

Boletín Oficial

DE LA PROVINCIA DE BUENOS AIRES

Ministerio de

**Jefatura de Gabinete
de Ministros**



**Buenos Aires
LA PROVINCIA**

**SUPLEMENTO DE 48 PÁGINAS
Resoluciones**

Resoluciones

Provincia de Buenos Aires
MINISTERIO DE INFRAESTRUCTURA
ORGANISMO DE CONTROL DE ENERGÍA ELÉCTRICA
Resolución N° 241/11

La Plata, 21 de septiembre de 2011.

VISTO los artículos 40 y 62 inciso j) de la Ley 11.769 (T.O. Decreto N° 1868/04), su Decreto Reglamentario N° 2479/04, el Contrato de Concesión suscripto, la Resolución N° 113/01 del ex Ministerio de Obras y Servicios Públicos de la Provincia de Buenos Aires, las Resoluciones S.E. N° 1169/08 y N° 347/10, las Resoluciones M.I. N° 141/10 y N° 419/10, lo actuado en el expediente N° 2429-954/2011, y

CONSIDERANDO:

Que por Resolución N° 113/01 del ex Ministerio de Obras y Servicios Públicos, se establecieron como criterios de caracterización de tipologías de mercados, los índices de ruralidad y escala de los Distribuidores Municipales que prestan el servicio público de electricidad en los Partidos que integran las Áreas definidas en el artículo 3°, Anexo II de la citada Resolución;

Que de acuerdo a lo definido en la mencionada Resolución se compensará mediante la distribución del Fondo Provincial de Compensaciones Tarifarias, a aquellos distribuidores municipales integrantes de grupos y subgrupos de mercados homogéneos, la diferencia observada entre sus costos propios eficientes y los reconocidos en las tarifas de referencia aplicadas;

Que la Secretaría de Energía de la Nación a través de la Resolución N° 1169/08 ha determinado precios estacionales de energía y parámetros del Mercado Eléctrico Mayorista a partir del 1° de octubre de 2008 con una mayor apertura de precios y un incremento gradual de los mismos a mayor consumo, que a la fecha mantiene su vigencia;

Que con posterioridad a lo expuesto en el considerando precedente la Secretaría de Energía de la Nación a fin no afectar la capacidad de pago de la comunidad durante el período invernal, sancionó la Resolución N° 202/11;

Que la Resolución S.E. N° 202/11 suspende la aplicación de los Artículos 6°, 7° y 8° de la Resolución N° 1169/08 durante el período comprendido entre el 1° de junio de 2011 y el 30 de septiembre de 2011 y establece precios estacionales que se aplicaron en el cálculo de las tarifas en las categoría residencial y rural mayores a mil kilovatios horas bimestrales en el período citado;

Que el Ministerio de Infraestructura sancionó los cuadros tarifarios en la provincia de Buenos Aires mediante la Resolución N° 415/11 modificando las tarifas Provinciales de venta a Distribuidores Municipales y usuarios finales con vigencia a partir del 1° de junio de 2011;

Que al definirse los costos de distribución según lo indicado precedentemente, corresponde calcular los costos de abastecimiento de los concesionarios municipales para el período agosto-setiembre/2011 según los parámetros estacionales en los términos de las Resoluciones S.E. N° 1169/08, y N° 202/11, Resoluciones M.I. N° 415/11 y N° 244/02 y el Subanexo B, Parte III, Coeficientes de Transición de los Cuadros Tarifarios;

Que determinada cantidad de distribuidores municipales han elevado a este Organismo la información necesaria para calcular los costos de abastecimiento en un todo de acuerdo a lo dispuesto a tal efecto en la Resolución N° 113/01 del ex Ministerio de Obras y Servicios Públicos;

Que los restantes distribuidores que no aportaron la información correspondiente que permita su contralor, serán considerados al momento de su presentación;

Que la presente se dicta en ejercicio de lo dispuesto en los artículos 40 y 62 inciso j) de la Ley 11.769 y su Decreto Reglamentario N° 2479/04;

Por ello,

EL DIRECTORIO DEL ORGANISMO DE CONTROL DE ENERGÍA ELÉCTRICA
DE LA PROVINCIA DE BUENOS AIRES, RESUELVE:

ARTÍCULO 1°. Aprobar el cálculo de los costos de abastecimiento para el período agosto-setiembre de 2011, primer grupo, de acuerdo al detalle y a la nómina que como Anexos I y II, respectivamente, integran la presente correspondiente a los Distribuidores Municipales que han aportado la información pertinente para su evaluación por este Organismo.

ARTÍCULO 2°. Para el caso de los Distribuidores Municipales que no han presentado en este Organismo los datos pertinentes o lo han hecho sin aportar los antecedentes para su tratamiento, que se agregan como Anexo III, dichos costos serán calculados y aprobados una vez cumplida esta instancia.

ARTÍCULO 3°. A los efectos de la compensación en concepto de Fondo Provincial de Compensaciones Tarifarias, serán excluidos de la distribución los Distribuidores Municipales aludidos en el Artículo 2°, hasta tanto presenten los costos y los mismos sean evaluados por este Organismo de Control.

ARTÍCULO 4°. Registrar. Publicar. Dar al Boletín Oficial y al SINBA. Cumplido, archivar.

ACTA N° 690
Marcelo Fabián Sosa, Presidente; **Alfredo Oscar Cordonnier**, Vicepresidente; **Carlos Pedro González Sueyro**, Director; **José Luis Arana**, Director.

ANEXO I Costos Abastecimientos Municipales Ago.-Set. 2011 1º Grupo																			
Item	A001	A003	A004	A005	A006	A007	A008	A010	A011	A012	A013	A014	A015	A016	A017	A018	A019	A021	A022
T1R																			
CFT1R	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
CV1T1R	0,1259	0,0669	0,0702	0,0773	0,1285	0,1283	0,0726	0,1297	0,1378	0,1394	0,1402	0,0731	0,1382	0,0707	0,1246	0,1356	0,1351	0,0729	0,1297
CV2T1R	0,1228	0,0658	0,0691	0,0758	0,1253	0,1239	0,0718	0,1253	0,1330	0,1344	0,1352	0,0719	0,1333	0,0695	0,1216	0,1308	0,1304	0,0714	0,1253
CV3T1R	0,1253	0,0675	0,0709	0,0777	0,1276	0,1248	0,0746	0,1261	0,1337	0,1350	0,1359	0,0738	0,1341	0,0714	0,1241	0,1316	0,1312	0,0731	0,1262
CV4T1R	0,1261	0,0684	0,0719	0,0786	0,1282	0,1241	0,0764	0,1255	0,1328	0,1339	0,1349	0,0747	0,1332	0,0724	0,1249	0,1307	0,1304	0,0738	0,1266
CV5T1R	0,1359	0,0782	0,0818	0,0884	0,1380	0,1341	0,0863	0,1354	0,1428	0,1439	0,1449	0,0846	0,1432	0,0823	0,1348	0,1407	0,1403	0,0836	0,1356
CV6T1R	0,1469	0,0878	0,0913	0,0979	0,1490	0,1438	0,0958	0,1452	0,1525	0,1537	0,1546	0,0941	0,1529	0,0918	0,1457	0,1504	0,1501	0,0932	0,1454
CV7T1R	0,1677	0,1075	0,1110	0,1177	0,1697	0,1640	0,1155	0,1653	0,1727	0,1738	0,1748	0,1138	0,1730	0,1115	0,1666	0,1706	0,1702	0,1129	0,1655
T1RE																			
CFT1RE	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
CV1T1RE	0,1148	0,0615	0,0646	0,0707	0,1173	0,1169	0,0663	0,1181	0,1254	0,1269	0,1276	0,0672	0,1258	0,0650	0,1137	0,1234	0,1229	0,0669	0,1180
CV2T1RE	0,1247	0,0714	0,0745	0,0806	0,1271	0,1268	0,0762	0,1281	0,1354	0,1368	0,1375	0,0771	0,1357	0,0749	0,1235	0,1334	0,1329	0,0768	0,1280
CV3T1RE	0,1356	0,0809	0,0840	0,0901	0,1380	0,1366	0,0857	0,1379	0,1451	0,1466	0,1473	0,0866	0,1455	0,0844	0,1345	0,1431	0,1426	0,0863	0,1377
CV4T1RE	0,1564	0,1006	0,1037	0,1098	0,1588	0,1567	0,1054	0,1580	0,1653	0,1667	0,1674	0,1063	0,1656	0,1041	0,1553	0,1632	0,1628	0,1060	0,1579
T1GBC																			
CFT1GBC	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
CV1T1GBC	0,2028	0,1202	0,1212	0,1336	0,2055	0,1943	0,1236	0,1968	0,2066	0,2082	0,2095	0,1248	0,2071	0,1218	0,2013	0,2039	0,2033	0,1276	0,1963
T1GAC																			
CFT1GAC	14,09	6,42	6,63	8,00	14,66	16,75	6,93	16,98	18,38	18,74	18,82	7,10	18,45	6,70	13,86	18,00	17,89	7,51	16,90
CV1T1GAC	0,2032	0,1233	0,1219	0,1358	0,2054	0,1896	0,1242	0,1925	0,2013	0,2024	0,2037	0,1253	0,2017	0,1225	0,2019	0,1987	0,1984	0,1298	0,1916
CV2T1GAC	0,2140	0,1331	0,1317	0,1456	0,2162	0,1997	0,1340	0,2026	0,2113	0,2125	0,2138	0,1351	0,2117	0,1324	0,2127	0,2088	0,2084	0,1397	0,2017
T1GE																			
CFT1GE	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
CV1T1GE	0,1756	0,1046	0,1079	0,1155	0,1783	0,1708	0,1100	0,1723	0,1810	0,1828	0,1836	0,1110	0,1815	0,1084	0,1742	0,1786	0,1780	0,1110	0,1722
CV2T1GE	0,1864	0,1144	0,1178	0,1254	0,1891	0,1809	0,1198	0,1824	0,1911	0,1929	0,1937	0,1209	0,1915	0,1183	0,1850	0,1887	0,1881	0,1209	0,1823
T1AP																			
CFT1AP	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
CV1T1AP	0,1014	0,0664	0,0699	0,0731	0,1031	0,1063	0,0711	0,1076	0,1128	0,1137	0,1143	0,0718	0,1130	0,0702	0,1006	0,1113	0,1110	0,0699	0,1072
T2																			
CFT2BT	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
CPPT2BT	11,04	4,99	5,16	6,32	11,43	12,68	5,41	12,87	13,93	14,14	14,24	5,54	13,98	5,23	10,87	13,63	13,56	5,82	12,85
CPFFT2BT	4,73	2,14	2,21	2,71	4,90	5,44	2,32	5,52	5,97	6,06	6,10	2,38	5,99	2,24	4,66	5,84	5,81	2,49	5,51
CVPT2BT	0,1029	0,0763	0,0782	0,0763	0,1023	0,0796	0,0782	0,0796	0,0796	0,0796	0,0796	0,0782	0,0796	0,0782	0,1029	0,0796	0,0796	0,0782	0,0796
CVFPT2BT	0,0879	0,0688	0,0706	0,0688	0,0875	0,0719	0,0706	0,0720	0,0720	0,0720	0,0720	0,0706	0,0720	0,0706	0,0879	0,0720	0,0720	0,0684	0,0719
CFT2MT	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
CPPT2MT	10,57	4,78	4,95	6,05	10,94	12,15	5,18	12,32	13,34	13,54	13,64	5,31	13,39	5,00	10,41	13,05	12,99	5,57	12,31
CPFFT2MT	4,53	2,05	2,12	2,59	4,69	5,21	2,22	5,28	5,72	5,80	5,84	2,27	5,74	2,14	4,46	5,59	5,57	2,39	5,27
CVPT2MT	0,1007	0,0747	0,0765	0,0747	0,1001	0,0780	0,0765	0,0780	0,0780	0,0780	0,0780	0,0765	0,0780	0,0765	0,1007	0,0780	0,0780	0,0744	0,0780
CVFPT2MT	0,0861	0,0674	0,0691	0,0674	0,0857	0,0704	0,0691	0,0704	0,0704	0,0704	0,0704	0,0691	0,0704	0,0691	0,0861	0,0704	0,0704	0,0670	0,0704
CFT3BT	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
CPPT3BT	11,04	5,75	5,16	7,09	11,43	13,45	5,41	12,87	13,93	14,14	14,24	5,54	13,98	5,23	10,87	13,63	13,56	5,82	12,85
CPFFT3BT	4,73	2,46	2,21	3,04	4,90	5,76	2,32	5,52	5,97	6,06	6,10	2,38	5,99	2,24	4,66	5,84	5,81	2,49	5,51
T3UFe50y300																			
Cargos Variables																			
CVPT3BT	0,1029	0,0763	0,0782	0,0763	0,1023	0,0796	0,0782	0,0796	0,0796	0,0796	0,0796	0,0782	0,0796	0,0782	0,1029	0,0796	0,0796	0,0782	0,0796
CVRT3BT	0,0903	0,0692	0,0710	0,0692	0,0899	0,0723	0,0710	0,0723	0,0723	0,0723	0,0723	0,0710	0,0723	0,0710	0,0903	0,0723	0,0723	0,0688	0,0723
CVVT3BT	0,0768	0,0670	0,0688	0,0669	0,0766	0,0702	0,0688	0,0702	0,0702	0,0702	0,0702	0,0688	0,0702	0,0688	0,0768	0,0702	0,0702	0,0666	0,0702
T3UF>300																			
CVPT3BT	0,1362	0,1076	0,1095	0,1076	0,1356	0,1115	0,1095	0,1115	0,1115	0,1115	0,1115	0,1095	0,1115	0,1095	0,1362	0,1115	0,1115	0,1073	0,1115
CVRT3BT	0,1237	0,1005	0,1023	0,1005	0,1232	0,1042	0,1023	0,1042	0,1042	0,1042	0,1042	0,1023	0,1042	0,1023	0,1237	0,1042	0,1042	0,1001	0,1042
CVVT3BT	0,1102	0,0983	0,1001	0,0982	0,1100	0,1021	0,1001	0,1021	0,1021	0,1021	0,1021	0,1001	0,1021	0,1001	0,1102	0,1021	0,1021	0,0979	0,1021
T3S > 50																			
CFT3MT	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
CPPT3MT	10,57	5,51	4,95	6,79	10,94	12,88	5,18	12,32	13,34	13,54	13,64	5,31	13,39	5,00	10,41	13,05	12,99	5,57	12,31
CPFFT3MT	4,53	2,36	2,12	2,91	4,69	5,52	2,22	5,28	5,72	5,80	5,84	2,27	5,74	2,14	4,46	5,59	5,57	2,70	5,59
T3UFe50y300																			
Cargos Variables																			
CVPT3MT	0,1007	0,0747	0,0765	0,0747	0,1001	0,0780	0,0765	0,0780	0,0780	0,0780	0,0780	0,0765	0,0780	0,0765	0,1007	0,0780	0,0780	0,0744	0,0780
CVRT3MT	0,0885	0,0678	0,0695	0,0678	0,0880	0,0708	0,0695	0,0708	0,0708	0,0708	0,0708	0,0695	0,0708	0,0695	0,0885	0,0708	0,0708	0,0674	0,0708
CVVT3MT	0,0752	0,0656	0,0674	0,0655	0,0750	0,0687	0,0674	0,0687	0,0687	0,0687	0,0687	0,0674	0,0687	0,0674	0,0752	0,0687	0,0687	0,0652	0,0687
T3UF>300																			
CVPT3MT	0,1334	0,1053	0,1072	0,1053	0,1327	0,1092	0,1072	0,1092	0,1092	0,1092	0,1092	0,1072							

