



COMISIÓN DE INTEGRACIÓN ENERGÉTICA REGIONAL

Proyecto CIER 06 – Informe de Resultados de 2002

**COORDINACIÓN INTERNACIONAL DE DISTRIBUCIÓN Y
COMERCIALIZACIÓN**

PROYECTO CIER 06

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

INFORME DE RESULTADOS – AÑO 2002

Octubre/2003



COMISIÓN DE INTEGRACIÓN ENERGÉTICA REGIONAL

Proyecto CIER 06 – Informe de Resultados de 2002

ÍNDICE

1. PRESENTACIÓN.....	3
2. INFORMACIONES RELATIVAS A DIMENSIONES Y CARACTERÍSTICAS DE LAS EMPRESAS.....	4
2.1. DATOS DE REDES DE LAS EMPRESAS.....	4
2.2. DATOS DE MERCADO DE LAS EMPRESAS.....	6
3. INDICADORES DE CALIDAD DE SERVICIOS.....	8
3.1. INDICADORES DESDE EL PUNTO DE VISTA DEL CLIENTE (*).....	8
3.1.1. <i>Frecuencia Media de Interrupción por Consumidor (Fc)</i>	8
3.1.2. <i>Tiempo Total de Interrupción por Consumidor (Tc)</i>	8
3.1.3. <i>Duración Media de las Interrupciones (Dc)</i>	8
3.1.4. <i>Duración Media de Reposición o Tiempo Medio de Atención (DMR)</i>	8
3.2. INDICADORES DESDE EL PUNTO DE VISTA DEL SISTEMA (*).....	12
3.2.5. <i>Frecuencia Media de Interrupción del Sistema (Fs)</i>	12
3.2.6. <i>Tiempo Total de Interrupción del Sistema (Ts)</i>	12
3.2.7. <i>Duración Media das Interrupciones (Ds)</i>	12
4. INDICADORES DE PÉRDIDAS EN LA DISTRIBUCIÓN.....	16
5. INDICADORES COMERCIALES.....	17
6. GRÁFICOS DE RESULTADOS.....	18
6.1. INDICADORES DESDE EL PUNTO DE VISTA DEL CLIENTE.....	18
6.1.1. <i>Gráfico 1 – Frecuencia media por Cliente (Fc) para el total de incidencias</i>	18
6.1.2. <i>Gráfico 2 – Tiempo total de interrupción por Cliente (Tc) para el total de incidencias</i>	18
6.1.3. <i>Gráfico 3 – Duración media de Interrupción por Cliente (Dc) para el total de incidencias</i>	18
6.1.4. <i>Gráfico 4 – Duración Media de Reposición (DMR) o Tiempo Medio de Atención (TMA) para el total de incidencias</i>	18
6.2. INDICADORES DESDE EL PUNTO DE VISTA DEL SISTEMA.....	18
6.2.1. <i>Gráfico 5 – Frecuencia media del Sistema (Fs) para el total de incidencias</i>	18
6.2.2. <i>Gráfico 6 – Tiempo total de interrupción del Sistema (Ts) para el total de incidencias</i>	18
6.2.3. <i>Gráfico 7 – Duración media de Interrupción del Sistema (Ds) para el total de incidencias</i>	18
6.3. GRÁFICO 8 – PÉRDIDAS TOTALES POR EMPRESA.....	18
6.4. GRÁFICO 9 – DENSIDAD DE RED DE DISTRIBUCIÓN (MT + BT).....	18
6.5. GRÁFICO 10 – DENSIDAD DE RED DE DISTRIBUCIÓN (MT).....	18
ANEXO 1: MANUAL DE DEFINICIÓN DE LOS INDICADORES DE CALIDAD DE SERVICIOS DISTRIBUCIÓN Y COMERCIAL.....	29
ANEXO 2 COMENTARIOS DE AYUDA AL USO DE LOS RESULTADOS.....	41



COMISIÓN DE INTEGRACIÓN ENERGÉTICA REGIONAL

Proyecto CIER 06 – Informe de Resultados de 2002

1. PRESENTACIÓN

- Este informe de resultados fue preparado por el Grupo Coordinador del Proyecto CIER 06 con base en los indicadores definidos en el proyecto.

Grupo Coordinador:

Ing. Juan José Cararsco – 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 – UTE/UY

- Los indicadores de calidad de servicios se definen 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 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

- 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 Servicios Distribución y Comercial” y “Comentarios de Ayuda al Uso de los Resultados” complementan este informe como anexos.



2. 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:

2.1. *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)



COMISIÓN DE INTEGRACIÓN ENERGÉTICA REGIONAL

Proyecto CIER 06 – Informe de Resultados de 2002

PLANILLA 1: DATOS DE LAS EMPRESAS

EMPRESA	PAIS	Area de concesion	POBLACION	EXTENSION DE REDES (km)						N° de CT	CLIENTES			
				ALTA		MEDIA		BAJA			TOTAL	URBANOS	RURALES	TOTALES
				AEREA	SUBT	AEREA	SUBT	AEREA	SUBT					
EDEERSA	ARGENTINA	56.287	1.113.500	1.031	90	9.936	88	4.595	0	15.740	7.398	141.228	94.152	235.380
EDEMISA	ARGENTINA	109.908	707.000	650	137	6.922	206	6.512	0	14.427	10.200	182.400	121.600	304.000
EDESTE	ARGENTINA	36.668	161.426	343	0	1.827	0	690	33	2.893	1.581	23.134	11.918	35.052
EDEA	ARGENTINA	105.438	1.400.000	1.313	0	3.413	0	4.455	0	9.181	3.719	244.119	162.746	406.865
EDESUR S.A.	ARGENTINA	3.309	6.000.000	350	1.300	2.500	6.170	16.982	5.300	32.602	21.182	1.761.205	335.468	2.096.673
EDENOR SA.	ARGENTINA	4.637	7.071.000	699	511	4.693	3.569	23.138	4.092	36.702	13.577	1.879.285	392.000	2.271.285
EPESF	ARGENTINA	114.690	3.098.661	2.000	0	25.971	550	15.757	512	44.790	22.704	728.424	149.196	877.620
ESJSA	ARGENTINA	85.226	578.500	219	0	3.950	0	3.770	532	8.471	3.859	121.169	30.292	151.461
CRE LTDA.	BOLIVIA	996.733	ND	208	1	4.686	1	4.632	0	9.527	9.148	194.932	38.898	233.830
BVENERGIA	BRASIL	5.712	214.541	30	0	649	0	820	0	1.500	1.484	53.704	501	54.205
REDE Cemat	Brasil	906.807	2.657.205	2.881	0	62.692	0	7.218	0	72.791	59.284	625.196	45.736	670.932
CELESC	BRASIL	95.346	5.356.000	2.613	6	58.385	30	31.341	51	92.425	112.469	1.629.316	200.795	1.830.111
CELPA	BRASIL	1.247.703	6.528.045	2.981	0	20.588	0	17.175	0	40.744	17.143	ND	ND	1.124.084
CELTINS	BRASIL	278.420	1.155.251	2.225	0	18.024	8	3.964	0	24.221	8.139	253.047	11.423	264.470
CEB	BRASIL	5.814	2.106.741	337	0	8.452	574	5.136	947	15.446	18.958	622.743	7.678	630.421
CEMIG	Brasil	567.265	17.891.494	15.179	16	31.425	314	51.834	0	98.768	525.653	5.253.096	338.394	5.591.490
COELCE	BRASIL	146.817	7.654.535	3.526	0	51.044	15	25.062	179	79.825	72.015	1.767.892	241.062	2.008.954
CEMAR	BRASIL	333.366	5.638.381	5.075	0	15.189	0	12.176	0	32.440	12.454	1.034.096	31.594	1.065.690
COPEL	BRASIL	194.854	9.527.902	6.772	0	139.965	55	45.940	35	192.767	305.404	2.697.740	313.642	3.011.382
Electropaulo	Brasil	4.526	15.552.896	0	0	17.611	968	16.562	593	35.734	184.084	5.014.300		5.014.300
EEB	Brasil	3.488	279.280	58	0	3.035	0	708	0	3.801	4.091	70.731	24.456	95.187
RGE	BRASIL	90.372	3.441.341	1.351	0	38.639	0	35.835	0	75.825	55.447	822.373	203.472	1.025.845
CGE S.A.	CHILE	10.998	3.060.500	0	0	6.557	88	7.962	302	14.909	16.215	607.857	50.575	658.432
EDELMA S.A.	CHILE	74	152.346	8	0	352	0	537	0	897	709	38.418	7.724	46.142
CODENSA SA ESP	Colombia	14.087	8.133.190	1.148	0	14.894	2.265	21.101	494	39.902	56.605	1.649.287	262.898	1.912.185
EAD S.A. E.S.P.	COLOMBIA	55.649	5.531.893	417	0	1.378	0	23.700	0	25.495	36.940	303.405	193.216	496.621
EPPM	COLOMBIA	4.158	3.234.052	779	0	7.007	204	4.800	88	12.878	42.024	836.672	81.734	918.406
EMELSAD	ECUADOR	6.649	508.000	146	0	2.777	1	1.099	2	4.025	9	35.307	58.329	93.636
EEQ S.A.	ECUADOR	14.900	2.103.123	222.3	0	5.206	250	9.254	744	15.454	24.138	419.593	150.303	569.896
ELEPCO S.A.	ECUADOR	ND	320.439	9.845	0	1.937	0	2.804	19	14.605	3.422	21.129	54.218	75.347
CENTROSUR	ECUADOR	28.962	791.252	167	0	4.973	0	8.205	58	13.403	10.179	103.048	119.952	223.000
A.N.D.E.	PARAGUAY	405.752	5.534.378	3.270	15	27.664	407	26.346	27	57.728	ND	ND	ND	0
LDS	PERÚ	2.779.012	3.800.729	251	22	1.542	1.348	3.459	10.126	16.748	5.848	676.826	12.989	689.817
UTE	URUGUAY	180.000	3.150.000	3.333	577	32.720	2.627	19.095	3.308	61.660	34.535	1.071.033	136.772	1.207.805
ENELBAR	VENEZUELA	19.800	1.660.177	ND	ND	ND	ND	ND	ND	0	ND	ND	ND	0
ELEVAL	Venezuela	240	1.347.563	6	0	820	129	ND	ND	955	5.895	114.806	0	114.806
SENECA	VENEZUELA	1.150	390.000	67	30	1.223	77	ND	ND	1.397	5.727	61.031	45.427	106.458



COMISIÓN DE INTEGRACIÓN ENERGÉTICA REGIONAL

Proyecto CIER 06 – Informe de Resultados de 2002

2.2. 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
- Demanda máxima pico
- Energía vendida
- Consumo anual por consumidor



