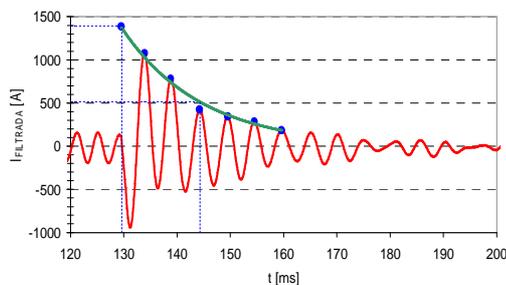
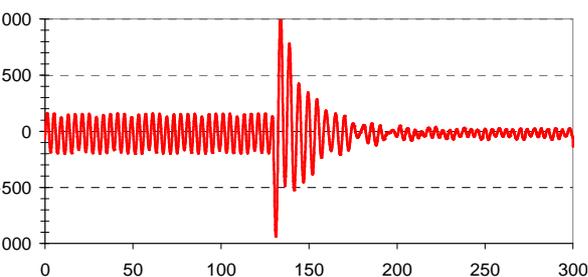


**COMISIÓN DE INTEGRACIÓN  
ENERGÉTICA REGIONAL**

**INFORME TÉCNICO  
EJECUTIVO  
Área Distribución**

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



**Proyecto CIER 06**

## **EL FUNCIONAMIENTO DE LA CIER**

La Comisión de Integración Energética Regional (CIER) es una organización internacional sin fines de lucro que agrupa a empresa e instituciones del área de la energía eléctrica, cuyo objetivo principal es promover y estimular la integración del sector energético de América del Sur y Centroamérica, satisfaciendo las necesidades de sus miembros en relación con la integración, intercambio y comercialización de bienes y servicios, a través del desarrollo de proyectos, eventos y productos de información.

La CIER atiende las necesidades del sector y sus Miembros a través de una organización por áreas típicas: Generación, Transmisión, Distribución, Comercialización y procesos del Área Corporativa, todo ello para mantener la CIER como una organización de gran prestigio en la región, útil para apoyar el desarrollo del Sector y la competitividad empresarial. Un Organismo con una presencia internacional, reconocido tanto por las organizaciones de tipo similar, entidades financieras y de promoción de inversiones. Por ello se mantiene una activa presencia en eventos de relevancia internacional, con contactos institucionales tales como el Banco Mundial, la Corporación Andina de Fomento (CAF), Banco Interamericano de Desarrollo (BID), Eurelectric de la Unión Europea, el departamento de Energía (DOE) de los Estados Unidos de América, IEA, WEC, CIGRE, CIRED y otros. Dispuesto a brindar información sobre noticias, oportunidades y actividades del Sector Eléctrico, siempre dispuesto a servir a sus miembros a través de sus bancos de datos, Internet y foros de discusión.

La Comisión se estructura en Comités Nacionales y un Comité Regional, que agrupan a las empresas y organismos del Sector eléctrico en sus respectivas naciones, más los Miembros Asociados.

El órgano de máxima decisión de la CIER es el Comité Central, donde participan las autoridades de los Comités Nacionales. El Presidente conduce la organización durante un período de dos años con el apoyo de dos Vicepresidentes con quienes constituye la Mesa Directiva.

**Fundada el 10 de julio de 1964**

### **AUTORIDADES DE LA CIER**

#### **Presidente**

Ing. Arturo Iporre  
Bolivia

#### **2<sup>do</sup> Vicepresidente**

Ing. Víctor Romero  
Paraguay

#### **1<sup>er</sup> Vicepresidente**

Ing. Osvaldo Ernesto  
Arrúa  
Argentina

#### **Director Ejecutivo**

Ing. Juan José Carrasco  
Uruguay

Bulevar Artigas 1040 – 11300 Montevideo, Uruguay  
Teléfonos: (+598-2) 709-5359; 709-0611 – Fax: (+598-2) 7083193  
E-mail: [secier@cier.org.uy](mailto:secier@cier.org.uy) – Internet: [www.cier.org.uy](http://www.cier.org.uy)

## **PRESENTACIÓN:**

Este informe de resultados fue preparado por la Coordinación Internacional de Distribución como apoyo a la continuidad del Proyecto CIER 06 con base en los indicadores definidos en el Manual del Proyecto.

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

El informe “Proyecto CIER 06 – Informe de Resultados de 2014 (con datos del año 2013)” relaciona 68 empresas distribuidoras participantes.

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.

El trabajo fue realizado en base a:

- 1.- La información aportada por las empresas la cual fue revisada y homogeneizada a efectos de evitar errores de formato, unidades y/o involuntarios.
- 2.- Datos extractados de la página web de ABRADDEE (Asociación Brasileña de Distribuidores de Energía Eléctrica).
- 3.- Datos extractados de la página web de ADEERA (Asociación Argentina de Empresas Distribuidoras de la República Argentina).

## **CONTENIDO:**

- 1.- **Objetivo**
- 2.- **Empresas participantes**
- 3.- **Desarrollo**

## **1.- Objetivo**

El informe “Proyecto CIER 06 – Informe de Resultados de 2014 (con datos del año 2013)” permite a las empresas asociadas, acceder a la comparación de indicadores de todos los participantes.

El alcance del informe, incluye los indicadores CIER de calidad de servicios de acuerdo con 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 siguientes índices de continuidad de suministro:

- Frecuencia Media de Interrupción por Cliente
- Tiempo total de Interrupción por Consumidor
- Duración Media de las Interrupciones

### **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

Se presentan también en este informe:

- 1) Resultados relativos a pérdidas no técnicas y pérdidas totales.

## 2. Empresas participantes

### ARGENTINA

Empresa Distribuidora y Comercializadora del Sur S.A.	EDESUR S.A.
Empresa Distribuidora de Electricidad de Mendoza S.A.	EDEMSA
Empresa Distribuidora de Energía Atlántida S.A.	EDEA S.A.
Empresa Distribuidora de Energía de Tucumán	EDET
Empresa Distribuidora de Energía de Salta	EDESA
Empresa Distribuidora de Electricidad de San Luis	EDESAL
Empresa Distribuidora de La Plata	EDELAP
Empresa Distribuidora de Energía de Santiago del Estero	EDESE
Empresa Distribuidora de Energía Sur	EDES
Empresa de Entre Ríos S.A.	ENERSA
Empresa Provincial de Energía de Santa Fe	EPESF
Empresa Distribuidora de Energía Norte	EDEN

### BOLIVIA

Cooperativa Rural de Electrificación	CRE
--------------------------------------	-----

### BRASIL

AES – ELETROPAULO	AES-ELETROPAULO
AES Sul	AES Sul
Ampla Energia e Serviços S/A	AMPLA
Bandeirante de Energia S/A	BANDEIRANTE
Centrais Elétricas de Santa Catarina S/A	CELESC
Centrais Elétricas do Pará S/A	CELPA
Centrais Elétricas Matogrossenses S/A	CELMAT

Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia	COELBA
Companhia de Energia Elétrica do Estado do Tocantins	CELTINS
Companhia Energética de Brasília	CEB
Companhia Energética de Goiás S/A	CELG
Companhia Energética de Minas Gerais	CEMIG
Companhia Energética de Pernambuco	CELPE
Companhia Energética do Ceará	COELCE
Companhia Energética do Maranhão	CEMAR
Companhia Estadual de Energia Elétrica	CEEE
Companhia Força e Luz do Oeste	CFLO
Companhia Nacional de Energia Elétrica	CNEE (NACIONAL)
Companhia Paulista de Energia Elétrica CPFL-LESTE	CPEE
Companhia Paulista de Força e Luz	CPFL-PAULISTA
Companhia Paulista de Força e Luz PIRATININGA	CPFL-PIRATININGA
Companhia Sul Sergipana de Eletricidade	SULGIPE
DME Distribuição Poços de Caldas	DMED
Eletrobras AC	
Eletrobras AL	
Eletrobras AM	
Eletrobras PI	
Eletrobras RO	
Eletrobras RR - Boa Vista Energia S/A	BOAVISTA
Iguacu Energía LTDA.	IGUACU
Empresa Elétrica Bragantina S/A	EEB (BRAGANTINA)
Empresa Energética de Mato Grosso do Sul S/A	ENERSUL
Empresa Energética de Sergipe S/A	ENERGISA SE
Energisa PB - Sociedade Anônima de Eletrificação da Paraíba	EPB (SAELPA)
Espirito Santo Centrais Elétricas S.A.	ESCELSA
Light Energia S.A.	LIGHT

Rio Grande Energia S/A	RGE
Empresa de Forca e Luz de Santa Maria	SANTA MARIA
Companhia Energética do Rio Grande do Norte	COSERN
COPEL Distribuição S.A.	COPEL
Elektro Eletricidades e Serviços S/A.	ELEKTRO

## **COLOMBIA**

Centrales Eléctricas del Norte de Santander S.A E.S.P	CENS S.A E.S.P
Compañía Distribuidora de Energía S.A.	CODENSA
Empresa de Energía del Quindío S.A. E.S.P.	EDEQ S.A.E.S.P.
Empresas Públicas de Medellín E.S.P.	EPM
Empresa de Energia de Cundinamarca S.A. E.S.P.	EEC S.A. E.S.P.

