMISIÓN DE INTEGRACIÓN ENERGÉTICA REGIONAL

Proyecto CIER 06 – Informe de Resultados de 2004 – Sumario Ejecutivo

**COORDINACIÓN INTERNACIONAL DE DISTRIBUCIÓN Y
COMERCIALIZACIÓN**

PROYECTO CIER 06

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

**INFORME DE RESULTADOS – AÑO 2004
SUMARIO EJECUTIVO PARA DIVULGACION ABIERTA**

Diciembre/2005



COMISIÓN DE INTEGRACIÓN ENERGÉTICA REGIONAL

Proyecto CIER 06 – Informe de Resultados de 2004 – Sumario Ejecutivo

ÍNDICE

1. PRESENTACIÓN	4
2. EMPRESAS PARTICIPANTES	6
3. INFORMACIONES RELATIVAS A DIMENSIONES Y CARACTERÍSTICAS DE LAS EMPRESAS	9
3.1 DATOS DE REDES DE LAS EMPRESAS	9
4. INDICADORES DE CALIDAD DE SERVICIOS	11
4.1 INDICADORES DESDE EL PUNTO DE VISTA DEL CLIENTE (*).....	11
4.2.1. <i>Frecuencia Media de Interrupción por Consumidor (Fc)</i>	11
4.2.2. <i>Tiempo Total de Interrupción por Consumidor (Tc)</i>	11
4.2.3. <i>Duración Media de las Interrupciones (Dc)</i>	11
4.2.4. <i>Duración Media de Reposición o Tiempo Medio de Atención (DMR)</i>	11
4.2 INDICADORES DESDE EL PUNTO DE VISTA DEL SISTEMA (*).....	11
4.2.1. <i>Frecuencia Media de Interrupción del Sistema (Fs)</i>	11
4.2.2. <i>Tiempo Total de Interrupción del Sistema (Ts)</i>	11
4.2.3. <i>Duración Media das Interrupciones (Ds)</i>	11
5. INDICADORES DE PÉRDIDAS EN LA DISTRIBUCIÓN	11
6. INDICADORES COMERCIALES	12
7. GRÁFICOS DE RESULTADOS	12
7.1 INDICADORES DESDE EL PUNTO DE VISTA DEL CLIENTE.....	12
7.2.1. <i>Gráfico 1 – Frecuencia media de interrupción por Cliente (Fc) para el total de incidencias</i>	12
7.2.2. <i>Gráfico 2 – Tiempo total de interrupción por Cliente (Tc) para el total de incidencias</i>	12
7.2.3. <i>Gráfico 3 – Duración media de las interrupciones - Cliente (Dc) para el total de incidencias</i>	12
7.2.4. <i>Gráfico 4 – Duración media de las interrupciones - Cliente (Dc) para el total de incidencias</i>	12
7.2 INDICADORES DESDE EL PUNTO DE VISTA DEL SISTEMA.....	12
7.2.1. <i>Gráfico 5 – Frecuencia media de interrupción del Sistema (Fs) para el total de incidencias</i>	12
7.2.2. <i>Gráfico 6 – Tiempo total de interrupción del Sistema (Ts) para el total de incidencias</i>	12
7.2.3. <i>Gráfico 7 – Duración media de las Interrupciones - Sistema (Ds) para el total de incidencias</i>	12
7.3 GRÁFICO8 – PÉRDIDAS TOTALES POR EMPRESA.....	12
7.4 GRÁFICO 9 – PÉRDIDAS NO TÉCNICAS POR EMPRESA	12
7.5 GRÁFICO 10 – DENSIDAD DE RED (MT+BT).....	12
7.6 GRÁFICO 11 – DENSIDAD DE RED (MT) SOLO PARA LISTA DE EMPRESAS QUE FIGURAR EN LOS INDICADORES GERENCIALES POR CLIENTES.....	12
ANEXO 1: MANUAL DE DEFINICIÓN DE LOS INDICADORES DE CALIDAD DE SERVICIOS DISTRIBUCIÓN Y COMERCIAL	24
1. INTRODUCCION	26
2. OBJETIVO	26
3. DEFINICION DE INDICADORES	27
INDICADORES REPRESENTATIVOS DE LA CALIDAD DEL SERVICIO	27
3.2.1. <i>TERMINOLOGIA</i>	27
3.2.2. <i>PERIODO DE CONTROL</i>	29
3.2.3. <i>INFORMACIÓN DE MAGNITUD DE LA EMPRESA</i>	29



COMISIÓN DE INTEGRACIÓN ENERGÉTICA REGIONAL

Proyecto CIER 06 – Informe de Resultados de 2004 – Sumario Ejecutivo

3.2.4. INDICADORES GERENCIALES.....	29
INDICADORES COMERCIALES	35
3.2.1. INDICADOR DE CALIDAD DE ATENCIÓN – TIEMPO MEDIO DE CONEXIÓN EN BT	35
3.2.2 INDICADOR DE CALIDAD DE FACTURACIÓN.....	35
ANEXO 2 COMENTARIOS DE AYUDA AL USO DE LOS RESULTADOS.....	37
1. INTRODUCCIÓN.....	38
INDICADOR FC O FS	38
DC DS DURACIÓN MEDIA DE LAS INTERRUPCIONES	40
TC Y TS TIEMPO TOTAL DE INTERRUPCIÓN	41
ANEXO 3: MANUAL DE DEFINICIÓN Y RESULTADOS DE LOS INDICADORES DE CALIDAD DE SERVICIO EN ESPAÑA	42
MANUAL DE DEFINICIÓN Y RESULTADOS DE LOS INDICADORES DE CALIDAD DEL SERVICIO EN ESPAÑA 2003	43
GRÁFICO 12 –FRECUENCIA MEDIA DE INTERRUPCIÓN DEL SISTEMA (FS vs NIEPI) TOTAL DE INCIDENCIAS.....	45
GRÁFICO 13 – TIEMPO TOTAL DE INTERRUPCIÓN DEL SISTEMA (Ts vs TIEP)TOTAL DE INCIDENCIAS.....	45
GRÁFICO 14 –DURACIÓN MEDIA DE LAS INTERRUPCIONES. SISTEMA (DS vs TIEPI/NIEPI) TOTAL DE INCIDENCIAS	45



1. PRESENTACIÓN

Este sumario ejecutivo fue confeccionado para brindar un conocimiento público de los resultados de Proyecto CIER 06 “Indicadores de Calidad del servicio en Empresas de Energía Eléctrica “ referentes al año 2004. Para hacer público los resultados, este sumario relaciona las 58 empresas distribuidoras participantes, las cuales aportan información de sus resultados a través de la identificación de estas en forma numérica y gráfica.

El informe completo identifica y presenta información detallada relativa a dimensiones y características de las empresas participantes. Constan también en el informe completo las tablas de resultados numéricos relativos a los indicadores. En este Sumario Ejecutivo nos limitamos a mostrar los resultados en forma gráfica.

Se presentan en este informe los indicadores de calidad de servicio que se definen de acuerdo a la siguiente clasificación.

■ Bajo el punto de vista del consumidor

En este enfoque los consumidores 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 Consumidor.
- Duración Media de las Interrupciones.
- 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 consumidores, 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 las Interrupciones.



COMISIÓN DE INTEGRACIÓN ENERGÉTICA REGIONAL

Proyecto CIER 06 – Informe de Resultados de 2004 – Sumario Ejecutivo

Se presentan también en este informe:

- 1) Resultados relativos a pérdidas técnicas, no técnicas y totales.
- 2) Indicadores de calidad comercial, uno que evalúa el tiempo de atención a los pedidos de conexión en BT y el otro que evalúa la calidad de facturación.

Los documentos “Manual de Definición de los Indicadores de Calidad de Servicio Distribución y Comercial”, “Comentarios de Ayuda al Uso de los Resultados” y “Manual de Definición y Resultados de los Indicadores de Calidad de Servicio en España 2004” complementan este informe como anexos.

Los resultados de este informe fueron preparados por el Grupo Coordinador del Proyecto CIER 06, con base en los indicadores definidos en el proyecto.

Grupo Coordinador:

Ing. Juan José Carrasco – UTE/UY (Lider)
Ing. Nelson Fonseca Leite – CEMIG/BR
Ing. Gabriel Angel Gaudino – EDENOR/AR
Ing. Plínio Fonseca – CIDC/CIER
Apoyo Técnico: Ing. Alejandro Pardo – T/A Javier Cervini - UTE/UY



2. EMPRESAS PARTICIPANTES

ARGENTINA

Empresa Distribuidora de Energía Atlántida S.A.	EDEA S.A.
Empresa Distribuidora de Electricidad de Mendoza S.A.	EDEMSA
Empresa Distribuidora y Comercializadora del Norte S.A.	EDENOR S.A.
Empresa Distribuidora de Electricidad del Este S.A.	EDESTE S.A.
Empresa Distribuidora y Comercializadora del Sur S.A.	EDESUR S.A.
Empresa Distribuidora de Electricidad de Entre Ríos.	ENERSA ex (EDEERSA)
Empresa Provincial de la Energía de Santa Fé.	EPESF
Energía San Juan S.A.	ESJSA

BOLIVIA

Electricidad de la Paz S.A.	ELECTROPAZ S.A.
-----------------------------	-----------------

BRASIL

Eletropaulo Metropolitana Eletricidade de São Paulo S.A.	AES EP
AES Sul Distribuidora Gaúcha de Energía S.A.	AES SUL
Companhia de Eletricidade do Rio de Janeiro	AMPLA
Boa Vista Energía S.A.	BVE
Caiuá Serviços de Eletricidade.	CAIUÁ
Companhia Energética de Brasília.	CEB
Companhia Estadual de Energía Eléctrica	CEEE
Centrais Eléctricas de Santa Catarina	CELESC
Centrais Eléctricas do Pará S.A.	CELPA
Companhia de Energía Eléctrica do Estado do Tocantins.	CELTINS
Centrais Eléctricas Mato-Grossenses	CEMAT
Companhia Energética de Minas Gerais	CEMIG
Companhia Força e Luz do Oeste	CFLO
Companhia Nacional de Energía	CNEE
Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia	COELBA
Companhia Energética do Ceará	COELCE
Companhia Energética do Rio Grande do Norte	COSERN
Companhia Paranaense de Energía	COPEL
Companhia Paulista de Força e Luz	CPFL
Empresa Bandeirante Energía S.A.	EBE
Empresa Eléctrica Bragantina S.A.	EEB
Empresa de Eletricidade Vale Paranapanema S.A.	EEVP
Elektro Eletricidade e Serviços S.A.	ELEKTRO
Empresa Energética de Sergipe	ENERGIPE
Empresa Energética de Mato Grosso do Sul S.A.	ENERSUL
Light Serviços de Eletricidade S.A.	LIGHT
Companhia Piratininga de Força e Luz	PIRATININGA



COMISIÓN DE INTEGRACIÓN ENERGÉTICA REGIONAL

Proyecto CIER 06 – Informe de Resultados de 2004 – Sumario Ejecutivo

Rio Grande Energía S.A.
Empresa Luz e Força Santa María S.A.
Companhia Sul Sergipana de Eletricidade

RGE
SANTA MARIA
SULGIPE

CHILE

Chilectra
CGE Distribución S.A.
Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A.