COMISIÓN DE INTEGRACIÓN ENERGÉTICA REGIONAL

Proyecto CIER 06 – Informe de Resultados de 2002

PLANILLA 2: COMPOSICIÓN DEL MERCADO

EMPRESA	PAIS	composicion del mercado (% clientes)				composicion del mercado (% energia vendida)				composicion por nivel de tension				demanda maxima pico	energia vendida MWh	consumo anual por consumidor (kWh/cliente)
		residenciales	comerciales	industriales	otros	residenciales	comerciales	industriales	otros	alta tension	media tension	baja tension	total			
EDEERSA	ARGENTINA	82,00	14,00	0,30	3,70	"ND"	"ND"	"ND"	"ND"	"ND"	"ND"	"ND"	"ND"	356,00	2.100.000	1.900
EDEMESA	ARGENTINA	85,00	7,60	0,20	7,20	"ND"	"ND"	"ND"	"ND"	"ND"	"ND"	"ND"	"ND"	980,00	2.100.000	157
EDESTE	ARGENTINA	87,00	9,20	0,10	3,70	"ND"	"ND"	"ND"	"ND"	"ND"	"ND"	"ND"	"ND"	90,00	408.000	2.100
EDEA	ARGENTINA	89,00	4,50	0,20	6,30	"ND"	"ND"	"ND"	"ND"	"ND"	"ND"	"ND"	"ND"	430,00	2.049.000	220
EDESUR S.A.	ARGENTINA	86,00	10,00	0,50	3,50	"ND"	"ND"	"ND"	"ND"	"ND"	"ND"	"ND"	"ND"	2.600,00	14.300.000	2.300
EDENOR SA.	ARGENTINA	85,10	13,00	0,30	1,60	"ND"	"ND"	"ND"	"ND"	"ND"	"ND"	"ND"	"ND"	2.800,00	13.000.000	2.600
EPESF	ARGENTINA	86,00	12,00	0,40	1,60	"ND"	"ND"	"ND"	"ND"	"ND"	"ND"	"ND"	"ND"	897,00	4.229.000	1.580
ESJSA	ARGENTINA	88,00	3,20	0,20	8,60	"ND"	"ND"	"ND"	"ND"	"ND"	"ND"	"ND"	"ND"	184,00	714.000	2.400
CRE LTDA.	BOLIVIA	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	1	1.993	231.543	233.537	229,50	1.193.800	5.112
BVENERGIA	BRASIL	86,67	10,42	0,71	2,20	49,12	22,15	3,89	24,84	0	309	53.896	54.205	66,37	321.210	268
REDE Cemat	Brasil	81,11	9,34	1,52	8,04	33,65	21,04	25,82	19,50	10	2.866	668.056	670.932	624,55	3.317.570	2.039
CELESC	BRASIL	77,13	7,93	3,02	11,92	22,77	13,19	45,35	18,69	ND	ND	ND	ND	2.328,60	12.862.674	7
CELPA	BRASIL	88,28	9,32	0,32	2,08	38,99	22,02	19,92	19,07	8	2.927	1.121.149	1.124.084	749,64	3.835.371	126
CELTINS	BRASIL	82,56	10,14	0,98	6,32	39,96	21,46	9,66	28,92	0	166.450	553.096	719.545	144,79	719.545	2.812
CEB	BRASIL	85,88	12,06	0,28	1,78	36,52	28,40	9,68	25,40	4	1.242	629.175	630.421	678,30	3.462.863	2.403
CEMIG	Brasil	82,50	9,20	1,20	7,10	18,10	9,30	60,10	12,50	2.801.336	956.145	1.834.009	5.591.490	6.231,00	35.634.056	117
COELCE	BRASIL	79,40	7,00	0,40	13,20	30,20	18,10	30,60	21,10	35	4.446	2.004.390	2.008.871	1.019,80	5.565.700	194
CEMAR	BRASIL	87,60	7,30	0,80	4,30	40,60	18,80	17,00	23,60	4	1.323	1.064.363	1.065.690	529,29	2.393.239	2.246
COPEL	BRASIL	78,42	8,37	1,54	11,67	24,67	15,62	43,29	16,42	42	9.094	3.002.246	3.011.382	3.092,00	17.450.933	5.795
Electropaulo	Brasil	89,80	0,90	9,00	0,30	31,50	31,70	26,70	10,10	ND	ND	ND	ND	6.354,70	32.450.850	6.472
EEB	Brasil	82,30	7,10	1,50	9,10	21,40	9,60	55,80	13,20	4	190	94.993	95.187	110,69	623.927	556
RGE	BRASIL	73,94	8,91	2,83	14,31	22,79	12,02	39,11	26,08	21	8.491	1.017.333	1.025.845	1.195,90	6.167	1.853
CGE S.A.	CHILE	0,95	0,03	0,01	0,01	0,34	0,18	0,41	0,08	3	6.339	652.090	658.432	601,00	3.077.830	4.674
EDELMA S.A.	CHILE	93,20	6,40	0,30	0,10	50,20	27,00	17,20	5,60	0	270	45.872	46.142	35,00	164.337	3.562
CODENSA SA ESP	Colombia	88,63	9,33	1,71	0,33	39,86	18,99	32,79	8,36	154	1.663	1.910.368	1.912.185	1.864,10	8.951.000	254
EADE S.A. E.S.P.	COLOMBIA	91,13	6,56	0,84	1,47	65,49	11,83	13,89	8,79	1	122	496.498	496.621	ND	886	107
EEPPM	COLOMBIA	91,00	7,00	1,00	1,00	44,00	13,00	36,00	7,00	6	676	917.724	918.406	ND	ND	3.648
EMELSAD	ECUADOR	85,35	12,66	0,44	1,55	44,42	24,04	18,41	13,13	1	715	88.840	89.556	49,12	190.092	92
EEQ S.A.	ECUADOR	85,70	11,50	1,80	1,00	38,30	18,80	29,30	13,60	3	2.111	567.773	569.887	505,34	2.166.684	1.732
ELEPCO S.A.	ECUADOR	89,05	5,32	3,69	1,93	26,73	6,34	50,31	16,61	7.565	28.172	39.610	75.347	41,23	161.294	642,63
CENTROSUR	ECUADOR	89,43	7,36	1,97	1,23	47,28	13,88	26,03	12,81	0	1.226	221.774	223.000	104,17	430.570	1.923
A.N.D.E.	PARAGUAY	84,99	11,36	1,27	2,38	43,82	19,74	21,13	15,31	14	12.925	951.509	964.448	1.193,20	4.407.141	2.356
LDS	PERÚ	90,54	8,36	0,23	0,87	41,09	21,37	26,38	11,15	4	1.203	688.610	689.817	711,42	3.753.754	5.442
UTE	URUGUAY	90,60	7,00	1,80	0,60	45,80	23,80	26,80	3,60	100	586	1.207.119	1.207.805	1.411,00	6.101.568	5.675
ENELBAR	VENEZUELA	88,73	9,95	0,04	1,28	35,05	24,41	24,11	16,43	ND	ND	ND	ND	495,19	2.215.988	7.206
ELEVAL	Venezuela	83,93	15,63	0,23	0,21	42,76	27,81	27,28	2,16	0	540	114.266	114.806	248,56	1.252.168	10.907
SENECA	VENEZUELA	89,43	10,21	0,19	0,17	41,97	20,76	31,85	5,41	0	90	106.368	106.458	207,40	931.320	8.748



COMISIÓN DE INTEGRACIÓN ENERGÉTICA REGIONAL

Proyecto CIER 06 – Informe de Resultados de 2002

3. INDICADORES DE CALIDAD DE SERVICIOS

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

3.1. *Indicadores desde el punto de vista del cliente (*)*

3.1.1. Frecuencia Media de Interrupción por Consumidor (Fc)

3.1.2. Tiempo Total de Interrupción por Consumidor (Tc)

3.1.3. Duración Media de las Interrupciones (Dc)

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

(*) Ver Anexo: 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 2002

INDICADORES DESDE EL PUNTO DE VISTA DEL CLIENTE INCIDENCIAS PROGRAMADAS - PLANILLA 3

EMPRESA	PAIS	INCIDENCIAS PROGRAMADAS															
		Frecuencia (Fc)				Tiempo Total (Tc)				Duración (Dc=Tc/Fc)				DMR o TMA			
		Alta tensión	Media tensión	Baja tensión	totales	Alta tensión	Media tensión	Baja tensión	totales	Alta tensión	Media tensión	Baja tensión	totales	Alta tensión	Media tensión	Baja tensión	totales
EDEERSA	ARGENTINA	0,00	1,70	0,03	1,50	0,00	0,70	0,01	0,71	0,00	0,41	0,33	0,47	"ND"	"ND"	"ND"	"ND"
EDEMSA	ARGENTINA	0,00	1,86	0,03	1,50	0,00	1,72	0,03	1,75	0,00	0,92	1,00	1,17	"ND"	"ND"	"ND"	"ND"
EDESTE	ARGENTINA	0,00	1,90	0,03	1,50	0,00	1,90	0,03	1,93	0,00	1,00	1,00	1,29	"ND"	"ND"	"ND"	"ND"
EDEA	ARGENTINA	0,00	1,20	0,03	1,50	0,00	1,72	0,03	1,75	0,00	1,43	1,00	1,17	"ND"	"ND"	"ND"	"ND"
EDESUR S.A.	ARGENTINA	0,00	0,30	0,01	0,31	0,00	0,50	0,01	0,51	0,00	1,67	1,00	1,64	"ND"	"ND"	"ND"	"ND"
EDENOR SA.	ARGENTINA	0,00	0,49	0,01	0,50	0,00	0,58	0,01	0,59	0,00	1,18	1,00	1,18	"ND"	"ND"	"ND"	"ND"
EPESEF	ARGENTINA	0,02	2,20	0,05	1,50	0,00	3,40	0,05	3,45	0,00	1,55	1,00	2,30	"ND"	"ND"	"ND"	"ND"
ESUSA	ARGENTINA	0,00	1,20	0,03	1,50	0,00	1,10	0,01	1,11	0,00	0,92	0,33	0,74	"ND"	"ND"	"ND"	"ND"
CRE LTDA.	BOLIVIA	0,14	0,24	0,16	0,54	0,39	0,33	0,44	1,17	2,79	1,38	2,75	2,15	2,73	2,67	2,77	2,77
BVENERGIA	BRASIL	0,00	0,38	1,80	2,18	0,00	0,80	1,64	2,44	0,00	2,11	0,91	1,12	ND	ND	ND	ND
REDE Cemat	Brasil	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
CELESC	BRASIL	ND	ND	ND	2,72	ND	ND	ND	3,68	ND	ND	ND	1,35	ND	ND	ND	ND
CELPA	BRASIL	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
CELTINS	BRASIL	0,37	1,15	2,91	4,43	1,22	2,91	6,46	10,59	3,30	2,53	2,22	2,39	2,03	2,73	2,36	2,46
CEB	BRASIL	0,06	ND	ND	ND	0,06	ND	ND	ND	1,00	ND	ND	ND	1,00	4,00	4,00	ND
CEMIG	Brasil	0,07	0,88	0,08	1,03	0,08	2,22	0,15	2,45	1,14	2,52	1,88	2,38	ND	2,41	2,09	2,31
COELCE	BRASIL	0,07	0,84	0,34	1,25	0,05	1,95	0,73	2,73	0,82	2,34	2,11	5,27	ND	ND	ND	ND
CEMAR	BRASIL	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
COPEL	BRASIL	0,05	0,91	0,08	1,04	0,09	1,53	0,18	1,80	1,80	1,68	2,25	1,73	ND	ND	ND	ND
Electropaulo	Brasil	0,00	0,54	0,55	0,55	0,00	0,72	0,92	0,92	ND	1,33	1,67	1,67	ND	ND	ND	ND
EEB	Brasil	0,40	3,33	ND	3,73	0,03	3,11	ND	3,14	0,08	0,93	ND	0,84	ND	ND	ND	ND
RGE	BRASIL	0,70	1,73	0,21	2,64	0,60	2,11	0,64	3,35	0,85	1,22	3,07	1,27	ND	ND	ND	ND
CGE S.A.	CHILE	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
EDELMAG S.A.	CHILE	0,00	0,69	0,12	0,82	0,00	1,97	0,26	2,23	0,00	2,84	2,07	2,73	0,00	2,51	2,05	2,40
CODENSA SA ESP	Colombia	0,51	0,91	ND	1,42	0,47	0,82	ND	1,28	0,91	0,90	ND	0,90	1,12	1,19	ND	1,16
EADE S.A. E. S.P.	COLOMBIA	ND	ND	17,47	ND	ND	ND	11,80	ND	ND	ND	0,64	ND	ND	ND	0,71	0,71
EEPPM	COLOMBIA	0,75	0,71	0,32	0,59	3,90	0,82	1,02	1,91	5,20	1,15	3,19	3,22	1,04	0,04	0,13	1,21
EMELSAD	ECUADOR	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
EEQ S.A.	ECUADOR	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D
ELEPCO S.A.	ECUADOR	1,63	0,01	0,00	1,65	2,07	0,04	0,00	2,12	1,27	3,37	0,09	8,73	0,59	1,27	3,89	7,21
CENTROSUR	ECUADOR	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
A.N.D.E.	PARAGUAY	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
LDS	PERÚ	0,16	0,86	0,04	1,05	0,64	3,18	0,06	3,88	4,15	3,70	1,65	3,69	ND	ND	ND	ND
UTE	URUGUAY	0,66	2,83	0,18	3,67	0,22	2,66	0,40	3,29	0,34	0,94	2,23	0,90	0,87	2,08	2,08	2,05
ENELBAR	VENEZUELA	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
ELEVAL	Venezuela	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
SENECA	VENEZUELA	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND

(*) Ver Anexo: 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 2002

INDICADORES DESDE EL PUNTO DE VISTA DEL CLIENTE INCIDENCIAS FORZADAS - PLANILLA 4

EMPRESA	PAIS	INCIDENCIAS FORZADAS															
		Frecuencia (Fc)				Tiempo Total (Tc)				Duración (Dc=Tc/Fc)				DMR o TMA			
		Alta tensión	Media tensión	Baja tensión	totales	Alta tensión	Media tensión	Baja tensión	totales	Alta tensión	Media tensión	Baja tensión	totales	Alta tensión	Media tensión	Baja tensión	totales
EDEERSA	ARGENTINA	1,06	4,20	0,00	5,26	0,19	3,30	0,20	3,69	0,18	0,79	57,60	0,70	"ND"	"ND"	"ND"	"ND"
EDEMSA	ARGENTINA	1,11	7,40	0,64	9,15	0,56	10,20	0,36	11,12	0,50	1,38	0,57	1,22	"ND"	"ND"	"ND"	"ND"
EDESTE	ARGENTINA	1,20	8,90	0,97	11,07	0,70	9,67	0,50	10,87	0,58	1,09	0,52	0,98	"ND"	"ND"	"ND"	"ND"
EDEA	ARGENTINA	1,00	5,00	0,55	6,55	0,50	10,00	0,32	10,82	0,50	2,00	0,58	1,65	"ND"	"ND"	"ND"	"ND"
EDESUR S.A.	ARGENTINA	0,27	1,60	0,12	1,99	0,10	2,10	0,10	2,30	0,37	1,31	0,83	1,16	"ND"	"ND"	"ND"	"ND"
EDENOR SA.	ARGENTINA	0,29	2,02	0,16	2,47	0,19	3,72	0,12	4,03	0,66	1,84	0,75	1,63	"ND"	"ND"	"ND"	"ND"
EPESF	ARGENTINA	2,98	10,55	0,80	14,33	1,85	13,20	0,50	15,55	0,62	1,25	0,63	1,09	"ND"	"ND"	"ND"	"ND"
ESJSA	ARGENTINA	0,90	5,40	0,50	6,80	0,56	8,00	0,20	8,76	0,62	1,48	0,40	1,29	"ND"	"ND"	"ND"	"ND"
CRE LTDA.	BOLIVIA	1,78	4,33	0,74	6,84	0,71	4,04	1,13	5,87	0,40	0,93	1,53	0,86	0,63	1,78	1,37	1,40
BVENERGIA	BRASIL	14,75	11,10	0,58	26,43	5,34	4,49	0,56	10,39	0,36	0,40	0,97	0,39	ND	0,58	0,00	0,00
REDE Cemat	Brasil	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
CELESC	BRASIL	ND	ND	ND	9,52	ND	ND	ND	10,78	ND	ND	ND	1,13	ND	ND	ND	ND
CELPA	BRASIL	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
CELTINS	BRASIL	5,62	13,71	10,99	30,32	1,34	21,58	12,08	35,00	0,24	1,57	1,10	1,15	0,38	1,99	2,88	2,53
CEB	BRASIL	1,09	ND	0,48	ND	2,02	ND	1,02	ND	1,85	ND	ND	ND	0,44	ND	ND	ND
CEMIG	Brasil	1,88	4,20	0,25	6,33	1,15	8,73	0,72	10,60	0,61	2,08	2,88	1,67	ND	4,75	4,56	4,34
COELCE	BRASIL	3,11	7,29	1,67	12,07	1,56	10,73	4,18	16,46	0,50	1,47	2,51	4,48	ND	ND	ND	ND
CEMAR	BRASIL	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
COPEL	BRASIL	0,96	13,09	0,61	14,66	0,49	13,07	0,96	14,52	0,51	0,99	1,57	0,99	ND	ND	ND	ND
Electropaulo	Brasil	2,94	8,41	9,47	9,47	3,51	11,77	13,23	13,23	1,19	1,40	1,40	1,40	ND	ND	ND	ND
EEB	Brasil	0,95	11,15	ND	12,10	2,81	6,88	ND	9,69	2,95	0,62	ND	0,80	ND	ND	ND	ND
RGE	BRASIL	4,68	11,18	1,82	17,68	3,20	14,50	3,48	21,18	0,68	1,30	1,91	1,20	ND	ND	ND	2,14
CGE S.A.	CHILE	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
EDELMAG S.A.	CHILE	0,00	1,98	1,11	3,09	0,00	2,10	1,30	3,40	0,00	1,06	1,17	1,10	0,00	1,82	1,32	1,55
CODENSA SA ESP	Colombia	3,42	10,20	ND	13,62	3,67	5,69	ND	9,36	1,08	0,56	ND	0,69	1,28	0,69	ND	0,82
EADE S.A. E.S.P.	COLOMBIA	ND	ND	61,18	ND	ND	ND	16,64	ND	ND	ND	0,27	16,64	ND	ND	0,27	0,27
EEPPM	COLOMBIA	4,25	4,34	0,91	3,17	1,52	1,63	2,64	1,93	0,36	0,38	2,90	0,61	1,40	0,39	0,78	2,57
EMELSAD	ECUADOR	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
EEQ S.A	ECUADOR	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D
ELEPCO S.A	ECUADOR	4,90	0,14	0,01	5,04	3,94	0,90	0,02	4,86	0,80	6,56	3,18	10,54	1,03	3,61	3,66	8,30
CENTROSUR	ECUADOR	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
A.N.D.E.	PARAGUAY	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
LDS	PERÚ	0,40	2,64	0,18	3,23	0,49	4,51	0,51	5,52	1,23	1,71	2,82	1,71	ND	ND	ND	ND
UTE	URUGUAY	1,36	6,85	1,07	9,28	1,84	10,06	3,24	15,13	1,35	1,47	3,03	1,63	3,35	3,32	3,23	3,28
ENELBAR	VENEZUELA	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
ELEVAL	Venezuela	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
SENECA	VENEZUELA	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND

(*) Ver Anexo: 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 2002

INDICADORES DESDE EL PUNTO DE VISTA DEL CLIENTE TOTAL DE INCIDENCIAS - PLANILLA 5

EMPRESA	PAIS	TOTAL DE INCIDENCIAS															
		Frecuencia (Fc)				Tiempo Total (Tc)				Duración (Dc=Tc/Fc)				DMR o TMA			
		Alta tensión	Media tensión	Baja tensión	totales	Alta tensión	Media tensión	Baja tensión	totales	Alta tensión	Media tensión	Baja tensión	totales	Alta tensión	Media tensión	Baja tensión	totales
EDEERSA	ARGENTINA	1,06	5,90	0,03	7,00	0,19	4,00	0,21	4,40	0,18	0,68	6,27	0,63	"ND"	"ND"	"ND"	"ND"
EDEMISA	ARGENTINA	1,11	9,26	0,67	11,04	0,56	11,92	0,39	12,87	0,50	1,29	0,59	1,17	"ND"	"ND"	"ND"	"ND"
EDESTE	ARGENTINA	1,20	10,80	1,00	13,00	0,70	11,57	0,53	12,80	0,58	1,07	0,53	0,98	"ND"	"ND"	"ND"	"ND"
EDEA	ARGENTINA	1,00	6,20	0,58	7,78	0,50	11,72	0,35	12,57	0,50	1,89	0,60	1,61	"ND"	"ND"	"ND"	"ND"
EDESUR S.A.	ARGENTINA	0,27	1,90	0,13	2,30	0,10	2,60	0,11	2,81	0,37	1,37	0,85	1,22	"ND"	"ND"	"ND"	"ND"
EDENOR SA.	ARGENTINA	0,29	2,51	0,17	2,97	0,19	4,30	0,13	4,62	0,65	1,71	0,77	1,56	"ND"	"ND"	"ND"	"ND"
EPESF	ARGENTINA	3,00	12,75	0,85	16,60	1,85	16,60	0,55	19,00	0,62	1,30	0,65	1,14	"ND"	"ND"	"ND"	"ND"
ESJSA	ARGENTINA	0,90	6,60	0,53	8,03	0,56	9,10	0,21	9,87	0,62	1,38	0,40	1,23	"ND"	"ND"	"ND"	"ND"
CRE LTDA.	BOLIVIA	1,92	4,57	0,90	7,39	1,10	4,37	1,57	7,04	0,57	0,96	1,75	0,95	1,61	1,81	1,42	1,45
BVENERGIA	BRASIL	14,75	11,48	2,38	28,61	5,34	5,29	2,20	12,83	0,36	0,46	0,92	0,45	ND	0,58	0,00	0,00
REDE Cemat	Brasil	9,55	16,70	ND	26,25	4,39	18,25	ND	22,64	0,46	1,09	ND	0,86	ND	ND	ND	95,00
CELESC	BRASIL	ND	ND	ND	12,24	ND	ND	ND	14,46	ND	ND	ND	2,48	ND	ND	ND	1,06
CELPA	BRASIL	ND	ND	ND	38,36	ND	ND	ND	32,83	ND	ND	ND	0,86	ND	ND	ND	94,00
CELTINS	BRASIL	5,99	14,86	13,90	34,75	2,56	24,49	18,54	45,59	0,43	1,65	1,33	1,31	0,48	2,06	2,83	2,52
CEB	BRASIL	1,15	ND	ND	15,44	2,08	ND	ND	12,19	1,81	ND	ND	0,79	ND	ND	ND	ND
CEMIG	Brasil	1,95	5,08	0,33	7,36	1,23	10,95	0,87	13,05	0,63	2,16	2,64	1,77	ND	4,26	4,28	4,26
COELCE	BRASIL	3,17	8,13	2,01	13,31	1,61	12,68	4,90	19,20	1,32	3,81	4,62	9,75	ND	ND	ND	172,00
CEMAR	BRASIL	ND	ND	ND	40,35	ND	ND	ND	66,78	ND	ND	ND	1,66	ND	ND	ND	3,78
COPEL	BRASIL	1,01	14,00	0,69	15,70	0,58	14,60	1,14	16,32	0,57	1,04	1,65	1,04	ND	ND	ND	1,53
Electropaulo	Brasil	2,94	8,95	10,02	10,02	3,51	12,49	14,15	14,15	1,19	1,40	1,41	1,41	ND	ND	ND	ND
EEB	Brasil	1,35	14,48	ND	15,83	2,83	9,99	ND	12,82	2,09	0,69	ND	0,81	ND	ND	ND	87,73
RGE	BRASIL	5,38	12,91	2,03	20,32	3,80	16,60	4,12	24,53	4,00	1,29	16,03	1,21	ND	ND	ND	2,14
CGE S.A.	CHILE	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
EDELMAG S.A.	CHILE	0,00	2,67	1,24	3,91	0,00	4,07	1,56	5,63	0,00	1,53	1,26	1,44	0,00	1,41	2,04	1,75
CODENSA SA ESP	Colombia	3,93	11,11	ND	15,04	4,14	6,51	ND	10,65	1,99	1,45	ND	1,59	2,40	1,88	ND	1,98
EADÉ S.A. E.S.P.	COLOMBIA	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	0,98	0,98
EPPM	COLOMBIA	5,00	5,05	0,93	3,66	5,42	2,46	3,66	3,85	1,08	0,49	3,94	1,05	2,44	0,43	0,91	3,78
EMELSAD	ECUADOR	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
EEQ S.A	ECUADOR	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D
ELEPCO S.A	ECUADOR	6,53	0,15	0,01	6,69	6,01	0,95	0,02	6,98	2,07	9,93	7,27	19,27	1,62	6,34	7,55	15,51
CENTROSUR	ECUADOR	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
A.N.D.E.	PARAGUAY	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
LDS	PERÚ	0,56	3,50	0,22	4,28	1,14	7,69	0,57	9,40	2,04	2,20	2,63	2,20	ND	ND	ND	ND
UTE	URUGUAY	2,02	9,68	1,25	12,95	2,06	12,72	3,64	18,42	1,02	1,31	2,91	1,42	2,25	3,03	3,05	3,03
ENELBAR	VENEZUELA	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
ELEVAL	Venezuela	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
SENECA	VENEZUELA	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND

(*) Ver Anexo: 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 2002

3.2. *Indicadores desde el punto de vista del sistema* (*)