Item	A023	A024	A025	A028	A029	A030	A032	A033	A034	A035	A036	A037	A038	A039	A040	A041	A042	A043	A045
T1R																			
CFT1R	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
CV1T1R	0,1272	0,1379	0,0715	0,1373	0,0696	0,0724	0,1293	0,1389	0,1240	0,1316	0,0664	0,1389	0,0740	0,1375	0,0685	0,0692	0,0674	0,0697	0,1304
CV2T1R	0,1229	0,1330	0,0703	0,1323	0,0683	0,0716	0,1260	0,1340	0,1211	0,1270	0,0652	0,1339	0,0725	0,1327	0,0672	0,0679	0,0663	0,0688	0,1255
CV3T1R	0,1239	0,1336	0,0722	0,1328	0,0700	0,0744	0,1281	0,1346	0,1236	0,1278	0,0667	0,1345	0,0740	0,1335	0,0689	0,0696	0,0682	0,0708	0,1259
CV4T1R	0,1234	0,1327	0,0732	0,1317	0,0708	0,0761	0,1286	0,1337	0,1244	0,1271	0,0674	0,1334	0,0746	0,1327	0,0697	0,0704	0,0691	0,0720	0,1247
CV5T1R	0,1333	0,1427	0,0831	0,1416	0,0806	0,0860	0,1385	0,1437	0,1343	0,1371	0,0773	0,1434	0,0844	0,1426	0,0796	0,0803	0,0790	0,0819	0,1347
CV6T1R	0,1430	0,1524	0,0926	0,1514	0,0902	0,0955	0,1494	0,1534	0,1452	0,1468	0,0868	0,1532	0,0940	0,1524	0,0891	0,0898	0,0885	0,0914	0,1443
CV7T1R	0,1631	0,1726	0,1123	0,1715	0,1098	0,1152	0,1701	0,1736	0,1660	0,1669	0,1065	0,1733	0,1137	0,1725	0,1088	0,1095	0,1082	0,1111	0,1643
T1RE																			
CFT1RE	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
CV1T1RE	0,1158	0,1254	0,0658	0,1251	0,0640	0,0661	0,1180	0,1264	0,1131	0,1198	0,0612	0,1264	0,0682	0,1251	0,0630	0,0636	0,0621	0,0644	0,1188
CV2T1RE	0,1257	0,1354	0,0756	0,1351	0,0739	0,0760	0,1279	0,1364	0,1230	0,1298	0,0711	0,1364	0,0780	0,1350	0,0728	0,0735	0,0720	0,0742	0,1287
CV3T1RE	0,1354	0,1452	0,0852	0,1448	0,0834	0,0855	0,1388	0,1461	0,1339	0,1395	0,0806	0,1461	0,0875	0,1448	0,0823	0,0830	0,0815	0,0838	0,1383
CV4T1RE	0,1555	0,1653	0,1049	0,1650	0,1030	0,1052	0,1596	0,1663	0,1548	0,1597	0,1003	0,1663	0,1073	0,1649	0,1020	0,1027	0,1012	0,1035	0,1583
T1GBC																			
CFT1GBC	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
CV1T1GBC	0,1934	0,2065	0,1229	0,2063	0,1233	0,1232	0,2060	0,2078	0,2006	0,1983	0,1194	0,2076	0,1258	0,2064	0,1223	0,1232	0,1207	0,1234	0,1970
T1GAC																			
CFT1GAC	16,48	18,42	6,84	18,51	6,88	6,91	14,92	18,60	13,75	17,33	6,48	18,65	7,35	18,28	6,77	6,85	6,28	6,18	17,72
CV1T1GAC	0,1891	0,2011	0,1235	0,1995	0,1260	0,1238	0,2055	0,2022	0,2013	0,1932	0,1221	0,2018	0,1259	0,2011	0,1251	0,1259	0,1240	0,1272	0,1915
CV2T1GAC	0,1992	0,2111	0,1333	0,2095	0,1358	0,1336	0,2163	0,2123	0,2121	0,2032	0,1320	0,2119	0,1357	0,2112	0,1349	0,1358	0,1338	0,1371	0,2015
T1GE																			
CFT1GE	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
CV1T1GE	0,1694	0,1811	0,1093	0,1807	0,1074	0,1097	0,1791	0,1822	0,1736	0,1744	0,1042	0,1822	0,1122	0,1806	0,1064	0,1071	0,1050	0,1072	0,1735
CV2T1GE	0,1795	0,1911	0,1192	0,1908	0,1172	0,1196	0,1898	0,1923	0,1844	0,1844	0,1140	0,1923	0,1220	0,1907	0,1162	0,1170	0,1149	0,1170	0,1835
T1AP																			
CFT1AP	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
CV1T1AP	0,1060	0,1127	0,0707	0,1122	0,0680	0,0709	0,1037	0,1134	0,1002	0,1084	0,0655	0,1133	0,0723	0,1126	0,0671	0,0677	0,0673	0,0698	0,1069
T2																			
CFT2BT	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
CPPT2BT	12,54	13,94	5,33	13,89	5,32	5,38	11,57	14,07	10,79	13,12	5,02	14,07	5,68	13,88	5,26	5,32	4,88	4,81	13,29
CPFFT2BT	5,37	5,97	2,29	5,95	2,28	2,31	4,96	6,03	4,63	5,62	2,15	6,03	2,44	5,95	2,25	2,28	2,09	2,06	5,69
CVPT2BT	0,0794	0,0796	0,0782	0,0796	0,0762	0,0782	0,1017	0,0796	0,1029	0,0796	0,0757	0,0796	0,0782	0,0796	0,0759	0,0761	0,0776	0,0802	0,0762
CVFT2BT	0,0718	0,0720	0,0706	0,0720	0,0689	0,0706	0,0871	0,0720	0,0879	0,0719	0,0682	0,0720	0,0706	0,0720	0,0684	0,0686	0,0701	0,0727	0,0700
CFT2MT	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
CPPT2MT	12,00	13,34	5,11	13,30	5,09	5,15	11,08	13,48	10,33	12,56	4,80	13,48	5,44	13,29	5,03	5,09	4,67	4,61	12,72
CPFFT2MT	5,14	5,72	2,19	5,70	2,18	2,21	4,75	5,78	4,43	5,38	2,06	5,78	2,33	5,70	2,16	2,18	2,00	1,97	5,45
CVPT2MT	0,0778	0,0780	0,0765	0,0780	0,0746	0,0765	0,0996	0,0780	0,1007	0,0780	0,0741	0,0780	0,0765	0,0780	0,0743	0,0745	0,0759	0,0785	0,0746
CVFT2MT	0,0703	0,0704	0,0691	0,0704	0,0675	0,0691	0,0853	0,0704	0,0861	0,0704	0,0668	0,0704	0,0691	0,0704	0,0670	0,0672	0,0686	0,0711	0,0685
CFT3BT	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
CPPT3BT	12,54	13,94	5,33	13,89	5,32	5,38	11,57	14,07	10,79	13,12	5,02	14,07	5,68	13,88	5,26	5,32	4,88	4,81	13,29
CPFFT3BT	5,37	5,97	2,29	5,95	2,28	2,31	4,96	6,03	4,63	5,62	2,15	6,03	2,44	5,95	2,25	2,28	2,09	2,06	5,69
T3UFe50y300																			
Cargos Variables																			
CVPT3BT	0,0794	0,0796	0,0782	0,0796	0,0762	0,0782	0,1017	0,0796	0,1029	0,0796	0,0757	0,0796	0,0782	0,0796	0,0759	0,0761	0,0776	0,0802	0,0762
CVRT3BT	0,0721	0,0723	0,0710	0,0723	0,0693	0,0710	0,0894	0,0723	0,0903	0,0723	0,0686	0,0723	0,0710	0,0723	0,0688	0,0690	0,0705	0,0731	0,0704
CVVT3BT	0,0700	0,0702	0,0688	0,0702	0,0671	0,0688	0,0765	0,0702	0,0768	0,0702	0,0664	0,0702	0,0688	0,0702	0,0665	0,0668	0,0683	0,0708	0,0682
T3UF>300																			
CVPT3BT	0,1113	0,1115	0,1095	0,1115	0,1074	0,1095	0,1350	0,1115	0,1362	0,1115	0,1070	0,1115	0,1095	0,1115	0,1072	0,1074	0,1088	0,1114	0,1075
CVRT3BT	0,1040	0,1042	0,1023	0,1042	0,1006	0,1023	0,1227	0,1042	0,1237	0,1042	0,0999	0,1042	0,1023	0,1042	0,1001	0,1003	0,1017	0,1043	0,1023
CVVT3BT	0,1018	0,1021	0,1001	0,1021	0,0984	0,1001	0,1098	0,1021	0,1102	0,1021	0,0977	0,1021	0,1001	0,1021	0,0978	0,0981	0,0996	0,1021	0,1001
T3S > 50																			
CFT3MT	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
CPPT3MT	12,00	13,34	5,11	13,30	5,09	5,15	11,08	13,48	10,33	12,56	4,80	13,48	5,44	13,29	5,03	5,09	4,67	4,61	12,72
CPFFT3MT	5,14	5,72	2,19	5,70	2,18	2,21	4,75	5,78	4,43	5,38	2,06	5,78	2,33	5,70	2,16	2,18	2,00	1,97	5,45
T3UFe50y300																			
Cargos Variables																			
CVPT3MT	0,0778	0,0780	0,0765	0,0780	0,0746	0,0765	0,0996	0,0780	0,1007	0,0780	0,0741	0,0780	0,0765	0,0780	0,0743	0,0745	0,0759	0,0785	0,0746
CVRT3MT	0,0707	0,0708	0,0695	0,0708	0,0679	0,0695	0,0876	0,0708	0,0885	0,0708	0,0672	0,0708	0,0695	0,0708	0,0674	0,0676	0,0690	0,0715	0,0689
CVVT3MT	0,0685	0,0687	0,0674	0,0687	0,0657	0,0674	0,0749	0,0687	0,0752	0,0687	0,0650	0,0687	0,0674	0,0687	0,0651	0,0654	0,0668	0,0693	0,0667
T3UF>300																			
CVPT3MT	0,1089	0,1092	0,1072	0,1092	0,1051	0,1072	0,1321	0,1092	0,1334	0,1092	0,1047	0,1092	0,1072	0,1092	0,1049	0,1051	0,1065	0,1091	0,1052
CVRT3MT	0,1018	0,1021	0,1001	0,1021	0,0985	0,1001	0,1202	0,1021	0,1211	0,1021	0,0978	0,1021	0,1001	0,1021	0,0980	0,0982	0,0996	0,1022	0,1001
CVVT3MT	0,0996	0,0999	0,0980	0,0999	0,0963	0,0980	0,1074	0,0999	0,1078	0,0999	0,0956	0,0999	0,0980	0,0999	0,0957	0,0960	0,0975	0,0999	0,0980
T4																			
CFT4	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
CV1T4	0,1419	0,1548	0,0757	0,1543	0,0741	0,0762	0,1406	0,1560	0,1338	0,1473	0,0706	0,1560	0,0789	0,1543	0,0729	0,0737	0,0711	0,0730	0,1469
CV2T4	0,1512	0,1641	0,0849	0,1636	0,0832	0,0853	0,1497	0,1653	0,1430	0,1566	0,0798	0,1653	0,0881	0,1636	0,0821	0,0828	0,0803	0,0822	0,1562
CV3T4	0,1603	0,1731	0,0938	0,1727	0,0921	0,0942	0,1599	0,1744	0,1532	0,1657	0,0887	0,1744	0,0970	0,1727	0,0910	0,0917	0,0891	0,0911	0,1652
CV4T4	0,1790	0,1919	0,1122	0,1915	0,1105	0,1126													

Item	N105	N106	N107	N108	N109	N111	N112	N113	N114	N115	N118	N119	N120	S001	S002	S003	S006	S007	S009
T1R																			
CFT1R	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
CV1T1R	0,0645	0,1338	0,1334	0,1383	0,0678	0,1388	0,1372	0,1398	0,0611	0,1241	0,1380	0,1401	0,1229	0,1200	0,1229	0,1197	0,1184	0,1195	0,0642
CV2T1R	0,0635	0,1293	0,1289	0,1336	0,0670	0,1340	0,1324	0,1349	0,0602	0,1205	0,1333	0,1350	0,1198	0,1198	0,1186	0,1156	0,1144	0,1154	0,0631
CV3T1R	0,0653	0,1304	0,1299	0,1346	0,0694	0,1350	0,1332	0,1356	0,0621	0,1223	0,1343	0,1355	0,1222	0,1166	0,1194	0,1165	0,1153	0,1162	0,0648
CV4T1R	0,0663	0,1298	0,1294	0,1340	0,0708	0,1343	0,1323	0,1346	0,0632	0,1225	0,1337	0,1344	0,1230	0,1160	0,1188	0,1159	0,1148	0,1156	0,0658
CV5T1R	0,0761	0,1398	0,1394	0,1440	0,0806	0,1443	0,1423	0,1446	0,0730	0,1325	0,1437	0,1444	0,1333	0,1259	0,1287	0,1259	0,1247	0,1255	0,0756
CV6T1R	0,0856	0,1495	0,1490	0,1536	0,0901	0,1540	0,1520	0,1543	0,0825	0,1422	0,1534	0,1541	0,1437	0,1355	0,1383	0,1354	0,1343	0,1351	0,0851
CV7T1R	0,1053	0,1696	0,1691	0,1737	0,1098	0,1741	0,1721	0,1744	0,1022	0,1623	0,1735	0,1742	0,1650	0,1554	0,1582	0,1553	0,1542	0,1550	0,1047
T1RE																			
CFT1RE	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
CV1T1RE	0,0611	0,1250	0,1246	0,1291	0,0643	0,1296	0,1281	0,1306	0,0578	0,1160	0,1288	0,1308	0,1153	0,1121	0,1146	0,1117	0,1105	0,1116	0,0608
CV2T1RE	0,0709	0,1350	0,1346	0,1391	0,0742	0,1396	0,1381	0,1406	0,0677	0,1260	0,1388	0,1408	0,1257	0,1220	0,1246	0,1217	0,1205	0,1215	0,0706
CV3T1RE	0,0804	0,1446	0,1443	0,1488	0,0837	0,1493	0,1478	0,1502	0,0772	0,1357	0,1485	0,1505	0,1361	0,1316	0,1341	0,1312	0,1300	0,1311	0,0801
CV4T1RE	0,1001	0,1647	0,1644	0,1689	0,1033	0,1694	0,1679	0,1703	0,0968	0,1558	0,1686	0,1706	0,1574	0,1515	0,1541	0,1512	0,1500	0,1510	0,0998
T1GBC																			
CFT1GBC	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
CV1T1GBC	0,1177	0,2024	0,2018	0,2079	0,1225	0,2084	0,2059	0,2090	0,1137	0,1923	0,2076	0,2088	0,1958	0,1843	0,1879	0,1841	0,1826	0,1837	0,1161
T1GAC																			
CFT1GAC	6,25	17,94	17,89	18,73	6,09	18,85	18,71	19,19	5,76	15,82	18,67	19,35	14,41	16,15	16,58	16,02	15,78	16,03	6,27
CV1T1GAC	0,1247	0,2035	0,2029	0,2086	0,1313	0,2089	0,2060	0,2088	0,1209	0,1958	0,2083	0,2082	0,2016	0,1818	0,1852	0,1818	0,1805	0,1814	0,1202
CV2T1GAC	0,1345	0,2135	0,2129	0,2186	0,1411	0,2190	0,2161	0,2188	0,1308	0,2059	0,2183	0,2182	0,2113	0,1918	0,1953	0,1918	0,1906	0,1914	0,1300
T1GE																			
CFT1GE	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
CV1T1GE	0,1039	0,1801	0,1797	0,1851	0,1072	0,1857	0,1839	0,1868	0,1002	0,1694	0,1847	0,1871	0,1729	0,1654	0,1685	0,1650	0,1636	0,1648	0,1035
CV2T1GE	0,1137	0,1902	0,1898	0,1952	0,1171	0,1957	0,1940	0,1969	0,1100	0,1795	0,1948	0,1972	0,1826	0,1754	0,1785	0,1750	0,1736	0,1748	0,1134
T1AP																			
CFT1AP	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
CV1T1AP	0,0642	0,1104	0,1102	0,1133	0,0685	0,1136	0,1124	0,1141	0,0617	0,1047	0,1131	0,1141	0,0986	0,1007	0,1025	0,1005	0,0997	0,1004	0,0644
T2																			
CFT2BT	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
CPPT2BT	4,95	13,59	13,54	14,20	4,85	14,26	14,05	14,41	4,60	12,08	14,15	14,44	11,21	12,32	12,69	12,27	12,10	12,25	4,92
CPFFT2BT	2,12	5,82	5,80	6,08	2,08	6,11	6,02	6,17	1,97	5,26	6,06	6,19	4,80	5,28	5,44	5,26	5,18	5,25	2,11
CVPT2BT	0,0761	0,0814	0,0814	0,0814	0,0800	0,0814	0,0814	0,0814	0,0752	0,0814	0,0814	0,0814	0,1007	0,0761	0,0761	0,0761	0,0761	0,0761	0,0759
CVFPT2BT	0,0685	0,0738	0,0738	0,0738	0,0725	0,0738	0,0738	0,0738	0,0677	0,0738	0,0738	0,0738	0,0834	0,0699	0,0699	0,0699	0,0699	0,0699	0,0684
CFT2MT	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
CPPT2MT	4,74	13,01	12,96	13,59	4,64	13,66	13,46	13,79	4,41	11,76	13,55	13,83	10,73	11,80	12,15	11,75	11,58	11,73	4,71
CPFFT2MT	2,03	5,58	5,56	5,83	1,99	5,85	5,77	5,91	1,89	5,04	5,81	5,93	4,60	5,06	5,21	5,03	4,96	5,03	2,02
CVPT2MT	0,0746	0,0798	0,0798	0,0798	0,0783	0,0798	0,0798	0,0798	0,0736	0,0798	0,0798	0,0798	0,0986	0,0746	0,0746	0,0746	0,0746	0,0746	0,0744
CVFPT2MT	0,0671	0,0723	0,0723	0,0723	0,0710	0,0723	0,0723	0,0723	0,0663	0,0723	0,0723	0,0723	0,0817	0,0685	0,0685	0,0685	0,0685	0,0685	0,0670
CFT3BT	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
CPPT3BT	5,69	13,59	13,54	14,20	4,85	14,26	14,05	14,41	5,35	12,28	14,15	14,44	11,21	12,32	12,69	12,27	12,10	12,25	5,66
CPFFT3BT	2,44	5,82	5,80	6,08	2,08	6,11	6,02	6,17	2,29	5,26	6,06	6,19	4,80	5,28	5,44	5,26	5,18	5,25	2,42
T3UFe50y300																			
Cargos Variables																			
CVPT3BT	0,0761	0,0814	0,0814	0,0814	0,0800	0,0814	0,0814	0,0814	0,0752	0,0814	0,0814	0,0814	0,1006	0,0761	0,0761	0,0761	0,0761	0,0761	0,0759
CVRT3BT	0,0689	0,0742	0,0742	0,0742	0,0729	0,0742	0,0742	0,0742	0,0681	0,0742	0,0742	0,0742	0,0850	0,0703	0,0703	0,0703	0,0703	0,0703	0,0688
CVVT3BT	0,0667	0,0719	0,0719	0,0719	0,0706	0,0719	0,0719	0,0719	0,0659	0,0719	0,0719	0,0719	0,0757	0,0681	0,0681	0,0681	0,0681	0,0681	0,0666
T3UF>300																			
CVPT3BT	0,1073	0,1133	0,1133	0,1133	0,1112	0,1133	0,1133	0,1133	0,1064	0,1133	0,1133	0,1133	0,1340	0,1073	0,1073	0,1073	0,1073	0,1073	0,1071
CVRT3BT	0,1002	0,1061	0,1061	0,1061	0,1041	0,1061	0,1061	0,1061	0,0993	0,1061	0,1061	0,1061	0,1194	0,1021	0,1021	0,1021	0,1021	0,1021	0,1001
CVVT3BT	0,0980	0,1038	0,1038	0,1038	0,1018	0,1038	0,1038	0,1038	0,0971	0,1038	0,1038	0,1038	0,1100	0,0999	0,0999	0,0999	0,0999	0,0999	0,0979
T3S > 50																			
CFT3MT	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
CPPT3MT	5,45	13,01	12,96	13,59	4,64	13,66	13,46	13,79	5,12	11,76	13,55	13,83	10,73	11,80	12,15	11,75	11,58	11,73	5,42
CPFFT3MT	2,34	5,58	5,56	5,83	1,99	5,85	5,77	5,91	2,20	5,04	5,81	5,93	4,60	5,06	5,21	5,03	4,96	5,03	2,32
T3UFe50y300																			
Cargos Variables																			
CVPT3MT	0,0746	0,0798	0,0798	0,0798	0,0783	0,0798	0,0798	0,0798	0,0736	0,0798	0,0798	0,0798	0,0986	0,0746	0,0746	0,0746	0,0746	0,0746	0,0743
CVRT3MT	0,0675	0,0727	0,0727	0,0727	0,0714	0,0727	0,0727	0,0727	0,0667	0,0727	0,0727	0,0727	0,0833	0,0688	0,0688	0,0688	0,0688	0,0688	0,0674
CVVT3MT	0,0654	0,0705	0,0705	0,0705	0,0692	0,0705	0,0705	0,0705	0,0646	0,0705	0,0705	0,0705	0,0741	0,0667	0,0667	0,0667	0,0667	0,0667	0,0653
T3UF>300																			
CVPT3MT	0,1052	0,1110	0,1110	0,1110	0,1089	0,1110	0,1110	0,1110	0,1042	0,1110	0,1110	0,1110	0,1312	0,1052	0,1052	0,1052	0,1052	0,1052	0,1049
CVRT3MT	0,0981	0,1039	0,1039	0,1039	0,1020	0,1039	0,1039	0,1039	0,0973	0,1039	0,1039	0,1039	0,1170	0,1001	0,1001	0,1001	0,1001	0,1001	0,0980