CHILECTRA
CGE Distribución
CONAFE

COLOMBIA

Compañía Distribuidora de Energía S.A.
EADE S.A. E.S.P.
Empresas Públicas de Medellín S.A.

CODENSA
EADE
EPPM

ECUADOR

Empresa Eléctrica Ambato S.A.
Empresa Eléctrica Quito S.A.
Empresa Eléctrica Regional del Sur S.A.
Empresa Eléctrica Regional del Norte S.A.

EEASA
EEQ
EERSSA
EMELNORTE S.A.

EL SALVADOR

AES EL SALVADOR

AES EL SALVADOR

PARAGUAY

Administración Nacional de Electricidad

ANDE

PERU

Electrosur S.A.
Luz del Sur S.A.

ELS
LDS

REPUBLICA DOMINICANA

Empresa Distribuidora de Electricidad del Este

EDE ESTE

URUGUAY

Administración Nacional de Usinas y Transmisiones Eléctricas UTE



COMISIÓN DE INTEGRACIÓN ENERGÉTICA REGIONAL

Proyecto CIER 06 – Informe de Resultados de 2004 – Sumario Ejecutivo

VENEZUELA

C.A. Electricidad de Valencia

C.A. Energía Eléctrica de Venezuela

Sistema Eléctrico del Estado de Nueva Esparta C.A.

ELEVAL

ENELVEN

SENECA



3. INFORMACIONES RELATIVAS A DIMENSIONES Y CARACTERÍSTICAS DE LAS EMPRESAS.

Para permitir una mejor condición de evaluación y comparación de datos, presentamos las principales características y dimensión de los sistemas de las empresas y sus mercados. Se presentan informaciones de las empresas donde se indican:

3.1 Datos de redes de las empresas

Se presentan informaciones de las empresas donde se indican:

- País
- Área de Concesión (km²)
- Población
- Extensión de Redes (km)
 - Alta Tensión
 - Media Tensión
 - Baja Tensión
- Clientes
 - Urbanos
 - Rurales
- Composición del Mercado
 - Residenciales
 - Comerciales
 - Industriales
 - Otros
- Demanda Pico (MW)
- Consumo Anual por Consumidor (kWh/Cliente)

3.2 Datos de Mercado de las Empresas

Se presentan indicadores de las empresa relativos a la composición del mercado donde se indican:

- Empresa
- Composición del Mercado (% Clientes)



COMISIÓN DE INTEGRACIÓN ENERGÉTICA REGIONAL

Proyecto CIER 06 – Informe de Resultados de 2004 – Sumario Ejecutivo

- Composición del Mercado (% Energía Vendida)
- Composición por Nivel de Tensión
- Demanda Máxima Pico
- Energía Vendida
- Consumo Anual por Consumidor

3.3 Datos de Mercado de las Empresas

Se presentan indicadores de las empresas relativos a la composición del mercado donde se indican:

- País
- Composición del mercado (% Clientes)
- Composición del mercado (% Energía Vendida)
- Composición por nivel de tensión
- Energía Vendida
- Consumo anual por consumidor



4. INDICADORES DE CALIDAD DE SERVICIOS

Se presentan indicadores gerenciales bajo el punto de vista de los clientes y el punto de vista del sistema.

4.1 Indicadores desde el punto de vista del cliente (*)

4.1.1. Frecuencia Media de Interrupción por Consumidor (Fc)

4.1.2. Tiempo Total de Interrupción por Consumidor (Tc)

4.1.3. Duración Media de las Interrupciones (Dc)

4.1.4. Duración Media de Reposición o Tiempo Medio de Atención (DMR)

4.2 Indicadores desde el punto de vista del sistema (*)

4.1.1. Frecuencia Media de Interrupción del Sistema (Fs)

4.1.2. Tiempo Total de Interrupción del Sistema (Ts)

4.1.3. Duración Media das Interrupciones (Ds)

5. INDICADORES DE PÉRDIDAS EN LA DISTRIBUCIÓN

Se presentan indicadores de pérdidas en redes de distribución clasificadas en técnicas, no técnicas y totales.



6. INDICADORES COMERCIALES

Se presentan indicadores de calidad de atención – Tiempo Medio de Conexión en BT y Calidad de Facturación.

7. GRÁFICOS DE RESULTADOS

7.1 Indicadores desde el punto de vista del Cliente

- 7.1.1. **Gráfico 1 – Frecuencia media de interrupción por Cliente (F_c) para el total de incidencias**
- 7.1.2. **Gráfico 2 – Tiempo total de interrupción por Cliente (T_c) para el total de incidencias**
- 7.1.3. **Gráfico 3 – Duración media de las interrupciones - Cliente (D_c) para el total de incidencias**
- 7.1.4. **Gráfico 4 – Duración media de las interrupciones - Cliente (D_c) para el total de incidencias**

7.2 Indicadores desde el punto de vista del Sistema

- 7.2.1. **Gráfico 5 – Frecuencia media de interrupción del Sistema (F_s) para el total de incidencias**
- 7.2.2. **Gráfico 6 – Tiempo total de interrupción del Sistema (T_s) para el total de incidencias**
- 7.2.3. **Gráfico 7 – Duración media de las Interrupciones - Sistema (D_s) para el total de incidencias**

7.3 Gráfico 8 – Pérdidas Totales por Empresa

7.4 Gráfico 9 – Pérdidas No Técnicas por Empresa

7.5 Gráfico 10 – Densidad de Red (MT+BT)

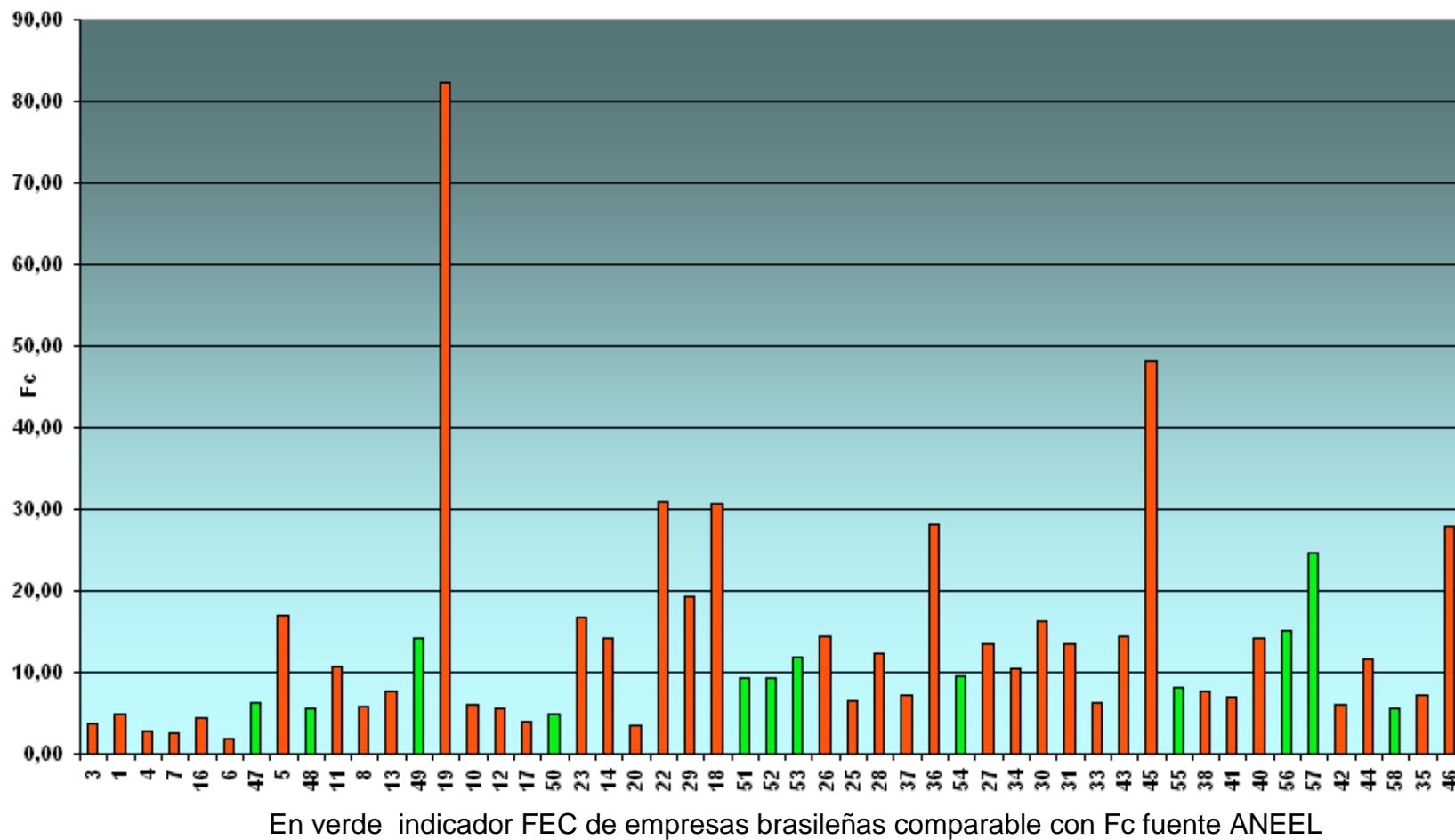
7.6 Gráfico 11 – Densidad de Red (MT) solo para lista de empresas que figurar en los indicadores gerenciales por clientes