## **COSTA RICA**

Compañía Nacional de Fuerza y Luz, SA	CNFL
---------------------------------------	------

## **EL SALVADOR**

AES El Salvador	AES ES
Compañía de Alumbrado Eléctrico de San Salvador	CAESS
Compañía de Luz Eléctrica de Santa Ana	CLESA
Distribuidora de Electricidad Del Sur S.A. de C.V	DELSUR
Distribuidora Eléctrica de Usulután	DEUSEM
Empresa Eléctrica de Oriente	EEO

## **GUATEMALA**

Empresa Eléctrica de Guatemala S.A.	EEGSA
-------------------------------------	-------

## **PERÚ**

Luz de Sur S.A.A	LDS
------------------	-----

### **3. Desarrollo**

#### **GRÁFICOS DE RESULTADOS**

GRAFICO 1: FRECUENCIA MEDIA DE INTERRUPCIÓN POR CLIENTE (FC)

GRAFICO 2: TIEMPO TOTAL DE INTERRUPCIÓN POR CLIENTE (TC HORAS)

GRAFICO 3: DURACIÓN MEDIA DE LAS INTERRUPCIONES-CLIENTE (DC HORAS)

GRAFICO 4: FRECUENCIA MEDIA DE INTERRUPCIÓN POR POTENCIA (FS)

GRAFICO 5: TIEMPO TOTAL DE INTERRUPCIÓN POR POTENCIA (TS HORAS)

GRAFICO 6: DURACIÓN MEDIA DE LAS INTERRUPCIONES-POTENCIA (DS HORAS)

GRAFICO 7: EXTENSION DE RED DE MT POR CLIENTE – (METROS DE RED DE MT/CLIENTE)

GRAFICO 8: % ENERGIA / POTENCIA PICO \* 8760 HORAS AÑO

GRAFICO 9: PORCENTAJE DE PÉRDIDAS TOTAL EMPRESA

GRAFICO 10: % PERDIDAS NO TECNICAS EMPRESA

GRAFICO 11: EVOLUCION MEDIA CIER FC

GRAFICO 12: EVOLUCION MEDIA CIER TC (HORAS)

GRAFICO 13: EVOLUCION MEDIA CIER DC (HORAS)

Nota: Barras de graficos en color verde corresponden a valores promedio.