Item	S010	S011	S012	S013	S014	S015	S016	S017	S019	S020	S021	S023	S025	S026	S027	S028	S030	S032	
T1R																			
CFT1R	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
CV1T1R	0,0727	0,1202	0,1174	0,1204	0,1187	0,1209	0,0707	0,1175	0,1177	0,1176	0,1191	0,1195	0,1164	0,1241	0,1188	0,1178	0,0658		0,0605
CV2T1R	0,0714	0,1161	0,1135	0,1163	0,1147	0,1166	0,0693	0,1134	0,1137	0,1136	0,1150	0,1154	0,1125	0,1197	0,1147	0,1138	0,0648		0,0596
CV3T1R	0,0735	0,1170	0,1145	0,1172	0,1155	0,1173	0,0709	0,1141	0,1145	0,1145	0,1157	0,1162	0,1134	0,1204	0,1156	0,1146	0,0669		0,0614
CV4T1R	0,0745	0,1164	0,1140	0,1166	0,1149	0,1166	0,0717	0,1134	0,1139	0,1139	0,1151	0,1155	0,1130	0,1197	0,1150	0,1140	0,0681		0,0624
CV5T1R	0,0842	0,1263	0,1239	0,1265	0,1249	0,1266	0,0814	0,1234	0,1238	0,1239	0,1250	0,1255	0,1229	0,1296	0,1249	0,1240	0,0779		0,0721
CV6T1R	0,0936	0,1359	0,1335	0,1361	0,1344	0,1361	0,0909	0,1329	0,1334	0,1334	0,1346	0,1350	0,1325	0,1392	0,1345	0,1335	0,0874		0,0814
CV7T1R	0,1130	0,1558	0,1534	0,1560	0,1544	0,1560	0,1104	0,1529	0,1533	0,1534	0,1545	0,1550	0,1524	0,1591	0,1544	0,1535	0,1071		0,1007
T1RE																			
CFT1RE	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
CV1T1RE	0,0686	0,1122	0,1097	0,1124	0,1108	0,1128	0,0668	0,1098	0,1099	0,1098	0,1112	0,1116	0,1087	0,1158	0,1109	0,1100	0,0621		0,0574
CV2T1RE	0,0782	0,1221	0,1196	0,1223	0,1208	0,1228	0,0765	0,1197	0,1199	0,1198	0,1212	0,1215	0,1186	0,1258	0,1209	0,1200	0,0720		0,0671
CV3T1RE	0,0877	0,1317	0,1292	0,1319	0,1304	0,1323	0,0860	0,1293	0,1294	0,1293	0,1307	0,1311	0,1282	0,1353	0,1305	0,1295	0,0814		0,0764
CV4T1RE	0,1070	0,1516	0,1491	0,1518	0,1503	0,1523	0,1055	0,1492	0,1494	0,1493	0,1507	0,1510	0,1481	0,1553	0,1504	0,1495	0,1011		0,0957
T1GBC																			
CFT1GBC	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
CV1T1GBC	0,1268	0,1847	0,1815	0,1850	0,1828	0,1851	0,1246	0,1809	0,1814	0,1814	0,1830	0,1836	0,1801	0,1892	0,1829	0,1816	0,1190		0,1113
T1GAC																			
CFT1GAC	7,40	16,10	15,60	16,14	15,88	16,34	7,44	15,78	15,74	15,68	16,00	16,05	15,42	16,88	15,91	15,75	6,35		5,70
CV1T1GAC	0,1306	0,1824	0,1796	0,1827	0,1806	0,1824	0,1265	0,1786	0,1792	0,1794	0,1806	0,1812	0,1784	0,1861	0,1806	0,1794	0,1236		0,1157
CV2T1GAC	0,1403	0,1925	0,1896	0,1927	0,1906	0,1924	0,1383	0,1886	0,1893	0,1894	0,1906	0,1913	0,1884	0,1962	0,1907	0,1895	0,1335		0,1254
T1GE																			
CFT1GE	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
CV1T1GE	0,1125	0,1655	0,1625	0,1658	0,1639	0,1663	0,1108	0,1626	0,1628	0,1627	0,1644	0,1648	0,1614	0,1699	0,1641	0,1630	0,1052		0,0993
CV2T1GE	0,1222	0,1755	0,1725	0,1758	0,1740	0,1763	0,1206	0,1727	0,1728	0,1727	0,1744	0,1748	0,1714	0,1799	0,1741	0,1730	0,1151		0,1090
T1AP																			
CFT1AP	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
CV1T1AP	0,0704	0,1009	0,0991	0,1010	0,0999	0,1012	0,0690	0,0990	0,0992	0,0992	0,1000	0,1003	0,0984	0,1033	0,0999	0,0993	0,0656		0,0619
T2																			
CFT2BT	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
CPPT2BT	5,94	12,34	11,97	12,37	12,14	12,43	5,80	11,98	12,01	11,99	12,19	12,25	11,83	12,87	12,16	12,02	5,17		4,48
CPFPT2BT	2,55	5,29	5,13	5,30	5,20	5,33	2,48	5,14	5,15	5,14	5,23	5,25	5,07	5,51	5,21	5,15	2,22		1,92
CVPT2BT	0,0753	0,0761	0,0761	0,0761	0,0761	0,0761	0,0748	0,0761	0,0761	0,0761	0,0761	0,0761	0,0761	0,0761	0,0761	0,0761	0,0754		0,0738
CVFPT2BT	0,0690	0,0699	0,0699	0,0699	0,0699	0,0699	0,0687	0,0699	0,0699	0,0699	0,0699	0,0699	0,0699	0,0699	0,0699	0,0699	0,0681		0,0679
CFT2MT	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
CPPT2MT	5,69	11,81	11,46	11,84	11,63	11,90	5,55	11,48	11,50	11,48	11,68	11,73	11,32	12,32	11,64	11,51	4,95		4,29
CPFPT2MT	2,44	5,06	4,91	5,07	4,98	5,10	2,38	4,92	4,93	4,92	5,00	5,03	4,85	5,28	4,99	4,93	2,12		1,84
CVPT2MT	0,0737	0,0746	0,0746	0,0746	0,0746	0,0746	0,0732	0,0746	0,0746	0,0746	0,0746	0,0746	0,0746	0,0746	0,0746	0,0746	0,0738		0,0723
CVFPT2MT	0,0676	0,0685	0,0685	0,0685	0,0685	0,0685	0,0673	0,0685	0,0685	0,0685	0,0685	0,0685	0,0685	0,0685	0,0685	0,0685	0,0667		0,0666
CFT3BT	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
CPPT3BT	6,68	12,34	11,97	12,37	12,14	12,43	6,50	11,98	12,01	11,99	12,19	12,25	11,83	12,87	12,16	12,02	5,92		5,22
CPFPT3BT	2,86	5,29	5,13	5,30	5,20	5,33	2,48	5,14	5,15	5,14	5,23	5,25	5,07	5,51	5,21	5,15	2,54		2,24
T3UFe50y300																			
Cargos Variables																			
CVPT3BT	0,0753	0,0761	0,0761	0,0761	0,0761	0,0761	0,0748	0,0761	0,0761	0,0761	0,0761	0,0761	0,0761	0,0761	0,0761	0,0761	0,0754		0,0738
CVRT3BT	0,0693	0,0703	0,0703	0,0703	0,0703	0,0703	0,0690	0,0703	0,0703	0,0703	0,0703	0,0703	0,0703	0,0703	0,0703	0,0703	0,0685		0,0683
CVVT3BT	0,0674	0,0681	0,0681	0,0681	0,0681	0,0681	0,0668	0,0681	0,0681	0,0681	0,0681	0,0681	0,0681	0,0681	0,0681	0,0681	0,0663		0,0662
T3UF>300																			
CVPT3BT	0,1058	0,1073	0,1073	0,1073	0,1073	0,1073	0,1054	0,1073	0,1073	0,1073	0,1073	0,1073	0,1073	0,1073	0,1073	0,1073	0,1065		0,1041
CVRT3BT	0,1004	0,1021	0,1021	0,1021	0,1021	0,1021	0,1003	0,1021	0,1021	0,1021	0,1021	0,1021	0,1021	0,1021	0,1021	0,1021	0,0997		0,0992
CVVT3BT	0,0985	0,0999	0,0999	0,0999	0,0999	0,0999	0,0981	0,0999	0,0999	0,0999	0,0999	0,0999	0,0999	0,0999	0,0999	0,0999	0,0976		0,0972
T3S > 50																			
CFT3MT	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
CPPT3MT	6,40	11,81	11,46	11,84	11,63	11,90	5,55	11,48	11,50	11,48	11,68	11,73	11,32	12,32	11,64	11,51	5,67		5,00
CPFPT3MT	2,74	5,06	4,91	5,07	4,98	5,10	2,38	4,92	4,93	4,92	5,00	5,03	4,85	5,28	4,99	4,93	2,43		2,14
T3UFe50y300																			
Cargos Variables																			
CVPT3MT	0,0737	0,0746	0,0746	0,0746	0,0746	0,0746	0,0732	0,0746	0,0746	0,0746	0,0746	0,0746	0,0746	0,0746	0,0746	0,0746	0,0738		0,0723
CVRT3MT	0,0679	0,0688	0,0688	0,0688	0,0688	0,0688	0,0676	0,0688	0,0688	0,0688	0,0688	0,0688	0,0688	0,0688	0,0688	0,0688	0,0671		0,0669
CVVT3MT	0,0660	0,0667	0,0667	0,0667	0,0667	0,0667	0,0655	0,0667	0,0667	0,0667	0,0667	0,0667	0,0667	0,0667	0,0667	0,0667	0,0650		0,0649
T3UF>300																			
CVPT3MT	0,1036	0,1052	0,1052	0,1052	0,1052	0,1052	0,1032	0,1052	0,1052	0,1052	0,1052	0,1052	0,1052	0,1052	0,1052	0,1052	0,1043		0,1020
CVRT3MT	0,0983	0,1001	0,1001	0,1001	0,1001	0,1001	0,0982	0,1001	0,1001	0,1001	0,1001	0,1001	0,1001	0,1001	0,1001	0,1001	0,0977		0,0972
CVVT3MT	0,0965	0,0979	0,0979	0,0979	0,0979	0,0979	0,0961	0,0979	0,0979	0,0979	0,0979	0,0979	0,0979	0,0979	0,0979	0,0979	0,0956		0,0952
T4																			
CFT4	0,00																		

Item	S033	S034	S036	S037	S038	S039	S040	S041	S042	S043
TIR										
CFT1R	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
CV1T1R	0,1361	0,1194	0,1201	0,1189	0,1348	0,1186	0,1292	0,1212	0,1174	0,1370
CV2T1R	0,1315	0,1153	0,1159	0,1147	0,1303	0,1146	0,1245	0,1170	0,1134	0,1324
CV3T1R	0,1325	0,1161	0,1166	0,1155	0,1314	0,1154	0,1251	0,1178	0,1142	0,1334
CV4T1R	0,1319	0,1155	0,1158	0,1148	0,1308	0,1147	0,1242	0,1171	0,1136	0,1327
CV5T1R	0,1419	0,1255	0,1258	0,1248	0,1408	0,1247	0,1341	0,1271	0,1236	0,1427
CV6T1R	0,1516	0,1350	0,1353	0,1343	0,1505	0,1342	0,1437	0,1366	0,1331	0,1524
CV7T1R	0,1717	0,1549	0,1553	0,1543	0,1706	0,1542	0,1636	0,1566	0,1531	0,1725
TIRE										
CFT1RE	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
CV1T1RE	0,1271	0,1115	0,1121	0,1110	0,1259	0,1108	0,1204	0,1131	0,1096	0,1279
CV2T1RE	0,1371	0,1215	0,1221	0,1210	0,1359	0,1207	0,1304	0,1231	0,1196	0,1379
CV3T1RE	0,1467	0,1310	0,1316	0,1305	0,1456	0,1303	0,1399	0,1326	0,1291	0,1476
CV4T1RE	0,1668	0,1510	0,1516	0,1504	0,1657	0,1502	0,1599	0,1525	0,1491	0,1677
TIGBC										
CFT1GBC	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
CV1T1GBC	0,2036	0,1836	0,1841	0,1827	0,2021	0,1826	0,1952	0,1857	0,1811	0,2047
TIGAC										
CFT1GAC	18,17	16,03	16,21	15,98	17,93	15,91	17,77	16,32	15,67	18,35
CV1T1GAC	0,2003	0,1812	0,1815	0,1803	0,1990	0,1803	0,1915	0,1832	0,1790	0,2012
CV2T1GAC	0,2103	0,1913	0,1915	0,1903	0,2091	0,1903	0,2015	0,1932	0,1890	0,2113
TIGE										
CFT1GE	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
CV1T1GE	0,1827	0,1647	0,1655	0,1641	0,1812	0,1639	0,1754	0,1666	0,1625	0,1837
CV2T1GE	0,1927	0,1747	0,1755	0,1741	0,1913	0,1739	0,1854	0,1766	0,1725	0,1937
TIAP										
CFT1AP	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
CV1T1AP	0,1128	0,1003	0,1006	0,0999	0,1120	0,0998	0,1065	0,1014	0,0990	0,1134
T2										
CFT2BT	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
CPPT2BT	13,90	12,24	12,33	12,16	13,73	12,13	13,54	12,47	11,96	14,02
CPFFT2BT	5,96	5,25	5,28	5,21	5,88	5,20	5,80	5,34	5,13	6,01
CVPT2BT	0,0814	0,0761	0,0761	0,0761	0,0814	0,0761	0,0761	0,0761	0,0761	0,0814
CVFPT2BT	0,0738	0,0699	0,0699	0,0699	0,0738	0,0699	0,0699	0,0699	0,0699	0,0738
CFT2MT	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
CPPT2MT	13,31	11,72	11,80	11,65	13,14	11,62	12,96	11,94	11,45	13,43
CPFFT2MT	5,70	5,02	5,06	4,99	5,63	4,98	5,56	5,12	4,91	5,75
CVPT2MT	0,0798	0,0746	0,0746	0,0746	0,0798	0,0746	0,0746	0,0746	0,0746	0,0798
CVFPT2MT	0,0723	0,0685	0,0685	0,0685	0,0723	0,0685	0,0685	0,0685	0,0685	0,0723
CFT3BT	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
CPPT3BT	13,90	12,24	12,33	12,16	13,73	12,13	13,54	12,47	11,96	14,02
CPFFT3BT	5,96	5,25	5,28	5,21	5,88	5,20	5,80	5,34	5,13	6,01
T3UF50y300										
Cargos Variables										
CVPT3BT	0,0814	0,0761	0,0761	0,0761	0,0814	0,0761	0,0761	0,0761	0,0761	0,0814
CVRT3BT	0,0742	0,0703	0,0703	0,0703	0,0742	0,0703	0,0703	0,0703	0,0703	0,0742
CVVT3BT	0,0719	0,0681	0,0681	0,0681	0,0719	0,0681	0,0681	0,0681	0,0681	0,0719
T3UF>300										
CVPT3BT	0,1133	0,1073	0,1073	0,1073	0,1133	0,1073	0,1073	0,1073	0,1073	0,1133
CVRT3BT	0,1061	0,1021	0,1021	0,1021	0,1061	0,1021	0,1021	0,1021	0,1021	0,1061
CVVT3BT	0,1038	0,0999	0,0999	0,0999	0,1038	0,0999	0,0999	0,0999	0,0999	0,1038
T3S > 50										
CFT3MT	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
CPPT3MT	13,31	11,72	11,80	11,65	13,14	11,62	12,96	11,94	11,45	13,43
CPFFT3MT	5,70	5,02	5,06	4,99	5,63	4,98	5,56	5,12	4,91	5,75
T3UF50y300										
Cargos Variables										
CVPT3MT	0,0798	0,0746	0,0746	0,0746	0,0798	0,0746	0,0746	0,0746	0,0746	0,0798
CVRT3MT	0,0727	0,0688	0,0688	0,0688	0,0727	0,0688	0,0688	0,0688	0,0688	0,0727
CVVT3MT	0,0705	0,0667	0,0667	0,0667	0,0705	0,0667	0,0667	0,0667	0,0667	0,0705
T3UF>300										
CVPT3MT	0,1110	0,1052	0,1052	0,1052	0,1110	0,1052	0,1052	0,1052	0,1052	0,1110
CVRT3MT	0,1039	0,1001	0,1001	0,1001	0,1039	0,1001	0,1001	0,1001	0,1001	0,1039
CVVT3MT	0,1017	0,0979	0,0979	0,0979	0,1017	0,0979	0,0979	0,0979	0,0979	0,1017
T4										
CFT4	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
CV1T4	0,1563	0,1373	0,1381	0,1366	0,1547	0,1364	0,1492	0,1394	0,1348	0,1574
CV2T4	0,1656	0,1467	0,1475	0,1460	0,1640	0,1457	0,1585	0,1488	0,1441	0,1667
CV3T4	0,1747	0,1556	0,1564	0,1549	0,1731	0,1547	0,1675	0,1577	0,1531	0,1758
CV4T4	0,1934	0,1744	0,1752	0,1737	0,1919	0,1734	0,1862	0,1765	0,1718	0,1946
T5S > 50										
CFT5BT	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
CPPT5BT	9,25	7,56	7,38	7,53	9,01	7,53	8,07	7,75	7,37	9,34
CPFFT5BT	3,96	3,24	3,16	3,23	3,86	3,23	3,46	3,32	3,16	4,00
T5UF50y300										
Cargos Variables										
CVPT5BT	0,0047	0,0044	0,0044	0,0044	0,0047	0,0044	0,0044	0,0044	0,0044	0,0047
CVRT5BT	0,0043	0,0041	0,0041	0,0041	0,0043	0,0041	0,0041	0,0041	0,0041	0,0043
CVVT5BT	0,0042	0,0040	0,0040	0,0040	0,0042	0,0040	0,0040	0,0040	0,0040	0,0042
T5UF>300										
CVPT5BT	0,0066	0,0062	0,0062	0,0062	0,0066	0,0062	0,0062	0,0062	0,0062	0,0066
CVRT5BT	0,0062	0,0059	0,0059	0,0059	0,0062	0,0059	0,0059	0,0059	0,0059	0,0062
CVVT5BT	0,0061	0,0058	0,0058	0,0058	0,0061	0,0058	0,0058	0,0058	0,0058	0,0061
T5										
CFT5MT	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
CPPT5MT	8,65	7,04	6,86	7,01	8,42	7,01	7,49	7,22	6,86	8,74
CPFFT5MT	3,71	3,02	2,94	3,00	3,61	3,01	3,21	3,10	2,94	3,75
T5UF50y300										
Cargos Variables										
CVPT5MT	0,0031	0,0029	0,0029	0,0029	0,0031	0,0029	0,0029	0,0029	0,0029	0,0031
CVRT5MT	0,0028	0,0026	0,0026	0,0026	0,0028	0,0026	0,0026	0,0026	0,0026	0,0028
CVVT5MT	0,0028	0,0026	0,0026	0,0026	0,0028	0,0026	0,0026	0,0026	0,0026	0,0028
T5UF>300										
CVPT5MT	0,0043	0,0041	0,0041	0,0041	0,0043	0,0041	0,0041	0,0041	0,0041	0,0043
CVRT5MT	0,0040	0,0039	0,0039	0,0039	0,0040	0,0039	0,0039	0,0039	0,0039	0,0040
CVVT5MT	0,0040	0,0038	0,0038	0,0038	0,0040	0,0038	0,0038	0,0038	0,0038	0,0040
T6										
CFT6BT	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
CPPT6BT	9,25	7,56	7,38	7,53	9,01	7,53	8,07	7,75	7,37	9,34
CPFFT6BT	3,96	3,24	3,16	3,23	3,86	3,23	3,46	3,32	3,16	4,00
CVPT6BT	0,0047	0,0044	0,0044	0,0044	0,0047	0,0044	0,0044	0,0044	0,0044	0,0047
CVFPT6BT	0,0043	0,0041	0,0041	0,0041	0,0043	0,0041	0,0041	0,0041	0,0041	0,0043
CFT6MT	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
CPPT6MT	8,65	7,04	6,86	7,01	8,42	7,01	7,49	7,22	6,86	8,74
CPFFT6MT	3,71	3,02	2,94	3,00	3,61	3,01	3,21	3,10	2,94	3,75
CVPT6MT	0,0031	0,0029	0,0029	0,0029	0,0031	0,0029	0,0029	0,0029	0,0029	0,0031
CVFPT6MT	0,0028	0,0026	0,0026	0,0026	0,0028	0,0026	0,0026	0,0026	0,0026	0,0028

ANEXO II

ÁREA ATLÁNTICA

- A 1 ALTAMIRANO
- A 3 AZUL
- A 4 GENERAL BALCARCE
- A 5 BARKER
- A 6 BRANDSEN
- A 7 CASTELLI
- A 8 CLAROMECÓ

- A 10 TANDIL - AZUL
- A 11 DE LA GARMA
- A 12 DIONISIA
- A 13 EGAÑA
- A 14 G. MADARIAGA
- A 15 GENERAL PIRÁN
- A 16 J. N. FERNÁNDEZ
- A 17 JEPENER
- A 18 JUÁREZ
- A 19 LA DULCE
- A 21 LAS FLORES
- A 22 LEZAMA
- A 23 MAIPÚ
- A 24 MAR CHIQUITA
- A 25 MAR DE AJÓ
- A 28 MECHONGUÉ
- A 29 OLAVARRÍA
- A 30 ORENSE
- A 32 PIPINAS
- A 33 PUEBLO CAMET
- A 34 PUNTA INDIO
- A 35 RANCHOS
- A 36 SAN BERNARDO
- A 37 SAN CAYETANO
- A 38 BELLOCQ
- A 39 SAN MANUEL
- A 40 NECOCHEA
- A 41 TRES ARROYOS
- A 42 USINA DE TANDIL
- A 43 VILLA GESELL
- A 45 COPETONAS

ÁREA NORTE

- N 1 Z. S. 25 DE MAYO
- N 2 AGOTE
- N 3 AGUSTÍN ROCA
- N 4 AGUSTINA
- N 5 AMEGHINO
- N 6 ARENAZA
- N 7 ARROYO DULCE
- N 8 BAIGORRITA
- N 9 BANDERALÓ
- N 10 BAYAUCA - BERMÚDEZ
- N 11 BOLÍVAR
- N 12 BRAGADO
- N 13 CAÑADA SECA
- N 14 ZONA NORTE DE CARLOS CASARES
- N 15 C. TEJEDOR
- N 16 C. de ARECO
- N 17 COLÓN
- N 18 COLONIA SERE
- N 19 NAVARRO
- N 20 GRANADA
- N 21 CORONEL MOM
- N 22 CORONEL SEGUÍ
- N 23 CUCULLU
- N 24 CURARU
- N 25 CHACABUCO
- N 26 CHARLONE
- N 27 DAIREAUX
- N 28 DUDIGNAC
- N 29 "EL CHINGOLO"
- N 30 EL DORADO
- N 32 EL TRIUNFO
- N 33 EMILIO V. BUNGE
- N 34 F. QUIROGA
- N 35 FERRÉ
- N 37 FORTÍN TIBURCIO
- N 38 FCO. AYERZA
- N 39 FRANKLIN
- N 40 FRENCH
- N 41 GAHAN
- N 42 GERMANIA
- N 43 UGARTE
- N 44 G. MORENO
- N 47 GENERAL ROJO
- N 48 GRAL. VIAMONTE
- N 49 GUERRICO
- N 50 INÉS INDART
- N 51 IRIARTE
- N 52 LA AGRARIA
- N 53 LA ANGELITA.
- N 54 "LA EMILIA"
- N 55 LA LUISA
- N 56 LA NIÑA
- N 58 "LA PRADERA"
- N 60 LAPLACETTE

N 62 LUJANENSE
 N 63 MANUEL OCAMPO
 N 64 M. H. ALFONZO
 N 65 MARIANO BENÍTEZ
 N 66 M. MORENO
 N 67 MARTÍNEZ DE HOZ
 N 68 MONTE
 N 69 MOQUEHUÁ
 N 70 MORSE
 N 71 N. de LA RIESTRA
 N 72 OLASCOAGA
 N 73 PARADA ROBLES
 N 74 PASTEUR
 N 75 PEARSON
 N 76 PEDERNALES
 N 78 PERGAMINO
 N 79 PIEDRITAS
 N 80 PINZÓN
 N 81 PIROVANO
 N 82 PLA
 N 83 P. FORESTALES
 N 84 QUENUMA
 N 85 RAMALLO
 N 86 RANCAGUA
 N 87 RIVADAVIA
 N 88 ROBERTS
 N 89 ROJAS
 N 90 ROOSEVELT
 N 91 SALADILLO
 N 93 SALTO
 N 94 SAN A. DE ARECO
 N 95 SAN EMILIO
 N 96 SAN PEDRO
 N 97 SAN SEBASTIÁN
 N 98 SANSINENA
 N 99 SANTA ELEODORA
 N 100 SANTA REGINA
 N 101 SOLIS y AZCUÉNAGA
 N 102 SUIPACHA-ALMEYRA
 N 103 TIMOTE
 N 104 TODD
 N 105 T. LAUQUEN
 N 106 TRES ALGARROBOS
 N 107 URDAMPILLETA
 N 108 URQUIZA -C.E.R.L.U.-
 N 109 VILLA LIA
 N 111 VILLA SABOYA
 N 112 VILLA SAUZE
 N 113 VIÑA
 N 114 ZÁRATE
 N 115 ZAVALIA
 N 118 ANTONIO CARBONI
 N 119 FORTÍN OLAVARRÍA
 N 120 ESCOBAR NORTE

ÁREA SUR

S 1 17 DE AGOSTO
 S 2 ADOLFO ALSINA
 S 3 ALGARROBO
 S 6 BORDENAVE
 S 7 CABILDO
 S 9 CNEL. DORREGO
 S 10 CORONEL PRINGLES
 S 11 CHASICÓ
 S 12 DARREGUEIRA
 S 13 DUFAUR
 S 14 ESPARTILLAR
 S 15 FELIPE SOLÁ
 S 16 GOYENA
 S 17 LAMADRID
 S 19 HUANGUELEN
 S 20 INDIO RICO
 S 21 JOSÉ A. GUIASOLA
 S 23 LA COLINA
 S 25 BURATOVICH
 S 26 C. LOS ALFALFARES
 S 27 MONTE HERMOSO
 S 28 ORIENTE
 S 30 PIGÜÉ
 S 32 PUNTA ALTA
 S 33 RIVERA
 S 34 SILDUNGARAY
 S 36 SAN JORGE
 S 37 "SAN JOSÉ"
 S 38 S. M. ARCANGEL
 S 39 S. DE LA VENTANA
 S 40 STROEDER

S 41 TORNQUIST
 S 42 VILLA IRIS
 S 43 VILLA MAZA

ANEXO III

ÁREA ATLÁNTICA

A 20 LAG. LOS PADRES
 A 26 MAR DEL PLATA
 A 27 MAR DEL SUD
 A 31 PINAMAR

ÁREA NORTE

N 31 EL SOCORRO
 N 45 GOROSTIAGA
 N 59 LA VIOLETA
 N 61 LAS TOSCAS
 N 77 PEHUAJÓ
 N 110 VILLA RUIZ

ÁREA SUR

S 4 AZOPARDO
 S 5 BAHÍA SAN BLAS
 S 8 COLONIA LA MERCED
 S 18 HILARIO ASCASUBI
 S 22 JUAN A. PRADERE
 S 24 "LAS MARTINETAS"
 S 29 PEDRO LURO
 S 31 PUAN
 S 35 SAN GERMÁN

C.C.11.223

Provincia de Buenos Aires
MINISTERIO DE INFRAESTRUCTURA
ORGANISMO DE CONTROL DE ENERGÍA ELÉCTRICA
Resolución N° 251/11

La Plata, 28 de septiembre de 2011.