COMISIÓN DE INTEGRACIÓN ENERGÉTICA REGIONAL

Proyecto CIER 06 – Informe de Resultados de 2004 – Sumario Ejecutivo

GRAFICO 1: FRECUENCIA MEDIA DE INTERRUPCIÓN POR CLIENTE (Fc) TOTAL DE INCIDENCIAS

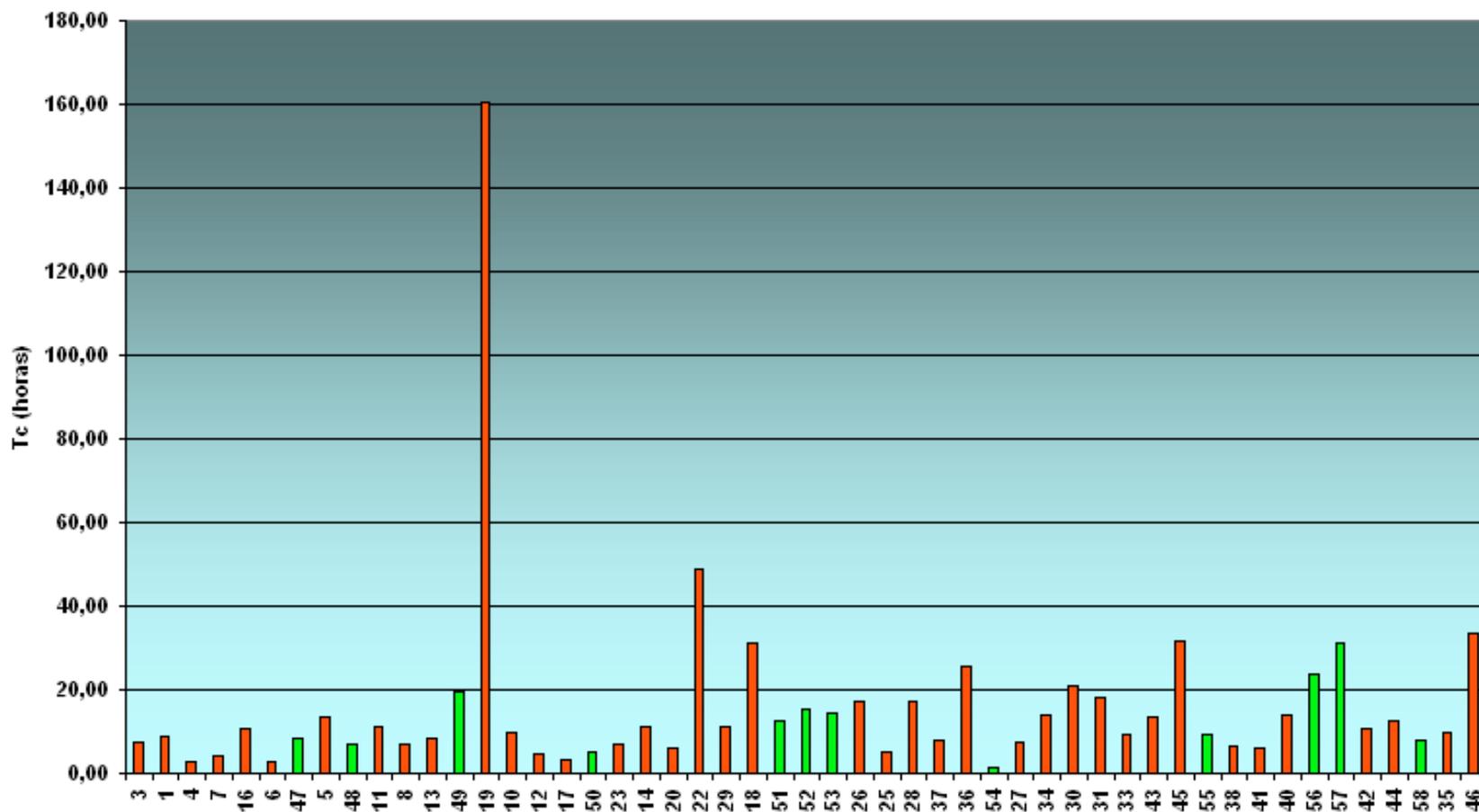




COMISIÓN DE INTEGRACIÓN ENERGÉTICA REGIONAL

Proyecto CIER 06 – Informe de Resultados de 2004 – Sumario Ejecutivo

GRAFICO 2: TIEMPO TOTAL DE INTERRUPCIÓN POR CLIENTE (Tc) TOTAL DE INCIDENCIAS



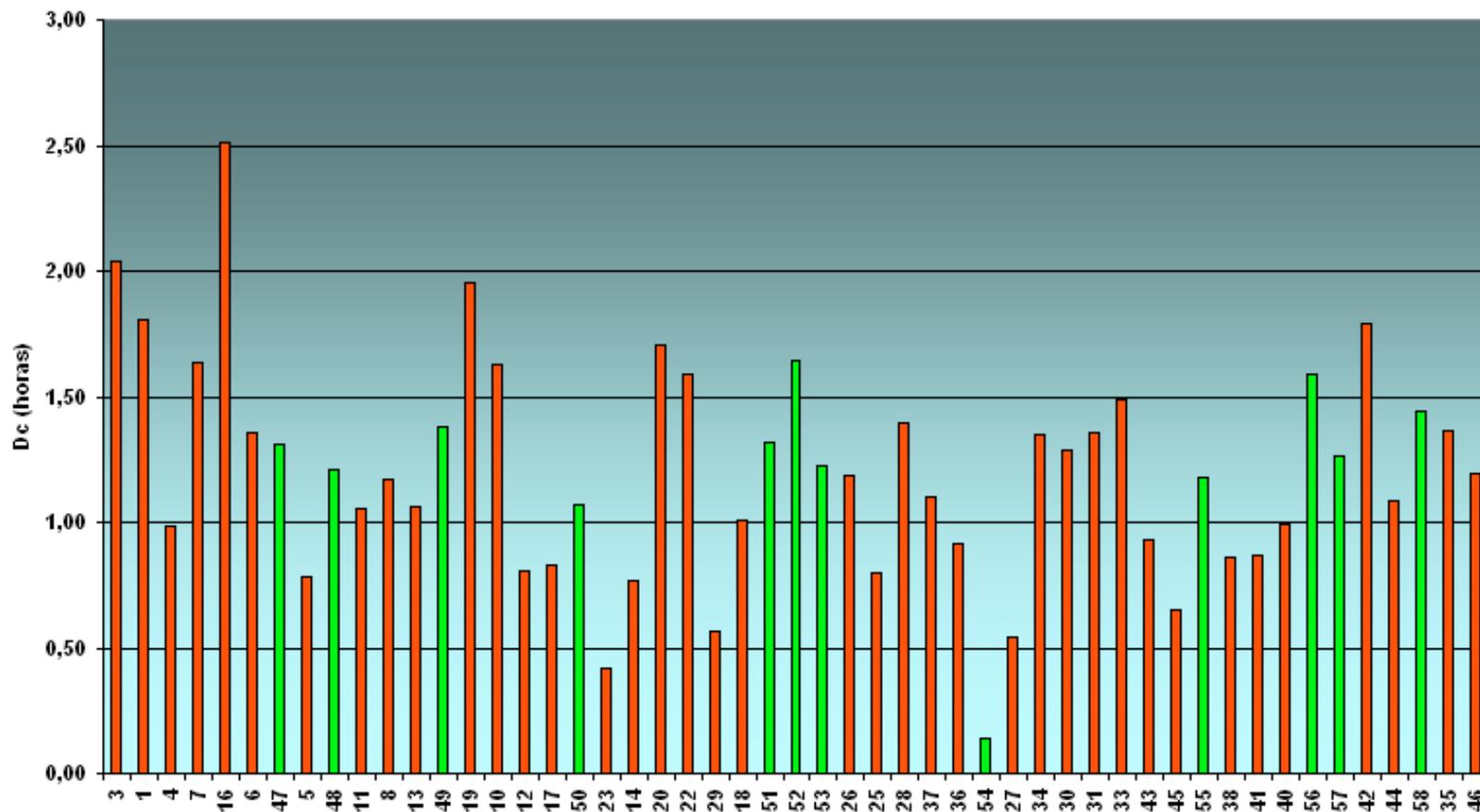
En verde indicador DEC de empresas brasileñas comparable con Tc fuente ANEEL



COMISIÓN DE INTEGRACIÓN ENERGÉTICA REGIONAL

Proyecto CIER 06 – Informe de Resultados de 2004 – Sumario Ejecutivo

GRAFICO 3: DURACIÓN MEDIA DE LAS INTERRUPCIONES - CLIENTE (Dc) TOTAL DE INCIDENCIAS



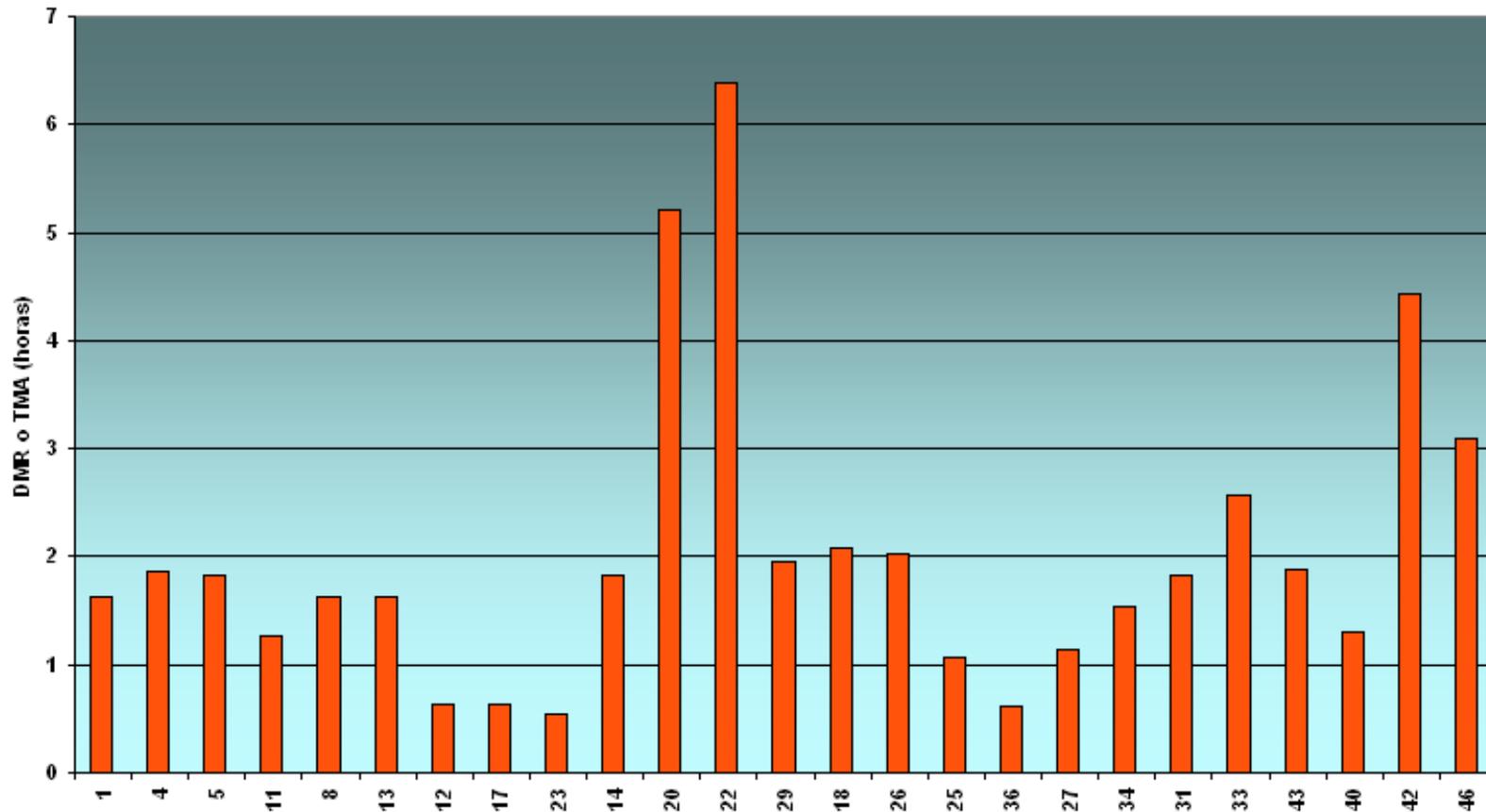
En verde indicador de empresas brasileñas comparable con Dc fuente ANEEL