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

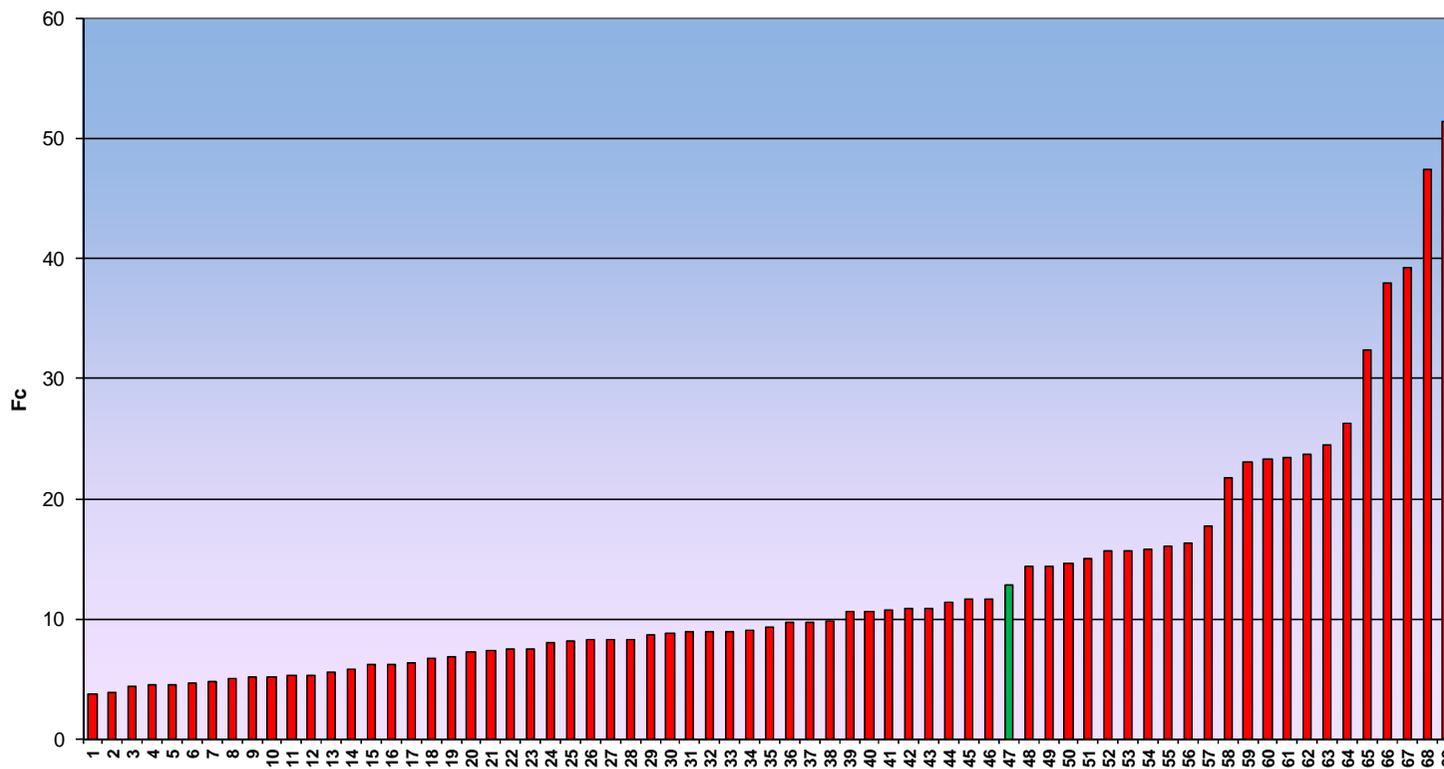
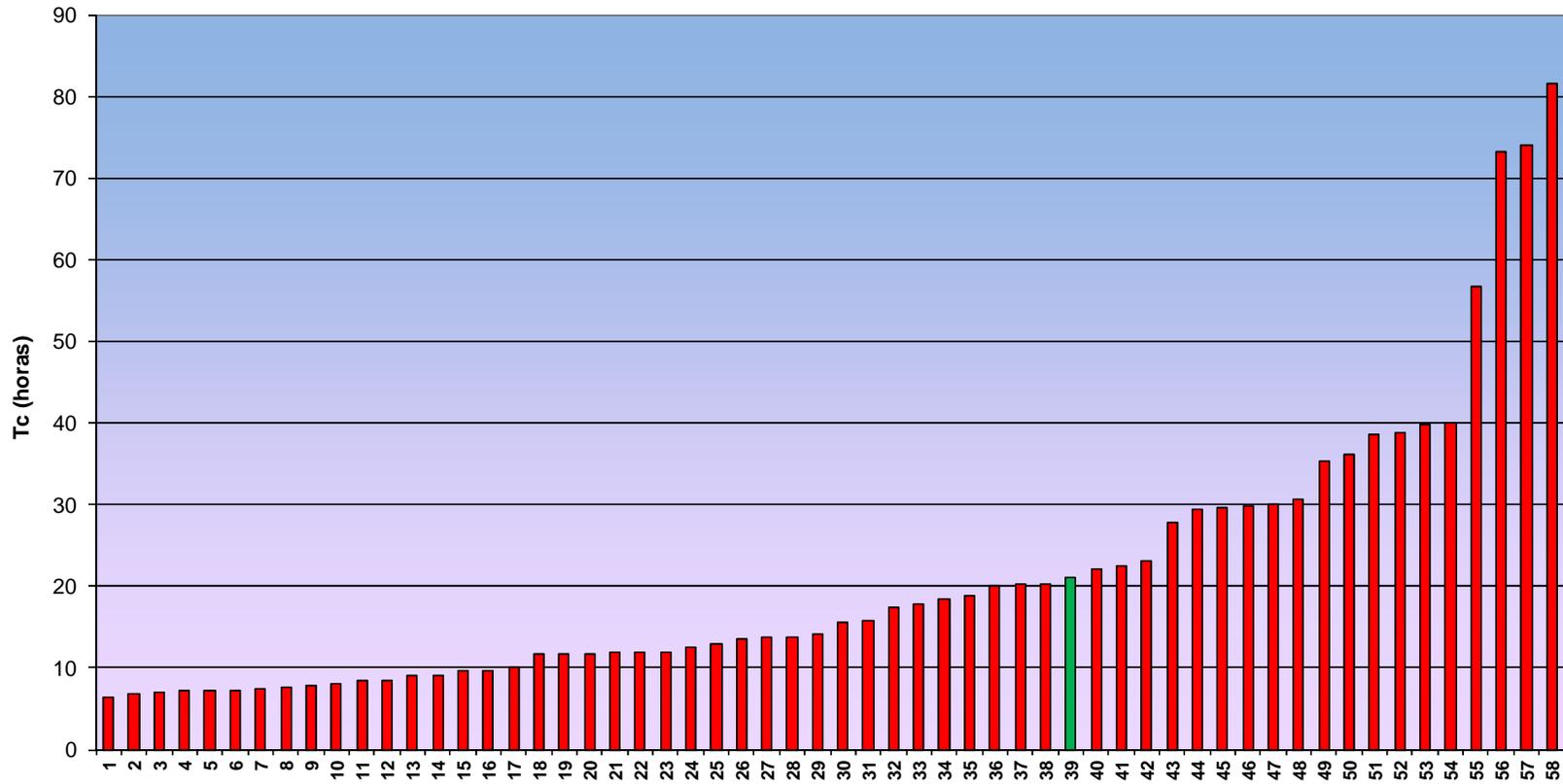
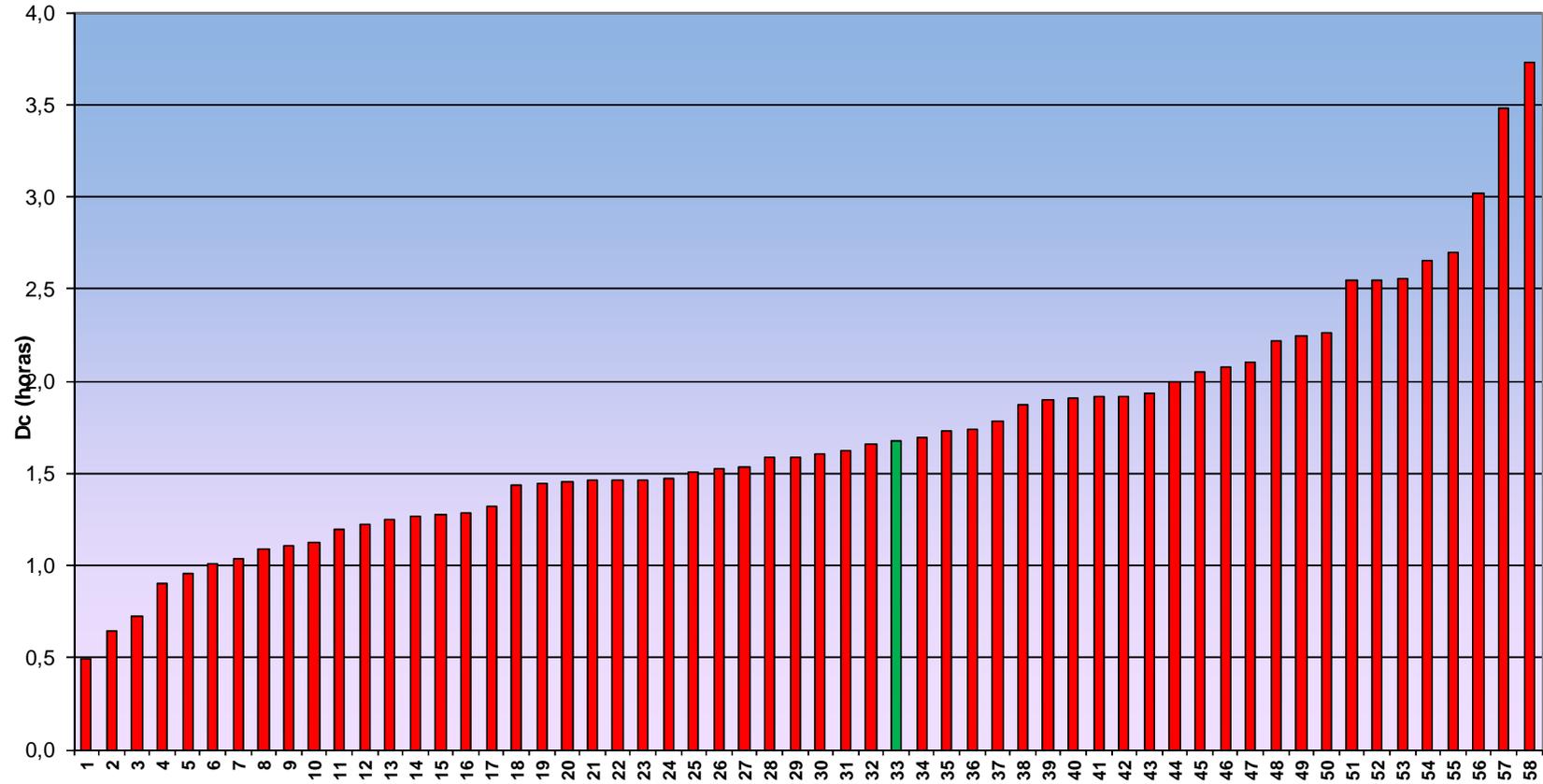


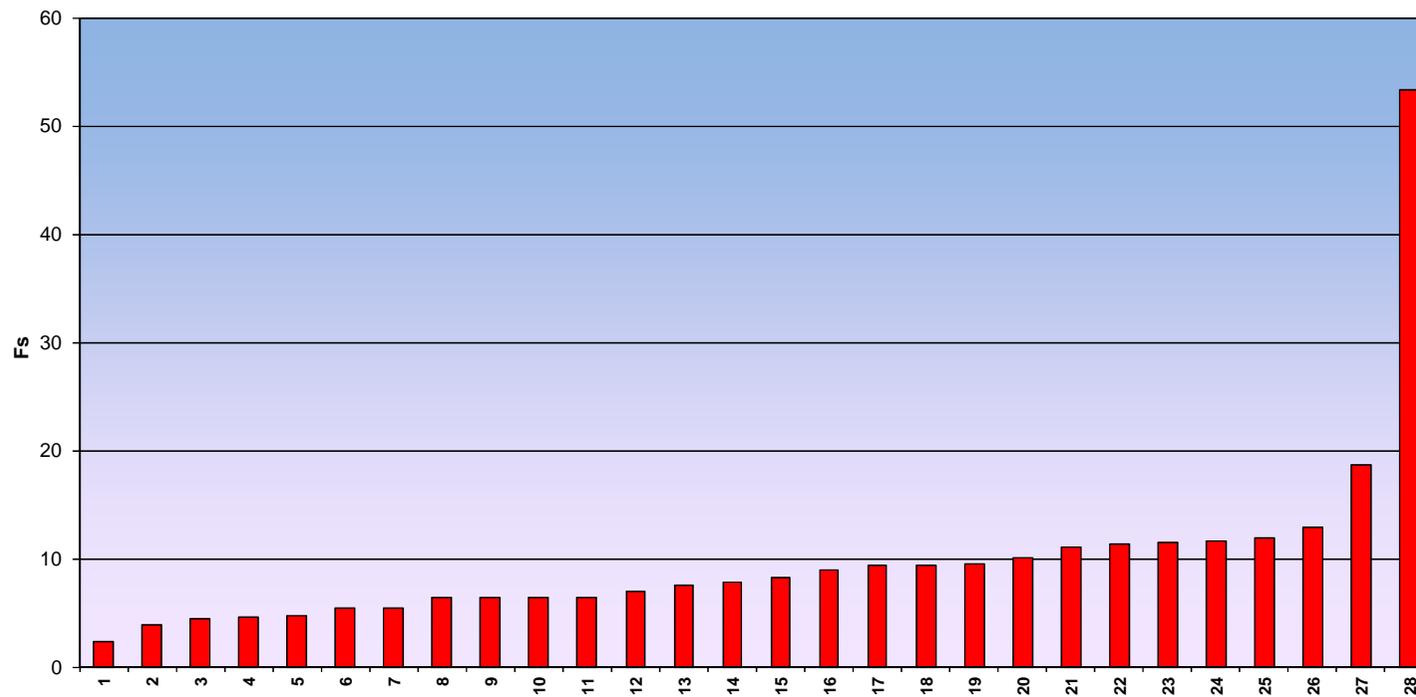
GRAFICO 2: TIEMPO TOTAL DE INTERRUPCIÓN POR CLIENTE (Tc horas)