VISTO el Marco Regulatorio de la Actividad Eléctrica de la Provincia de Buenos Aires, conformado por la Ley 11.769 (T.O. Decreto N° 1.868/04), su Decreto Reglamentario N° 2479/04, el Contrato de Concesión suscripto, lo actuado en el Expediente N° 2429-903/2011, y

CONSIDERANDO:

Que las actuaciones indicadas en el Visto, se relacionan con la necesidad de implementar un nuevo sistema informático de envío y control de información de Calidad de Producto, Servicio Técnico y de Calidad Comercial, en el marco del Acuerdo Específico suscripto entre el Organismo de Control de Energía Eléctrica de la Provincia de Buenos Aires (OCEBA) y la Universidad Tecnológica Nacional (UTN), Facultad Regional La Plata, aprobado por Resolución OCEBA N° 0253/10;

Que el citado Acuerdo establece en su Cláusula Primera: Objeto, que: "El presente convenio tiene por objeto el desarrollo por parte de "LA FACULTAD" de sistemas informáticos capaces de almacenar y relacionar, por su volumen y diversidad, toda la información proveniente de las Distribuidoras provinciales y municipales, como herramienta necesaria para su análisis, auditoría y gestión con miras a garantizar eficiencia y eficacia en el control de la Calidad del Servicio Técnico y Comercial que lleva adelante "OCEBA"..." (fs. 1/15);

Que, tal como se expresó en los antecedentes del citado acuerdo, tanto los objetivos de control inherentes a la Etapa de Régimen, así como el volumen de información a procesar asociado a la cantidad de Distribuidoras Provinciales y Municipales que están incluidas en esta modalidad de control, impuso la imperiosa necesidad de contar con un sistema integrado y abarcativo de todos los concesionarios alcanzados por dicha etapa, que permita agilizar tanto el proceso de envío como el procesamiento de todos los datos relacionados con los mencionados aspectos de control, a fin de lograr una mayor eficiencia en la gestión y optimizar la utilización de los recursos;

Que, previamente y en dirección a tal cometido, mediante el dictado de las Resoluciones OCEBA N° 447/07 y N° 0069/11 se llevaron a cabo modificaciones en los períodos de control de calidad técnica y calidad comercial, respectivamente, para las Distribuidoras Municipales, a efectos de uniformar y sincronizar los mismos con los correspondientes a las Distribuidoras Provinciales;

Que, por su parte, la implementación de un sistema como el requerido, implicó la necesidad de uniformar los formatos de intercambio hasta ahora existentes, así como el análisis de la inclusión de datos adicionales que permitan mejorar las tareas vinculadas al control de la prestación del servicio, conforme las previsiones de los respectivos Contratos de Concesión y a la experiencia acumulada hasta el presente en la materia;

Que, a tal efecto, a partir del mes de noviembre de 2010 se llevó a cabo un proceso de revisión de los mencionados formatos, teniendo en cuenta por un lado, los acuerdos suscriptos con las Distribuidoras Provinciales EDEA S.A., EDEN S.A. y EDES S.A., previo al ingreso a la Etapa de Régimen el 1°/06/2001, relacionados con los formatos de intercambio de información, en función de las obligaciones contractuales exigidas por dicha etapa y, por otro, las Resoluciones OCEBA N° 106/03 y N° 1095/04, mediante las cuales se aprobó el manual de acuerdos y formatos de intercambio para las Distribuidoras Municipales alcanzadas por el Decreto N° 1937/02;

Que, como consecuencia del citado proceso, se definió un nuevo modelo de datos unificado para el envío de la información correspondiente a los distintos aspectos del control, el que fue presentado en la Jornada de Trabajo celebrada en la ciudad de Balcarce en el mes de marzo de 2011;

Que, posteriormente, se realizaron diversas correcciones y agregados sobre la primera versión del documento de unificación, cuya última versión fue presentada en las jornadas de trabajo llevadas a cabo en las ciudades de Tres Arroyos, Las Flores y Chacabuco, los días 6, 9 y 13 de septiembre de 2011, de las que participaron la totalidad de las Distribuidoras alcanzadas en esta instancia, oportunidad en que se hizo entrega a cada una de ellas, de las claves de acceso al sistema, a través de la página web del Organismo (fs. 64/109);

Que, asimismo, resulta conveniente hacer extensiva la utilización de este sistema a aquellas Distribuidoras Municipales alcanzadas por el Decreto N° 615/01, que si bien cuentan con un régimen de control diferenciado aprobado por Resolución OCEBA N° 382/03, pueden canalizar por el mismo los correspondientes requerimientos de información;

Que, cabe señalar que la implementación del nuevo sistema se encuentra en concordancia con el régimen tuitivo iusfundamental de orden público que tutela el derecho de los usuarios;

Que, en tal sentido, el mentado sistema implica una herramienta fundamental de control que obligará a las Distribuidoras a tener un comportamiento adecuado en la veracidad de la información, lo cual sin duda redundará en la finalidad superior de la regulación económica y social del servicio público que son los usuarios;

Que la presente se dicta en ejercicio de las facultades conferidas por el artículo 62 de la Ley 11.769 y su Decreto Reglamentario N° 2479/04;

Por ello,

EL DIRECTORIO DEL ORGANISMO DE CONTROL DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE LA PROVINCIA DE BUENOS AIRES, RESUELVE:

ARTÍCULO 1°. Aprobar la implementación de un nuevo sistema informático de envío y control de información de Calidad de Producto, Servicio Técnico y de Calidad Comercial y, consecuentemente, la "Definición de formato- Planillas correspondientes al Área Técnica y Comercial" que, como Anexo, integra la presente.

ARTÍCULO 2°. Ordenar a las Distribuidoras Provinciales y Municipales que se encuentran alcanzadas por la Etapa de Régimen, que a partir de los períodos de control a iniciarse el 2 de diciembre de 2011, envíen la información correspondiente a calidad de servicio y producto técnico y calidad comercial, por medio de los aplicativos web notificados oportunamente y en los formatos de tablas identificados en el Anexo que forma parte de la presente.

ARTÍCULO 3°. Establecer que las Distribuidoras Municipales alcanzadas por el Decreto N° 615/02 y sometidas al régimen de control específico establecido por Resolución OCEBA N° 382/03, deberán remitir la información correspondiente a las tablas 2.2, 2.4, 3, 3.1, 3.2, 3.3, 3.5, 3.6, 3.7, 4.1, 4.2 y 6.1 del Anexo de esta Resolución.

ARTÍCULO 4°. Determinar que el incumplimiento a lo dispuesto en la presente Resolución podrá conllevar, a juicio del Organismo de Control, la exclusión de las Distribuidoras de acogerse a lo dispuesto en el Artículo 7° de la Resolución Ministerial N° 61/09.

ARTÍCULO 5°. Registrar. Publicar. Dar al Boletín Oficial y al SINBA. Notificar a las Distribuidoras Provinciales y Municipales. Cumplido, archivar.

ACTA N° 691

Marcelo Fabián Sosa, Presidente; Alfredo Oscar Cordonnier, Vicepresidente; Carlos Pedro González Sueyro, Director; José Luis Arana, Director.

ANEXO

Definición de Formato - Planillas Correspondientes al Área Técnica y Comercial

Fecha actualización: 27/09/2011

Tabla de Contenidos

INTRODUCCIÓN	4
1. PLANILLAS A CARGAR DEL ÁREA TÉCNICA	5
2. CALIDAD DE SERVICIO TÉCNICO	6
2.1. TABLA CORTES POR USUARIO	6
2.2. TABLA CORTES POR CT	7
2.3. TABLA MULTA SEMESTRAL	8
2.4. CADENA ELÉCTRICA	8
2.5. RECLAMOS DE USUARIOS	9
3. CALIDAD DE SERVICIO COMERCIAL	11
3.1. TABLA DESCONEXIONES (BAJAS)	11
3.2. TABLA ESTIMACIONES	11
3.3. TABLA DE CONEXIONES (ALTAS)	12
3.4. TABLA MULTAS	13
3.5. TABLA QUEJAS	14
3.6. TABLA RECLAMOS COMERCIALES	15
3.7. TABLA SUSPENSIONES Y REHABILITACIONES	16
4. BASES DE DATOS	18
4.1. LISTADO DE CENTROS DE TRANSFORMACIÓN	18
4.2. LISTADO DE USUARIOS	19
5. CALIDAD DE PRODUCTO TÉCNICO	21
5.1. TABLA CRONOGRAMA USUARIOS Y CENTROS DE TRANSFORMACIÓN	21
5.2. RESULTADOS MEDICIONES DE USUARIOS Y CENTROS DE TRANSFORMACIÓN	22
5.3. NOVEDADES DE MEDICIONES DE CALIDAD DE PRODUCTO	23

5.4. TABLA MULTA SEMESTRAL	24
6. TABLA DE DAÑOS DE ARTEFACTOS E INSTALACIONES ELÉCTRICAS	25
6.1. TABLA DAÑOS DE ARTEFACTOS	25
7. TABLA DE FERIADOS	26
7.1. TABLA FERIADOS	26
8. ANEXOS - CODIFICACIÓN	27
8.1. ANEXO I - TARIFAS	27
8.2. ANEXO II - TIPOS DE CAUSAS	27
8.3. ANEXO III - TIPOS DE INSTALACIÓN	29
8.4. ANEXO IV - SITUACIÓN	29
8.5. ANEXO V - ELEMENTOS MT	29
8.6. ANEXO VI - TIPOS DE BAJA	30
8.7. ANEXO VII - MOTIVO ESTIMACIÓN	30
8.8. ANEXO VIII - TIPO DE CONEXIÓN	30
8.9. ANEXO IX - TIPO DE MULTAS	30
8.10. ANEXO X - MOTIVOS DE SUSPENSIÓN	30
8.11. ANEXO XI - TIPOS DE RECLAMOS	30
8.12. ANEXO XII - TIPOS DE QUEJAS	31

Introducción

Este documento describe el formato de las planillas que conforman el total de la información técnica enviada por las distribuidoras a OCEBA. Las tareas realizadas involucran la integración del área técnica al sistema de OCEBA. Se definió un formato para cada una de las planillas especificando el tipo de dato aceptado para cada columna.

Tener un formato general y uniforme facilita el procesamiento de gestión y control de la información enviada por las distribuidoras.

1. Planillas a cargar del área técnica

Dentro de la información recibida por el área técnica de OCEBA existen diferentes planillas algunas de las cuales tienen un formato estrictamente definido en la resolución de OCEBA correspondiente. En este informe se presentan los formatos aceptados de las diferentes planillas que definen el conjunto de la información enviada por el área técnica. La información se divide en cuatro grupos, de la siguiente manera:

- * Calidad de Servicio
- * Calidad Comercial
- * Bases de Datos
- * Calidad de Producto

Las planillas adjuntadas unifican la manera en que las distribuidoras deben enviar la información.

2. Calidad de Servicio Técnico

A continuación se describen las tablas y formatos de los campos de Calidad de Servicio Técnico:

2.1. Tabla Cortes por Usuario

Cortes por Usuario (semestral)				
Campo	Tipo	Long. Max	Oblig.	Descripción
Semestre	Núm.	3	S	Corresponde al semestre en cuestión
Distribuidora	Alfanum.	4	S	Código otorgado por OCEBA. Ej. A44, S44, A3, A2, etc.
Código de Sucursal	Alfanum.	20	S	Se debe indicar la Sucursal de la operación, en el caso de las cooperativas si no posee sucursal se deberá completar con 0(cero).
Operación de Apertura	Alfanum.	20	S	Código del libro/documento con el que se inició la contingencia
Operación de Cierre	Alfanum.	20	S	Código del libro/documento con el que se finalizó la contingencia
Fecha Apertura	Fecha Hora	19	S	Corresponde a la fecha/ hora que se inició la interrupción. Formato: dd/mm/aaaa hh:mm:ss (En caso de no poseer el detalle de segundos, completar con "dd/mm/aaaa hh:mm:00")
Fecha Cierre	Fecha Hora	19	S	Corresponde a la fecha/ hora que se reactivó el suministro. Formato: dd/mm/aaaa hh:mm:ss (En caso de no poseer el detalle de segundos, completar con "dd/mm/aaaa hh:mm:00")
Instalación	Alfanum.	2	S	Corresponde a la instalación en donde se produjo la interrupción (Campo codificado, ver Anexo III)
Código de Suministro	Alfanum.	30	S	Corresponde al NIS, id_Usuario o al código de cliente.
Tarifa	Alfanum.	5	S	Corresponde a la tarifa del usuario. Ej. T1R T1G (Campo codificado, ver Anexo I)
CT	Alfanum.	20	S	Id del Centro de Transformación MT/BT enviado en la tabla de CT o cero (0) si corresponde a un cliente de media tensión
Fuerza Mayor	Si/No	2	S	Si el corte fue invocado con causal de fuerza mayor o NO
Causa	Alfanum.	3	S	Causa por la cual se produjo la interrupción (Campo codificado, ver Anexo II)

Nota: El id de la sucursal del Usuario se obtiene de la tabla de clientes

Esta tabla es recibida en formato TXT (Codificación ANSI) separado por punto y coma, CON título de columna en la primera fila, respetando la cantidad de campos del formato. Todos los campos son de longitud variable hasta con un máximo especificado en la columna de longitud.

2.2. Tabla Cortes por CT

Cortes por CT (mensual acumulativo)				
Campo	Tipo	Long. Max	Oblig.	Descripción
Semestre	Núm.	3	S	Corresponde al semestre en cuestión
Distribuidora	Alfanum.	4	S	Código otorgado por OCEBA. Ej. A44, S44, A3, A2, etc.
Código de Sucursal	Alfanum.	20	S	Se debe indicar la Sucursal de la operación, en el caso de las cooperativas si no posee sucursal se deberá completar con 0(cero).
Tipo	Núm.	1	S	0=CT 1=Cliente MT
Código del centro de Transformación	Alfanum.	20	S	Código identificador del Centro de Transformación MT/BT enviado en la tabla de CT o cero (0) si corresponde a un cliente de media tensión
Código de Suministro	Alfanum.	30	S	Corresponde al NIS o Id_Usuario de media tensión o cero (0) si corresponde a un Centro de Transformación MT/BT
Contingencia	Alfanum.	20	S	Id de la Contingencia correspondiente a la interrupción
Operación de Apertura	Alfanum.	20	S	Código del libro/documento con el que se inició la contingencia
Operación de Cierre	Alfanum.	20	S	Código del libro/documento con el que se finalizó la contingencia
Fecha Apertura	Fecha Hora	19	S	Corresponde a la fecha/ hora que se realizó la interrupción. Formato: dd/mm/aaaa hh:mm:ss (En caso de no poseer el detalle de segundos, completar con "dd/mm/aaaa hh:mm:00")
Fecha Cierre	Fecha Hora	19	S	Corresponde a la fecha/ hora que se reactivó el suministro. Formato: dd/mm/aaaa hh:mm:ss (En caso de no poseer el detalle de segundos, completar con "dd/mm/aaaa hh:mm:00")
Código Elemento MT Operado Interrupción	Alfanum.	50	S	Código del elemento que se opero en la interrupción
Código Elemento MT Operado Reposición	Alfanum.	50	S	Código del elemento que se opero en la reposición
Descripción Elemento MT Operado Interrupción	Texto	3	S	Descripción del elemento que se opero en la interrupción (Campo codificado, ver Anexo V)
Descripción Elemento MT Operado Reposición	Texto	3	S	Descripción del elemento que se opero en la reposición (Campo codificado, ver Anexo V)
Situación	Texto	20	S	Descripción del estado: Abierto, Quemado, etc
Causa	Alfanum.	3	S	Causa por la cual se produjo la interrupción (Campo codificado, ver Anexo II)
Cant. Clientes BT Afectados	Núm.	10	S	Cantidad de clientes BT afectados
KVA	Núm.	10	S	Potencia en KVA del centro de transformación (CT) o cero (0) si corresponde a un cliente de media tensión

Esta tabla es recibida en formato TXT (Codificación ANSI) separado por punto y coma, CON título de columna en la primera fila, respetando la cantidad de campos del formato. Todos los campos son de longitud variable hasta con un máximo especificado en la columna de longitud.

2.3. Tabla Multa Semestral

Multas (semestral)				
Campo	Tipo	Long. Max	Oblig.	Descripción
Semestre	Núm.	3	S	Corresponde al semestre en cuestión
Distribuidora	Alfanum.	4	S	Código otorgado por OCEBA. Ej. A44, S44, A3, A2, etc.
Código de Sucursal	Alfanum.	20	S	Se debe indicar la Sucursal de la operación, en el caso de las cooperativas si no posee sucursal se deberá completar con 0(cero).
Código de Suministro	Alfanum.	30	S	Corresponde al NIS, id_Usuario o al código de cliente.
Energía no suministrada Penalizada	Núm.	20	S	KWH correspondiente a la energía no suministrada penalizada
Multa	Núm.	20	S	Valorización de la ENS según la sanción (\$ de la multa)

Esta tabla es recibida en formato TXT (Codificación ANSI) separado por punto y coma, CON título de columna en la primera fila, respetando la cantidad de campos del formato. Todos los campos son de longitud variable hasta con un máximo especificado en la columna de longitud.

2.4. Cadena Eléctrica

Cadena eléctrica(trimestral)				
Campo	Tipo	Long. Max	Oblig.	Descripción
Semestre	Núm.	3	S	Corresponde al semestre en cuestión
Distribuidora	Alfanum.	4	S	Código otorgado por OCEBA. Ej. A44, S44, A3, A2, etc.

Código de Sucursal	Alfanum.	20	S	Se debe indicar la Sucursal de la operación, en el caso de las cooperativas si no posee sucursal se deberá completar con 0(cero).
Código de Suministro	Alfanum.	30	S	Corresponde al NIS, id_Usuario o al código de cliente.
Tarifa	Alfanum.	5	S	Corresponde a la tarifa del usuario. Ej. T1R T1G (Campo codificado, ver Anexo I)
Alimentador BT	Alfanum.	20	S	Indica el código del alimentador de baja tensión al cual está conectado el usuario. En caso de NO alimentarse de un Centro MT/BT se deberá ingresar 0 (cero) (usuarios MT)
Centro MT/BT	Alfanum.	20	S	Código identificador del Centro de Transformación MT/BT de donde se alimenta el cliente. En caso de NO alimentarse de un Centro MT/BT se deberá ingresar 0 (cero) (usuarios MT)
Centro de Distribución	Alfanum.	20	S	Código Identificador del Centro de Distribución. En el caso de NO contar con el mismo se deberá ingresar 0 (cero)
Alimentador MT	Alfanum.	20	S	Código Identificador del alimentador de Media tensión
Subestación (SSEE)	Alfanum.	20	S	Identificación de la subestación o estación transformadora AT/MT o Número de Barra de donde se alimenta el usuario
Fase	Alfanum.	20	N	Indica las fases afectadas al sistema eléctrico
Consumo	Núm.	20	S	KWH correspondiente al consumo semestral del usuario
Fecha	Fecha	10	S	Fecha de la cadena informada. Formato de la fecha: dd/mm/aaaa

Esta tabla es recibida en formato TXT (Codificación ANSI) separado por punto y coma, CON título de columna en la primera fila, respetando la cantidad de campos del formato. Todos los campos son de longitud variable hasta con un máximo especificado en la columna de longitud.