COMISIÓN DE INTEGRACIÓN ENERGÉTICA REGIONAL

Proyecto CIER 06 – Informe de Resultados de 2004 – Sumario Ejecutivo

GRAFICO 4: DURACIÓN MEDIA DE REPOSICION (DMR o TMA) TOTAL DE INCIDENCIAS

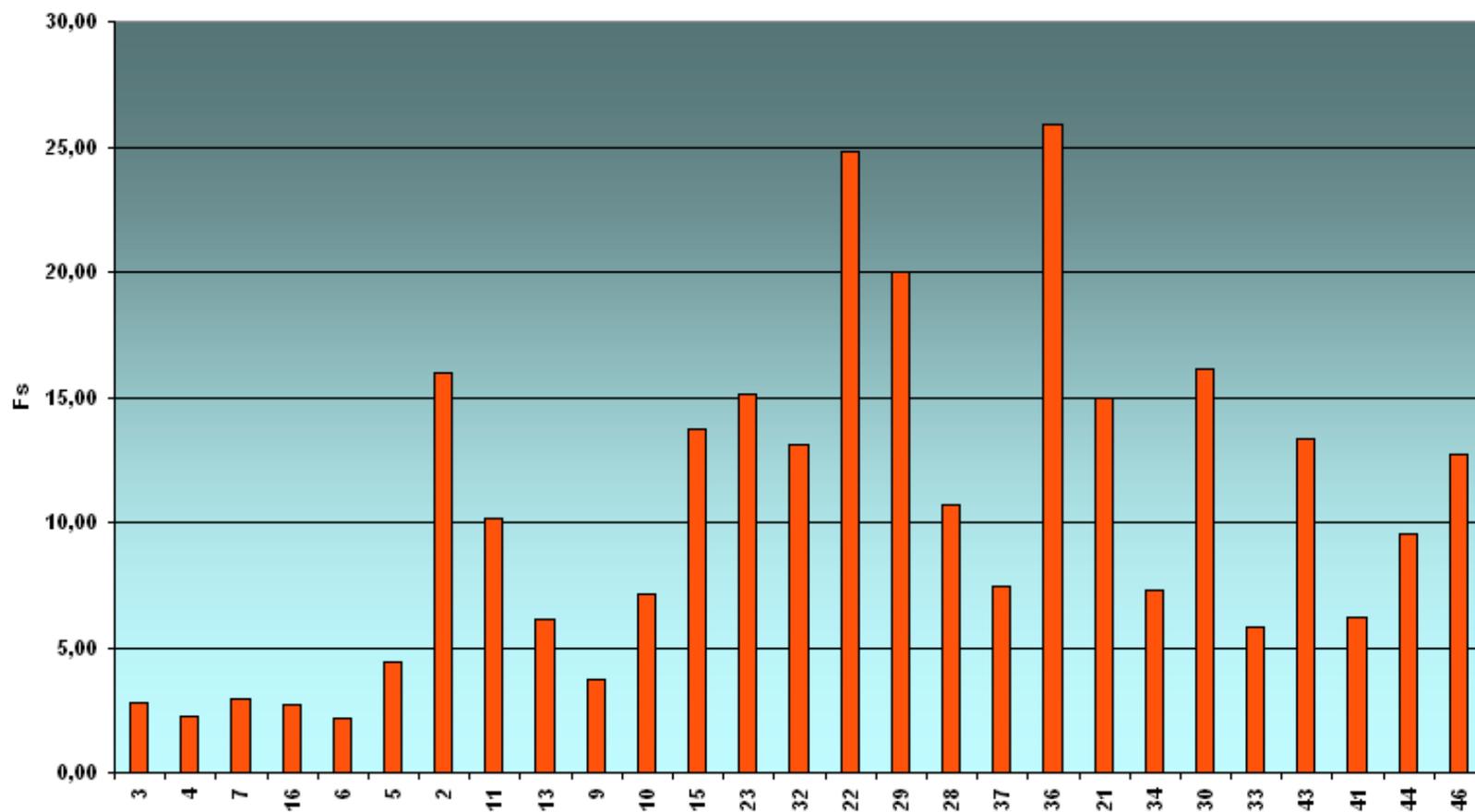




COMISIÓN DE INTEGRACIÓN ENERGÉTICA REGIONAL

Proyecto CIER 06 – Informe de Resultados de 2004 – Sumario Ejecutivo

GRAFICO 5: FRECUENCIA MEDIA DE INTERRUPCIÓN DEL SISTEMA (Fs) TOTAL DE INCIDENCIAS

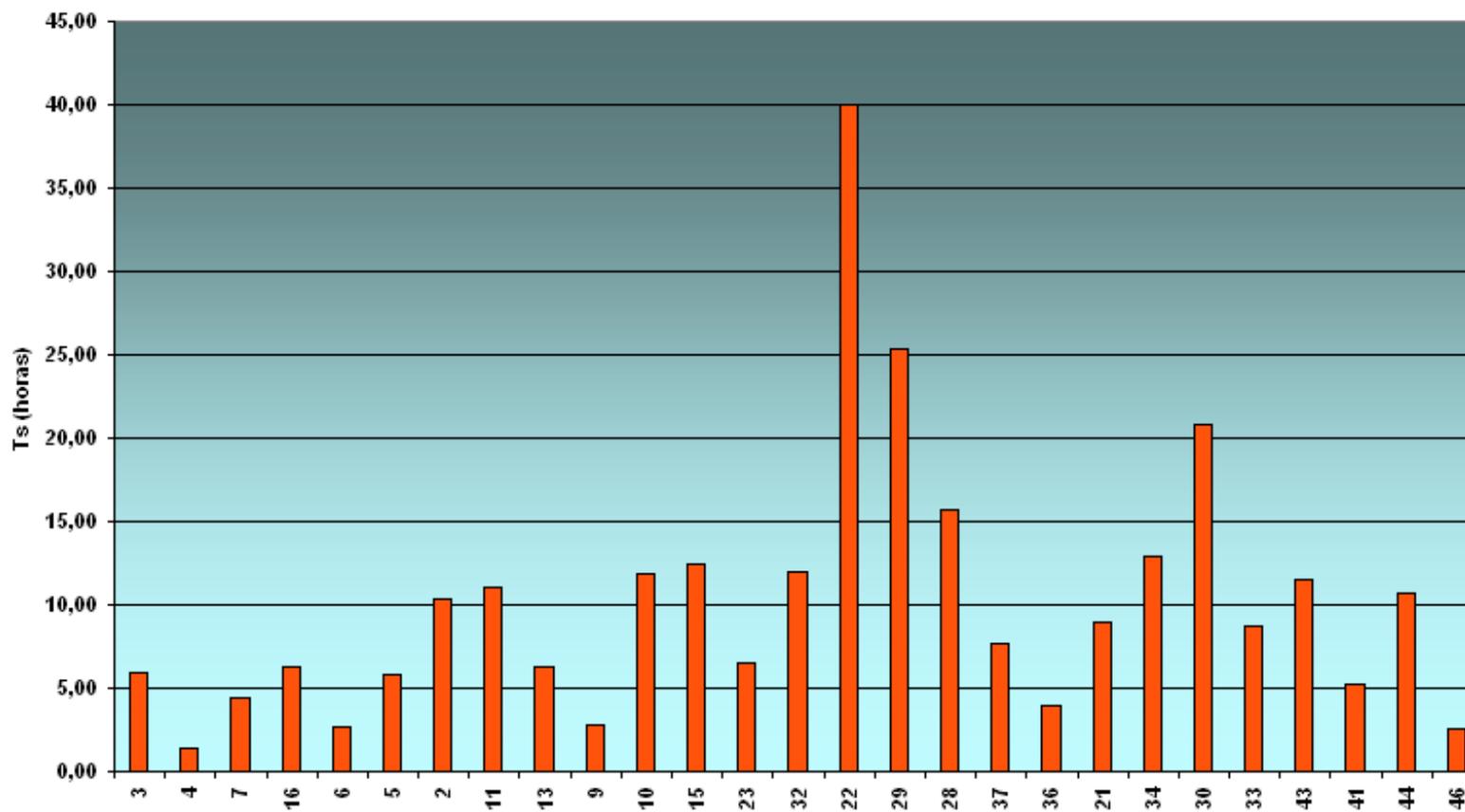




COMISIÓN DE INTEGRACIÓN ENERGÉTICA REGIONAL

Proyecto CIER 06 – Informe de Resultados de 2004 – Sumario Ejecutivo

GRAFICO 6: TIEMPO TOTAL DE INTERRUPCIÓN DEL SISTEMA (Ts) TOTAL DE INCIDENCIAS

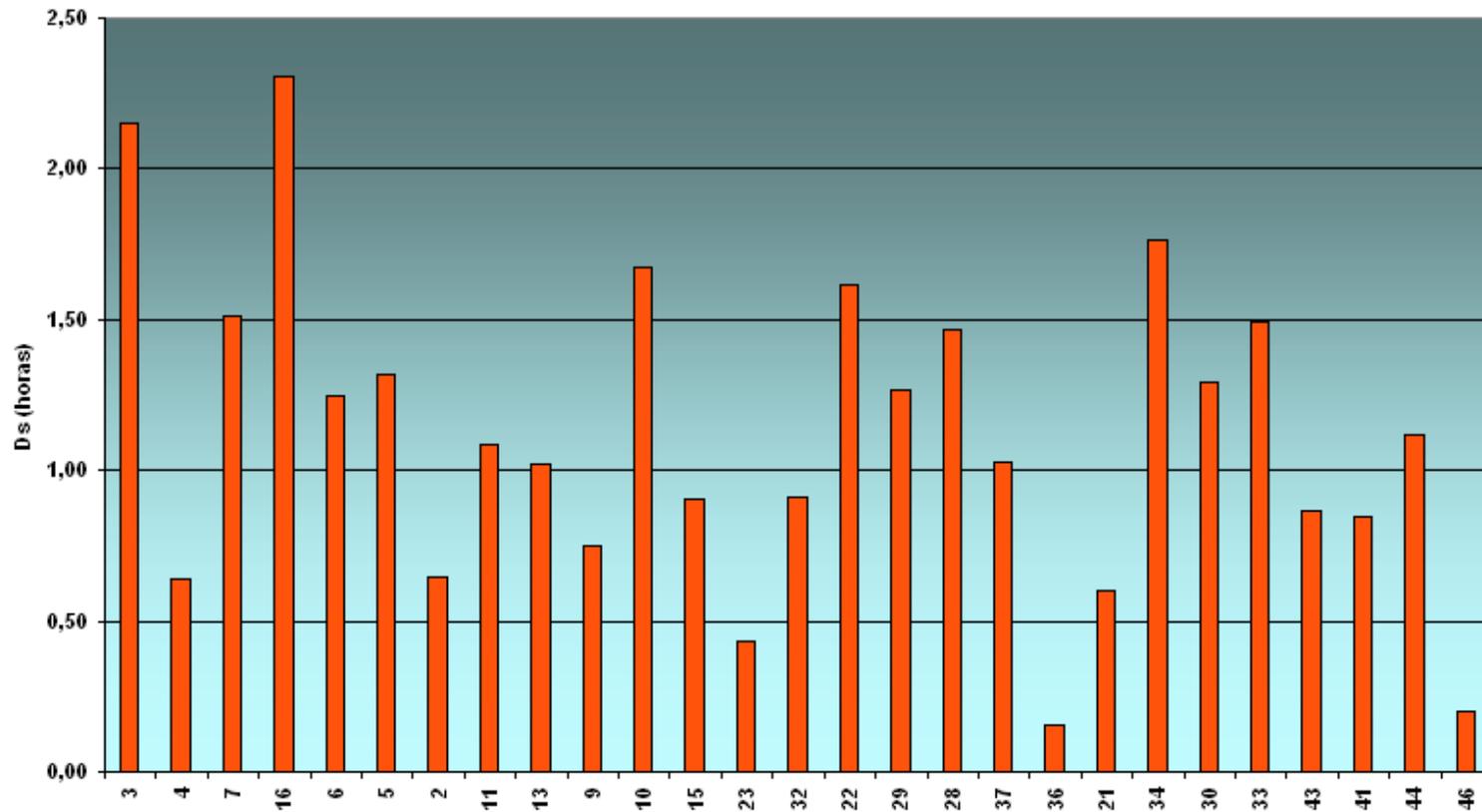




COMISIÓN DE INTEGRACIÓN ENERGÉTICA REGIONAL

Proyecto CIER 06 – Informe de Resultados de 2004 – Sumario Ejecutivo

GRAFICO7: DURACIÓN MEDIA DE LAS INTERRUPCIONES - SISTEMA (Ds) TOTAL DE INCIDENCIAS

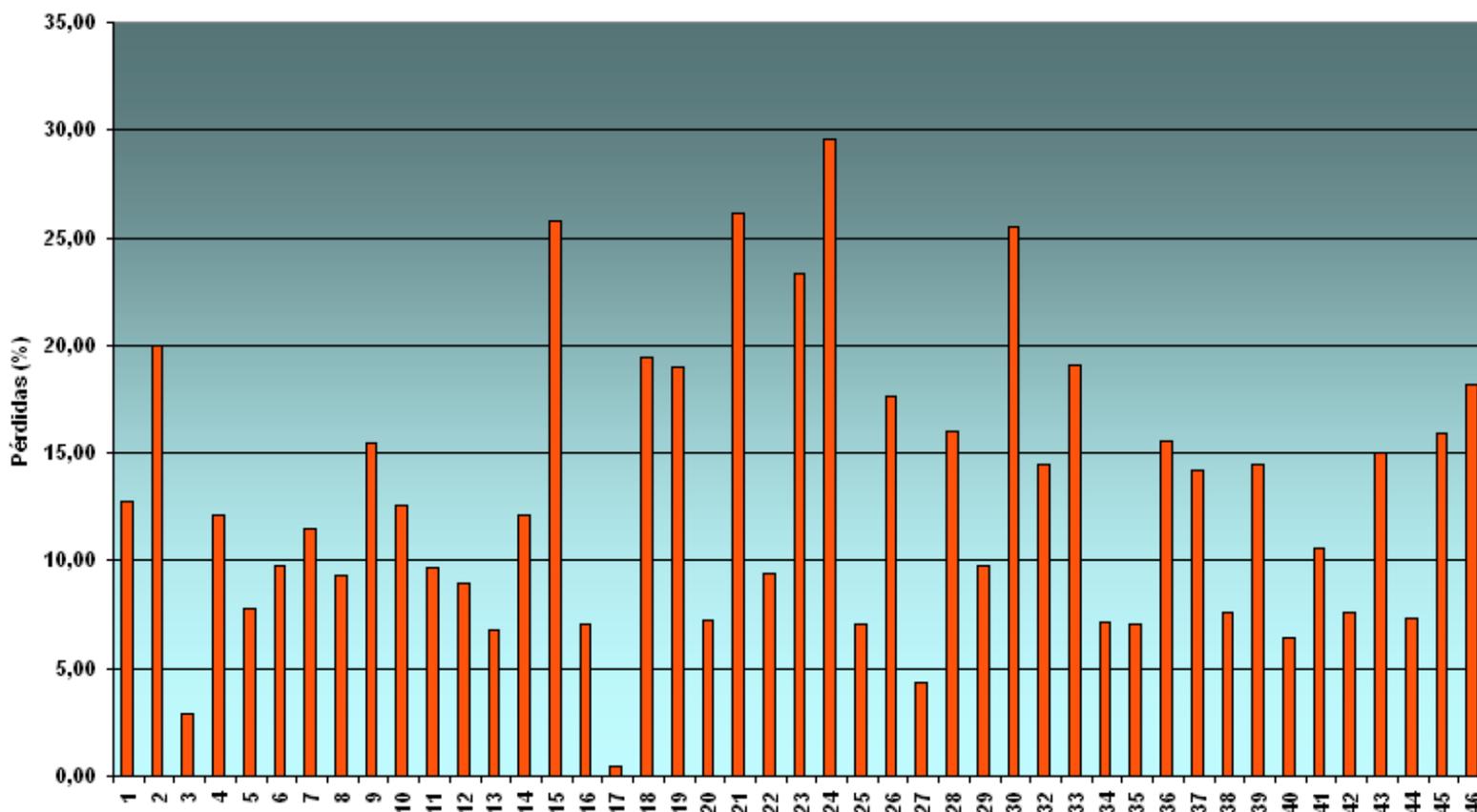




COMISIÓN DE INTEGRACIÓN ENERGÉTICA REGIONAL

Proyecto CIER 06 – Informe de Resultados de 2004 – Sumario Ejecutivo

GRAFICO 8: PÉRDIDAS TOTALES POR EMPRESA

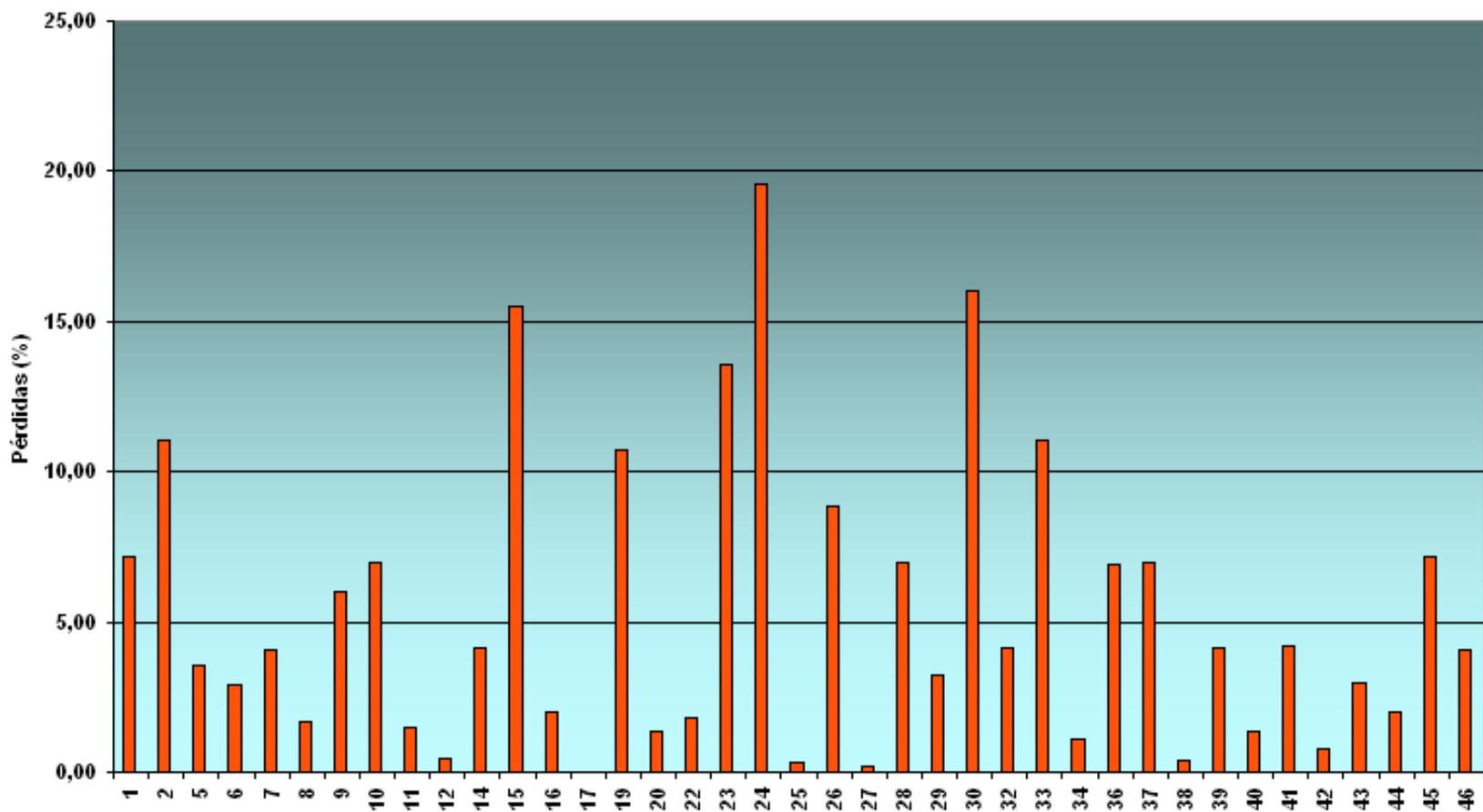




COMISIÓN DE INTEGRACIÓN ENERGÉTICA REGIONAL

Proyecto CIER 06 – Informe de Resultados de 2004 – Sumario Ejecutivo

GRAFICO9:PÉRDIDAS NO TÉCNICAS POR EMPRESA

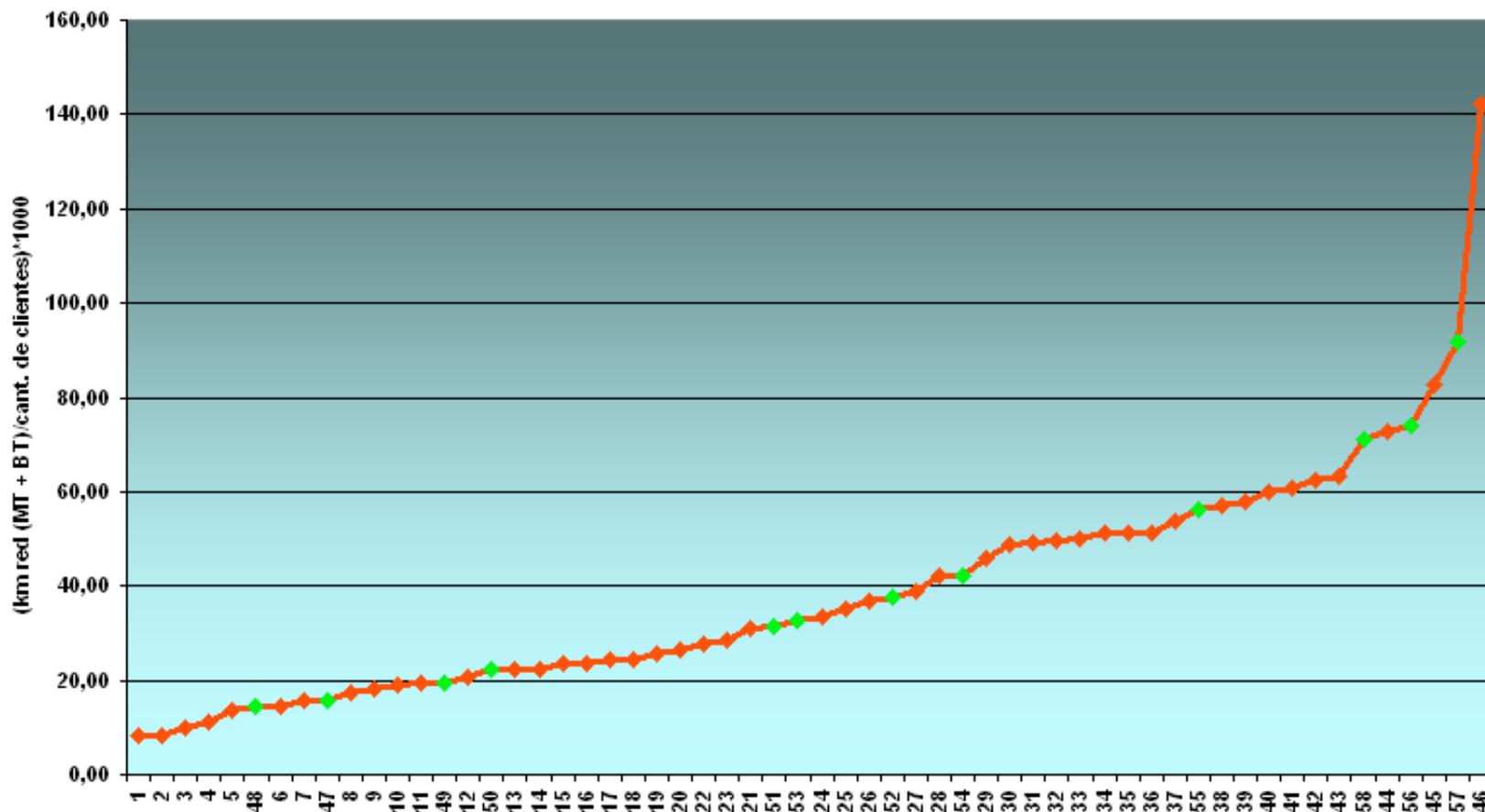




COMISIÓN DE INTEGRACIÓN ENERGÉTICA REGIONAL

Proyecto CIER 06 – Informe de Resultados de 2004 – Sumario Ejecutivo