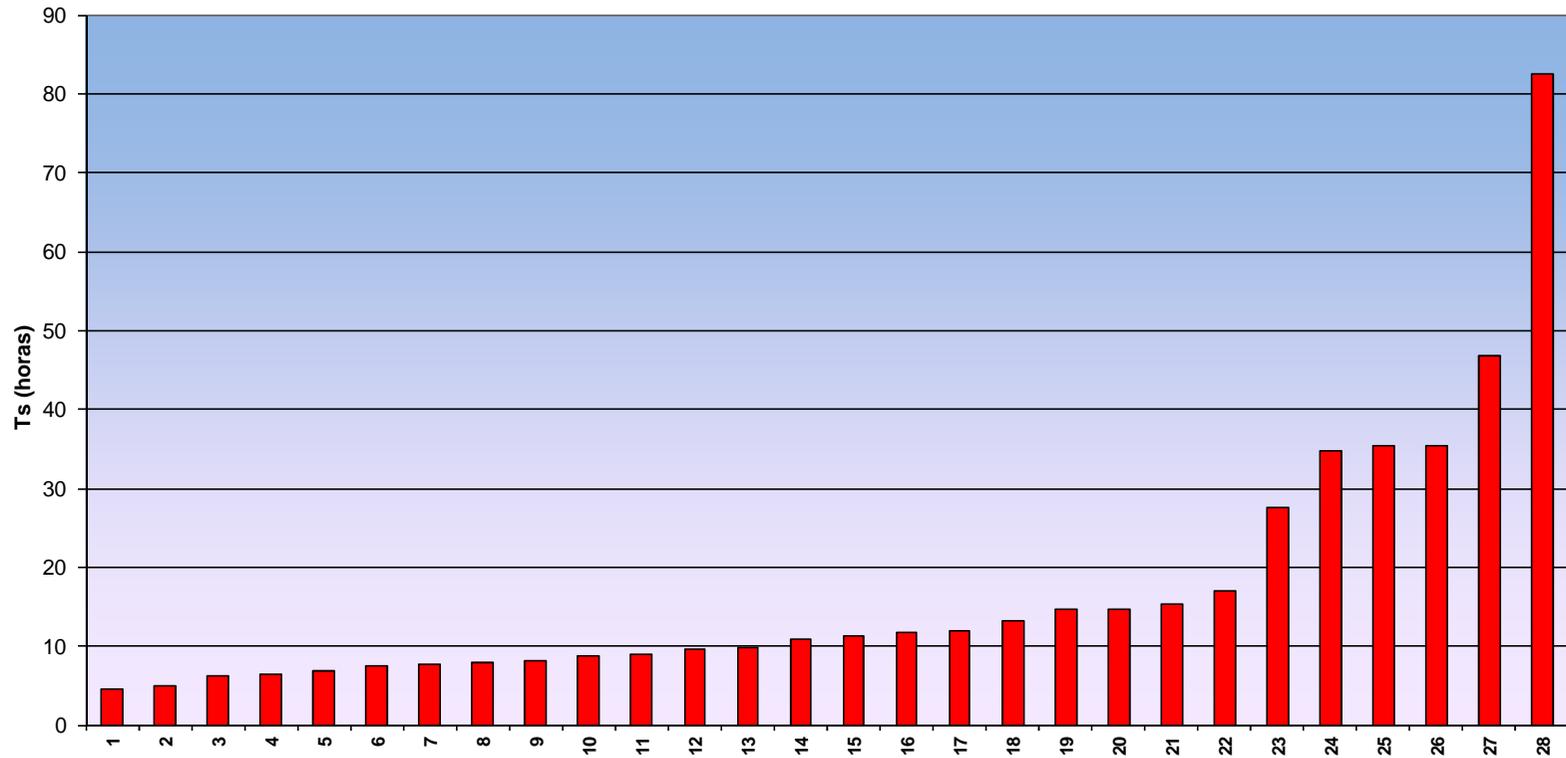
**GRAFICO 3: DURACIÓN MEDIA DE LAS INTERRUPCIONES-CLIENTE (Dc horas)**