3.2.5. Frecuencia Media de Interrupción del Sistema (Fs)

3.2.6. Tiempo Total de Interrupción del Sistema (Ts)

3.2.7. Duración Media das Interrupciones (Ds)

(*) Ver Anexo: 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 2002

INDICADORES DESDE EL PUNTO DE VISTA DEL SISTEMA INCIDENCIAS PROGRAMADAS - PLANILLA 6

EMPRESA	PAIS	INCIDENCIAS PROGRAMADAS								
		Frecuencia (Fs)			Tiempo Total (Ts)			Duración (Ds=Ts/Fs)		
		Alta tensión	Media tensión	totales	Alta tensión	Media tensión	totales	Alta tensión	Media tensión	totales
EDEERSA	ARGENTINA	0,04	1,66	1,70	0,03	0,67	0,70	0,75	0,40	0,41
EDEMSA	ARGENTINA	0,02	1,84	1,86	0,01	1,71	1,72	0,50	0,93	0,92
EDESTE	ARGENTINA	0,02	1,88	1,90	0,02	1,88	1,90	1,00	1,00	1,00
EDEA	ARGENTINA	0,02	1,18	1,20	0,01	1,71	1,72	0,50	1,45	1,43
EDESUR S.A.	ARGENTINA	0,10	0,20	0,30	0,00	0,50	0,50	0,00	2,50	1,67
EDENOR SA.	ARGENTINA	0,10	0,39	0,49	0,10	0,48	0,58	1,00	1,23	1,18
EPESF	ARGENTINA	0,03	2,19	2,22	0,01	3,39	3,40	0,33	1,55	1,53
ESJSA	ARGENTINA	0,02	1,18	1,20	0,00	1,10	1,10	0,10	0,93	0,92
CRE LTDA.	BOLIVIA	0,15	0,22	0,44	0,42	0,33	0,94	2,73	1,49	2,13
BVENERGIA	BRASIL	0,00	2,07	2,07	0,00	2,32	2,32	0,00	1,12	1,12
REDE Cemat	Brasil	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
CELESC	BRASIL	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
CELPA	BRASIL	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
CELTINS	BRASIL	1,57	4,54	6,11	0,34	11,45	11,79	0,22	2,52	1,84
CEB	BRASIL	0,06	ND	ND	0,06	ND	ND	1,00	ND	ND
CEMIG	Brasil	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
COELCE	BRASIL	0,07	0,73	0,81	0,06	1,57	1,63	0,88	2,13	3,01
CEMAR	BRASIL	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
COPEL	BRASIL	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
Electropaulo	Brasil	0,00	0,55	0,55	0,00	0,76	0,76	ND	1,38	1,38
EEB	Brasil	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
RGE	BRASIL	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
CGE S.A.	CHILE	0,04	0,26	0,30	0,16	0,95	1,11	3,79	3,71	3,72
EDELMAG S.A.	CHILE	0,00	0,99	0,99	0,00	2,96	2,96	0,00	2,99	2,99
CODENSA SA ESP	Colombia	0,56	0,91	1,47	0,45	0,85	1,30	0,79	0,94	0,88
EADE S.A. E.S.P.	COLOMBIA	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
EPPPM	COLOMBIA	0,86	0,72	0,72	4,45	0,83	0,90	5,17	1,15	1,25
EMELSAD	ECUADOR	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
EEQ S.A	ECUADOR	N/D	0,93	0,93	N/D	0,58	0,58	N/D	0,64	0,64
ELEPCO S.A	ECUADOR	1,70	0,01	1,72	1,00	0,05	1,04	0,59	10,53	11,12
CENTROSUR	ECUADOR	ND	ND	2,32	ND	ND	7,80	ND	ND	3,36
A.N.D.E.	PARAGUAY	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
LDS	PERÚ	0,13	0,61	0,74	0,59	2,45	3,04	4,57	3,99	4,09
UTE	URUGUAY	0,54	2,07	2,61	0,31	2,27	2,58	0,57	1,10	0,99
ENELBAR	VENEZUELA	0,00	0,42	0,42	0,00	71,15	71,15	0,00	169,40	169,40
ELEVAL	Venezuela	ND	ND	2,28	ND	1,98	1,98	ND	ND	0,87
SENECA	VENEZUELA	3,88	5,12	8,80	10,06	3,04	13,00	5,20	1,22	2,98

(*). Ver Anexo: 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 2002

INDICADORES DESDE EL PUNTO DE VISTA DEL CLIENTE INCIDENCIAS FORZADAS - PLANILLA 7

EMPRESA	PAIS	INCIDENCIAS FORZADAS								
		Frecuencia (Fs)			Tiempo Total (Ts)			Duración (Ds=Ts/Fs)		
		Alta tensión	Media tensión	totales	Alta tensión	Media tensión	totales	Alta tensión	Media tensión	totales
EDEERSA	ARGENTINA	1,00	4,26	5,26	0,20	3,29	3,49	0,20	0,77	0,66
EDEMISA	ARGENTINA	1,00	7,51	8,51	0,60	10,16	10,76	0,60	1,35	1,26
EDESTE	ARGENTINA	1,40	8,70	10,10	0,65	9,72	10,37	0,46	1,12	1,03
EDEA	ARGENTINA	0,90	5,10	6,00	0,46	10,04	10,50	0,51	1,97	1,75
EDESUR S.A.	ARGENTINA	0,25	1,62	1,87	0,08	2,12	2,20	0,32	1,31	1,18
EDENOR SA.	ARGENTINA	0,27	2,04	2,31	0,20	3,71	3,91	0,74	1,82	1,69
EPESF	ARGENTINA	2,68	10,85	13,53	1,75	13,30	15,05	0,65	1,23	1,11
ESJSA	ARGENTINA	0,80	5,50	6,30	0,66	7,90	8,56	0,83	1,44	1,36
CRE LTDA.	BOLIVIA	1,98	3,66	5,95	0,79	3,52	4,77	0,40	0,96	0,80
BVENERGIA	BRASIL	14,64	11,24	25,88	5,24	4,66	9,90	0,36	0,41	0,38
REDE Cemat	Brasil	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
CELESC	BRASIL	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
CELPA	BRASIL	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
CELTINS	BRASIL	7,13	21,51	28,64	2,85	30,95	33,80	0,40	1,44	1,18
CEB	BRASIL	0,87	ND	ND	1,58	ND	ND	1,82	ND	ND
CÉMIG	Brasil	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
COELCE	BRASIL	2,60	6,62	9,22	1,50	9,39	10,89	0,57	1,42	1,99
CEMAR	BRASIL	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
COPEL	BRASIL	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
Electropaulo	Brasil	3,58	4,43	8,01	4,02	6,95	10,97	1,12	1,57	1,37
EEB	Brasil	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
RGE	BRASIL	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
CGE S.A.	CHILE	3,47	3,09	6,56	2,35	3,80	6,14	0,68	1,23	0,94
EDELMAG S.A.	CHILE	0,00	3,05	3,05	0,00	4,25	4,25	0,00	1,39	1,39
CODENSA SA ESP	Colombia	3,04	10,04	13,09	3,58	5,72	9,31	1,18	0,57	0,71
EADÉ S.A. E.S.P.	COLOMBIA	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
EEPPM	COLOMBIA	4,86	4,37	4,38	1,74	1,85	1,65	0,36	0,38	0,38
EMELSAD	ECUADOR	1,66	3,31	4,97	3,14	5,25	8,39	1,88	1,58	3,46
EEQ S.A	ECUADOR	N/D	3,35	3,35	N/D	1,88	1,88	N/D	0,56	0,56
ELEPCO S.A	ECUADOR	5,11	0,13	5,23	5,27	0,93	6,20	1,03	7,38	8,41
CENTROSUR	ECUADOR	ND	ND	7,87	ND	ND	8,47	ND	ND	1,08
A.N.D.E.	PARAGUAY	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
LDS	PERÚ	0,48	2,00	2,48	0,55	3,47	4,02	1,15	1,73	1,62
UTE	URUGUAY	1,34	6,71	8,05	2,06	11,60	13,66	1,54	1,73	1,70
ENELBAR	VENEZUELA	0,94	1,49	2,43	55,05	77,94	132,99	58,75	52,34	54,82
ELEVAL	Venezuela	ND	ND	18,59	ND	ND	10,06	ND	ND	0,54
SENECA	VENEZUELA	6,59	8,18	14,78	3,97	6,15	10,11	1,20	1,50	1,37

(*) Ver Anexo: 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 2002

INDICADORES DESDE EL PUNTO DE VISTA DEL CLIENTE TOTAL DE INCIDENCIAS - PLANILLA 8

EMPRESA	PAIS	TOTAL DE INCIDENCIAS								
		Frecuencia (Fs)			Tiempo Total (Ts)			Duración (Ds= Ts/Fs)		
		Alta tensión	Media tensión	totales	Alta tensión	Media tensión	totales	Alta tensión	Media tensión	totales
EDEERSA	ARGENTINA	1,04	5,92	6,96	0,23	3,96	4,19	0,22	0,67	0,60
EDEMSA	ARGENTINA	1,02	9,35	10,37	0,61	11,87	12,48	0,60	1,27	1,20
EDESTE	ARGENTINA	1,42	10,58	12,00	0,67	11,60	12,27	0,47	1,10	1,02
EDEA	ARGENTINA	0,92	6,28	7,20	0,47	11,75	12,22	0,51	1,87	1,70
EDESUR S.A.	ARGENTINA	0,35	1,82	2,17	0,08	2,62	2,70	0,23	1,44	1,24
EDENOR SA.	ARGENTINA	0,37	2,43	2,80	0,30	4,19	4,49	0,81	1,72	1,60
EPESF	ARGENTINA	2,71	13,04	15,75	1,76	16,69	18,45	0,65	1,28	1,17
ESJSA	ARGENTINA	0,82	6,68	7,50	0,66	9,00	9,66	0,81	1,35	1,29
CRE LTDA.	BOLIVIA	2,14	3,88	6,39	1,21	3,85	5,71	0,57	0,99	0,89
BVENERGIA	BRASIL	14,64	13,31	27,95	5,24	6,98	12,22	0,36	0,52	0,44
REDE Cemat	Brasil	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
CELESC	BRASIL	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
CELPA	BRASIL	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
CELTINS	BRASIL	8,70	34,75	34,75	3,19	42,40	45,59	0,37	1,52	1,31
CEB	BRASIL	0,93	11,88	12,81	1,64	10,54	12,18	1,76	0,89	0,95
CEMIG	Brasil	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
COELCE	BRASIL	2,67	7,35	10,03	1,56	10,96	12,51	1,45	3,55	5,01
CEMAR	BRASIL	ND	ND	27,13	ND	ND	22,05	ND	ND	0,81
COPEL	BRASIL	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
Electropaulo	Brasil	3,58	4,98	8,56	4,02	7,71	11,73	1,12	1,55	1,37
EEB	Brasil	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
RGE	BRASIL	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
CGE S.A.	CHILE	3,51	3,35	6,86	2,50	4,75	7,26	0,71	1,42	1,06
EDELMAG S.A.	CHILE	0,00	4,04	4,04	0,00	7,20	7,20	0,00	1,78	1,78
CODENSA SA ESP	Colombia	3,61	10,95	14,56	4,03	6,57	10,60	1,97	1,51	1,59
EADE S.A. E.S.P.	COLOMBIA	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
EEPPM	COLOMBIA	5,71	5,09	5,10	6,19	2,48	2,54	1,08	0,49	0,50
EMELSAD	ECUADOR	1,66	3,31	4,97	3,14	5,25	8,39	1,88	1,58	3,46
EEQ S.A	ECUADOR	1,27	4,28	5,55	0,77	2,47	3,24	0,61	1,20	1,81
ELEPCO S.A	ECUADOR	6,81	0,14	6,95	6,27	0,98	7,24	1,62	17,91	19,53
CENTROSUR	ECUADOR	ND	ND	10,19	ND	ND	16,27	ND	ND	1,60
A.N.D.E.	PARAGUAY	4,49	13,82	18,31	7,22	6,67	13,89	1,61	0,48	0,76
LDS	PERÚ	0,61	2,61	3,22	1,14	5,92	7,06	1,87	2,26	2,19
UTE	URUGUAY	1,88	8,78	10,66	2,37	13,87	16,24	1,26	1,58	1,52
ENELBAR	VENEZUELA	0,94	1,91	2,85	55,05	149,09	204,14	58,75	78,10	71,73
ELEVAL	Venezuela	ND	ND	20,87	ND	ND	12,04	ND	ND	0,58
SENECA	VENEZUELA	10,47	13,31	23,58	14,03	9,18	23,11	2,68	1,39	1,96