GRAFICO 10: DENSIDAD DE RED (MT+BT) (Ver comentario Anexo 2)



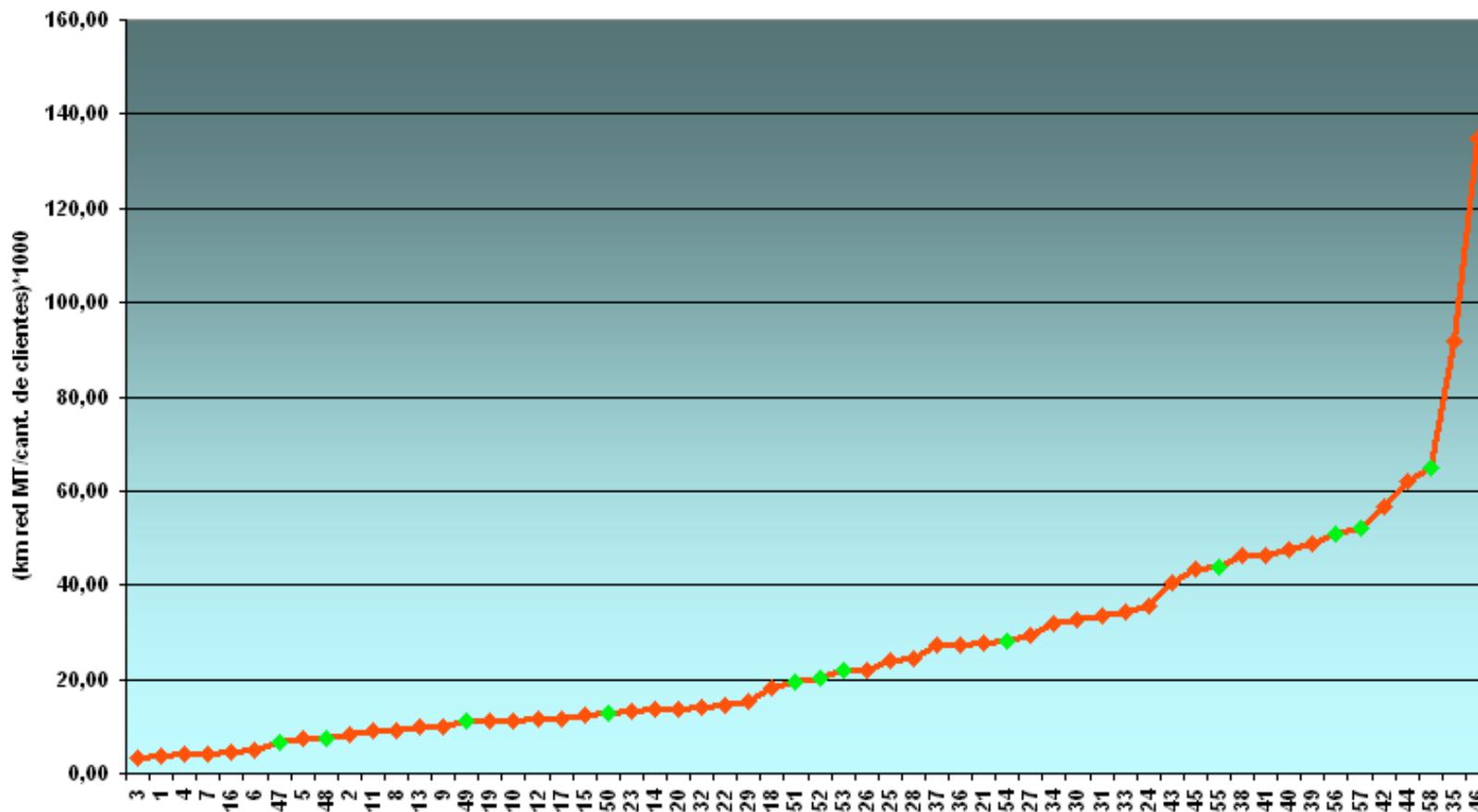
En verde indicador de empresas brasileñas comparable con Dc fuente ANEEL



COMISIÓN DE INTEGRACIÓN ENERGÉTICA REGIONAL

Proyecto CIER 06 – Informe de Resultados de 2004 – Sumario Ejecutivo

GRAFICO 11: DENSIDAD DE RED (MT) Indices por cliente (Ver comentario Anexo 2)



En verde indicador de empresas brasileñas comparable con Dc fuente ANEEL



ANEXO 1: MANUAL DE DEFINICIÓN DE LOS INDICADORES DE CALIDAD DE SERVICIOS DISTRIBUCIÓN Y COMERCIAL



COMISIÓN DE INTEGRACIÓN ENERGÉTICA REGIONAL

Proyecto CIER 06 – Informe de Resultados de 2004 – Sumario Ejecutivo

1. INTRODUCCION	26
2. OBJETIVO.....	26
3. DEFINICION DE INDICADORES	27
3.1. INDICADORES REPRESENTATIVOS DE LA CALIDAD DEL SERVICIO	27
3.1.1. <i>TERMINOLOGIA</i>	27
3.1.2. <i>PERIODO DE CONTROL</i>	29
3.1.3. <i>INFORMACIÓN DE MAGNITUD DE LA EMPRESA</i>	29
3.1.4. <i>INDICADORES GERENCIALES</i>	29
3.2. INDICADORES COMERCIALES	35
3.2.1 <i>INDICADOR DE CALIDAD DE ATENCIÓN – TIEMPO MEDIO DE CONEXIÓN EN BT</i> .	35
3.2.2 <i>INDICADOR DE CALIDAD DE FACTURACIÓN</i>	35



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 América del Sur, que establecerán nuevas relaciones comerciales y empresariales, exigirán que la CIER, órgano máximo y de mayor cobertura del continente 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 de la región.

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 presenta una propuesta para 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 esta propuesta 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.

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.



8 DEFINICION DE INDICADORES

INDICADORES REPRESENTATIVOS DE LA CALIDAD DEL SERVICIO

Para medir la continuidad del servicio prestado por la empresa a sus consumidores, 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.

2.1.1. 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, 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 de 2004 – Sumario Ejecutivo

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.

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.



COMISIÓN DE INTEGRACIÓN ENERGÉTICA REGIONAL

Proyecto CIER 06 – Informe de Resultados de 2004 – Sumario Ejecutivo

2.1.2. PERIODO DE CONTROL

Se considera un lapso de tiempo de un año.

2.1.3. INFORMACIÓN DE MAGNITUD DE LA EMPRESA

La información de magnitud de la empresa considerados 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) *Area geográfica de concesión (km²)*
- e) *Composición de mercado: porcentaje de clientes residenciales, comerciales, industriales, otros.*
- f) *Consumo anual por consumidor (kWh/cliente)*
- g) *Población*

2.1.4. INDICADORES GERENCIALES

Los Indicadores Gerenciales se pueden clasificar según tres grandes aspectos:

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

En este enfoque los consumidores 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 Consumidor.
- Duración Media de las Interrupciones.