2.5. Reclamos de Usuarios

Reclamos de Usuarios				
Campo	Tipo	Long. Max	Oblig.	Descripción
Distribuidora	Alfanum.	4	S	Código otorgado por OCEBA. Ej. A44, S44, A3, A2, etc.
Código de Sucursal	Alfanum.	20	S	Se debe indicar la Sucursal de la operación, en el caso de las cooperativas si no posee sucursal se deberá completar con 0(cero).
Código de Suministro	Alfanum.	30	S	Corresponde al NIS, id_Usuario o al código de cliente.
Nro. reclamo	Alfanum.	20	S	Id del reclamo asignado por el sistema de gestión de reclamos o Call Center
fecha y hora reclamos	Fecha Hora	19	S	Fecha y Hora del reclamo. Formato: dd/mm/aaaa hh:mm:ss (En caso de no poseer el detalle de segundos, completar con "dd/mm/aaaa hh:mm:00")
Código de contingencia	Alfanum.	20	S	Id de la contingencia asociada al reclamo
Apellido y Nombre	Texto	100	N	Apellido y nombre de la persona que realiza el reclamo
Dirección	Texto	50	N	Dirección del suministro
Localidad	Texto	50	N	Localidad del suministro

Esta tabla es recibida en formato TXT (Codificación ANSI) separado por punto y coma, CON título de columna en la primera fila, respetando la cantidad de campos del formato. Todos los campos son de longitud variable hasta con un máximo especificado en la columna de longitud.

3. Calidad de Servicio Comercial

A continuación se describen las tablas y formatos de los campos de Calidad Comercial:

3.1. Tabla Desconexiones (Bajas)

Tabla Unificada Desconexiones (trimestral)				
Campo	Tipo	Long. Max	Oblig.	Descripción
Distribuidora	Alfanum.	4	S	Código otorgado por OCEBA. Ej. A44, S44, A3, A2, etc.
Código de Sucursal	Alfanum.	20	S	Se debe indicar la Sucursal de la operación, en el caso de las cooperativas si no posee sucursal se deberá completar con 0(cero).
Nº de Ruta	Alfanum.	10	S	Identifica la zona del usuario
Tensión	Núm.	5	S	Tensión de suministro
Código de Suministro	Alfanum.	30	S	Corresponde al NIS, id_Usuario o al código de cliente.
Tarifa	Alfanum.	5	S	Corresponde a la tarifa del usuario. Ej. T1R T1G (Campo codificado, ver Anexo I)
Fecha de Baja	Fecha	10	S	Fecha de retiro del medidor. Formato de la fecha: dd/mm/aaaa
Tipo de Baja	Alfanum.	2	S	Por deuda, a pedido, etc. (Campo codificado, ver Anexo VI)
Observaciones	Texto	255	N	Aclaraciones de la distribuidora

Esta tabla es recibida en formato TXT (Codificación ANSI) separado por punto y coma, CON título de columna en la primera fila, respetando la cantidad de campos del formato. Todos los campos son de longitud variable hasta con un máximo especificado en la columna de longitud.

3.2. Tabla Estimaciones

Tabla Estimaciones (trimestral)				
Campo	Tipo	Long. Max	Oblig.	Descripción
Distribuidora	Alfanum.	4	S	Código otorgado por OCEBA. Ej. A44, S44, A3, A2, etc.
Código de Sucursal	Alfanum.	20	S	Se debe indicar la Sucursal de la operación, en el caso de las cooperativas si no posee sucursal se deberá completar con 0(cero).
Nº de Ruta	Alfanum.	10	S	Identifica la zona del usuario
Tensión	Núm.	5	S	Tensión de suministro
Código de Suministro	Alfanum.	30	S	Corresponde al NIS, id_Usuario o al código de cliente.
Tarifa	Alfanum.	5	S	Corresponde a la tarifa del usuario. Ej. T1R T1G (Campo codificado, ver Anexo I)
Motivo de la Estimación	Alfanum.	2	S	Motivo de la Estimación (Campo codificado, ver Anexo VI)
Consumo Estimado	Núm.	20	S	Consumo Estimado
Monto Estimado	Núm.	20	S	Monto Estimado
Período Estimado	Fecha	10	S	Período que se tuvo en cuenta para la estimación. Formato de la fecha: 01/mm/aaaa
Nº de Operación Crédito	Núm.	20	S	Nº de Operación Crédito. Completar con 0 (cero) si la estimación no penaliza
Observaciones	Texto	255	N	Aclaraciones de la distribuidora

Esta tabla es recibida en formato TXT (Codificación ANSI) separado por punto y coma, CON título de columna en la primera fila, respetando la cantidad de campos del formato. Todos los campos son de longitud variable hasta con un máximo especificado en la columna de longitud.

3.3. Tabla de Conexiones (Altas)

Tabla de Conexiones (trimestral)				
Campo	Tipo	Long. Max	Oblig.	Descripción
Distribuidora	Alfanum.	4	S	Código otorgado por OCEBA. Ej. A44, S44, A3, A2, etc.
Código de Sucursal	Alfanum.	20	S	Se debe indicar la Sucursal de la operación, en el caso de las cooperativas si no posee sucursal se deberá completar con 0(cero).
Nº de Ruta	Alfanum.	10	S	Identifica la zona del usuario
Código de Suministro	Alfanum.	30	S	Corresponde al NIS, id_Usuario o al código de cliente.
Tarifa	Alfanum.	5	S	Corresponde a la tarifa del usuario. Ej. T1R T1G (Campo codificado, ver Anexo I)
Modif. Red	Si / No	2	S	Completar si se realizaron trabajos en líneas
Tipo Conexión	Alfanum.	2	S	De acuerdo a la instalación del domicilio de consumo. Aérea / Subterránea (Campo codificado, ver Anexo VIII)
Fecha Solicitud	Fecha Hora	19	S	Fecha que figura en el formulario de solicitud. Formato: dd/mm/aaaa hh:mm:ss (En caso de no poseer el detalle de segundos, completar con "dd/mm/aaaa hh:mm:00")
Fecha Pago	Fecha Hora	19	S	Fecha de comprobante de pago Formato: dd/mm/aaaa hh:mm:ss (En caso de no poseer el detalle de segundos, completar con "dd/mm/aaaa hh:mm:00")
Fecha Ultimo Trámite	Fecha Hora	19	S	Fecha de aprobación de la acometida Formato: dd/mm/aaaa hh:mm:ss (En caso de no poseer el detalle de segundos, completar con "dd/mm/aaaa hh:mm:00")
Fecha Conexión	Fecha Hora	19	S	Fecha a partir de la cual se presta el servicio Formato: dd/mm/aaaa hh:mm:ss (En caso de no poseer el detalle de segundos, completar con "dd/mm/aaaa hh:mm:00")
Costo Conexión	Núm.	10	S	Valor sobre cuadro tarifario por tipo de tarifa
Fecha Firma Conv.	Fecha Hora	19	N	Fecha de convenio. Solo para demandas superiores a 50 kW Formato: dd/mm/aaaa hh:mm:ss (En caso de no poseer el detalle de segundos, completar con "dd/mm/aaaa hh:mm:00")
Plazo Convenido	Núm.	10	S	Días acordados entre partes. Para usuarios T2 y T3
Multa	Núm.	10	S	Penalizaciones según SubAnexo D. Completar con 0 (cero) si la conexión no penaliza
Nº de Operación Crédito	Núm.	20	S	Nº de Operación Crédito. Completar con 0 (cero) si la conexión no penaliza
Observaciones	Texto	255	N	Información aclaratoria y complementaria
Situación	Texto	15	S	Conectado/Desconectado

Esta tabla es recibida en formato TXT (Codificación ANSI) separado por punto y coma, CON título de columna en la primera fila, respetando la cantidad de campos del formato. Todos los campos son de longitud variable hasta con un máximo especificado en la columna de longitud.

3.4. Tabla Multas

Tabla de Multas (trimestral)				
Campo	Tipo	Long. Max	Oblig.	Descripción
Distribuidora	Alfanum.	4	S	Código otorgado por OCEBA. Ej. A44, S44, A3, A2, etc.
Código de Sucursal	Alfanum.	20	S	Se debe indicar la Sucursal de la operación, en el caso de las cooperativas si no posee sucursal se deberá completar con 0(cero).
Nº de Ruta	Alfanum.	10	S	Identifica la zona del usuario
Tensión	Núm.	5	S	Tensión de suministro
Código de Suministro	Alfanum.	30	S	Corresponde al NIS, id_Usuario o al código de cliente.
Tarifa	Alfanum.	5	S	Corresponde a la tarifa del usuario. Ej. T1R T1G (Campo codificado, ver Anexo I)
Nº de Operación Crédito	Núm.	20	S	Nº de Operación Crédito
Multa	Núm.	10	S	Penalizaciones según SubAnexo D
Tipo de Incumplimiento	Alfanum.	2	S	Motivo del Incumplimiento (Campo codificado, ver Anexo IX)
Período de facturación reclamado	Fecha	10	S	Período de facturación reclamado. Formato de la fecha: 01/mm/aaaa
Observaciones	Texto	255	S	Información aclaratoria y complementaria

Esta tabla es recibida en formato TXT (Codificación ANSI) separado por punto y coma, CON título de columna en la primera fila, respetando la cantidad de campos del formato. Todos los campos son de longitud variable hasta con un máximo especificado en la columna de longitud.

3.5. Tabla Quejas

Tabla de Multas (trimestral)				
Campo	Tipo	Long. Max	Oblig.	Descripción
Distribuidora	Alfanum.	4	S	Código otorgado por OCEBA. Ej. A44, S44, A3, A2, etc.
Código de Sucursal	Alfanum.	20	S	Se debe indicar la Sucursal de la operación, en el caso de las cooperativas si no posee sucursal se deberá completar con 0(cero).
Nº de Ruta	Alfanum.	10	S	Identifica la zona del usuario
Tensión	Núm.	5	S	Tensión de suministro
Código de Suministro	Alfanum.	30	S	Corresponde al NIS, id_Usuario o al código de cliente.
Tarifa	Alfanum.	5	S	Corresponde a la tarifa del usuario. Ej. T1R T1G (Campo codificado, ver Anexo I)
Nº de Operación Crédito	Núm.	20	S	Nº de Operación Crédito
Multa	Núm.	10	S	Penalizaciones según SubAnexo D
Tipo de Incumplimiento	Alfanum.	2	S	Motivo del Incumplimiento (Campo codificado, ver Anexo IX)
Período de facturación reclamado	Fecha	10	S	Período de facturación reclamado. Formato de la fecha: 01/mm/aaaa
Observaciones	Texto	255	S	Información aclaratoria y complementaria

Esta tabla es recibida en formato TXT (Codificación ANSI) separado por punto y coma, CON título de columna en la primera fila, respetando la cantidad de campos del formato. Todos los campos son de longitud variable hasta con un máximo especificado en la columna de longitud.

3.6. Tabla Reclamos Comerciales

Tabla de Reclamos Comerciales (trimestral)				
Campo	Tipo	Long. Max	Oblig.	Descripción
Distribuidora	Alfanum.	4	S	Código otorgado por OCEBA. Ej. A44, S44, A3, A2, etc.
Código de Sucursal	Alfanum.	20	S	Se debe indicar la Sucursal de la operación, en el caso de las cooperativas si no posee sucursal se deberá completar con 0(cero).
Nº de Ruta	Alfanum.	10	S	Identifica la zona del usuario
Código de Suministro	Alfanum.	30	S	Corresponde al NIS, id_Usuario o al código de cliente.
Tarifa	Alfanum.	5	S	Corresponde a la tarifa del usuario. Ej. T1R T1G (Campo codificado, ver Anexo I)
Nro. Reclamo	Núm.	20	S	Número que identifica el reclamo (*)
Fecha Reclamo	Fecha	10	S	Fecha en la que se realizó el reclamo Formato de la fecha: dd/mm/aaaa
Motivo Reclamo	Alfanum.	2	S	Motivo del reclamo (Campo codificado, ver Anexo XI)
Vía del Reclamo	Texto	50	S	Vía por la que se realizó el reclamo
F. Notific Usuario	Fecha	10	N	Fecha de notificación al usuario Formato de la fecha: dd/mm/aaaa
Resultado del Reclamo	Texto	8	S	Resultado del reclamo. Aceptado / Denegado
Fecha Max. Notif.	Fecha	10	S	Fecha tope de notificación al usuario Formato de la fecha: dd/mm/aaaa
Tiempo de Respuesta	Núm.	10	N	Días que se tardó en responder al usuario

Multa	Núm.	10	S	Penalizaciones según SubAnexo D. Completar con 0 (cero) si el reclamo no penaliza
Monto Factura	Núm.	10	S	Monto de la factura
\$/KWh Multa	Núm.	10	S	\$/KWh Multa
Kwh promedio último año	Núm.	20	S	Promedio de KWH calculado sobre el último año
Nº de Operación Crédito	Núm.	20	S	Nº de Operación Crédito. Completar con 0 (cero) si el reclamo no penaliza
Observaciones	Texto	255	N	Información aclaratoria y complementaria

Esta tabla es recibida en formato TXT (Codificación ANSI) separado por punto y coma, CON título de columna en la primera fila, respetando la cantidad de campos del formato. Todos los campos son de longitud variable hasta con un máximo especificado en la columna de longitud.

(*) Se deberá respetar la correlatividad numérica incluyendo aquellos reclamos que fueran anulados y los correspondientes a daños de artefactos

3.7. Tabla Suspensiones y Rehabilitaciones

Tabla Unificada de Suspensión – Rehabilitación (trimestral)				
Campo	Tipo	Long. Max	Oblig.	Descripción
Distribuidora	Alfanum.	4	S	Código otorgado por OCEBA. Ej. A44, S44, A3, A2, etc.
Código de Sucursal	Alfanum.	20	S	Se debe indicar la Sucursal de la operación, en el caso de las cooperativas si no posee sucursal se deberá completar con 0(cero).
Nº de Ruta	Alfanum.	10	S	Identifica la zona del usuario
Código de Suministro	Alfanum.	30	S	Corresponde al NIS, id_Usuario o al código de cliente.
Tarifa	Alfanum.	5	S	Corresponde a la tarifa del usuario. Ej. T1R T1G (Campo codificado, ver Anexo I)
Suspensión Fecha y hora	Fecha Hora	19	S	Fecha y hora de la suspensión. Formato: dd/mm/aaaa hh:mm:ss (En caso de no poseer el detalle de segundos, completar con "dd/mm/aaaa hh:mm:00")
Motivo de la Susp.	Alfanum.	2	S	Motivo de la Suspensión del suministro (Campo codificado, ver Anexo X)
Pago Fecha	Fecha Hora	10	S	Fecha y hora de pago. Formato: dd/mm/aaaa hh:mm:ss (En caso de no poseer el detalle de segundos, completar con "dd/mm/aaaa hh:mm:00")
Rehabilitación Fecha	Fecha Hora	10	S	Fecha y hora de rehabilitación del suministro. Formato: dd/mm/aaaa hh:mm:ss (En caso de no poseer el detalle de segundos, completar con "dd/mm/aaaa hh:mm:00")
Acción	Texto		S	Acción a tomar. USUARIO DE BAJA
Multa	Núm.	10	S	Penalizaciones según SubAnexo D. Completar con 0 (cero) si la suspensión-rehabilitación no penaliza
Nº de Operación Crédito	Núm.	20	S	Nº de Operación Crédito. Completar con 0 (cero) si la suspensión-rehabilitación no penaliza
Promedio Consumo	Núm.	20	S	Promedio consumo del usuario
KWh Multa	Núm.	10	S	Valor de la multa en KWH
\$/ KWh Multa	Núm.	10	S	\$/ KWh Multa
Observaciones	Texto	255	N	Información aclaratoria y complementaria
SITUACION	Texto	10	S	Tipo de Situación. Conectado / Suspendido

Esta tabla es recibida en formato TXT (Codificación ANSI) separado por punto y coma, CON título de columna en la primera fila, respetando la cantidad de campos del formato. Todos los campos son de longitud variable hasta con un máximo especificado en la columna de longitud.

4. Bases de Datos

4.1. Listado de Centros de Transformación

Base de Datos de Centros de Transformación (actualización trimestral o a demanda)				
Campo	Tipo	Long. Max	Oblig.	Descripción
Distribuidora	Alfanum.	4	S	Código otorgado por OCEBA. Ej. A44, S44, A3, A2, etc.
Código de Sucursal	Alfanum.	20	S	Se debe indicar la Sucursal de la operación, en el caso de las cooperativas si no posee sucursal se deberá completar con 0(cero).
Código del centro de Transformación	Alfanum.	20	S	Código identificador del Centro de Transformación MT/BT
Dirección	Texto	100	S	Dirección del CT
Tipo	Alfanum.	50	S	Tipo de Centro de Transformación. Plataforma (SAP), Colgante (SAMc), SemiPlataforma (SAMsp), Cámara a Nivel, Subterránea, etc.
Potencia	Núm.	20	S	Potencia del Centro de Transformación
Relación	Alfanum.	20	S	Relación de Transformación
U/R	Texto	1	S	U:Urbana R:Rural
Localidad	Texto	50	S	Localidad donde se ubica el CT
Partido	Texto	50	S	Nombre del Partido
Latitud	Núm.	20	S	Coordenada WGS 84 en grados decimales absolutos

Longitud	Núm.	20	S	Coordenada WGS 84 en grados decimales absolutos
Fecha Alta	Fecha	10	S	Fecha de alta del CT. Formato de la fecha: dd/mm/aaaa
Fecha Baja	Fecha	10	N	Fecha de baja del CT. Formato de la fecha: dd/mm/aaaa

Esta tabla es recibida en formato TXT (Codificación ANSI) separado por punto y coma, CON título de columna en la primera fila, respetando la cantidad de campos del formato. Todos los campos son de longitud variable hasta con un máximo especificado en la columna de longitud.

Se deberá enviar la totalidad de los Centros de Transformación MT/BT en el momento de la implementación, luego sólo se enviarán trimestralmente sólo las actualizaciones (bajas y altas).

4.2. Listado de Usuarios

Base de Datos Usuarios (actualización trimestral o a demanda)				
Campo	Tipo	Long. Max	Oblig.	Descripción
Distribuidora	Alfanum.	4	S	Código otorgado por OCEBA. Ej. A44, S44, A3, A2, etc.
Código de Sucursal	Alfanum.	20	S	Se debe indicar la Sucursal de la operación, en el caso de las cooperativas si no posee sucursal se deberá completar con 0(cero).
Código de Suministro	Alfanum.	30	S	Corresponde al NIS, id_Usuario o al código de cliente
Nro. Medidor	Alfanum.	20	S	Nro. de medidor en caso de ser diferente al código de suministro
Titular Apellido	Texto	100	S	Apellido del titular (o apellido y nombre)
Titular Nombres	Texto	50	N	Nombres del titular (Si la información se encuentra en conjunto con el campo Titular Apellido, dejar este campo vacío)
CUIT/CUIL/DNI	Núm.	15	S	Nº de documento o Nº de CUIL/CUIT
Dirección postal	Texto	200	S	Dirección del domicilio postal del cliente (Dejar vacío si coincide con el domicilio del suministro)
Dirección	Texto	200	S	Dirección del suministro (Calle o dirección completa)
Nro.	Alfanum.	5	N	Nº de Puerta (Si la información se encuentra en conjunto con el campo Dirección, dejar este campo vacío)
Piso	Alfanum.	1	N	Nº Piso (Si la información se encuentra en conjunto con el campo Dirección, dejar este campo vacío)
Dpto.	Alfanum.	1	N	Identificación del departamento (Si la información se encuentra en conjunto con el campo Dirección, dejar este campo vacío)
Entre	Texto	100	N	Entre calles (Si la información se encuentra en conjunto con el campo Dirección, dejar este campo vacío)
Localidad	Texto	50	S	Nombre de la localidad
Partido	Texto	50	S	Nombre del Partido
Código Postal	Alfanum.	20	S	Código Postal Argentino
Teléfono	Núm.	50	N	Número de teléfono incluyendo código de área
Tarifa	Alfanum.	5	S	Corresponde a la tarifa del usuario. Ej. T1R T1G (Campo codificado, ver Anexo I)
Tarifas Especiales	Alfanum.	5	S	Corresponde a la tarifa del usuario. Ej. TEIS, Contratos Especiales, etc.)
Nº de Ruta	Alfanum.	10	S	Identifica la zona del usuario
Tensión	Núm.	5	S	Tensión de suministro
Potencia Declarada	Núm.	20	N	Potencia demandada
Nro. Partida	Alfanum.	10	N	Nº de Partida Inmobiliaria
Nomenclatura Catastral	Alfanum.	10	N	Nomenclatura Catastral
Latitud	Núm.	20	S	Coordenadas WGS 84 en grados decimales absolutos
Longitud	Núm.	20	S	Coordenadas WGS 84 en grados decimales absolutos
Fecha Alta	Fecha	10	S	Fecha de alta del medidor. Formato de la fecha: dd/mm/aaaa
Fecha Baja	Fecha	10	N	Fecha de baja del medidor. Formato de la fecha: dd/mm/aaaa
Observaciones	Alfanum.	50	N	Indicar si se trata de un cliente discapacitado, electrodependiente

Esta tabla es recibida en formato TXT (Codificación ANSI) separado por punto y coma, CON título de columna en la primera fila, respetando la cantidad de campos del formato. Todos los campos son de longitud variable hasta con un máximo especificado en la columna de longitud.