(*) Ver Anexo: 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 2002

4. INDICADORES DE PÉRDIDAS EN LA DISTRIBUCIÓN

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

EMPRESA	PAIS	Perdidas de redes de distribución		
		Tecnica	No Técnicas	Totales
EDEERSA	ARGENTINA	6,40	3,70	10,10
EDEMSA	ARGENTINA	9,00	4,60	13,60
EDESTE	ARGENTINA	5,30	4,70	10,00
EDEA	ARGENTINA	5,60	6,40	12,00
EDESUR S.A.	ARGENTINA	6,90	5,10	12,00
EDENOR SA.	ARGENTINA	7,46	4,87	12,33
EPESEF	ARGENTINA	9,00	11,20	20,20
ESJSA	ARGENTINA	7,20	4,80	12,00
CRE LTDA.	BOLIVIA	6,50	3,14	9,64
BVENERGIA	BRASIL	7,60	12,46	20,06
REDE Cemat	Brasil	6,75	7,59	14,34
CELESC	BRASIL	ND	ND	7,70
CELPA	BRASIL	ND	ND	21,37
CELTINS	BRASIL	5,03	6,11	11,14
CEB	BRASIL	ND	ND	10,10
CEMIG	Brasil	8,84	1,30	10,24
COELCE	BRASIL	10,00	2,90	12,90
CEMAR	BRASIL	10,42	11,12	21,54
COPEL	BRASIL	5,24	0,46	5,72
Electropaulo	Brasil	6,02	9,09	15,10
EEB	Brasil	ND	ND	4,52
RGE	BRASIL	9,00	1,04	10,04
CGE S.A.	CHILE	5,00	3,50	8,50
EDELMAG S.A.	CHILE	ND	ND	4,70
CODENSA SA ESP	Colombia	8,34	2,00	10,34
EADE S.A. E.S.P.	COLOMBIA	9,00	12,08	21,08
EPPM	COLOMBIA	4,67	3,65	8,32
EMELSAD	ECUADOR	7,82	11,41	19,23
EEQ S.A	ECUADOR	10,23	4,06	15,19
ELEPCO S.A	ECUADOR	11,06	5,29	16,35
CENTROSUR	ECUADOR	5,10	3,45	8,55
A.N.D.E.	PARAGUAY	ND	ND	20,03
LDS	PERÚ	5,90	1,60	7,50
UTE	URUGUAY	ND	ND	16,40
ENELBAR	VENEZUELA	ND	ND	ND
ELEVAL	Venezuela	8,63	13,11	21,74
SENECA	VENEZUELA	12,00	16,33	28,33

(*) Ver Anexo: 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 2002

5. INDICADORES COMERCIALES

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

EMPRESA	PAIS	Tiempo Medio de Conexión en BT (TMC) (días)	Indicador de Calidad de Facturación (ICF)
EDEERSA	ARGENTINA	"ND"	"ND"
EDEMSA	ARGENTINA	"ND"	"ND"
EDESTE	ARGENTINA	"ND"	"ND"
EDEA	ARGENTINA	"ND"	"ND"
EDESUR S.A.	ARGENTINA	"ND"	"ND"
EDENOR SA.	ARGENTINA	"ND"	"ND"
EPESEF	ARGENTINA	"ND"	"ND"
ESJSA	ARGENTINA	"ND"	"ND"
CRE LTDA.	BOLIVIA	6,17	1,17
BVENERGIA	BRASIL	2,79	23,46
REDE Cemat	Brasil	ND	30,25
CELESC	BRASIL	1,60	3,42
CELPA	BRASIL	1,85	41,54
CELTINS	BRASIL	1,55	16,01
CEB	BRASIL	ND	34,90
CEMIG	Brasil	2,00	19,20
COELCE	BRASIL	1,62	42,12
CEMAR	BRASIL	ND	19,30
COPEL	BRASIL	1,00	0,80
Electropaulo	Brasil	1,40	76,44
EEB	Brasil	0,94	62,36
RGE	BRASIL	2,32	2,57
CGE S.A.	CHILE	ND	ND
EDELMAG S.A.	CHILE	ND	ND
CODENSA SA ESP	Colombia	10,66	38,00
EADE S.A. E.S.P.	COLOMBIA	ND	3,70
EPPM	COLOMBIA	ND	ND
EMELMAG	ECUADOR	ND	894,50
EEQ S.A	ECUADOR	N/D	N/D
ELEPCO S.A	ECUADOR	7,00	15,93
CENTROSUR	ECUADOR	11,00	ND
A.N.D.E.	PARAGUAY	1,00	32,00
LDS	PERÚ	6,50	14,70
UTE	URUGUAY	1,56	65,57
ENELBAR	VENEZUELA	ND	ND
ELEVAL	Venezuela	7,00	98,00
SENECA	VENEZUELA	2,66	83,65

(*) Ver Anexo: Manual de Definición de los Indicadores de Calidad de Servicios Distribución y Comercial



6. GRÁFICOS DE RESULTADOS

6.1. *Indicadores desde el punto de vista del Cliente*

- 6.1.1. Gráfico 1 – Frecuencia media de interrupción por Cliente (F_c) para el total de incidencias**
- 6.1.2. Gráfico 2 – Tiempo total de interrupción por Cliente (T_c) para el total de incidencias**
- 6.1.3. Gráfico 3 – Duración media de las interrupciones - Cliente (D_c) para el total de incidencias**
- 6.1.4. Gráfico 4 – Duración Media de Reposición (DMR) o Tiempo Medio de Atención (TMA) para el total de incidencias.**

6.2. *Indicadores desde el punto de vista del Sistema*

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

6.3. *Gráfico 8 – Pérdidas Totales por Empresa*

6.4. *Gráfico 9 – Densidad de Red de Distribución (MT + BT)*

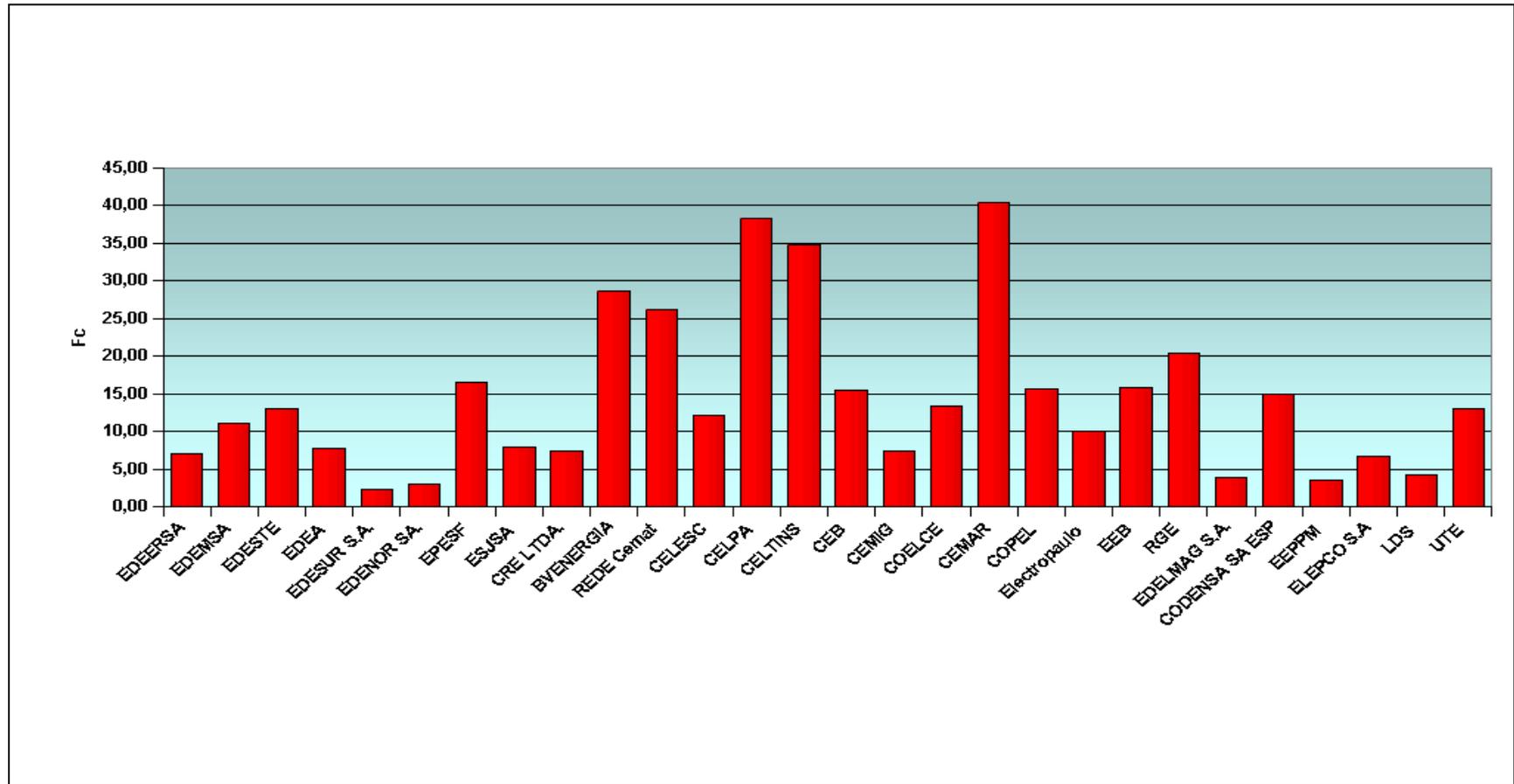
6.5. *Gráfico 10 – Densidad de Red (MT)*