A los que agregamos:

- 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 consumidores, 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 las Interrupciones.

A los que agregamos:

- Índice de pérdidas en redes de distribución y comercial.



COMISIÓN DE INTEGRACIÓN ENERGÉTICA REGIONAL

Proyecto CIER 06 – Informe de Resultados de 2004 – Sumario Ejecutivo

* 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).

El efecto que producen las interrupciones del suministro sobre los consumidores, 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 consumidores.

* Tiempo total de las interrupciones:

Caracteriza el tiempo total en que los consumidores fueron afectados por las interrupciones de servicio durante el período considerado. Este efecto involucra la frecuencia y la duración, se trata por lo tanto de un efecto totalizador.

Bajo el punto de vista del consumidor.

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 Consumidor (Fc).

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

$$Fc = \frac{\sum_{i=1}^n Ca(i)}{Cs}$$

donde:

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

Cs : Número total de consumidores 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 Consumidor (T_c).

Es el período de tiempo total que el consumidor 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:

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

c) Duración Media de las Interrupciones (D_c).

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

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

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 la reclamación 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 consumidor.



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.

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

donde:

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



c) Duración Media de las Interrupciones (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 y comercial.

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:

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

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

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.

I_s = energía vendida a otras empresas.

- 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.
- Considerar como energía vendida a consumidores los valores reales de consumo, independientemente de los valores mínimos legales utilizados para la facturación.
- 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
- 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



INDICADORES COMERCIALES

2.1.1. INDICADOR DE CALIDAD DE ATENCIÓN – TIEMPO MEDIO DE CONEXIÓN EN BT

Es el índice que representará el grado de atención de los pedidos de conexión en BT, que no impliquen obras, en el período considerado.

$$\text{TMC} = \frac{\sum_{i=1}^n \text{TC}_i}{\text{n}^\circ \text{ de conexiones}} \quad (\text{Días})$$

Plazo medio para la atención de pedidos de conexión, cuando se trata de alimentación en baja tensión, incluyendo la visita de inspección y excluidos los casos de inexistencia de redes de distribución frente a unidades consumidoras a ser conectadas, la necesidad de reforma o ampliación de las redes, o inadecuaciones de las instalaciones del consumidor a las normas técnicas de la Empresa.

3.2.2 INDICADOR DE CALIDAD DE FACTURACIÓN

Es el índice que representará el grado de calidad de facturación de la Empresa, en el período considerado.

$$\text{ICF} = \frac{\text{n}^\circ \text{ de cuentas refacturadas} \times 10.000}{\text{n}^\circ \text{ de cuentas facturadas}}$$



**ANEXO 2 COMENTARIOS DE AYUDA AL USO DE
LOS RESULTADOS**



1.INTRODUCCIÓN

Esperamos que el presente informe “Proyecto CIER 06 – Informe de Resultados de 2004” permita a las empresas asociadas , a través de la comparación de los mismos y la gran red de conocimiento generada a partir del “SABER HACER” de las empresas CIER y de sus técnicos, acceder a la mejores practicas de gestión y decisión tecnológica

Como forma de ayuda nos hemos permitido hacer algunas reflexiones, en forma muy simple, sobre los factores que afectan la comparación de los resultados y los indicadores

Asimismo en los gráficos 10, 11 y12 hemos ordenado las empresas de acuerdo a indicadores de densidad (kilómetros de red (MT y BT) por cliente y kilómetros de red de MT por cliente) lo que puede dar idea de la dispersión lo cual esta asociado a costos económicos de gestión y de inversión

Grafico 10 figuran todas las empresas que se grafican en los indicadores por cliente o por sistema ordenadas de acuerdo a la densidad de red metros de MT más BT por cliente

Grafico 11 solo figuran las empresas que se grafican en los indicadores por cliente ordenadas de acuerdo a la densidad de red metros de MT por cliente

Grafico 12 solo figuran las empresas que se grafican en los indicadores por sistema ordenadas de acuerdo a la densidad de red metros de MT por cliente

En los próximos párrafos solamente se realizaran alguna reflexiones sobre una realidad compleja que constituye el desafío permanente de cualquier distribuidora

Indicador F_c o F_s

$$F_c = \frac{\sum_{i=1}^n Ca(i)}{C_s}$$

donde:

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

C_s : Número total de consumidores del sistema en análisis en el momento actual.

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



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

donde:

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

Ps : 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.

Estos indicadores están determinados fundamentalmente por

N Número de Interrupciones .

Dicho parámetro depende de la tecnología, densidad de clientes o potencia por instalación, de la edad de las instalaciones y de la gestión de mantenimiento predictivo y preventivo

Cada una de las **tecnologías** tiene sus tasas de falla propias o características pudiendo diferenciar las redes subterráneas de las aéreas. Entre las líneas aéreas podemos contar las preensambladas, protegidas o desnudas. Asimismo se consideran importantes los sistemas de reconexión automática que permiten eliminar las fallas furtivas reponiendo el servicio en tiempos inferiores a los de contabilización (1 o 3 minutos según las regulaciones)

En cuanto a la **densidad**, es evidente que las empresas que posean densidades menores de clientes por km de red tienen mayor probabilidad de poseer indicadores mayores

Dos factores fundamentales son el nivel de renovación de las redes y la gestión de mantenimiento predictivo y preventivo.

Este último punto merece especial atención conjuntamente con el análisis y ordenamiento de la explotación normal óptima para la Red ya que con él se obtienen resultados rápidos y de costos relativamente bajos. Para ello además del conocimiento del mantenimiento propio de los equipos e instalaciones se debe tener en cuenta la funcionalidad y la criticidad de las mismas dentro del sistema eléctrico de forma de concentrar los esfuerzos sobre las instalaciones de las cuales existen más clientes o potencia instalada, por lo tanto las que más impactan sobre los indicadores. De este análisis sur-



ge una segmentación de las instalaciones y una jerarquización del mantenimiento .

En líneas generales las redes de AT y MT presentan impactos en los indicadores muy superiores a la redes de BT donde básicamente los mantenimientos son de carácter correctivo y donde importa más la elección de una buena tecnología como redes subterráneas o aéreas preensambladas

Ca(i) Pa(i) Los subconjuntos de clientes o bloques de potencia instalada que participan en una incidencia

Estos están determinados básicamente por, la arquitectura de la Red (infraestructura, módulos de potencia y de conjunto de clientes etc etc), búsqueda de una explotación normal que minimice los impactos de las incidencias una vez que se producen sobre el indicador, el funcionamiento adecuado de las protecciones (dejando exclusivamente fuera de servicio el tramo o instalación en falta y minimizando el conjunto de clientes o bloques de potencia que quedan sin servicio)

Dc Ds Duración Media de las interrupciones

A diferencia de los indicadores anteriores se introduce la variable tiempo y la forma de acortar los tiempos de interrupción constituye el problema a resolver.

Los tiempos de respuesta dependen fundamentalmente; de la arquitectura de la red en cuanto a la posibilidad de respaldo (redes radiales o mallas), velocidad de reparación lo cual es diferente en líneas aéreas y subterráneas (o sea de la tecnología), de la existencia de sistemas SCADA y finalmente de la gestión eficiente de las brigadas de operación y mantenimiento correctivo lo cual depende de la organización y dispersión de las instalaciones (zona de concesión es urbana rural etc y factores de forma de la misma)

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

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



Tc y Ts Tiempo total de interrupción

$$Tc = \frac{\sum_{i=1}^n Ca(i) \times t(i)}{Cs} \text{ (horas)}$$

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

El mismo se ve afectado por el conjunto de factores de los indicadores anteriormente citados

De lo anteriormente expuesto sugerimos se analicen los valores de los indicadores de acuerdo a la densidad de km de red por cliente o KVA instalado de forma de comparar empresas similares en densidad. En particular recomendamos utilizar el dato que se refiere a km de red de MT/ cliente o KVA instalado y la composición del mercado urbano rural

A partir de ello analizar si la tecnología de las redes es aérea o subterránea

Estas consideraciones pueden permitir orientar la comparación y dirigir consultas a las empresas similares a efectos de conocer sus mejores prácticas



ANEXO 3: MANUAL DE DEFINICIÓN Y RESULTADOS DE LOS INDICADORES DE CALIDAD DE SERVICIO EN ESPAÑA



MANUAL DE DEFINICIÓN Y RESULTADOS DE LOS INDICADORES DE CALIDAD DEL SERVICIO EN ESPAÑA 2003

Zonal.-

Tipos de zona:

U (Zona urbana): conjunto de municipios de una provincia con más de 20.000 suministros, incluyendo capitales de provincia, aunque no lleguen a la cifra anterior.

S (Zona semiurbana): conjunto de municipios de una provincia con un número de suministros comprendido entre 2.000 y 20.000, excluyendo capitales de provincia.

RC (Zona rural concentrada): conjunto de municipios de una provincia con un número de suministros comprendido entre 200 y 2.000.

RD (Zona rural dispersa): conjunto de municipios de una provincia con menos de 200 suministros, así como los suministros ubicados fuera de los núcleos de población que no sean polígonos industriales o residenciales.

T (Total)

Medida de la continuidad del suministro

Medida:

La continuidad del suministro zonal se mide por unos índices que reflejan el número y duración de las interrupciones del suministro eléctrico, que permiten medir dicha continuidad y analizarla conjuntamente en todo el territorio nacional.

TIEPI: es el tiempo de interrupción equivalente de la potencia instalada en media tensión ($1 \text{ kV} < V \leq 36 \text{ kV}$). Las interrupciones que se considerarán en el cálculo del TIEPI serán las de duración superior a tres minutos.

NIEPI: es el número de interrupciones equivalente de la potencia instalada en media tensión ($1 \text{ kV} < V \leq 36 \text{ kV}$). Las interrupciones que se considerarán en el cálculo del NIEPI serán las de duración superior a tres minutos.

* Los indicadores presentan una pequeña diferencia con el Ts y Fs ya que considera en el caso de clientes de MT la potencia contratada y no la instalada.

Duración de la interrupción: más de tres minutos.



Diferenciación

Programadas. Las interrupciones programadas por la empresa distribuidora se dan cuando se ha cumplido los requisitos de información, notificación y autorización previstos en la legislación vigente, debidamente justificados. Haremos diferencia entre transporte y distribución ya que la incidencia puede ser debida a incidencias en la generación de la energía eléctrica o a incidencias en la red de transporte.