Se deberá enviar la totalidad de los usuarios en el momento de la implementación, luego sólo se enviarán trimestralmente sólo las actualizaciones (bajas y altas).

5. Calidad de Producto Técnico

A continuación se describen las tablas y formatos de los campos de Calidad de Producto:

5.1. Tabla Cronograma Usuarios y Centros de Transformación

Cronogramas (mensual)				
Campo	Tipo	Long. Max	Oblig.	Descripción
Semestre	Núm.	3	S	Corresponde al semestre en cuestión
Distribuidora	Alfanum.	4	S	Código otorgado por OCEBA. Ej. A44, S44, A3, A2, etc.

Código de Sucursal	Alfanum.	20	S	Se debe indicar la Sucursal de la operación, en el caso de las cooperativas si no posee sucursal se deberá completar con 0(cero).
Código OCEBA	Núm.	11	S	Código que otorga OCEBA en el Sorteo a la medición
Código del centro de Transformación	Alfanum.	20	S	Código identificador del Centro de Transformación MT/BT a ser medido. Completar con 0 (cero) en caso de ser medición por Código de Suministro
Punto de Red	Texto	1	S	S:Si N:No. En caso de ser S se deberá informar obligatoriamente Código de Suministro y Centro de Transformación a ser medidos
Código de Suministro	Alfanum.	30	S	Corresponde al NIS, id_Usuario o al código de cliente a ser medido. Completar con 0 (cero) en caso de ser medición por Centro de Transformación
Fecha instalación	Fecha	10	S	Fecha programada en la que comienza la medición. Formato de la fecha: dd/mm/aaaa
Fecha Retiro	Fecha	10	S	Fecha programada en la que culmina la medición. Formato de la fecha: dd/mm/aaaa
Nro. Registrador	Alfanum.	20	S	Identificación del Registrador programado para la medición

Esta tabla es recibida en formato TXT (Codificación ANSI) separado por punto y coma, CON título de columna en la primera fila, respetando la cantidad de campos del formato. Todos los campos son de longitud variable hasta con un máximo especificado en la columna de longitud.

5.2. Resultados Mediciones de Usuarios y Centros de Transformación

Mediciones (mensual)				
Campo	Tipo	Long. Max	Oblig.	Descripción
Semestre	Núm.	3	S	Corresponde al semestre en cuestión
Distribuidora	Alfanum.	4	S	Código otorgado por OCEBA. Ej. A44, S44, A3, A2, etc.
Código de Sucursal	Alfanum.	20	S	Se debe indicar la Sucursal de la operación, en el caso de las cooperativas si no posee sucursal se deberá completar con 0(cero).
Mes	Núm.	2	S	Corresponde al mes en que se realizo la medición
Código OCEBA	Núm.	11	S	Código que otorga OCEBA en el Sorteo a la medición
Código del centro de Transformación	Alfanum.	20	S	Código identificador del Centro de Transformación MT/BT medido. Completar con 0 (cero) en caso de ser medición por Código de Suministro
Punto de Red	Texto	1	S	S:Si N:No. En caso de ser S se deberá informar obligatoriamente Código de Suministro y Centro de Transformación medidos
Código de Suministro	Alfanum.	30	S	Corresponde al NIS, id_Usuario o al código de cliente medido. Completar con 0 (cero) en caso de ser medición por Centro de Transformación
Tarifa	Alfanum.	5	S	Corresponde a la tarifa del usuario. Ej. T1R T1G (Campo codificado, ver Anexo I)
Fecha instalación	Fecha	10	S	Fecha en la que comienza la medición. Formato de la fecha: dd/mm/aaaa
Fecha Retiro	Fecha	10	S	Fecha en la que culmina la medición. Formato de la fecha: dd/mm/aaaa
Archivo	Alfanum.	32	S	Nombre del archivo que arroja la medición
Nro. Medición	Núm.	2	S	Dígito para indicar si se trata de la primera medición (0) o número de remediación (1,2,...).
Nro. Registrador	Alfanum.	32	S	Identificación del Registrador utilizado para la medición
Registros Medidos	Núm.	11	S	Cantidad de registros que se tomaron en la medición
Registros Procesados	Núm.	11	S	Cantidad de registros que se procesaron en la medición
Registros anormales	Núm.	11	S	Cantidad de registros anormales en la medición
Registros Total Fuera Rango	Núm.	11	S	Cantidad total de registros fuera de rango en la medición
Energía Medida	Núm.	11	S	Energía medida
Energía Fuera Rango	Núm.	11	S	Energía fuera de rango
Resultado	Núm.	1	S	0: Satisfactorio 1: Penaliza 2:Fallido
Crédito	Núm.	11	S	Importe de la penalización básica semanal, en el caso que el campo Resultado=1. Caso contrario completar con 0 (cero)
Observaciones	Texto	255	N	Observaciones que se deseen agregar de la medición

Esta tabla es recibida en formato TXT (Codificación ANSI) separado por punto y coma, CON título de columna en la primera fila, respetando la cantidad de campos del formato. Todos los campos son de longitud variable hasta con un máximo especificado en la columna de longitud.

5.3. Novedades de Mediciones de Calidad de Producto

Novedades de mediciones de Calidad de Producto (a demanda)				
Campo	Tipo	Long. Max	Oblig.	Descripción
Distribuidora	Alfanum.	4	S	Código otorgado por OCEBA. Ej. A44, S44, A3, A2, etc.
Código de Sucursal	Alfanum.	20	S	Se debe indicar la Sucursal de la operación, en el caso de las cooperativas si no posee sucursal se deberá completar con 0(cero).
Código OCEBA	Alfanum.	11	S	Código generado por OCEBA
Código del centro de Transformación	Alfanum.	20	S	Código identificador del Centro de Transformación MT/BT a ser medido. Completar con 0 (cero) en caso de ser medición por Código de Suministro

Punto de Red	Texto	1	S	S:Si N:No. En caso de ser S se deberá informar obligatoriamente Código de Suministro y Centro de Transformación a ser medidos
Código de Suministro	Alfanum.	30	S	Corresponde al NIS, id_Usuario o al código de cliente a ser medido. Completar con 0 (cero) en caso de ser medición por Centro de Transformación
Tipo de Novedad	Texto	1	S	Tipo de medición que se va a informar: 1: Penalizada 2: Fallida 3: Reprogramada
Fecha Desde	Fecha	10	S	Fecha de inicio de la medición informada. Formato de la fecha: dd/mm/aaaa
Fecha Hasta	Fecha	10	S	Fecha de finalización de la medición informada. Formato de la fecha: dd/mm/aaaa
Observaciones	Texto	255	N	Observaciones que se deseen agregar de la medición

Esta tabla es recibida en formato TXT (Codificación ANSI) separado por punto y coma, CON título de columna en la primera fila, respetando la cantidad de campos del formato. Todos los campos son de longitud variable hasta con un máximo especificado en la columna de longitud.

5.4. Tabla Multa Semestral

Multas (semestral)				
Campo	Tipo	Long. Max	Oblig.	Descripción
Semestre	Núm.	3	S	Corresponde al semestre en cuestión
Distribuidora	Alfanum.	4	S	Código otorgado por OCEBA. Ej. A44, S44, A3, A2, etc.
Código de Sucursal	Alfanum.	20	S	Se debe indicar la Sucursal de la operación, en el caso de las cooperativas si no posee sucursal se deberá completar con 0(cero).
Tipo de medición	Texto	1	S	Corresponde al tipo de medición de calidad de producto técnico (T1-T4: "B", T2-T3yT5: "G", CT MT/BT: "S" o Punto de Red: "R")
Código OCEBA	Alfanum.	11	S	Código generado por OCEBA
Código de Suministro	Alfanum.	30	S	Corresponde al NIS, id_Usuario o al código de usuario asociado a la medición individual o vinculado a un Centro de Transformación MT/BT
Tarifa	Alfanum.	5	S	Corresponde a la tarifa del usuario. Ej. T1R T1G (Campo codificado, ver Anexo I)
Centro de Transformación	Alfanum.	20	S	Código identificador del Centro de Transformación MT/BT asociado a la medición. Completar con 0 (cero) en caso de ser medición por Código de Suministro
Multa	Núm.	20	S	Valorización de la sanción en función de la energía suministrada en malas condiciones de calidad y de la extensión de la misma (\$ de la multa)
Cuenta de Acumulación	Núm.	20	S	Monto de la multa si corresponde acreditar a la misma en función el apartado 5.5.1 del Subanexo "D" o cero (0) caso contrario

Esta tabla es recibida en formato TXT (Codificación ANSI) separado por punto y coma, CON título de columna en la primera fila, respetando la cantidad de campos del formato. Todos los campos son de longitud variable hasta con un máximo especificado en la columna de longitud.

Se deberá informar la totalidad de los usuarios correspondientes a puntos penalizados, ya sea que correspondan a puntos sorteados en el semestre informado o que resulten de la propagación de semestres anteriores

6. Tabla de Daños de Artefactos e Instalaciones Eléctricas

6.1. Tabla Daños de Artefactos

Tabla de Daños de Artefactos (mensual)				
Campo	Tipo	Long. Max	Oblig.	Descripción
Periodo	Fecha		S	Corresponde al periodo informado. Formato de la fecha: mm/aaaa
Distribuidora	Alfanum.	4	S	Código otorgado por OCEBA. Ej. A44, S44, A3, A2, etc.
Código de Sucursal	Alfanum.	20	S	Se debe indicar la Sucursal de la operación, en el caso de las cooperativas si no posee sucursal se deberá completar con 0(cero).
Fecha Hecho	Fecha Hora	10	S	Fecha en la que ocurrió el daño. Formato: dd/mm/aaaa hh:mm:ss (En caso de no poseer el detalle de segundos, completar con "dd/mm/aaaa hh:mm:00")
Fecha Reclamo	Fecha	10	S	Fecha en la que se realizó el reclamo. Formato de la fecha: dd/mm/aaaa
Código de Suministro	Alfanum.	30	S	Corresponde al NIS, id_Usuario o al código de cliente
Centro de Transformación	Núm.	20	S	Código identificador del Centro de Transformación MT/BT de donde se alimenta el cliente.
Tarifa	Alfanum.	5	S	Corresponde a la tarifa del usuario. Ej. T1R T1G (Campo codificado, ver Anexo I)
Libro N°	Núm.	20	S	Número de libro
N° de Folio	Núm.	20	S	Número de folio
Causa	Texto	255	S	Texto que describe la causa del daño
Artefactos Dañados	Texto	255	S	Descripción de artefactos dañados
Monto Reclamado	Núm.	10	N	Monto reclamado, puede estar sin determinar
Aceptado	Texto	2	S	Indica con SI o NO, si fue aceptado el reclamo
Monto Aprobado	Núm.	10	N	Monto reclamado, puede estar sin determinar
Fecha de Pago	Fecha	10	N	Fecha en la que se realizó el pago. Formato de la fecha: dd/mm/aaaa

Daños Anteriores	Texto	2	S	Indica con SI o NO si el cliente tiene antecedentes de daños
Reclamo en OCEBA	Texto	2	S	Indica con SI o NO si el cliente reclamó en OCEBA daños anteriores

Esta tabla es recibida en formato TXT (Codificación ANSI) separado por punto y coma, CON título de columna en la primera fila, respetando la cantidad de campos del formato. Todos los campos son de longitud variable hasta con un máximo especificado en la columna de longitud.

7. Tabla de Feriados

7.1. Tabla Feriados

Tabla de Feriados (anual)				
Campo	Tipo	Long. Max	Oblig.	Descripción
Distribuidora	Alfanum.	4	S	Código otorgado por OCEBA. Ej. A44, S44, A3, A2, etc.
Código de Sucursal	Alfanum.	20	S	Se debe indicar la Sucursal de la operación, en el caso de las cooperativas si no posee sucursal se deberá completar con 0(cero).
Fecha Feriado	Fecha	10	S	Fecha del feriado. Formato de la fecha: dd/mm/aaaa

Esta tabla es recibida en formato TXT (Codificación ANSI) separado por punto y coma, CON título de columna en la primera fila, respetando la cantidad de campos del formato. Todos los campos son de longitud variable hasta con un máximo especificado en la columna de longitud.

8. ANEXOS – Codificación

8.1. ANEXO I - Tarifas

Tipos de Tarifas

Código Tarifa	Descripción
T1R	Pequeñas Demandas (T1) Residencial
T1RE	Pequeñas Demandas (T1) Residencial Estacional
T1GE	Pequeñas Demandas (T1) Servicio General Estacional
T1GBC	Pequeñas Demandas (T1) Servicio General Bajos Consumos
T1GAC	Pequeñas Demandas (T1) Servicio General Altos Consumos
T1AP	Pequeñas Demandas (T1) Alumbrado Público
T2BT	Medianas Demandas (T2) Suministros en Baja Tensión
T2MT	Medianas Demandas (T2) Suministros en Media Tensión
T3BT	Grandes Demandas (T3) Suministros en Baja Tensión
T3MT	Grandes Demandas (T3) Suministros en Media Tensión
T4	Pequeñas Demandas Rurales (T4)
T5BT	Peaje Grandes Demandas (T5) Suministros en Baja Tensión
T5MT	Peaje Grandes Demandas (T5) Suministros en Media Tensión
T6BT	Peaje Medianas Demandas (T6) Suministros en Baja Tensión
T6MT	Peaje Medianas Demandas (T6) Suministros en Media Tensión

8.2. ANEXO II – Tipos de causas

Tipos de Causas

Cod. Causa	Descripción
011	Vandalismo
012	Objetos extraños
013	Robo de cables/transformador
015	Cables de otros prestadores
017	Por terceros
018	Conexiones clandestinas o fraude
019	Sabotaje
021	Vientos
022	Inundaciones
023	Temperaturas
024	Descargas atmosféricas
025	Lluvia
026	Nieve / granizo
027	Filtración de agua
028	Tornado
030	Incendio
040	Solicitado por el cliente
050	Autorizado/ordenado por el OCEBA
061	Acometida subterránea averiada
062	Seccionador averiado
070	Otros
102	Arboles y ramas
104	Pájaros y animales
112	Puente de línea cortado
150	Transformador averiado
152	Antena / barra de CT averiada
300	Medición averiada
301	Error de operación
302	Aislador averiado
303	Morseteria averiada

- 304 Conductor cortado
- 305 Avería cable subterráneo
- 306 Acometida aérea cortada
- 307 Sobrecarga
- 308 Mantenimiento programado
- 309 Mantenimiento correctivo
- 310 Obras de ampliación
- 311 Maniobras
- 312 Falla protección
- 313 Descargador averiado
- 314 Poste quebrado
- 401 Instalación interna del cliente
- 403 Otra distribuidora
- 404 Sistema externo alta tensión
- 405 Relé de frecuencia
- 406 Restricción de carga externa
- 407 Red de distribución interurbana
- 408 Restricción de carga propia
- 501 Desconocida

8.4. ANEXO III - Tipos de Instalación

Código	Descripción
701	ET AT/MT
702	CD MT
703	SE MT/BT
704	LMT
705	LBT
706	Caja Esquinera/Buzón
707	Acometida Domiciliaria
708	Cliente
709	Alumbrado

8.5. ANEXO IV – Situación

Código	Descripción
901	Cortocircuito
903	Cortado
904	Deshilachado
905	Desatado
906	Roto/a
907	Erosionado/Sulfatado
908	Quemado
909	Ligado
910	Flojo/a
911	Normal
912	Abierto
913	Falla Interna
916	Robo

8.6. ANEXO V – Elementos MT

Código	Descripción
401	Interruptor
402	Seccionador
403	Reconector
404	Seccionalizador
413	Fusible MT

8.7. ANEXO VI – Tipos de Baja

Código	Descripción
01	A solicitud del usuario
02	Por deuda en el suministro
03	Incumplimiento de información del usuario

8.8. ANEXO VII – Motivo Estimación

Código	Descripción
01	Problemas climáticos
02	Imposibilidad de acceso a toma de lectura
03	Conflictos Gremiales

8.9. ANEXO VIII - Tipo de Conexión

Código	Descripción
01	Aérea
02	Subterránea

8.10. ANEXO IX – Tipo de Multas

Código	Descripción
01	Exceso de días en conexión de suministro
02	Exceso de días en suspensión y rehabilitación de un suministro
03	Exceso de días en emisión de respuesta de un reclamo.
04	Exceso en cantidad de facturas con lecturas estimadas.

8.11. ANEXO X – Motivos de suspensión

Código	Descripción
01	Por deuda en suministro
02	Por temas de seguridad

8.12. ANEXO XI – Tipos de reclamos

Código	Descripción
01	Conceptos Ajenos
02	Conexión al Servicio
03	Calidad de Atención al usuario
04	Consumo factura-Exceso de consumo
05	Corte de suministro
06	Encasillamiento y Re encasillamiento tarifario
07	Energía suministrada y no registrada
08	No recepción de facturas
09	Recargo e Intereses
10	Artefactos Dañados
11	Tema PUREE
12	Aplicación Decreto 3543/06- Suministros Conjuntos
13	Temas Impositivos
14	Diferencias Tarifarias
15	Otros.

8.13. ANEXO XII – Tipos de quejas

Código	Descripción
01	Conceptos Ajenos
02	Conexión al Servicio
03	Calidad de Atención al usuario
04	Consumo factura-Exceso de consumo
05	Corte de suministro
06	Encasillamiento y Re encasillamiento tarifario
07	Energía suministrada y no registrada
08	No recepción de facturas
09	Recargo e Intereses
10	Artefactos Dañados
11	Tema PUREE
12	Aplicación Decreto 3543/06- Suministros Conjuntos
13	Temas Impositivos
14	Diferencias Tarifarias
15	Otros.
16	Deficiencias en el Servicio
17	Rechazo de respuesta o dictamen emitido por la distribuidora
18	Interrupción en el servicio eléctrico.
19	Temas Ajenos al Servicio Eléctrico
20	Falta _tención reclamos telefónicos.
21	Alumbrado Publico
22	Aplicación cargos suministros conjuntos
23	Incremento Cuadros Tarifarios.
24	Contribución por Obra
25	Deuda de terceros.

C.C. 11.531

**Provincia de Buenos Aires
MINISTERIO DE INFRAESTRUCTURA
ORGANISMO DE CONTROL DE ENERGÍA ELÉCTRICA
Resolución Nº 265/11**

La Plata, 12 de octubre de 2011.