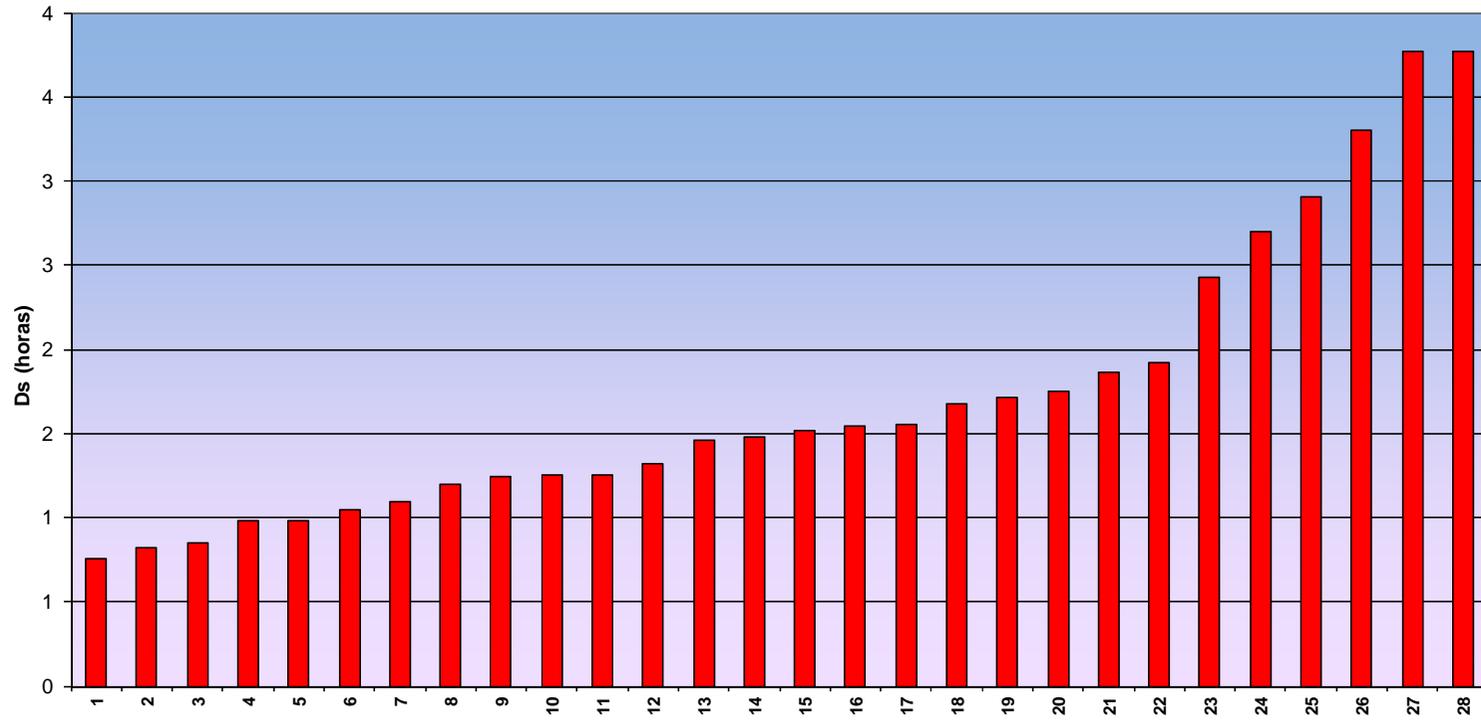
**GRAFICO 4: FRECUENCIA MEDIA DE INTERRUPCIÓN POR POTENCIA (Fs)**



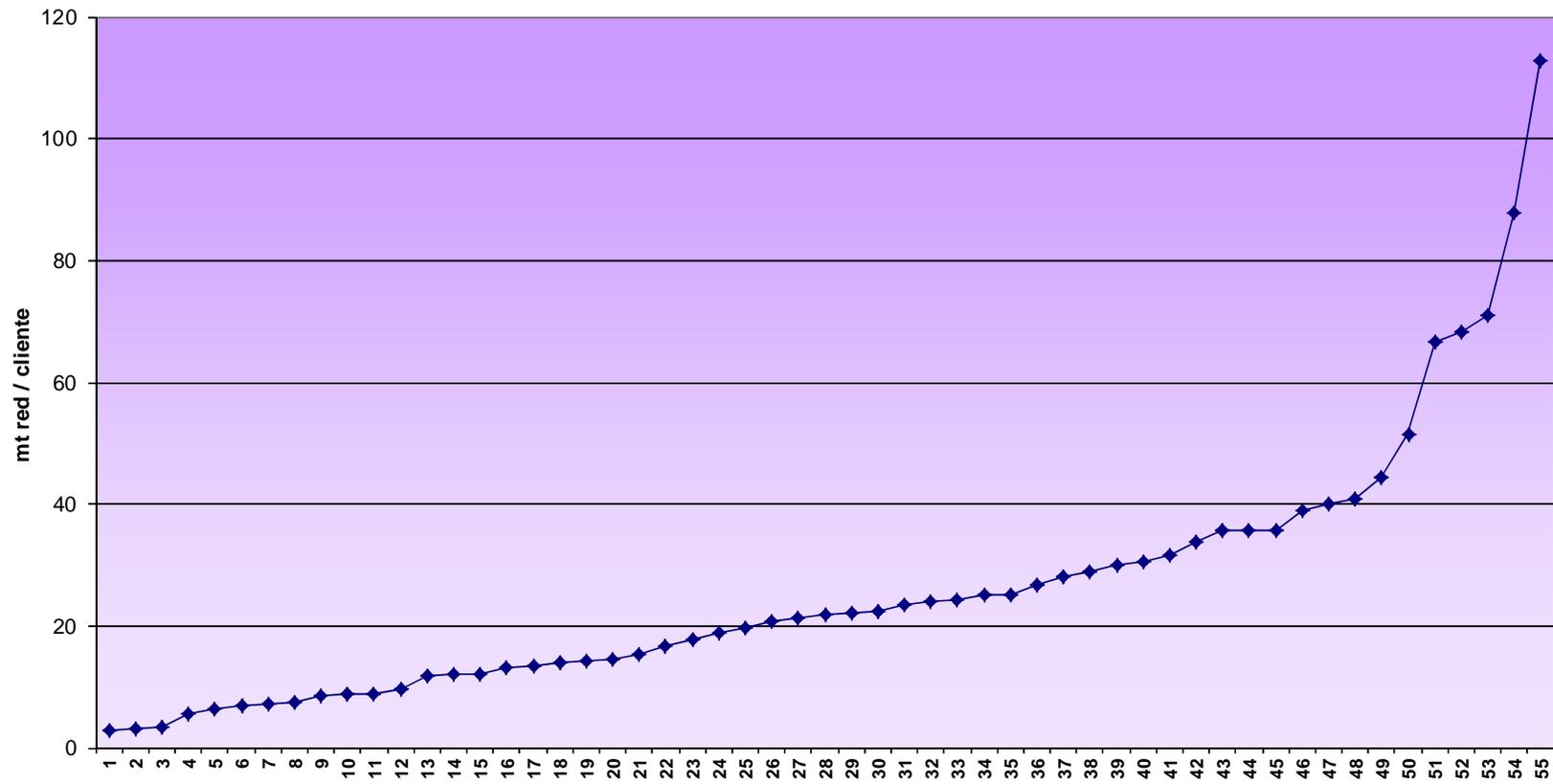
**GRAFICO 5: TIEMPO TOTAL DE INTERRUPCIÓN POR POTENCIA (Ts horas)**