COMISIÓN DE INTEGRACIÓN ENERGÉTICA REGIONAL

Proyecto CIER 06 – Informe de Resultados de 2002

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

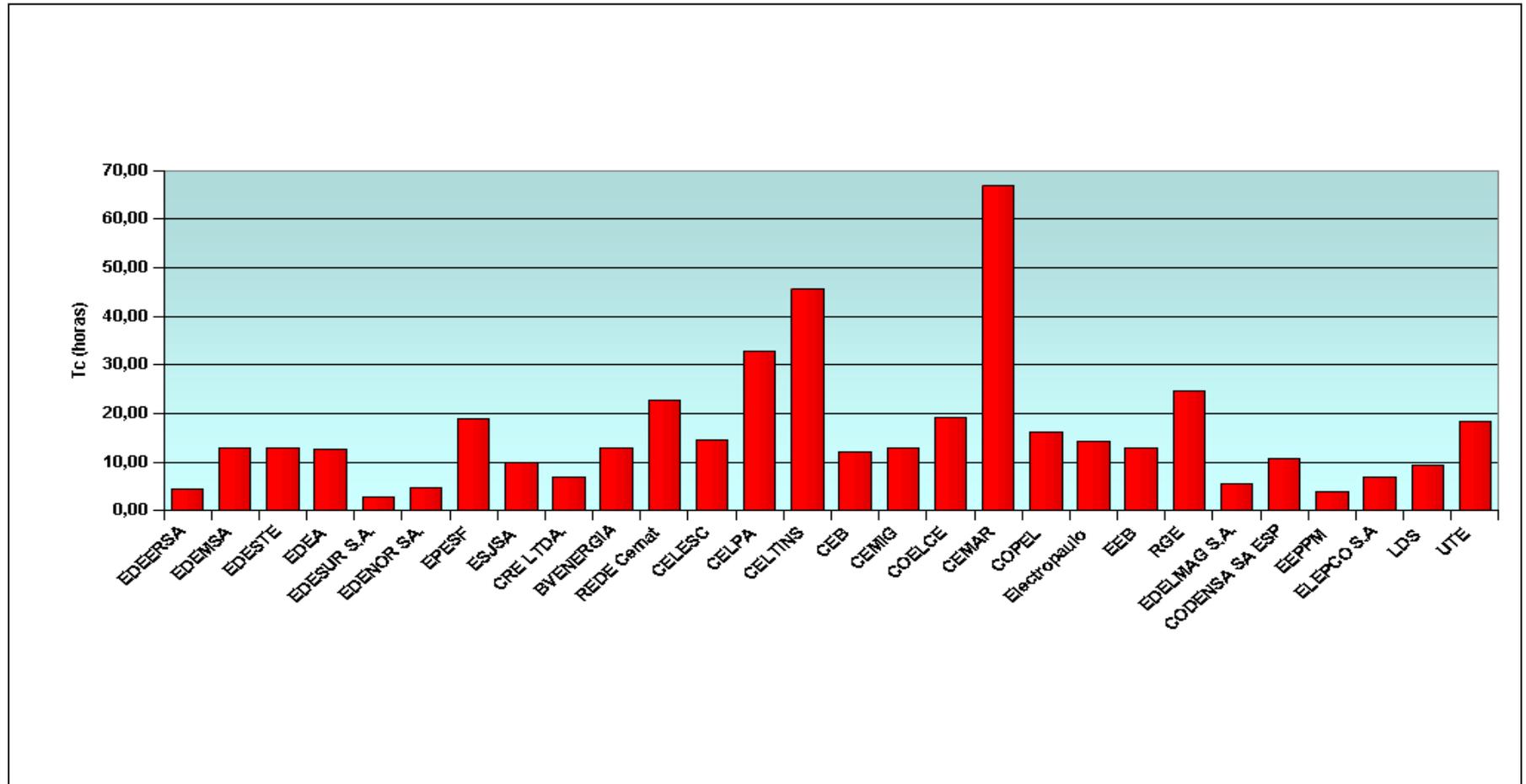




COMISIÓN DE INTEGRACIÓN ENERGÉTICA REGIONAL

Proyecto CIER 06 – Informe de Resultados de 2002

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

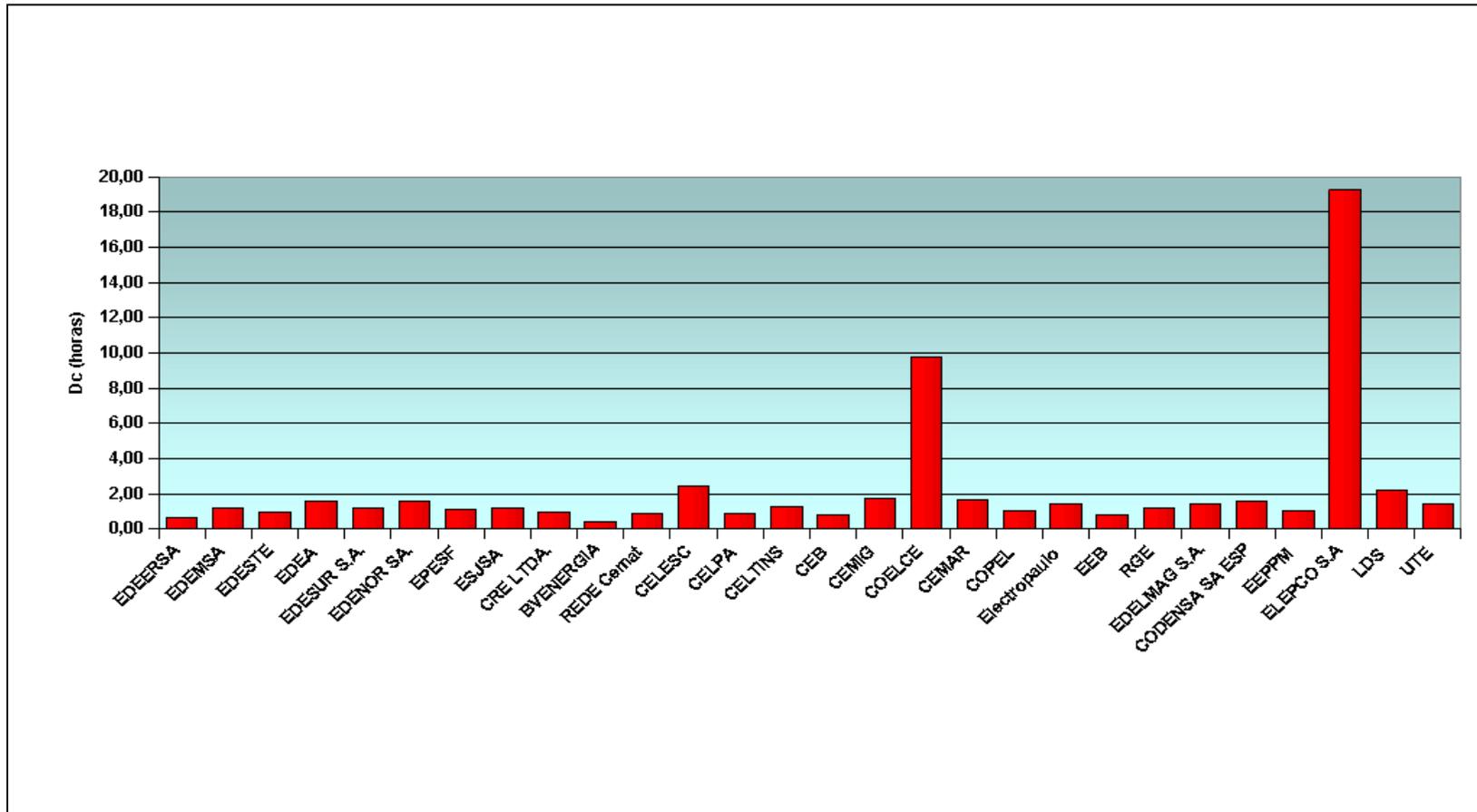




COMISIÓN DE INTEGRACIÓN ENERGÉTICA REGIONAL

Proyecto CIER 06 – Informe de Resultados de 2002

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

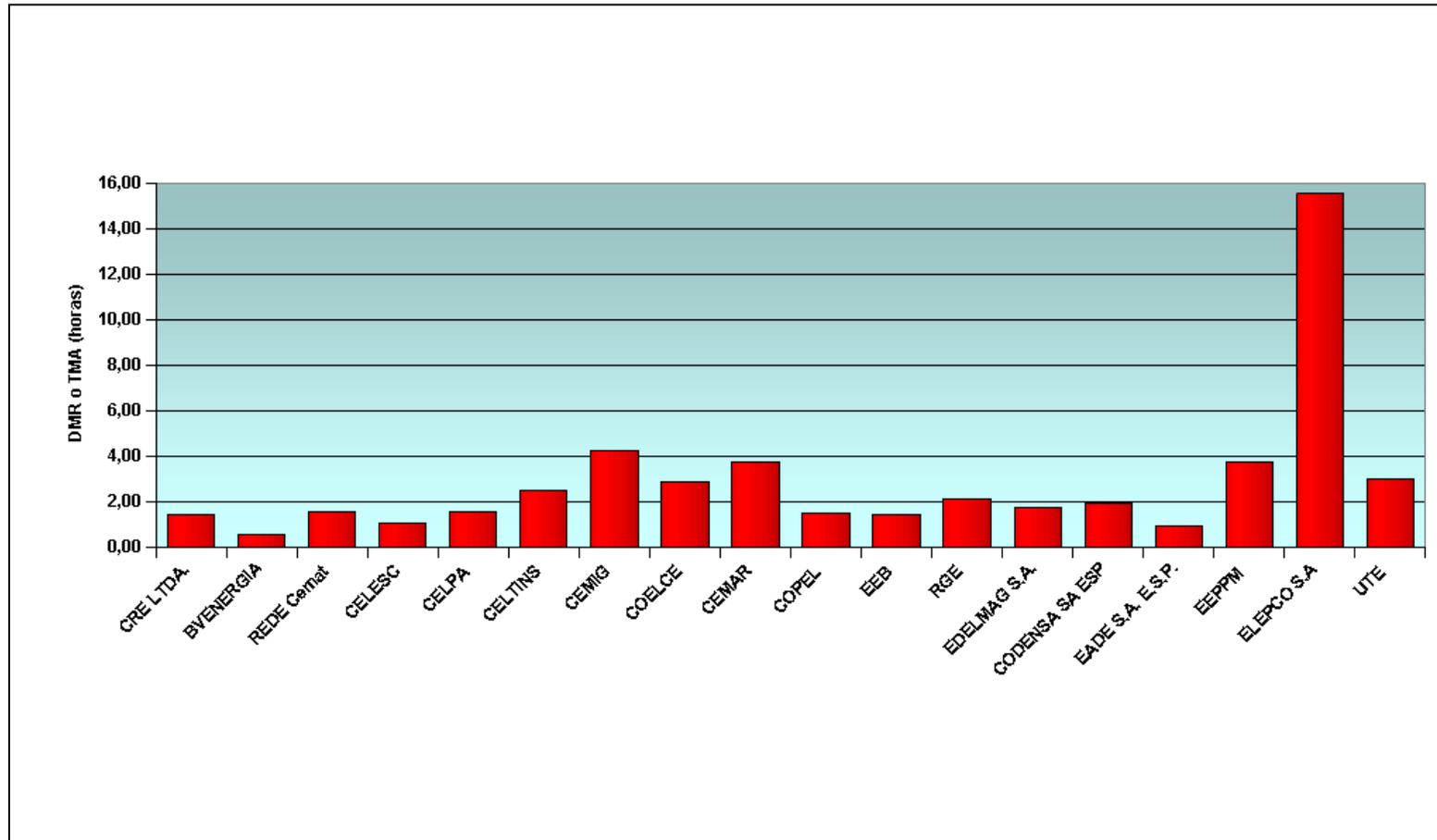




COMISIÓN DE INTEGRACIÓN ENERGÉTICA REGIONAL

Proyecto CIER 06 – Informe de Resultados de 2002

GRAFICO 4: DURACIÓN MÉDIA DE REPOSICIÓN (DMR) TOTAL DE INCIDENCIAS

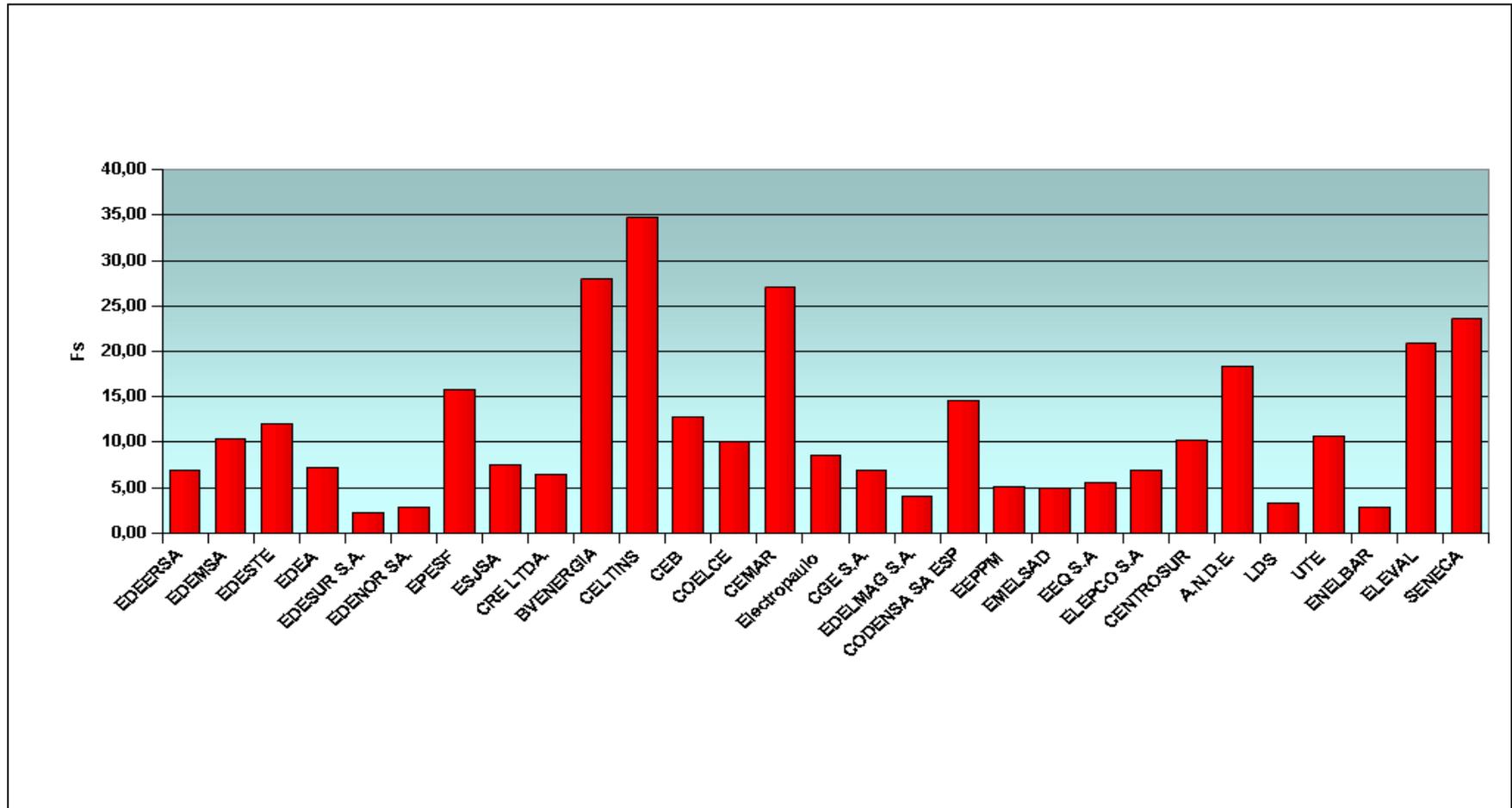




COMISIÓN DE INTEGRACIÓN ENERGÉTICA REGIONAL

Proyecto CIER 06 – Informe de Resultados de 2002

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

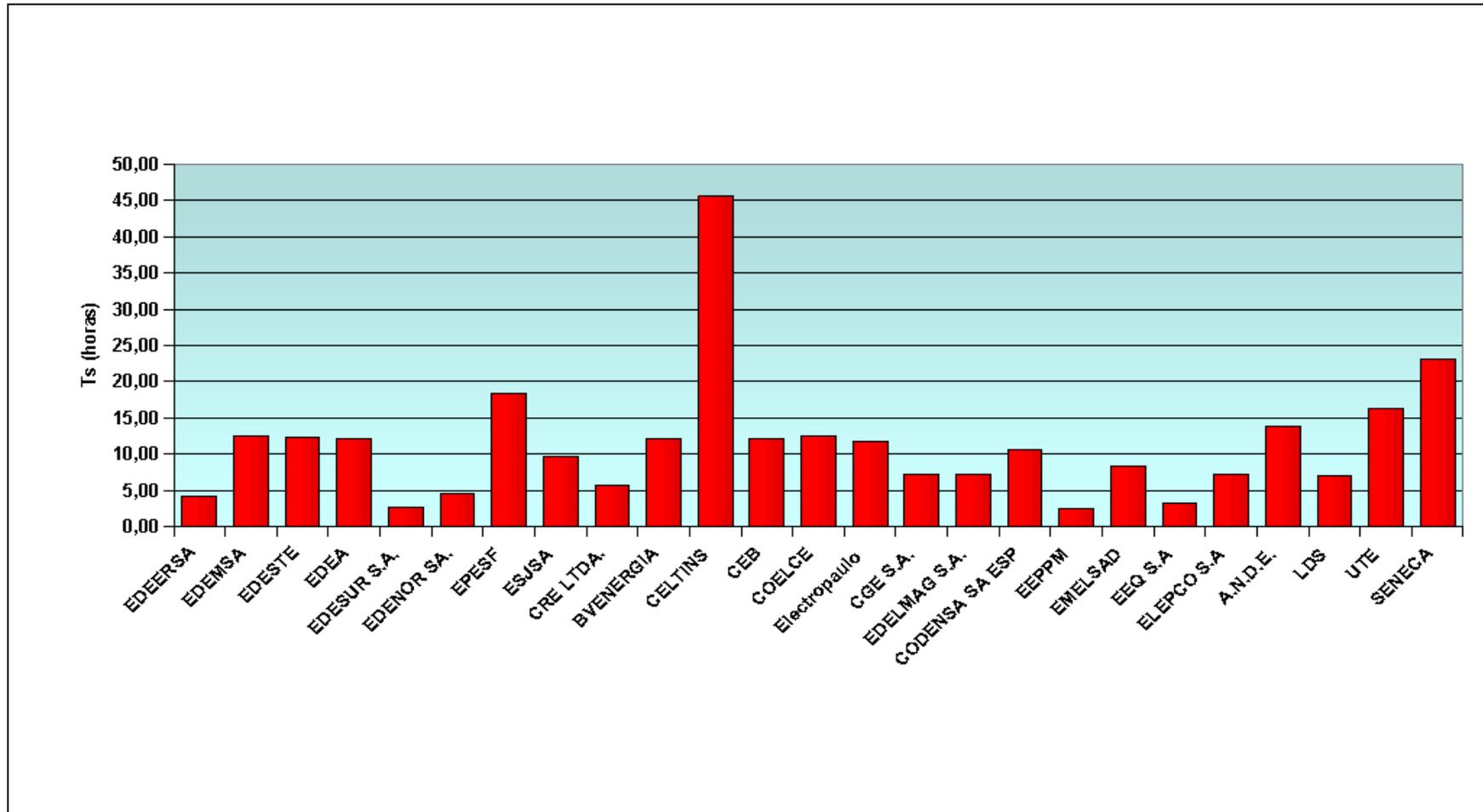




COMISIÓN DE INTEGRACIÓN ENERGÉTICA REGIONAL

Proyecto CIER 06 – Informe de Resultados de 2002

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

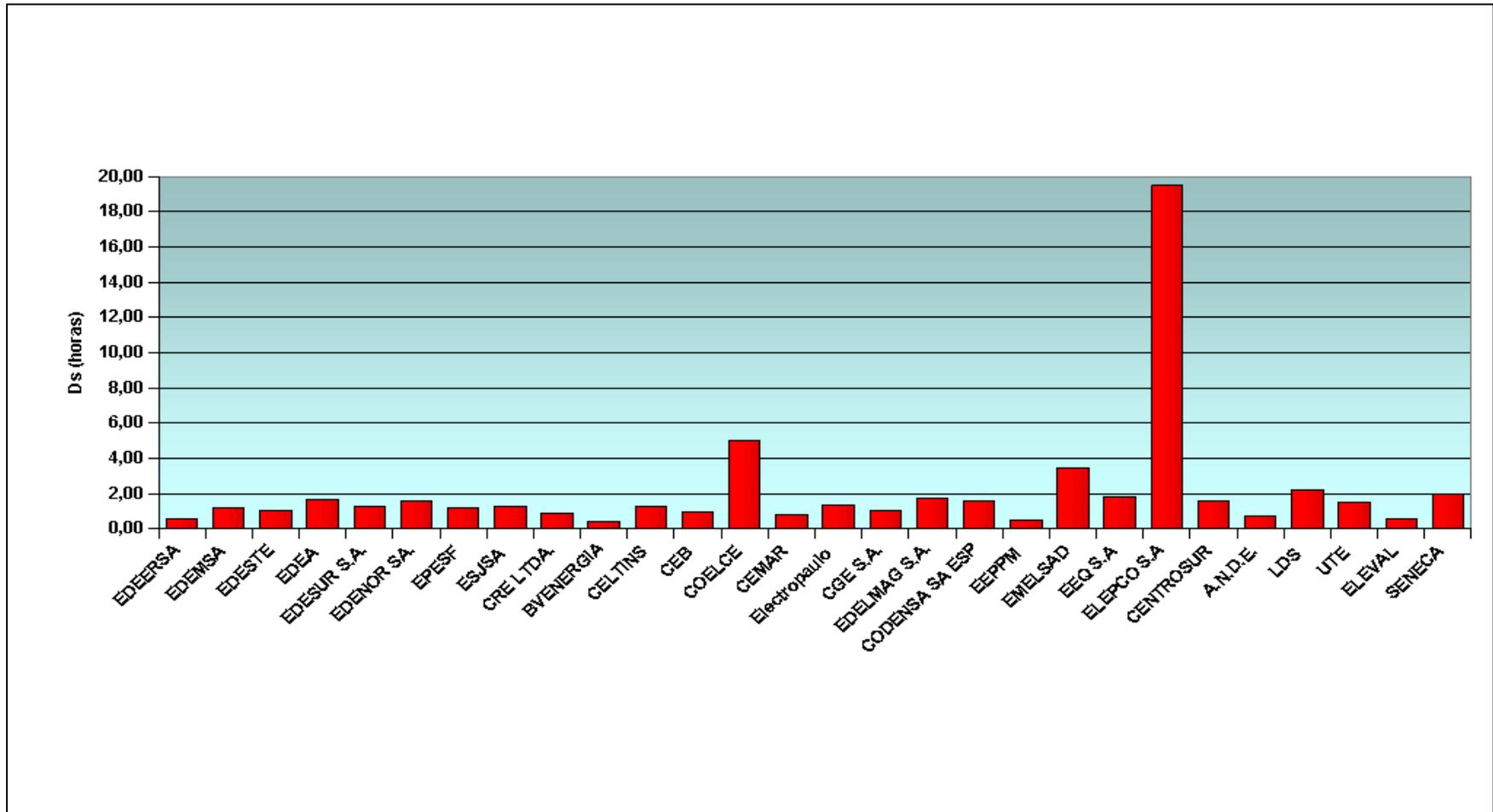




COMISIÓN DE INTEGRACIÓN ENERGÉTICA REGIONAL

Proyecto CIER 06 – Informe de Resultados de 2002

GRAFICO 7: DURACIÓN MEDIA DE LAS INTERRUPCIONES - SISTEMA (Ds) TOTAL DE INCIDENCIAS

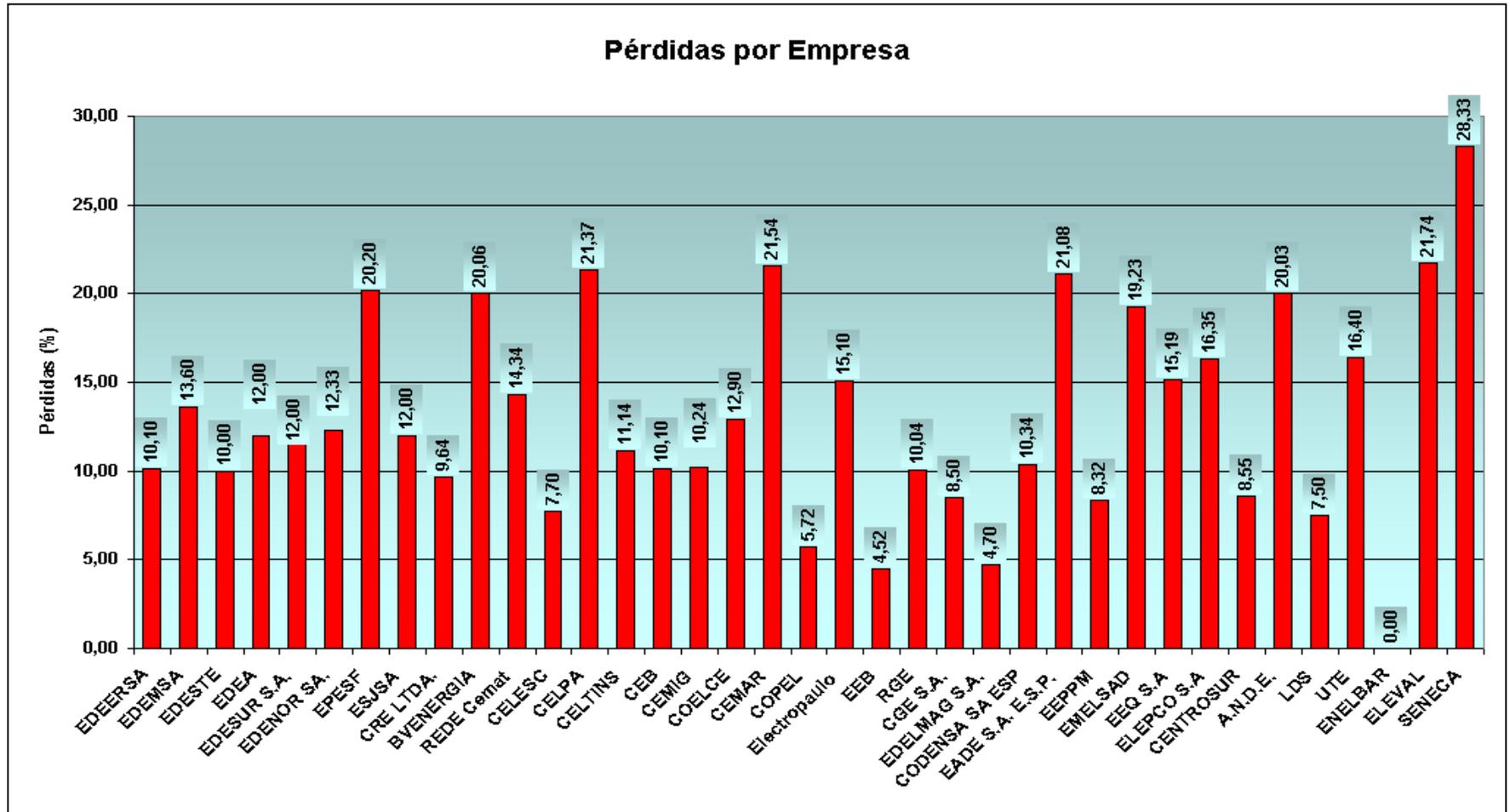




COMISIÓN DE INTEGRACIÓN ENERGÉTICA REGIONAL

Proyecto CIER 06 – Informe de Resultados de 2002

GRAFICO 8: PÉRDIDAS TOTALES POR EMPRESA

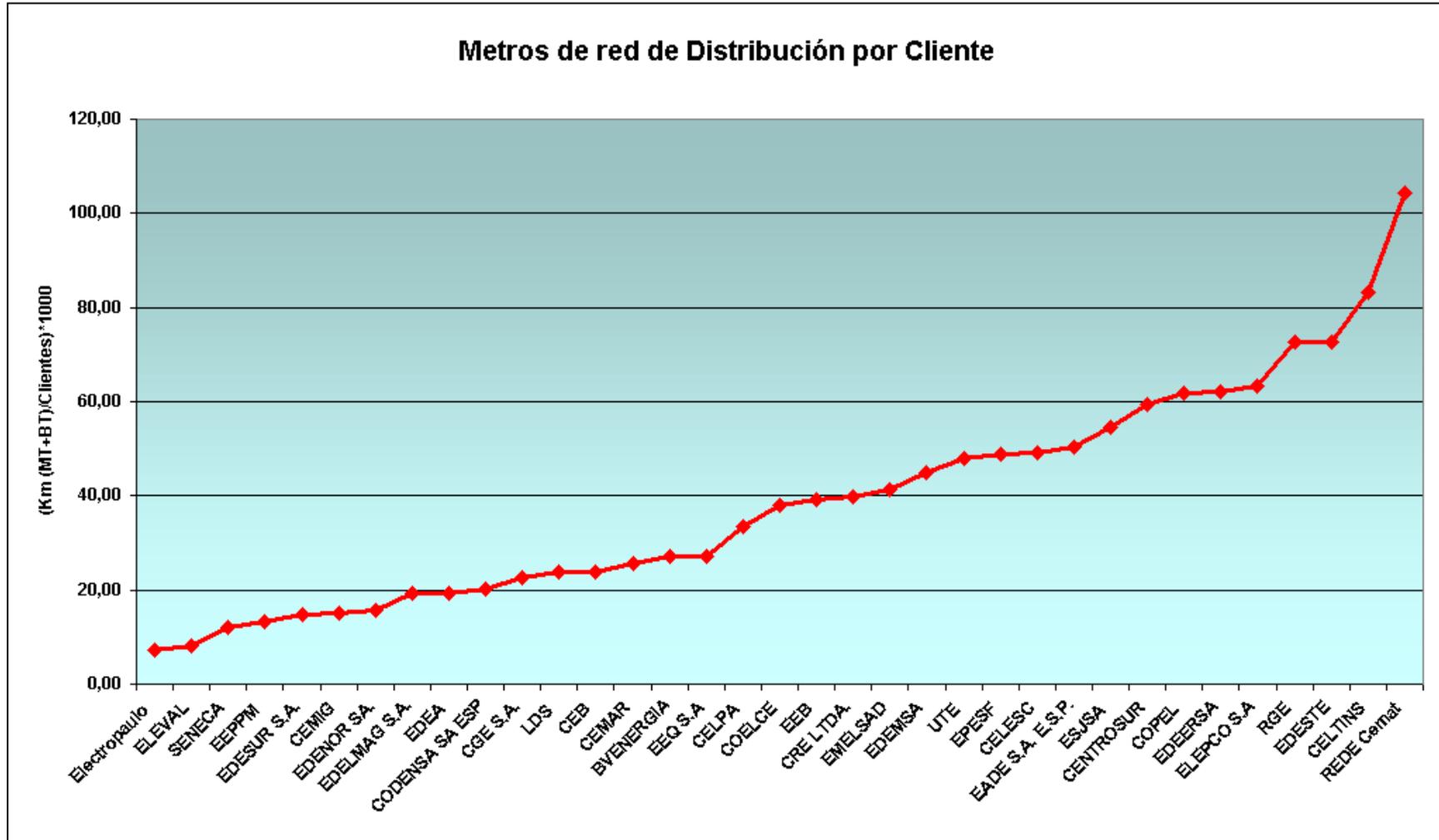




COMISIÓN DE INTEGRACIÓN ENERGÉTICA REGIONAL

Proyecto CIER 06 – Informe de Resultados de 2002

**GRAFICO 9: DENSIDAD DE RED (MT + BT)
(Ver comentario Anexo 2)**

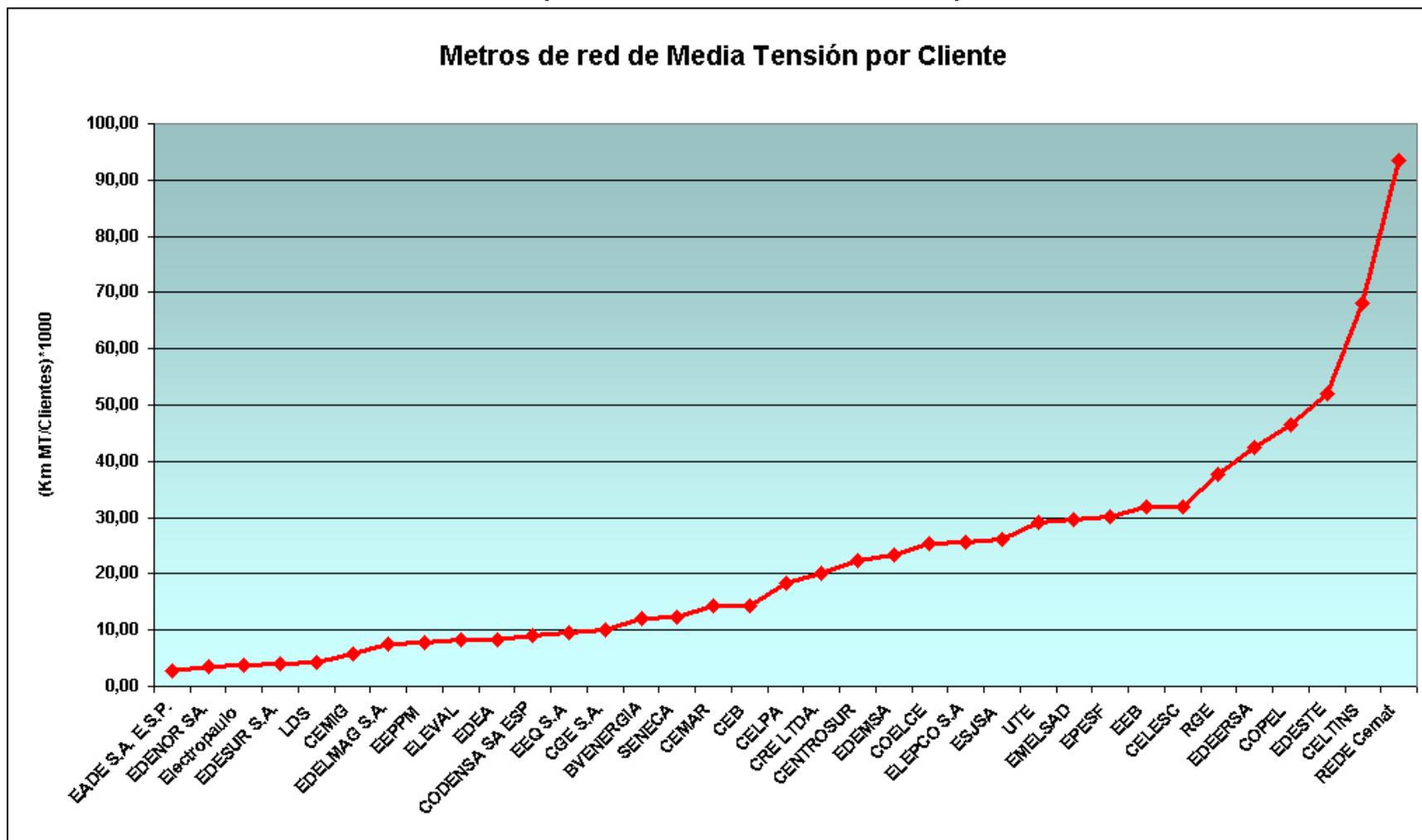




COMISIÓN DE INTEGRACIÓN ENERGÉTICA REGIONAL

Proyecto CIER 06 – Informe de Resultados de 2002

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





COMISIÓN DE INTEGRACIÓN ENERGÉTICA REGIONAL

Proyecto CIER 06 – Informe de Resultados de 2002