Imprevistas. Estas son las interrupciones no programadas por la empresa distribuidora y por lo tanto que no fueron comunicadas con anterioridad a los consumidores. Además de transporte y distribución la incidencia pueden ser debida a causa de terceros, que son las personas físicas y jurídicas ajenas a la empresa distribuidora o por causas de fuerza mayor, entre otras, las decisiones gubernativas o de los Servicios de Protección Civil y los fenómenos atmosféricos extraordinarios. Un último caso son las incidencias consideradas como propias, que incluyen las interrupciones cuyas causas no respondan a lo establecido anteriormente

Límites anuales de los índices de calidad zonal

Se establecen unos límites anuales para los valores del TIEPI Y del NIEPI por zonas teniendo en cuenta únicamente las interrupciones imprevistas

	TIEPI (horas)	NIEPI (número)
Zona urbana	2	4
Zona semiurbana	4	6
Zona rural concentrada	8	10
Zona rural dispersa	12	15

Periodicidad

Según la normativa referida el plazo de implantación era de un año, así este es el primer año que se publican los datos de 2003 calculados según el nuevo procedimiento. La publicación se hará anualmente.

Legislación

La legislación de más uso en el sector eléctrico se encuentra en el enlace [legislación](#), siendo la específica de la calidad en la continuidad del suministro eléctrico la siguiente:

⌘ [Ley 54/1997](#) del sector eléctrico.



COMISIÓN DE INTEGRACIÓN ENERGÉTICA REGIONAL

Proyecto CIER 06 – Informe de Resultados de 2004 – Sumario Ejecutivo

∴ [Real Decreto 1955/2000](#), de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica. (B.O.E. 27.12.2000)

∴ [Orden ECO/797/2002](#), de 22 de marzo, por la que se ¹aprueba el procedimiento de medida y control de la continuidad del suministro eléctrico. (B.O.E. 13.04.02)

GRÁFICOS DE RESULTADOS

Gráfico 12 – Frecuencia media de interrupción del sistema (Fs vs NIEPI) Total de Incidencias

Gráfico 13 – Tiempo total de interrupción del sistema (Ts vs TIEPI) Total de Incidencias

Gráfico 14 – Duración Media de las Interrupciones. Sistema (Ds vs TIEPI/NIEPI) Total de Incidencias

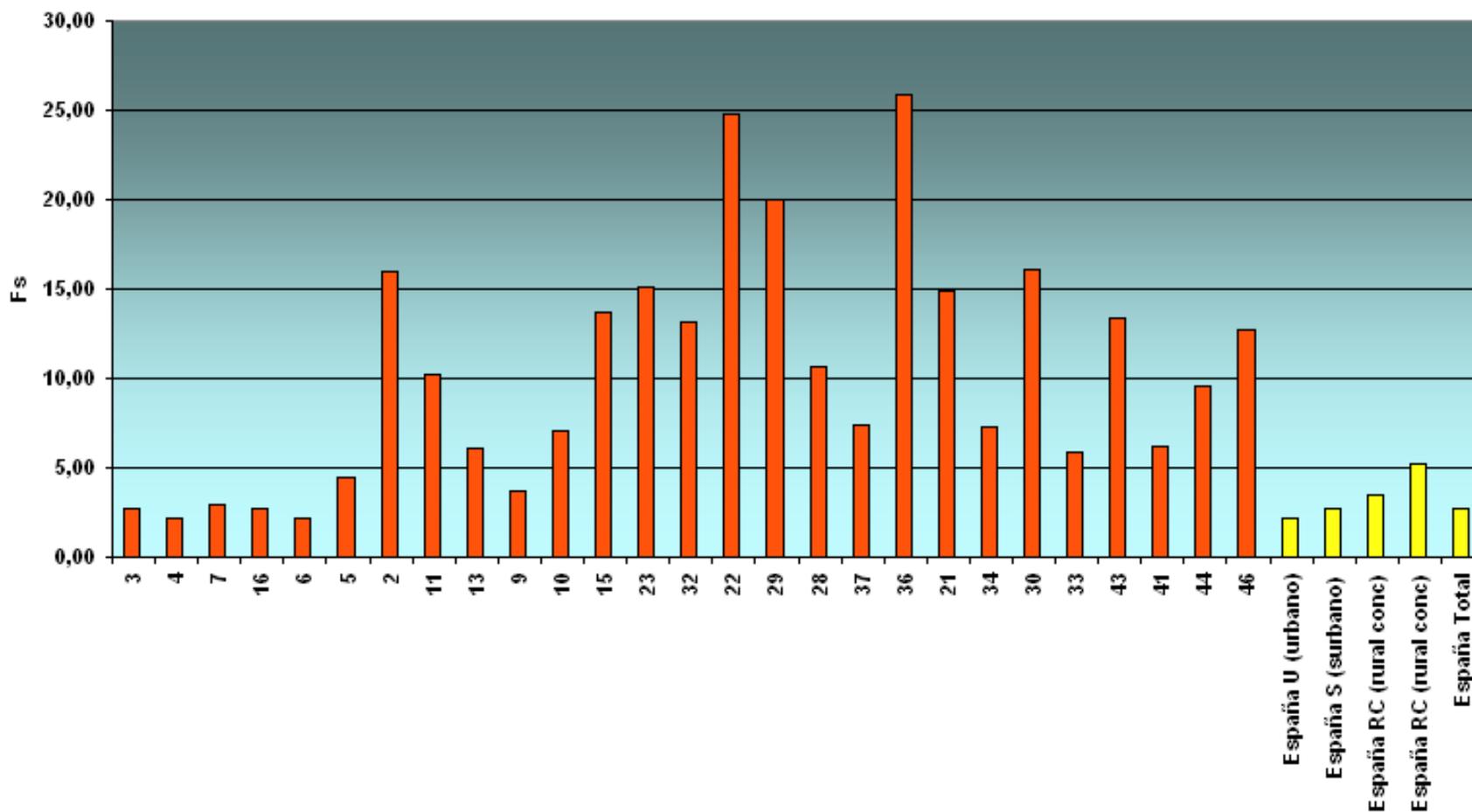
¹ Información extraída de página WEB Ministerio de Economía y Hacienda de España Subdirección General de Energía Eléctrica WWW.Mineco.es



COMISIÓN DE INTEGRACIÓN ENERGÉTICA REGIONAL

Proyecto CIER 06 – Informe de Resultados de 2004 – Sumario Ejecutivo

GRAFICO12: FRECUENCIA MEDIA DE INTERRUPCIÓN DEL SISTEMA (Fs vs NIEPI) TOTAL DE INCIDENCIAS

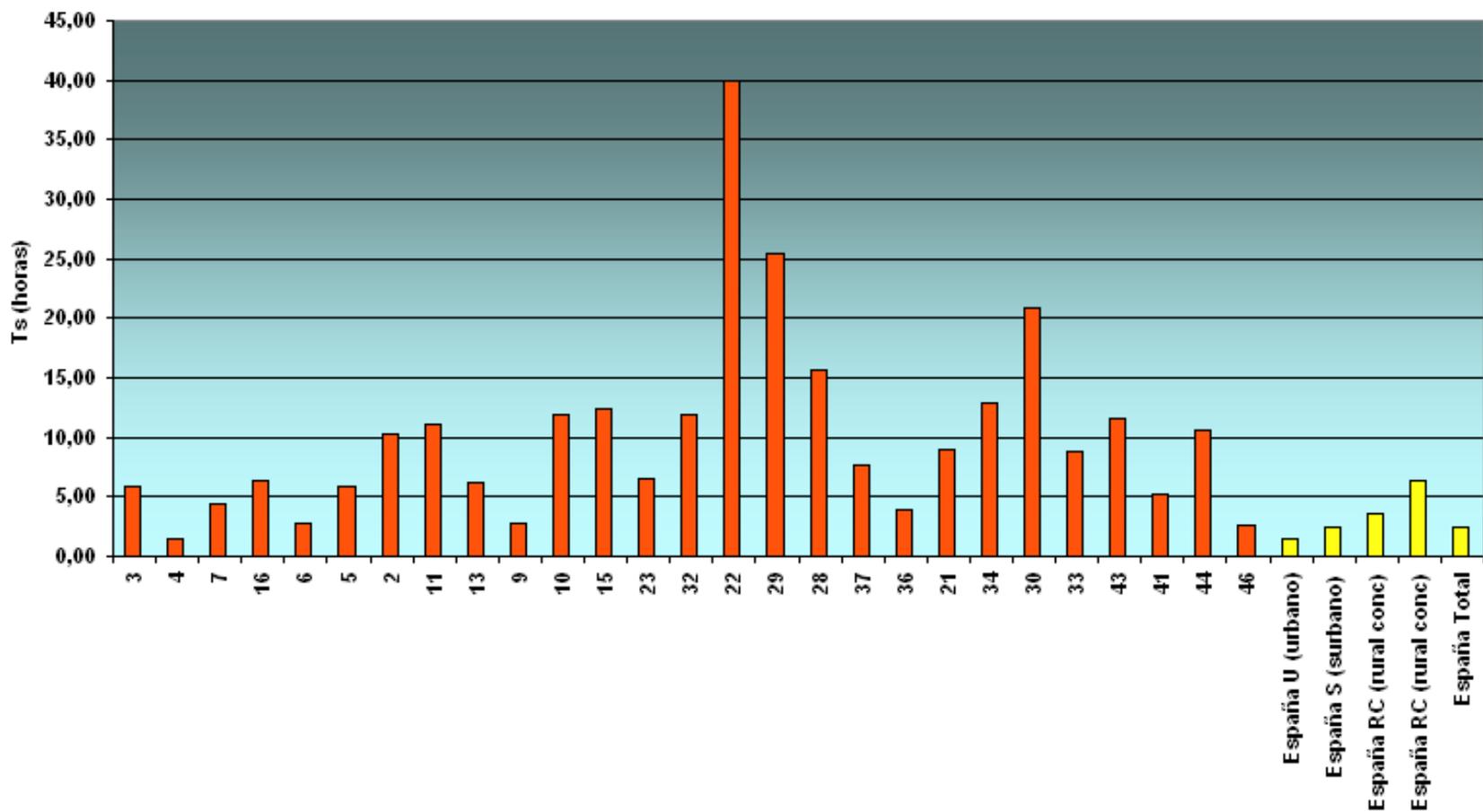




COMISIÓN DE INTEGRACIÓN ENERGÉTICA REGIONAL

Proyecto CIER 06 – Informe de Resultados de 2004 – Sumario Ejecutivo

GRAFICO13: TIEMPO TOTAL DE INTERRUPCIÓN DEL SISTEMA (Ts-TIEPI) TOTAL DE INCIDENCIAS





COMISIÓN DE INTEGRACIÓN ENERGÉTICA REGIONAL

Proyecto CIER 06 – Informe de Resultados de 2004 – Sumario Ejecutivo

GRAFICO14: DURACIÓN MEDIA DE LAS INTERRUPCIONES - SISTEMA (Ds vs TIEPI/NIEPI) TOTAL DE INCIDENCIAS