**GRAFICO 6: DURACIÓN MEDIA DE LAS INTERRUPCIONES-POTENCIA (Ds horas)**



**GRAFICO 7: EXTENSION DE RED DE MT POR CLIENTE – (METROS DE RED DE MT/CLIENTE)**



**GRAFICO 8: % ENERGIA / POTENCIA PICO \* 8760 HORAS AÑO**

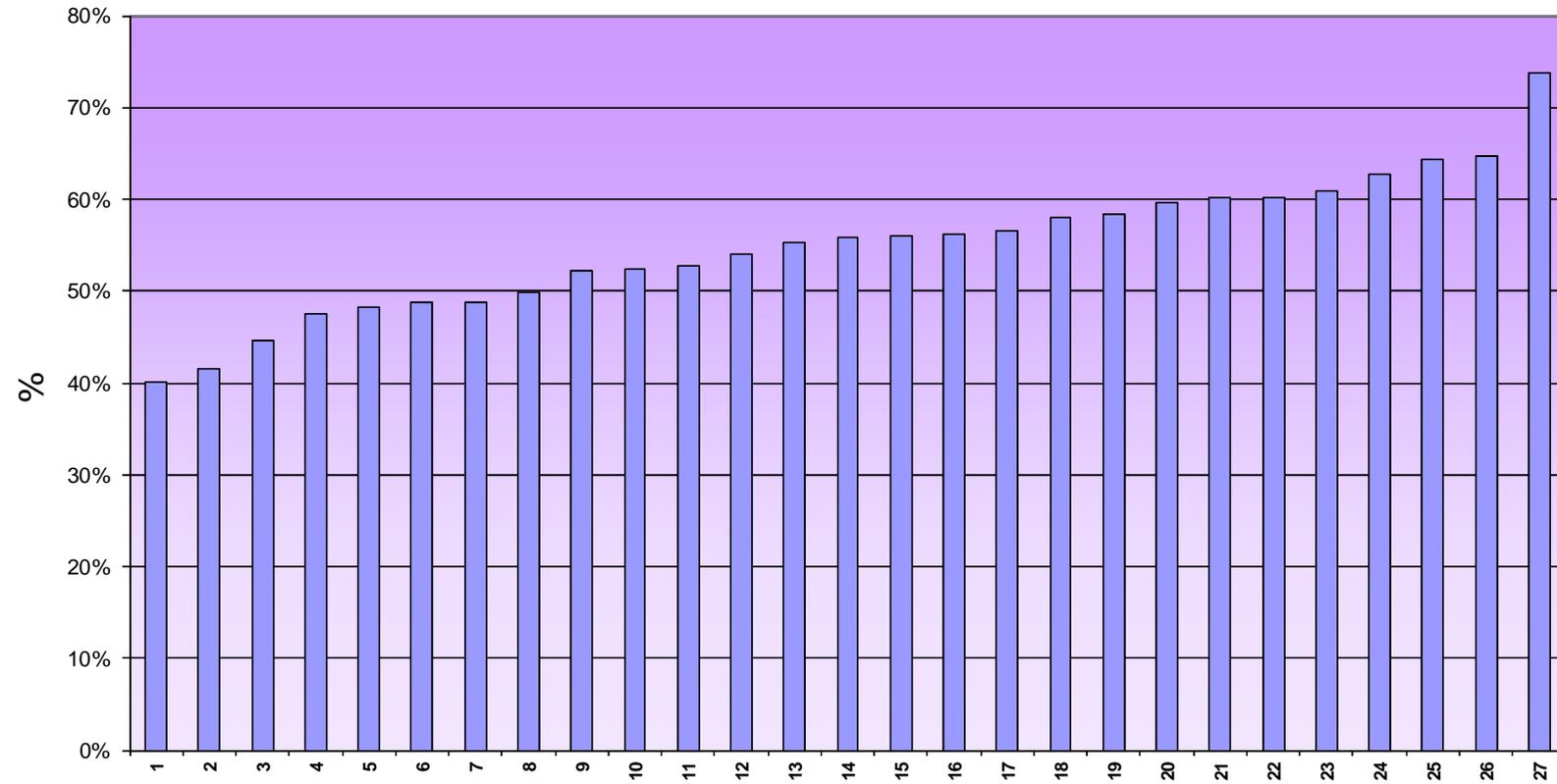


GRAFICO 9: PORCENTAJE DE PÉRDIDAS TOTAL EMPRESA

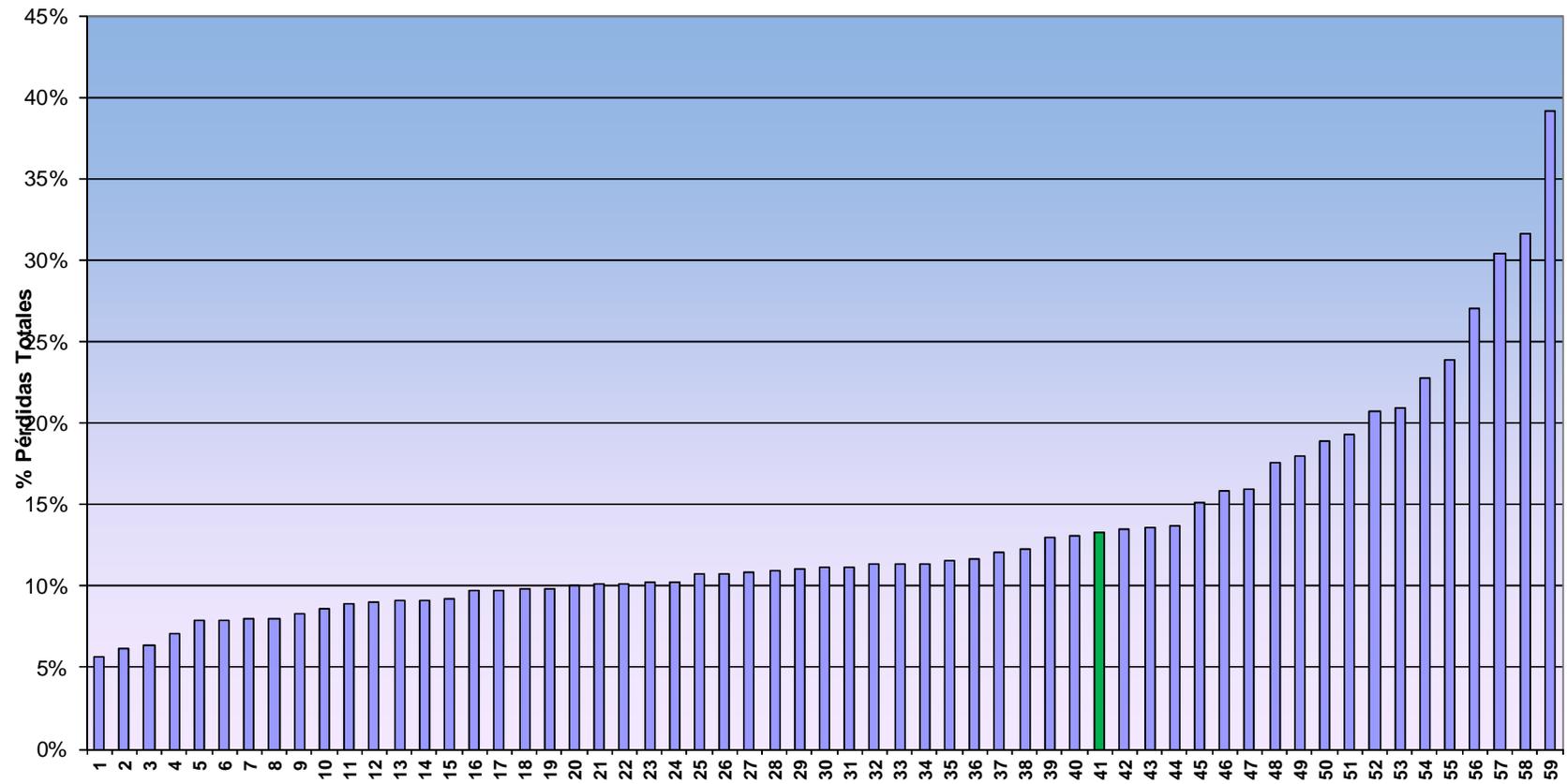
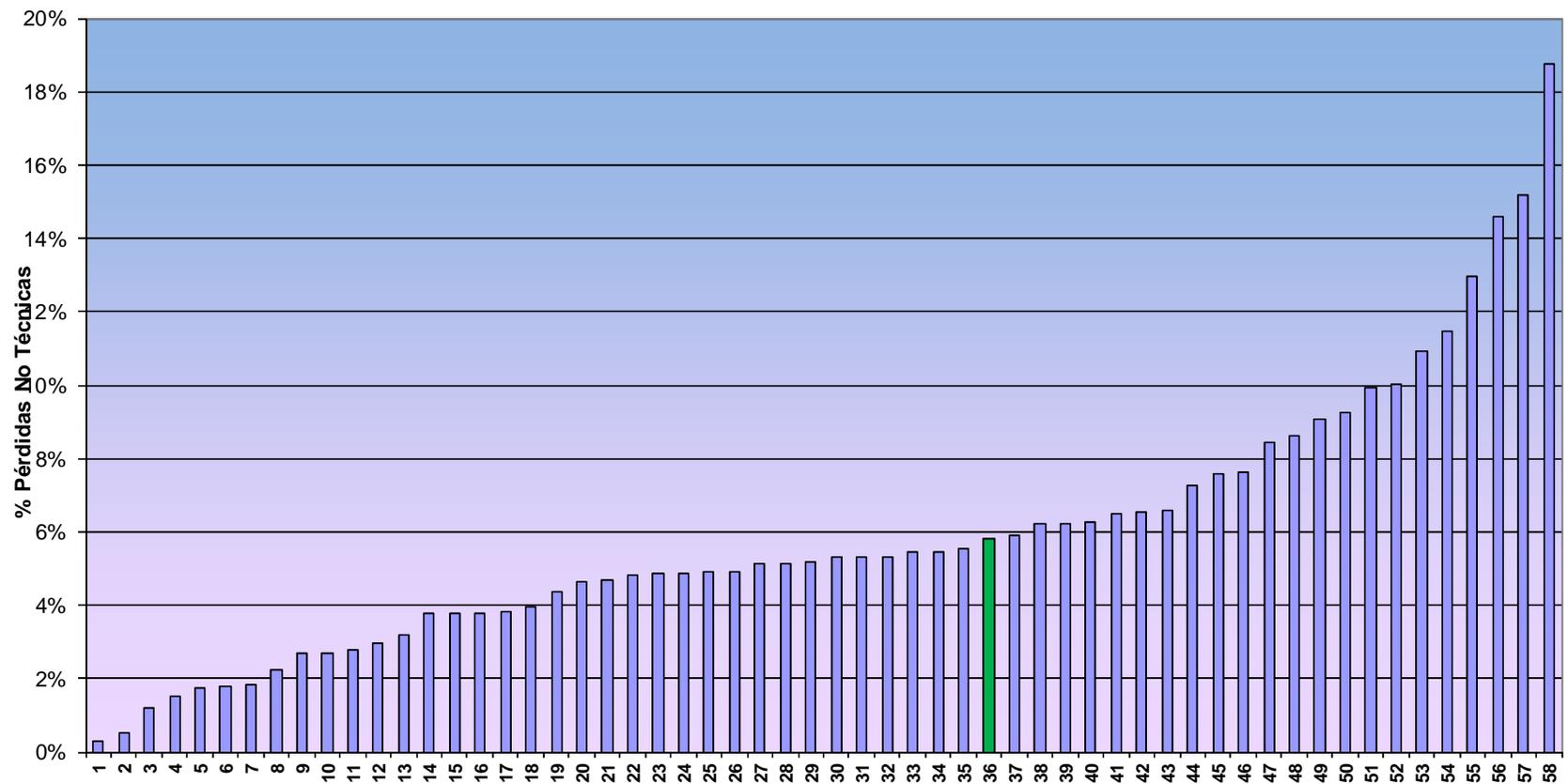
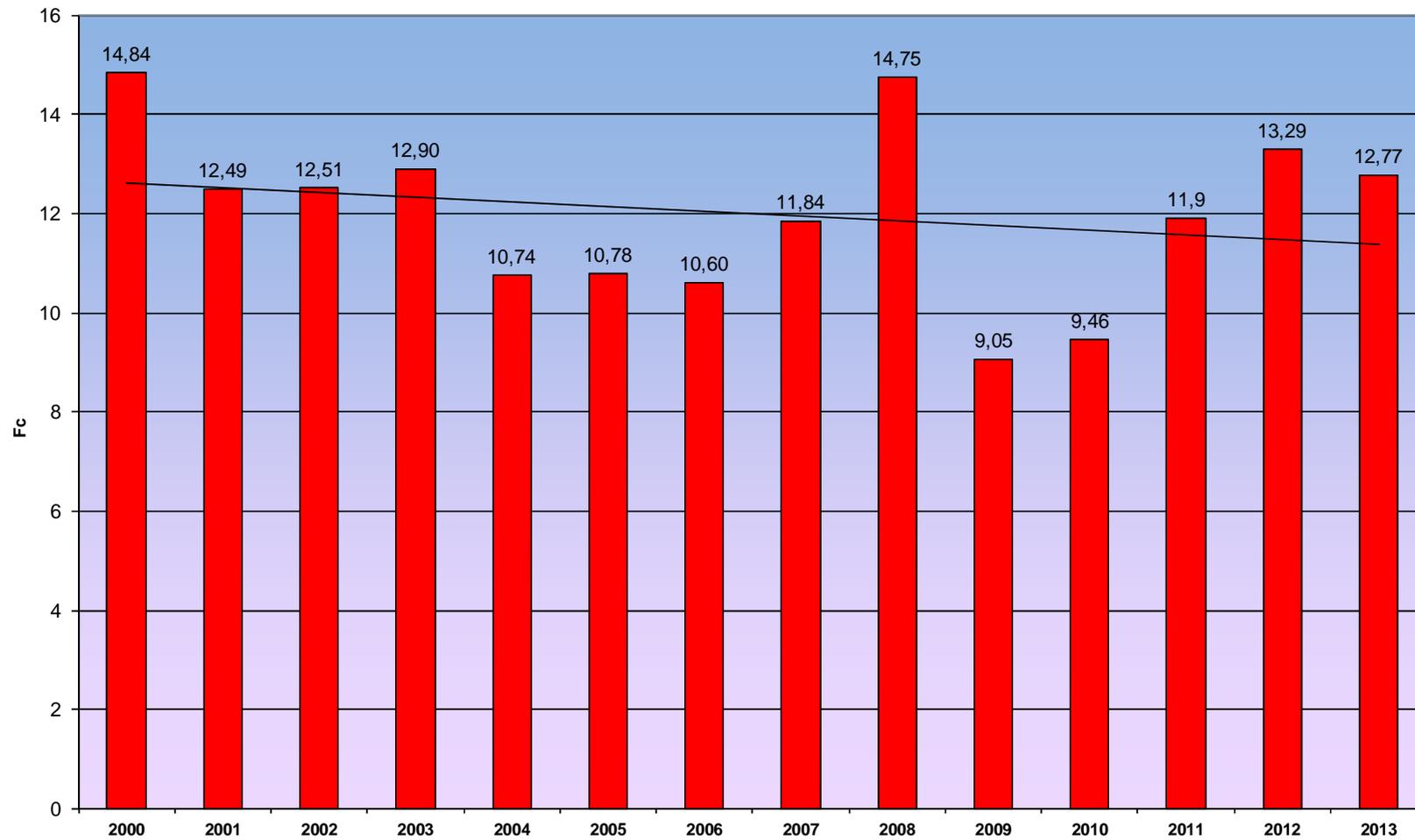