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 2002

1. INTRODUCCION	31
2. OBJETIVO	31
3. DEFINICION DE INDICADORES	32
3.1. INDICADORES REPRESENTATIVOS DE LA CALIDAD DEL SERVICIO	32
3.1.1. <i>TERMINOLOGIA</i>	32
3.1.2. <i>PERIODO DE CONTROL</i>	34
3.1.3. <i>INFORMACIÓN DE MAGNITUD DE LA EMPRESA</i>	34
3.1.4. <i>INDICADORES GERENCIALES</i>	34
3.2. INDICADORES COMERCIALES	40
3.2.1 <i>INDICADOR DE CALIDAD DE ATENCIÓN – TIEMPO MEDIO DE CONEXIÓN EN BT</i> .	40
3.2.2 <i>INDICADOR DE CALIDAD DE FACTURACIÓN</i>	40



COMISIÓN DE INTEGRACIÓN ENERGÉTICA REGIONAL

Proyecto CIER 06 – Informe de Resultados de 2002

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.



COMISIÓN DE INTEGRACIÓN ENERGÉTICA REGIONAL

Proyecto CIER 06 – Informe de Resultados de 2002

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 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.

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, 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 2002

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 2002

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 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*

3.1.4. 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 2002

* 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.

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

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.



COMISIÓN DE INTEGRACIÓN ENERGÉTICA REGIONAL

Proyecto CIER 06 – Informe de Resultados de 2002

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.



COMISIÓN DE INTEGRACIÓN ENERGÉTICA REGIONAL

Proyecto CIER 06 – Informe de Resultados de 2002

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.

$$F_s = \frac{\sum_1^n Pa(i)}{P_s}$$

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.

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

donde:

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



COMISIÓN DE INTEGRACIÓN ENERGÉTICA REGIONAL

Proyecto CIER 06 – Informe de Resultados de 2002