VISTO el Marco Regulatorio de la Actividad Eléctrica de la Provincia de Buenos Aires, conformado por la Ley 11.769 (T.O. Decreto Nº 1.868/04), su Decreto Reglamentario Nº 2479/04, el Contrato de Concesión suscripto, la Resolución OCEBA Nº 192/99, lo actuado en el expediente Nº 2429-409/2011, y

CONSIDERANDO:

Que las actuaciones indicadas en el Visto, se relacionan con una consulta efectuada por el Señor Diego ARTIGAU, en representación de la firma GRUPO RASIC S.A., requiriendo a este Organismo de Control que intervenga ante la controversia planteada con la EMPRESA DISTRIBUIDORA DE ENERGÍA ATLÁNTICA SOCIEDAD ANÓNIMA (EDEA S.A.), en resolver la solicitud de suministro de energía eléctrica en tarifa T3 MT, para abastecer al citado establecimiento, ubicado en zona rural del Partido de Pila y su correspondiente contribución por obra, por aplicación de la Resolución OCEBA Nº 192/99;

Que, al respecto, el reclamante manifestó: "...Sobre mediados de diciembre presentamos una nota formal con la solicitud (400 Kva), que contestaron el 2/02. El 15 del 2/02 completamos el "censo de carga".- El pasado 28/02, nos citan a una reunión y nos comunican que había adicionalmente una Solicitud de Servicio por potencia equivalente (400 Kva), para un emprendimiento privado (Agro San Claudio) a 5 km aprox. de nuestro establecimiento, por la misma ruta, hacia el norte. También nos informan el costo de nuestra solicitud (por 7 km. \$ 257.000 aprox) y nos sugieren "acuerdo privado". Nos explican que en ese acuerdo Rasic debería pagar o el 100% de los 7 km, o bien el 50 % de los 12 km.- Nuestra consideración es que si el total de la distancia son 12 km, y nuestro establecimiento esta a 7 km del segundo punto de conexión, deberíamos pagar el 50 % de los 7 km, y no el 50% de los 12, como sugirió EDEA. A este planteo, EDEA no considera esa posibilidad según la distribución de costos de la Resol. 192/99. Ante esta situación, planteamos asumir nosotros el 100% del costo por nuestra distancia (7 km), a lo que EDEA

responde telefónicamente que la otra parte ya cerró por los 12 km, y que nosotros deberemos asumir el 50% del costo total si queremos el servicio..." (fs. 1 y 16);

Que, la Gerencia de Control de Concesiones citó a las partes a una audiencia, solicitándole asimismo a EDEA S.A. cierta información necesaria al momento de realizarse la misma (fs 4/5);

Que, consecuentemente, la Distribuidora acompañó el detalle del cálculo de prorratio de costos según la Resolución 192/99 (determinación de la retribución que RASIC HERMANOS S.A. debería abonar a AGRO SAN CLAUDIO S.A.), el modelo de convenio, memoria descriptiva de las obras a desarrollar para concretar el suministro a RASIC HERMANOS S.A. y plano de instalaciones existentes y proyectadas (fs. 23/25 y 100/105);

Que, a fojas 30/31 luce agregada la nota de respuesta a RASIC HERMANOS S.A., por parte de la Distribuidora, en la que le comunicó: "...la firma Agro San Claudio S.A. ha abonado contribución por obra correspondiente a las tareas informadas en nuestro presupuesto... por lo cual resulta de aplicación la Res. OCEBA 192/99. En virtud de lo establecido en dicha norma, y considerando el requerimiento de potencia y superficie afectada de cada parte, deberán abonar a Agro San Claudio S.A. la suma de \$190.851,84 en concepto de reintegro de parte proporcional por la construcción de las instalaciones mencionadas. De acuerdo a lo indicado en el Art. 3º de la Res. 192/99, EDEA no otorgará el suministro de energía eléctrica hasta tanto no se demuestre haber hecho efectivo el pago indicado anteriormente...";

Que, habiéndose celebrado la audiencia ut supra mencionada, las partes expusieron sus posiciones y los representantes de OCEBA, luego de analizar las constancias documentales obrantes en el expediente y oídas las partes, manifestaron que el Organismo, en las oportunidades que aplicó la Resolución 192/99, ha tomado en cuenta un criterio de proporcionalidad y equidad en el desarrollo de los cálculos de prorratio de costos, sin perjuicio de la estricta aplicación del método de cálculo establecido en la citada Resolución;

Que, asimismo, se le indicó a EDEA S.A. que en el plazo de diez (10) días proceda a recalcular el importe de contribución por obra oportunamente informado a RASIC HERMANOS S.A., tomando como base el segmento de línea de 7,4 km de extensión que solamente concierne a esta firma y comunicarle el monto que ésta deberá abonar por aplicación de la Resolución OCEBA 192/99;

Que, consecuentemente, EDEA S.A. acompañó al expediente la respuesta de AGRO SAN CLAUDIO S.A. a su notificación respecto del nuevo importe recalculado que le corresponde recibir por parte de RASIC HERMANOS S.A. por aplicación de la Resolución 192/99, de acuerdo a lo indicado por OCEBA en la audiencia y su posterior contestación (fs. 124/127);

Que en la misma, la empresa AGRO SAN CLAUDIO S.A. expresó su disconformidad, por cuanto entendió que la Distribuidora ya le había notificado otro importe, no aceptando el nuevo monto;

Que, por su parte RASIC HERMANOS S.A. remitió Carta Documento a EDEA S.A. en la que manifestó: "...le hacemos saber que hemos cursado una CD a la empresa Agro San Claudio para que envíe la factura que nos permita abonar la suma recalculada, y sin perjuicio de que lo intimamos a Ud. para que arbitre las medidas que sean necesarias para que mi representada pueda obtener el suministro eléctrico peticionado oportunamente y concedido.- Reiteramos que el dinero con el costo a nuestro cargo (\$ 123.514,71.-) está a disposición y podrá ser consignado judicialmente o lo que resulte necesario para proteger los derechos de Rasic Hnos. S.A..." (f. 131);

Que, posteriormente, se presentó ante este Organismo de Control el señor Diego Luis Desimone, en su carácter de Presidente de la firma AGRO SAN CLAUDIO S.A., manifestando su disconformidad y solicitando que el recálculo del importe a abonar por aplicación de la Resolución OCEBA Nº 192/99 se deje sin efecto (fs. 142/144);

Que llamada a intervenir la Gerencia de Control de Concesiones, remitió la nota Nº 1917/11 al Presidente de AGRO SAN CLAUDIO S.A. manifestándole que "...la obligación de RASIC S.A. se acota solamente al tramo de la instalación que utilizará para su suministro, cuyo monto resultará de aplicación del método de prorratio de costos dispuesto por la Resolución OCEBA Nº 192/99, siendo el tramo restante de exclusiva responsabilidad de Agro San Claudio S.A." (f 150);

Que, en iguales términos, dicha Gerencia le notificó a EDEA S.A., mediante nota Nº 1918/11, agregando además que "...se solicita a esa Distribuidora dar cumplimiento a lo establecido en el Art. 2 de la referida normativa, comunicando los montos resultantes a las partes involucradas, remitiendo las constancias respectivas a este Organismo de Control..." (f 152);

Que, en respuesta, la Distribuidora informó que "...ha dado cumplimiento a lo establecido en el Art. 2 de la Res. 192/99 informando a Agro San Claudio S. A. y Rasic S.A. el importe a abonar en función de lo establecido en la Res. 192/99 con fecha 30/3 y 31/3 respectivamente. Adicionalmente, hemos dado cumplimiento también a lo solicitado por OCEBA en el acta de audiencia del 19/4/11, informando a ambas empresas el 28/4/11...el importe recalculado según los criterios indicados en dicho documento..." (fs 157/163);

Que volvió a tomar intervención la Gerencia técnica, solicitando a EDEA S.A. que informe sobre el avance de ejecución de las obras de infraestructura eléctrica correspondientes a la concreción del suministro requerido por RASIC HERMANOS S.A.

Que la firma RASIC HERMANOS S.A. cursó carta documento a EDEA S.A. en la que pone de resalto que la firma AGRO SAN CLAUDIO S.A. se niega a remitir la factura correspondiente al monto recalculado en concepto de contribución por obra para abonar dicha suma y por ello, expresa que el dinero se encuentra a disposición y podrá ser consignado judicialmente o lo que resulte necesario para proteger los derechos de RASIC HERMANOS S.A. (f 169);

Que la Gerencia de Control de Concesiones notificó a EDEA S.A. que le comunicue la fecha programada para realizar la efectiva conexión del referido suministro (f 171);

Que tal solicitud mereció la réplica de la Distribuidora a fojas 173/174, cuyo contenido expresa que "...la obra por la cual el cliente abonó contribución ...se encuentra en etapa avanzada de ejecución, estimándose su culminación para fin del corriente mes ...También se encuentra en ejecución la obra por la cual abonó contribución Agro San Claudio S.A... Más allá de lo indicado precedentemente y del plazo estimado de 5 meses para la realización de las obras indicado en el presupuesto aceptado por Basic S.A. (fecha de pago de la contribución 15/6/11), en virtud de la necesidad manifestada por el

cliente de comenzar su producción en los primeros días de octubre EDEA conectará el suministro en forma provisoria aproximadamente para fines de septiembre/principios de octubre de 2011... el cliente debe cumplir en forma previa a la habilitación del suministro...:Entrega en el Centro de Atención al cliente de la solicitud de suministro y demás documentación solicitada. Construcción del pilar de medición de acuerdo a las especificaciones técnicas notificadas. Demostrar que ha hecho efectivo el pago de la parte proporcional que le corresponde abonar a Agro San Claudio S.A. en concepto de costo de las instalaciones o la imposibilidad de efectuar el pago por razones ajenas a Basic S.A. (Art. 3 Res. 192/99 OCEBA)...” (fs 173/174);

Que se expidió, nuevamente, la Gerencia técnica, resaltando que si bien este Organismo de Control comunicó el criterio de aplicación de la Resolución OCEBA N° 192/99 a las partes involucradas, Agro San Claudio S.A. no comparte la forma de aplicación del método de prorrateo de costos, no aceptando el pago correspondiente, y por ello, recomienda propiciar un acto administrativo que instruya a EDEA S.A. a efectivizar la conexión solicitada por RASIC HERMANOS S.A. (f 176);

Que conforme a la comunicación fehaciente de foja 169, la firma RASIC HERMANOS S.A., al poner a disposición de la distribuidora las sumas correspondientes al recálculo del importe de contribución por obra, dio cumplimiento al Artículo 2 de la Resolución OCEBA N° 192/99 y a lo resuelto por este Organismo de Control, correspondiendo, en consecuencia, que la Distribuidora proceda a la conexión del suministro solicitado por la citada firma;

Que la presente se dicta en ejercicio de las facultades conferidas por el artículo 62 de la Ley 11.769 y su Decreto Reglamentario N° 2479/04;

Por ello,

EL DIRECTORIO DEL ORGANISMO DE CONTROL DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE LA PROVINCIA DE BUENOS AIRES, RESUELVE:

ARTÍCULO 1°. Ordenar a la EMPRESA DISTRIBUIDORA DE ENERGÍA ATLÁNTICA SOCIEDAD ANÓNIMA (EDEA S.A.) que proceda, en forma inmediata, a concretar el nuevo suministro solicitado por la firma RASIC HERMANOS SOCIEDAD ANÓNIMA, para el establecimiento ubicado sobre Ruta Provincial N° 41 del Partido de Pila, provincia de Buenos Aires, Nomenclatura Catastral: Circunscripción VI, Parcela 94 g, Partida 083.001063.7.

ARTÍCULO 2°. Registrar. Publicar. Dar al Boletín Oficial y al SINBA. Notificar a la EMPRESA DISTRIBUIDORA DE ENERGÍA ATLÁNTICA SOCIEDAD ANÓNIMA y a la firma RASIC HERMANOS SOCIEDAD ANÓNIMA. Cumplido, archivar.

ACTA N° 693

Marcelo Fabián Sosa, Presidente; **Alfredo Oscar Cordonnier**, Vicepresidente; **Carlos Pedro González Sueyro**, Director; **José Luis Arana**, Director.

C.C. 12.389

Provincia de Buenos Aires
MINISTERIO DE INFRAESTRUCTURA
ORGANISMO DE CONTROL DE ENERGÍA ELÉCTRICA
Resolución N° 266/11

La Plata, 19 de octubre de 2011.

VISTO el Marco Regulatorio de la Actividad Eléctrica de la Provincia de Buenos Aires, conformado por la Ley 11.769 (T.O. Decreto N° 1.868/04), su Decreto Reglamentario N° 2.479/04, el Contrato de Concesión suscripto, la Resolución Ministerial N° 061/09, la Resolución OCEBA N° 0085/09, lo actuado en el Expediente N° 2429-3323/2001, Alcance N° 17/2010, y

CONSIDERANDO:

Que por las actuaciones indicadas en el Visto, este Organismo de Control ha solicitado a la COOPERATIVA DE PROVISIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA Y OBRAS Y SERVICIOS PÚBLICOS Y DE VIVIENDA DE GENERAL VIAMONTE LIMITADA, toda la información correspondiente al décimo séptimo período de control, comprendido entre el 1° de diciembre de 2010 y el 31 de mayo de 2011 de la Etapa de Régimen, respecto de la eventual penalización que pudiera corresponder por apartamientos a los límites admisibles de Calidad de Producto y Servicio Técnico;

Que la Distribuidora remitió las diferentes constancias con los resultados del semestre en cuestión a fs. 12/45 y 50/145;

Que sobre dichos informes y como consecuencia de la actividad de auditoría de verificación llevada a cabo por el auditor, obrante a fojas 8/10 y 46/48, el Área Control de Calidad Técnica, de la Gerencia Control de Concesiones, concluyó en su dictamen técnico, expresando que: "...surgen las penalizaciones a aplicar por los apartamientos a los parámetros de calidad establecidos en el contrato de concesión correspondiente. A tal efecto, a continuación se detallan los montos totales de las penalizaciones, a los que se ha arribado en esta instancia para el semestre analizado: 1) Total Calidad de Producto Técnico: \$ 12,63; 2) Total Calidad de Servicio Técnico: \$ 5.312,45; Total Penalización Apartamientos: \$ 5.325,08..." (fs. 146/154);

Que, vale advertir que el monto arribado, derivado de lo verificado por la Auditoría, resultó coincidente con la suma de penalización alcanzada por la precitada Distribuidora;

Que conforme ya lo ha sostenido este Organismo de Control en casos análogos, la situación descripta, respecto a los aludidos montos de penalización, es conteste entre lo informado por la Distribuidora y lo auditado por la Gerencia Control de Concesiones, a través del Área Control de Calidad Técnica, desprendiéndose de ello una suerte de avenimiento, sin necesidad de debate en lo que hace a la cuantía;

Que por otra parte, el mismo sistema de procedimiento establecido en el Subanexo D, "Normas de Calidad del Servicio Público y Sanciones", artículo 5.5 "Sanciones por apartamientos a los límites admisibles" apartados 5.5.1 "Calidad del Producto Técnico" y 5.5.2 "Calidad de Servicio Técnico", del Contrato de Concesión Municipal, para fijar el importe no desconoce el "Principio de la Legalidad de las Penas", porque la fórmula de cuantificación de la sanción estaría previamente considerada por la ley material y en defi-

nitiva su determinación no quedaría al arbitrio de ninguna autoridad, sino de una técnica cuya aplicación arroja la cifra final (conforme argumentos del texto "Las Penas Pecuniarias", autor Edgar Saavedra R. Editorial Temis, Bogotá, 1984);

Que la Autoridad de Aplicación, por Resolución N° 061/09, dispuso implementar un Régimen de calidad diferencial que impone, entre otras medidas, la obligación de presentar planes de inversión orientados a mejorar la calidad de servicio técnico a cargo de los distribuidores de energía eléctrica;

Que por su parte, este Organismo mediante Resolución OCEBA N° 0085/09, definió los criterios y alcances de los planes de inversión de los distribuidores de energía eléctrica bajo jurisdicción de la Provincia de Buenos Aires con concesión provincial y municipal;

Que, consecuentemente, se encuentra a cargo de OCEBA la aprobación, seguimiento, inspección y auditorías de las obras que se realicen en cumplimiento del Régimen de calidad vigente;

Que la presente se dicta en ejercicio de las facultades conferidas por el artículo 62 de la Ley 11.769 y su Decreto Reglamentario N° 2.479/04;

Por ello,

EL DIRECTORIO DEL ORGANISMO DE CONTROL DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE LA PROVINCIA DE BUENOS AIRES, RESUELVE:

ARTÍCULO 1°. Establecer en la suma de PESOS CINCO MIL TRESCIENTOS VEINTICINCO CON 08/100 (\$ 5.325,08) la penalización correspondiente a la COOPERATIVA DE PROVISIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA Y OBRAS Y SERVICIOS PÚBLICOS Y DE VIVIENDA DE GENERAL VIAMONTE LIMITADA, por el apartamiento de los límites admisibles de Calidad de Producto y de Servicio Técnico, alcanzados en esta instancia, para el décimo séptimo período de control, comprendido entre el 1° de diciembre de 2010 y el 31 de mayo de 2011, de la Etapa de Régimen.

ARTÍCULO 2°. Ordenar que a través de la Gerencia de Procesos Regulatorios, se proceda a la anotación de la presente penalización en el Registro de Sanciones.

ARTÍCULO 3°. Instruir a la Gerencia de Control de Concesiones a los efectos de dar cumplimiento a las pautas establecidas en el Régimen de Calidad Diferencial organizadas a través de la Resolución N° 061/09 del Ministerio de Infraestructura y Resolución OCEBA N° 0085/09.

ARTÍCULO 4°. Registrar. Publicar. Dar al Boletín Oficial y al SINBA. Notificar a la COOPERATIVA DE PROVISIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA Y OBRAS Y SERVICIOS PÚBLICOS Y DE VIVIENDA DE GENERAL VIAMONTE LIMITADA. Cumplido, archivar.

ACTA N° 694

Marcelo Fabián Sosa, Presidente; **Alfredo Oscar Cordonnier**, Vicepresidente; **Carlos Pedro González Sueyro**, Director; **José Luis Arana**, Director.

C.C. 12.381

Provincia de Buenos Aires
MINISTERIO DE INFRAESTRUCTURA
ORGANISMO DE CONTROL DE ENERGÍA ELÉCTRICA
Resolución N° 267/11

La Plata, 19 de octubre de 2011.

VISTO el Marco Regulatorio de la Actividad Eléctrica de la Provincia de Buenos Aires, conformado por la Ley 11.769 (T.O. Decreto N° 1.868/04), su Decreto Reglamentario N° 2.479/04, el Contrato de Concesión suscripto, la Resolución Ministerial N° 061/09, la Resolución OCEBA N° 0085/09, lo actuado en el Expediente N° 2429-3342/2001, Alcance N° 17/2010, y

CONSIDERANDO:

Que por las actuaciones indicadas en el Visto, este Organismo de Control ha solicitado a la COOPERATIVA DE PROVISIÓN DE SERVICIO ELÉCTRICO Y OTROS SERVICIOS PÚBLICOS DE PIGÜÉ LIMITADA, toda la información correspondiente al décimo séptimo período de control, comprendido entre el 1° de diciembre de 2010 y el 31 de mayo de 2011 de la Etapa de Régimen, respecto de la eventual penalización que pudiera corresponder por apartamientos a los límites admisibles de Calidad de Producto y Servicio Técnico;

Que la Distribuidora remitió las diferentes constancias con los resultados del semestre en cuestión (fs. 10/49 y 53/114);

Que sobre dichos informes y como consecuencia de la actividad de auditoría de verificación llevada a cabo por el auditor, obrante a fojas 50/52, la Gerencia Control de Concesiones concluyó en su dictamen técnico expresando que: "...surgen las penalizaciones a aplicar por los apartamientos a los parámetros de calidad establecidos en el contrato de concesión correspondiente. A tal efecto, a continuación se detallan los montos totales de penalización por cada concepto, a los que se ha arribado en esta instancia para el semestre analizado: 1) Total Calidad de Producto Técnico: \$ 0,00; 2) Total Calidad de Servicio Técnico: \$ 953,36; Total Penalización Apartamientos: \$ 953,36 (fs. 115/122);

Que, vale advertir que el monto arribado, derivado de lo verificado por la Auditoría, resultó coincidente con la suma de penalización alcanzada por la precitada Distribuidora;

Que conforme ya lo ha sostenido este Organismo de Control en casos análogos la situación descripta, respecto a los aludidos montos de penalización, es conteste entre lo informado por la Distribuidora y lo auditado por la Gerencia Control de Concesiones a través del Área Control de Calidad Técnica, desprendiéndose de ello una suerte de avenimiento, sin necesidad de debate en lo que hace a la cuantía;

Que por otra parte, el mismo sistema de procedimiento establecido en el Subanexo D, "Normas de Calidad del Servicio Público y Sanciones", artículo 5.5 "Sanciones por apartamientos a los límites admisibles" apartados 5.5.1 "Calidad del Producto Técnico" y 5.5.2 "Calidad de Servicio Técnico", del Contrato de Concesión Municipal, para fijar el importe no desconoce el "Principio de la Legalidad de las Penas", porque la fórmula de cuantificación de la sanción estaría previamente considerada por la ley material y en defi-

nitiva su determinación no quedaría al arbitrio de ninguna autoridad, sino de una técnica cuya aplicación arroja la cifra final (conforme argumentos del texto "Las Penas Pecuniarias", autor Edgar Saavedra R. Editorial Temis, Bogotá, 1984);

Que la Autoridad de Aplicación, por Resolución N° 061/09, dispuso implementar un Régimen de calidad diferencial que impone, entre otras medidas, la obligación de presentar planes de inversión orientados a mejorar la calidad de servicio técnico a cargo de los distribuidores de energía eléctrica;

Que por su parte, este Organismo mediante Resolución OCEBA N° 0085/09, definió los criterios y alcances de los planes de inversión de los distribuidores de energía eléctrica bajo jurisdicción de la Provincia de Buenos Aires con concesión provincial y municipal;

Que, consecuentemente, se encuentra a cargo de OCEBA la aprobación, seguimiento, inspección y auditorías de las obras que se realicen en cumplimiento del Régimen de calidad vigente;

Que la presente se dicta en ejercicio de las facultades conferidas por el artículo 62 de la Ley 11.769 y su Decreto Reglamentario N° 2.479/04;

Por ello,

EL DIRECTORIO DEL ORGANISMO DE CONTROL DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE LA PROVINCIA DE BUENOS AIRES, RESUELVE:

ARTÍCULO 1°. Establecer en la suma de PESOS NOVECIENTOS CINCUENTA Y TRES CON 36/100 (\$953,36) la penalización correspondiente a la COOPERATIVA DE PROVISIÓN DE SERVICIO ELÉCTRICO Y OTROS SERVICIOS PÚBLICOS DE PIGÜÉ LIMITADA, por el apartamiento de los límites admisibles de Calidad de Servicio Técnico, alcanzados en esta instancia, para el décimo séptimo período de control, comprendido entre el 1° de diciembre y el 31 de mayo de 2011, de la Etapa de Régimen.