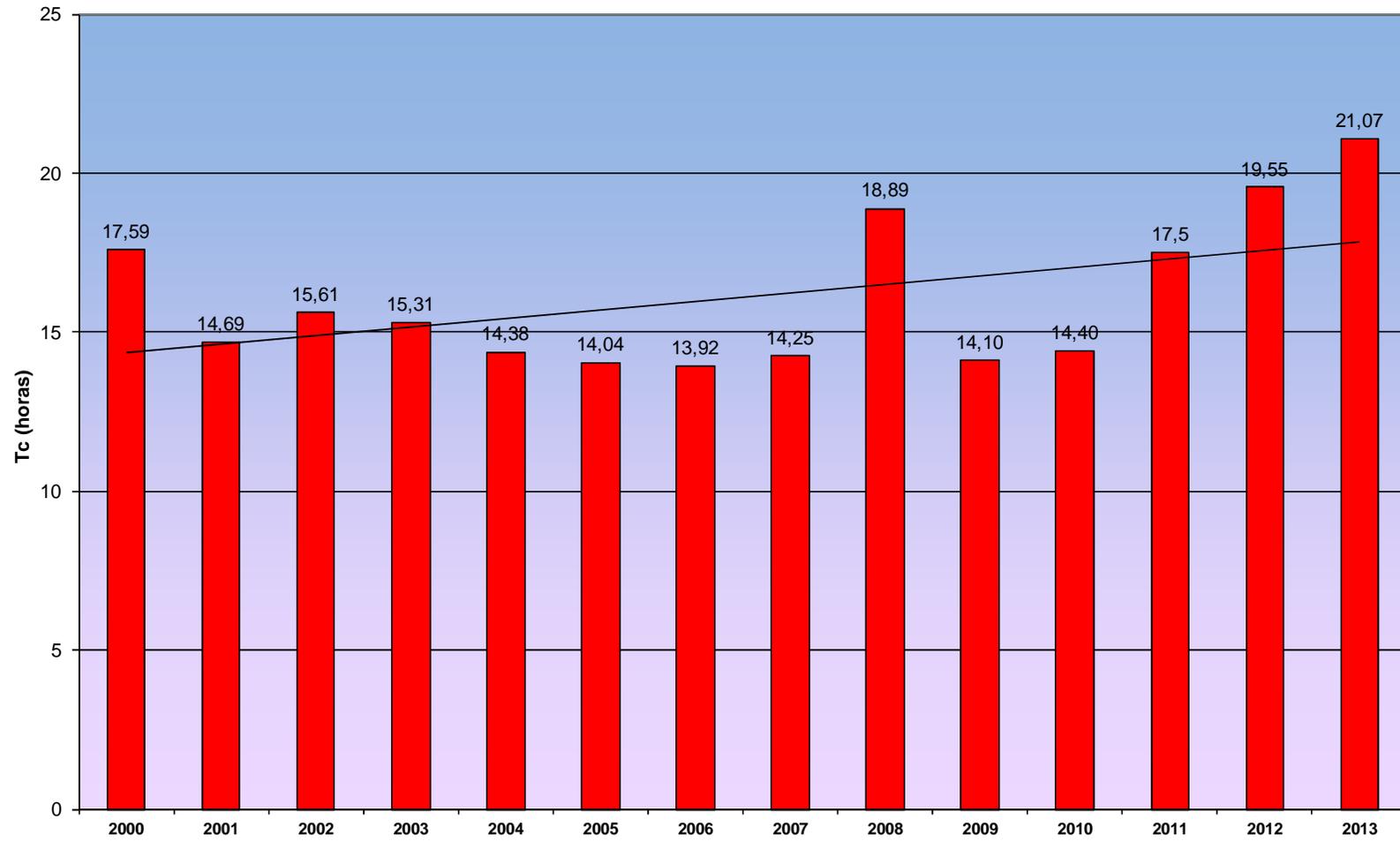
GRAFICO 10: % PERDIDAS NO TECNICAS EMPRESA