c) Duración Media de las Interrupciones (D_s) :

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.).



COMISIÓN DE INTEGRACIÓN ENERGÉTICA REGIONAL

Proyecto CIER 06 – Informe de Resultados de 2002

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



COMISIÓN DE INTEGRACIÓN ENERGÉTICA REGIONAL

Proyecto CIER 06 – Informe de Resultados de 2002

3.2. INDICADORES COMERCIALES

3.2.1. 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.

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

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.

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



COMISIÓN DE INTEGRACIÓN ENERGÉTICA REGIONAL

Proyecto CIER 06 – Informe de Resultados de 2002

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



1.INTRODUCCIÓN

Esperamos que el presente informe “Proyecto CIER 06 – Informe de Resultados de 2002” 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 9 y 10 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

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

1.1. Indicador Fc o Fs

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

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.

$$Fs = \frac{\sum_{i=1}^n Pa(i)}{Ps}$$



COMISIÓN DE INTEGRACIÓN ENERGÉTICA REGIONAL

Proyecto CIER 06 – Informe de Resultados de 2002

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 surge 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 las 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)

1.2. **Dc Ds Duración Media de las interrupciones**

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

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

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)



COMISIÓN DE INTEGRACIÓN ENERGÉTICA REGIONAL

Proyecto CIER 06 – Informe de Resultados de 2002

1.3. *T_c y T_s Tiempo total de interrupción*

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

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

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