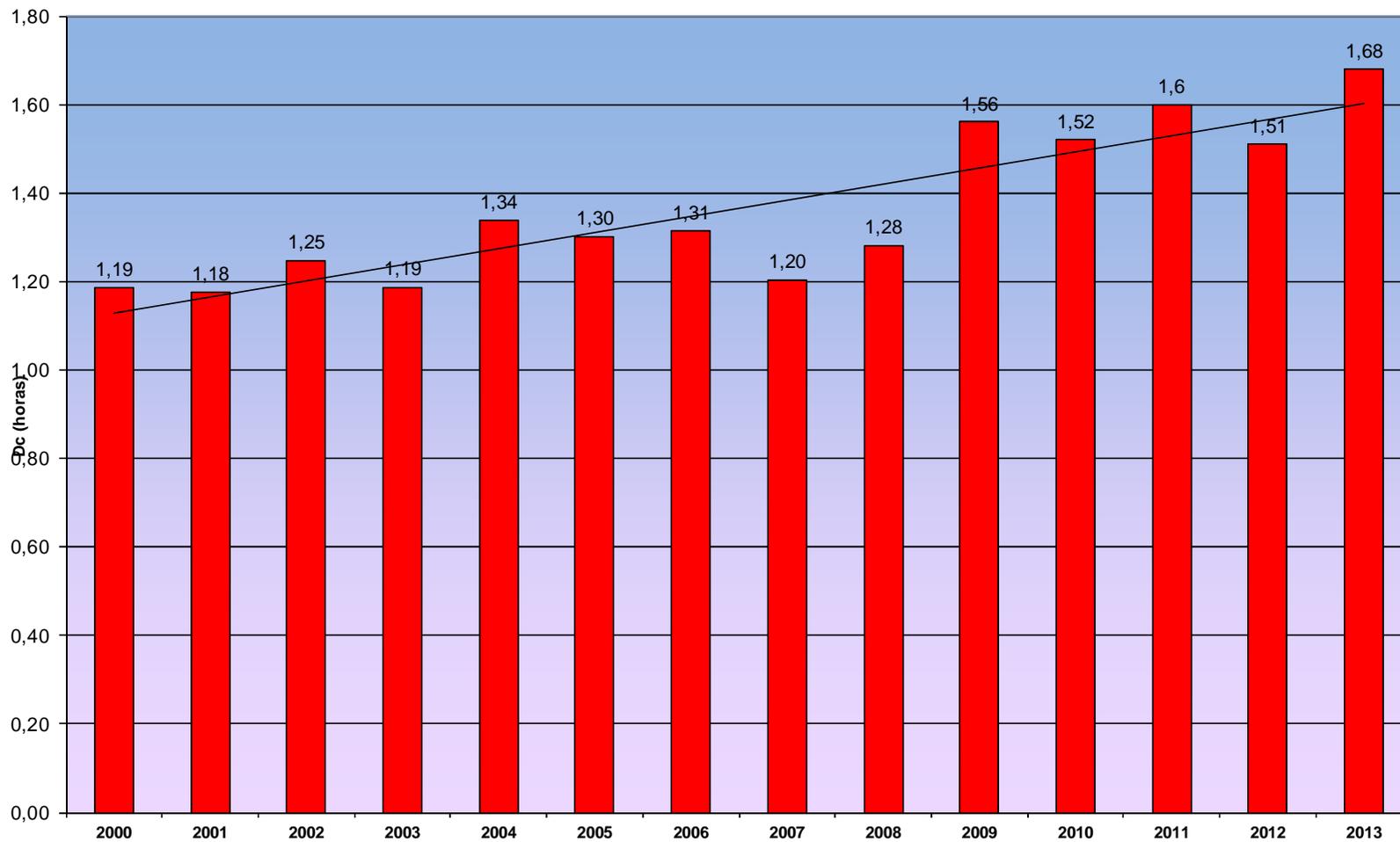
**GRAFICO 11: EVOLUCION MEDIA CIER Fc**



**GRAFICO 12: EVOLUCION MEDIA CIER Tc (horas)**



**GRAFICO 13: EVOLUCION MEDIA CIER Dc (horas)**





**MANUAL DE DEFINICIÓN DE LOS  
INDICADORES DE CALIDAD DE  
SERVICIOS DISTRIBUCIÓN  
Año 2014**

1.	INTRODUCCION .....	24
2.	OBJETIVO .....	24
3.	INFORMACIÓN DE MAGNITUD DE LA EMPRESA .....	25
4.	DEFINICION DE INDICADORES.....	26
4.1.	INDICADORES REPRESENTATIVOS DE LA CALIDAD DEL SERVICIO (continuidad) .....	26
4.1.1.	TERMINOLOGIA.....	26
4.1.2.	INDICADORES CALIDAD SERVICIO.....	28
4.2.	INDICADORES COMERCIALES.....	33
4.2.1	INDICADOR DE CALIDAD DE ATENCIÓN – TIEMPO MEDIO DE CONEXIÓN EN BT.....	33
4.2.2.	INDICADOR DE CALIDAD DE FACTURACIÓN.....	34
4.3.	INDICE DE PERDIDAS DE ENERGIA .....	34

## **1. INTRODUCCION**

La búsqueda de la excelencia en la gestión operacional sobre sistemas eléctricos de América del Sur, exigen 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, posean credibilidad, consolidación y que puedan reflejar el desempeño global de las empresas de la región.

El conjunto de indicadores gerenciales constituye un instrumento muy importante 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.

Los mismos son convergentes con muchos de los indicadores contenidos en contratos de concesión y/o sistemas estadísticos de asociaciones nacionales de empresas distribuidoras.

## **2. OBJETIVO**

Los indicadores aquí definidos tienen por objeto medir el desempeño de la gestión operacional, fundamentalmente en cuanto a la calidad del servicio prestado por el sistema, aspectos de la calidad comercial y de pérdidas.

Para su definición se ha considerado que:

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 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. Por lo tanto deben ser denominador común en la gestión.

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

### **3. INFORMACIÓN DE MAGNITUD DE LA EMPRESA**

La información de magnitud de la empresa considerada comprende lo siguiente:

**a) Cantidad de clientes (urbano, rural)**

Se refiere al número de clientes al final del año de referencia.

**b) km. de redes aéreas y subterráneas (AT, MT y BT).**

Se refiere a la extensión de la red al final del año de referencia. A modo de aclaración, dos circuitos que utilizan un mismo poste compartido, su extensión deberá ser considerada individualmente.

**c) Demanda máxima pico (MW.)**

**d) Área geográfica de concesión (km<sup>2</sup>.)**

Se refiere a la extensión territorial del área de concesión o de servicio de la empresa.

**e) Composición de mercado: porcentaje de clientes o de energía de: residenciales, comerciales, industriales, otros.**

Se considerará el número y energía medida al fin del periodo de referencia. En caso de existir otro de tipo de clasificación se deberá asimilarla a la ya definida y realizar las observaciones correspondientes.

**f) Grado de cobertura**

Se refiere al porcentaje de hogares o domicilios con servicio de energía eléctrica. Se recomienda usar los censos de población y vivienda periódicos. En caso contrario se realizará una estimación por parte de la empresas.

**g) Consumo anual por consumidor (kWh/cliente).**

Se refiere al consumo medio anual de los clientes residenciales. En caso de no indicarlo se calculará a partir de datos indicados.

**h) Población.**

Se refiere al número de residentes que habita el Área de Concesión.

## **4. DEFINICION DE INDICADORES**

### **4.1. INDICADORES REPRESENTATIVOS DE LA CALIDAD DEL SERVICIO (continuidad)**

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.

Los indicadores permiten desde la órbita de la empresa evaluar la gestión de la misma, llegando a influir en su desempeño en cuanto a calidad y productividad

La información de magnitud de la empresa permite definir criterios validos de comparación de empresas basados en las características del mercado, tipo de área de concesión, características de la Red.

#### **4.1.1. 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.
- g) PERIODO DE CONTROL Se considera un lapso de tiempo de un año.
- h) CLASIFICACION 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 un Centro 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.

### i) CLASIFICACION DE LAS INTERRUPCIONES

#### Interrupciones consideradas

Para el cálculo de los índices, deberán considerarse, al menos, 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), cualquiera que sea el origen de ellas (inclusive las originadas en los sistemas de transmisión, generación o interconectados, es decir de origen externo).

En caso de que la empresa contabilice interrupciones comprendidas entre 1 y 3 minutos deberá declararse explícitamente

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). Se deberá indicar en observaciones el criterio utilizado.

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.

#### **4.1.2. INDICADORES CALIDAD SERVICIO**

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.

**\* 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). ( SAIF-FEC).**

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 (Tc) (SAIDI-DEC).**

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.

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

Donde:

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

### **c) Duración Media de las Interrupciones (Dc) (CAIDI).**

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

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

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.

$$DMR \text{ o } TMA = \frac{\sum_{i=1}^n t(i)}{n}$$

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 (Fs) (ASIFI).**

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

Donde:

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

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.

### **b) Tiempo Total de Interrupción del Sistema (Ts) (ASIDI):**

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

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

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.

### **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 está 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

## **4.2. INDICADORES COMERCIALES**

### **4.2.1 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.

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.

n

$\sum T_{Ci}$

$$\text{TMC} = \frac{\sum_{i=1}^n \text{Días}}{\text{Nº de conexiones}}$$

#### 4.2.2 INDICADOR DE CALIDAD DE FACTURACIÓN

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

$$\text{ICF} = \frac{\text{Nº de cuentas refacturadas} \times 10.000}{\text{Nº de cuentas facturadas}}$$

#### 4.3. INDICE DE PERDIDAS DE ENERGIA

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:

$$\text{En.ingresada} = (\text{Eg} + \text{Ea} + \text{Ec})$$

$$\text{En.salida} = (\text{Ev} + \text{Is} + \text{Ac})$$

Con:

Eg = energía auto generada.

Ea = energía comprada a los autoprodutores.

Ec = energía comprada a otras empresas.

Ev = energía vendida a consumidores.

Is = energía vendida a otras empresas

Ac= autoconsumos

- 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.

En el caso de no existir equipamiento de medición en los puntos considerados, adoptar el valor utilizado para efectuar la facturación (alumbrado público, viviendas modestas etc.).



**COMISION DE INTEGRACION  
ENERGETICA REGIONAL**

Br. Artigas 1040, 11300 Montevideo - Uruguay  
[www.cier.org.uy](http://www.cier.org.uy)