ARTÍCULO 2°. Ordenar que a través de la Gerencia de Procesos Regulatorios, se proceda a la anotación de la presente penalización en el Registro de Sanciones.

ARTÍCULO 3°. Instruir a la Gerencia de Control de Concesiones a los efectos de dar cumplimiento a las pautas establecidas en el Régimen de Calidad Diferencial organizadas a través de la Resolución N° 061/09 del Ministerio de Infraestructura y Resolución OCEBA N° 0085/09.

ARTÍCULO 4°. Registrar. Publicar. Dar al Boletín Oficial y al SINBA. Notificar a la COOPERATIVA DE PROVISIÓN DE SERVICIO ELÉCTRICO Y OTROS SERVICIOS PÚBLICOS DE PIGÜÉ LIMITADA. Cumplido, archivar.

ACTA N° 694

Marcelo Fabián Sosa, Presidente; **Alfredo Oscar Cordonnier**, Vicepresidente; **Carlos Pedro González Sueyro**, Director; **José Luis Arana**, Director.

C.C. 12.382

**Provincia de Buenos Aires
MINISTERIO DE INFRAESTRUCTURA
ORGANISMO DE CONTROL DE ENERGÍA ELÉCTRICA
Resolución N° 268/11**

La Plata, 19 de octubre de 2011.

VISTO el Marco Regulatorio de la Actividad Eléctrica de la Provincia de Buenos Aires, conformado por la Ley 11.769 (T.O. Decreto N° 1.868/04), su Decreto Reglamentario N° 2.479/04, el Contrato de Concesión suscripto, la Resolución Ministerial N° 061/09, la Resolución OCEBA N° 0085/09, lo actuado en el Expediente N° 2429-3349/2001, Alcance N° 17/2011, y

CONSIDERANDO:

Que por las actuaciones indicadas en el Visto, este Organismo de Control ha solicitado a la COOPERATIVA DE ELECTRICIDAD, SERVICIOS Y OBRAS PÚBLICAS DE SAN BERNARDO LIMITADA, toda la información correspondiente al décimo séptimo período de control, comprendido entre el 1° de diciembre de 2010 y el 31 de mayo de 2011 de la Etapa de Régimen, respecto de la eventual penalización que pudiera corresponder por apartamientos a los límites admisibles de Calidad de Producto y Servicio Técnico;

Que la Distribuidora remitió las diferentes constancias con los resultados del semestre en cuestión (fs. 9/17, 20/100);

Que sobre dichos informes y como consecuencia de la actividad de auditoría de verificación llevada a cabo por el auditor, obrante a fojas 18/19, el Área Control de Calidad Técnica, de la Gerencia Control de Concesiones, concluyó en su dictamen técnico que: "...surgen las penalizaciones a aplicar por los apartamientos a los parámetros de calidad establecidos en el contrato de concesión correspondiente. A tal efecto, a continuación se detallan los montos totales de penalización por cada concepto, a los que se ha arribado en esta instancia para el semestre analizado: 1) Total Calidad de Producto Técnico: \$ 0,00; 2) Total Calidad de Servicio Técnico: \$ 2.042,39; Total Penalización Apartamientos: \$ 2.042,39 (fs. 101/111);

Que, vale advertir que el monto arribado, derivado de lo verificado por la Auditoría, resultó coincidente con la suma de penalización alcanzada por la precitada Distribuidora;

Que conforme ya lo ha sostenido este Organismo de Control en casos análogos la situación descripta, respecto a los aludidos montos de penalización, es conteste entre lo informado por la Distribuidora y lo auditado por la Gerencia Control de Concesiones a través del Área Control de Calidad Técnica, desprendiéndose de ello una suerte de avenimiento, sin necesidad de debate en lo que hace a la cuantía;

Que por otra parte, el mismo sistema de procedimiento establecido en el Subanexo D, "Normas de Calidad del Servicio Público y Sanciones", artículo 5.5 "Sanciones por apartamientos a los límites admisibles" apartados 5.5.1 "Calidad del Producto Técnico" y 5.5.2 "Calidad de Servicio Técnico", del Contrato de Concesión Municipal, para fijar el importe no desconoce el "Principio de la Legalidad de las Penas", porque la fórmula de cuantificación de la sanción estaría previamente considerada por la ley material y en definitiva su determinación no quedaría al arbitrio de ninguna autoridad, sino de una técnica cuya aplicación arroja la cifra final (conforme argumentos del texto "Las Penas

Pecuniarias", autor Edgar Saavedra R. Editorial Temis, Bogotá, 1984);

Que la Autoridad de Aplicación, por Resolución N° 061/09, dispuso implementar un Régimen de calidad diferencial que impone, entre otras medidas, la obligación de presentar planes de inversión orientados a mejorar la calidad de servicio técnico a cargo de los distribuidores de energía eléctrica;

Que por su parte, este Organismo, mediante Resolución OCEBA N° 0085/09, definió los criterios y alcances de los planes de inversión de los distribuidores de energía eléctrica bajo jurisdicción de la Provincia de Buenos Aires con concesión provincial y municipal;

Que, consecuentemente, se encuentra a cargo de OCEBA la aprobación, seguimiento, inspección y auditorías de las obras que se realicen en cumplimiento del Régimen de calidad vigente;

Que la presente se dicta en ejercicio de las facultades conferidas por el artículo 62 de la Ley 11.769 y su Decreto Reglamentario N° 2.479/04;

Por ello,

EL DIRECTORIO DEL ORGANISMO DE CONTROL DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE LA PROVINCIA DE BUENOS AIRES, RESUELVE:

ARTÍCULO 1°. Establecer en la suma de PESOS DOS MIL CUARENTA Y DOS CON 39/100 (\$2.042,39) la penalización correspondiente a la COOPERATIVA DE ELECTRICIDAD, SERVICIOS Y OBRAS PÚBLICAS DE SAN BERNARDO LIMITADA por el apartamiento de los límites admisibles de Calidad de Servicio Técnico, alcanzados en esta instancia, para el décimo séptimo período de control, comprendido entre el 1° de diciembre de 2010 y el 31 de mayo de 2011, de la Etapa de Régimen.

ARTÍCULO 2°. Ordenar que a través de la Gerencia de Procesos Regulatorios, se proceda a la anotación de la presente penalización en el Registro de Sanciones.

ARTÍCULO 3°. Instruir a la Gerencia de Control de Concesiones a los efectos de dar cumplimiento a las pautas establecidas en el Régimen de Calidad Diferencial organizadas a través de la Resolución N° 061/09 del Ministerio de Infraestructura y Resolución OCEBA N° 0085/09.

ARTÍCULO 4°. Registrar. Publicar. Dar al Boletín Oficial y al SINBA. Notificar a la COOPERATIVA DE ELECTRICIDAD, SERVICIOS Y OBRAS PÚBLICAS DE SAN BERNARDO LIMITADA. Cumplido, archivar.

ACTA N° 694

Marcelo Fabián Sosa, Presidente; **Alfredo Oscar Cordonnier**, Vicepresidente; **Carlos Pedro González Sueyro**, Director; **José Luis Arana**, Director.

C.C. 12.383

**Provincia de Buenos Aires
MINISTERIO DE INFRAESTRUCTURA
ORGANISMO DE CONTROL DE ENERGÍA ELÉCTRICA
Resolución N° 269/11**

La Plata, 19 de octubre de 2011.

VISTO el Marco Regulatorio de la Actividad Eléctrica de la Provincia de Buenos Aires, conformado por la Ley 11769 (T.O. Decreto N° 1.868/04), su Decreto Reglamentario N° 2.479/04, el Contrato de Concesión suscripto, la Resolución Ministerial N° 061/09, la Resolución OCEBA N° 0085/09, lo actuado en el Expediente N° 2429-3354/2001, Alcance N° 17/2010, y

CONSIDERANDO:

Que por las actuaciones indicadas en el Visto, este Organismo de Control ha solicitado a la COOPERATIVA ELÉCTRICA Y DE CRÉDITO LIMITADA DE CARMEN DE ARECO, toda la información correspondiente al décimo séptimo período de control, comprendido entre el 1° de diciembre de 2010 y el 31 de mayo de 2011 de la Etapa de Régimen, respecto de la eventual penalización que pudiera corresponder por apartamientos a los límites admisibles de Calidad de Producto y Servicio Técnico;

Que la Distribuidora remitió las diferentes constancias con los resultados del semestre en cuestión (fs. 7, 13/36, 40/69);

Que sobre dichos informes y como consecuencia de la actividad de auditoría de verificación llevada a cabo por el auditor a fs. 9/12 y 37/39, la Gerencia Control de Concesiones concluyó en su dictamen técnico que: "...surgen las penalizaciones a aplicar por los apartamientos a los parámetros de calidad establecidos en el contrato de concesión correspondiente. A tal efecto, a continuación se detallan los montos totales de penalización por cada concepto, a los que se ha arribado en esta instancia para el semestre analizado: 1) Total Calidad de Producto Técnico: \$ 8,25; 2) Total Calidad de Servicio Técnico: \$ 15.081,48; Total Penalización Apartamientos: \$ 15.089,73..." (fs. 70/80);

Que, vale advertir que el monto arribado, derivado de lo verificado por la Auditoría, resultó coincidente con la suma de penalización alcanzada por la precitada Distribuidora;

Que conforme ya lo ha sostenido este Organismo de Control en casos análogos la situación descripta, respecto a los aludidos montos de penalización, es conteste entre lo informado por la Distribuidora y lo auditado por la Gerencia Control de Concesiones, a través del Área Control de Calidad Técnica, desprendiéndose de ello una suerte de avenimiento, sin necesidad de debate en lo que hace a la cuantía;

Que por otra parte, el mismo sistema de procedimiento establecido en el Subanexo D, "Normas de Calidad del Servicio Público y Sanciones", artículo 5.5 "Sanciones por apartamientos a los límites admisibles" apartados 5.5.1 "Calidad del Producto Técnico" y 5.5.2 "Calidad de Servicio Técnico", del Contrato de Concesión Municipal, para fijar el importe no desconoce el "Principio de la Legalidad de las Penas", porque la fórmula de cuantificación de la sanción estaría previamente considerada por la ley material y en definitiva su determinación no quedaría al arbitrio de ninguna autoridad, sino de una técnica cuya aplicación arroja la cifra final (conforme argumentos del texto "Las Penas Pecuniarias", autor Edgar Saavedra R. Editorial Temis, Bogotá, 1984);

Que la Autoridad de Aplicación, por Resolución N° 061/09, dispuso implementar un Régimen de calidad diferencial que impone, entre otras medidas, la obligación de presentar planes de inversión orientados a mejorar la calidad de servicio técnico a cargo de los distribuidores de energía eléctrica;

Que por su parte, este Organismo mediante Resolución OCEBA N° 0085/09, definió los criterios y alcances de los planes de inversión de los distribuidores de energía eléctrica bajo jurisdicción de la Provincia de Buenos Aires con concesión provincial y municipal;

Que, consecuentemente, se encuentra a cargo de OCEBA la aprobación, seguimiento, inspección y auditorías de las obras que se realicen en cumplimiento del Régimen de calidad vigente;

Que la presente se dicta en ejercicio de las facultades conferidas por el artículo 62 de la Ley 11.769 y su Decreto Reglamentario N° 2.479/04;

Por ello,

EL DIRECTORIO DEL ORGANISMO DE CONTROL DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE LA PROVINCIA DE BUENOS AIRES, RESUELVE:

ARTÍCULO 1°. Establecer en la suma de PESOS QUINCE MIL OCHENTA Y NUEVE CON 73/100 (\$15.089,73) la penalización correspondiente a la COOPERATIVA ELÉCTRICA Y DE CRÉDITO LIMITADA DE CARMEN DE ARECO, por el apartamiento de los límites admisibles de Calidad de Producto y de Servicio Técnico, alcanzados en esta instancia, para el décimo séptimo período de control, comprendido entre el 1° de diciembre de 2010 y el 31 de mayo de 2011, de la Etapa de Régimen.

ARTÍCULO 2°. Ordenar que a través de la Gerencia de Procesos Regulatorios, se proceda a la anotación de la presente penalización en el Registro de Sanciones.

ARTÍCULO 3°. Instruir a la Gerencia de Control de Concesiones a los efectos que de cumplimiento a las pautas establecidas en el Régimen de Calidad Diferencial organizadas a través de la Resolución N° 061/09 del Ministerio de Infraestructura y Resolución OCEBA N° 0085/09.

ARTÍCULO 4°. Registrar. Publicar. Dar al Boletín Oficial y al SINBA. Notificar a la COOPERATIVA ELÉCTRICA Y DE CRÉDITO LIMITADA DE CARMEN DE ARECO. Cumplido, archivar.

ACTA N° 694

Marcelo Fabián Sosa, Presidente; **Alfredo Oscar Cordonnier**, Vicepresidente; **Carlos Pedro González Sueyro**, Director; **José Luis Arana**, Director.

C.C. 12.384

Provincia de Buenos Aires
MINISTERIO DE INFRAESTRUCTURA
ORGANISMO DE CONTROL DE ENERGÍA ELÉCTRICA
Resolución N° 270/11

La Plata, 19 de octubre de 2011.

VISTO el Marco Regulatorio de la Actividad Eléctrica de la Provincia de Buenos Aires, conformado por la Ley 11769 (T.O. Decreto N° 1.868/04), su Decreto Reglamentario N° 2.479/04, la Resolución OCEBA N° 088/98, el Contrato de Concesión suscripto, lo actuado en el Expediente N° 2429-8776/2010, y

CONSIDERANDO:

Que por las actuaciones indicadas en el Visto, tramita la instrucción de un procedimiento sumario administrativo incoado a la EMPRESA DISTRIBUIDORA DE ENERGÍA NORTE SOCIEDAD ANÓNIMA (EDEN S.A.), por no acompañar la documentación técnica, ni la propuesta con medidas preventivas, tendientes a hacer cesar la situación de peligro, respecto de las anomalías detectadas mediante auditoría realizada en la vía pública, por este Organismo de Control, en la línea de Media Tensión, ubicada sobre la Ruta N° 5 a escasos metros del acceso a la ciudad de Bragado;

Que dicha línea de Media Tensión pasa por sobre los techos de dos estaciones de servicio y de un establecimiento, representando un peligro latente en la vía pública, razón por la cual, oportunamente, se le solicitó a la Distribuidora resolver la cuestión mediante una propuesta de solución;

Que de las constancias del expediente, surge que EDEN S.A. se había comprometido a realizar un estudio técnico, a través de su oficina de Planeamiento, que nunca aportó y que nuestra Gerencia de Procesos Regulatorios le solicitó la realización inmediata de acciones preventivas tendientes a disminuir los potenciales riesgos que la situación detectada pudiera ocasionar, cursando reiteradas intimaciones en igual sentido, todo ello con resultado negativo;

Que también se requirió a la Distribuidora efectuar un relevamiento dentro de su Área de Concesión y que denunció la existencia de situaciones similares;

Que EDEN S.A. si bien adjuntó copia de los planos de la estación de servicio "GNC Bragado", denunció su domicilio, la antigüedad de la línea de Media Tensión y la fecha de alta del suministro, no presentó la realización de ningún estudio técnico ni propuso medidas preventivas, tendientes a disminuir los potenciales riesgos que la situación detectada pudiera ocasionar;

Que ello mereció el dictado de la Resolución OCEBA N° 0183/11 que ordenó en su Artículo 1°: "...la sustanciación de un sumario administrativo a la EMPRESA DISTRIBUIDORA DE ENERGÍA NORTE SOCIEDAD ANÓNIMA (EDEN S.A.) por no acompañar la documentación técnica ni la propuesta con medidas preventivas tendientes a hacer cesar la situación de peligro respecto de las anomalías detectadas en la línea de Media Tensión, ubicada sobre la Ruta N° 5 a escasos metros del acceso a la ciudad de Bragado, a través de la auditoría realizada en la vía pública por este Organismo de Control..." (fs 31/35);

Que por el Artículo 3° de la citada Resolución se ordenó a la citada Empresa "...a que en forma inmediata, acompañe al expediente, la propuesta de solución preventiva, detallando tiempos y forma, a efectos de disminuir los potenciales riesgos que la situación detectada pudiera ocasionar...";

Que dicho acto administrativo fue notificado a la Distribuidora con fecha 4 de agosto de 2011 (f 38);

Que se le formularon cargos a la Distribuidora y cinco (5) imputaciones, otorgándosele un plazo de diez (10) días hábiles, de conformidad con los alcances de los artículos 5 y 7 de la Resolución OCEBA N° 088/98 (fs 39/40);

Que habiéndose vencido el término otorgado, sin que EDEN S.A. respondiera las imputaciones formuladas, corresponde en esta instancia resolver las actuaciones con las constancias del expediente;

Que conforme a ello, se encuentra probado el incumplimiento a las obligaciones de seguridad conforme lo prescripto en el Artículo 42 de la Constitución Nacional, Artículo 15 de la Ley 11.769 y Artículos 5 y 6 de la Ley 24.240;

Que, así también, la obligación de "...Instalar, operar y mantener las instalaciones y/o equipos, de forma tal que no constituyan peligro para la seguridad pública, respetando las normas que regulan la materia...", como asimismo "...Adecuar su accionar al objetivo de preservar y/o mejorar los ecosistemas involucrados en el desarrollo de su actividad, cumpliendo las normas destinadas a la protección del medio ambiente actualmente en vigencia, como asimismo, aquéllas que en el futuro se establezcan..." (Artículo 28 incisos f), l) y m) Contrato de Concesión Provincial);

Que también incumplió la obligación emergente del citado Artículo 28 inciso v) en cuanto a "...Poner a disposición del ORGANISMO DE CONTROL todos los documentos e información que éste le requiera, necesarios para verificar el cumplimiento del CONTRATO, la Ley Provincial N° 11.769 y toda norma aplicable, sometiendo a los requerimientos que a tal efecto el mismo realice...";

Que el Artículo 39 del Contrato de Concesión Provincial expresa "...En caso de incumplimiento de las obligaciones asumidas por la CONCESIONARIA, el ORGANISMO DE CONTROL, podrá aplicar las sanciones previstas en el Subanexo D, sin perjuicio de las restantes previstas en este CONTRATO...";

Que a EDEN S.A., en cuanto prestadora de un servicio público, se le han delegado ciertas prerrogativas de poder público, resultando una obligación propia de la prestación encomendada, prestar un servicio en las condiciones de continuidad, calidad y seguridad pactadas;

Que la explotación de la concesión se realiza a costo y riesgo del Concesionario y bajo la vigilancia y control de este Organismo;

Que conforme al punto 5.1 del Subanexo D "Normas de Calidad del Servicio Público y Sanciones", "...El Organismo de Control dispondrá la aplicación de sanciones, cuando EL DISTRIBUIDOR...no cumpla con las obligaciones emergentes del Contrato de Concesión...";

Que conforme a ello y en atención al resultado que arroja el tratamiento de las cuestiones precedentes, resulta adecuada la imposición de una multa conforme lo establece el punto 6.3 y 6.4 del Subanexo "D" del Contrato de Concesión Provincial;

Que de acuerdo al punto 6.3 del referido Subanexo y Contrato "...Por incumplimiento de lo establecido en el Contrato de Concesión, referido a las obligaciones de EL DISTRIBUIDOR... en cuanto a la prestación del servicio, el Organismo de Control aplicará una sanción ...6.4...en cuanto al peligro para la seguridad pública derivada de su accionar, el Organismo de Control aplicará una sanción que será determinada conforme a la gravedad de la falta, a los antecedentes y en particular a las reincidencias incurridas...";

Que la responsabilidad de la Distribuidora emana no sólo de su carácter de propietaria de las instalaciones sino también de la obligación de supervisión que es propia de su actividad;

Que se trata en definitiva de una obligación de resultado que conlleva la armonización de la legislación específica de los servicios públicos domiciliarios con la norma protectora de raigambre constitucional (Art. 42 C.N.);

Que nuestra Suprema Corte se ha pronunciado al respecto afirmando que, "... no cabe duda que las líneas conductoras de electricidad son cosas productoras de peligro, pues en función de su naturaleza, o según su modo de utilización, generan amenaza a terceros..." (Ac. 61.569, sent. del 24-III-1998);

Que todo el programa prestacional de la concesionaria frente al usuario se puede expresar en tres grandes obligaciones: 1°) Instalación de las líneas portadoras de energía eléctrica para la distribución de las mismas a sus clientes. 2°) Custodia y mantenimiento de las líneas conforme la normativa técnica y de seguridad, subsanando los vicios que ella presente y librándola de los riesgos, así como de aquéllos otros que puedan provenir de situaciones u obstáculos anormales generados o puestos por terceros o por la fuerza de la naturaleza y que dificulten la seguridad y suministro de energía y 3°) La de informar debidamente a los usuarios sobre las condiciones en que se presta el servicio, sobre los riesgos o peligros inherentes a la energía eléctrica y las precauciones o previsiones que es necesario adoptar para evitar percances, daños o accidentes (conf. Alterini Areal y López Cabana "Derecho de Obligaciones". Abeledo Perrot, 1995, pág. 500 con cita referida a Zannoni);

Que, a la vista de tal menú, no es difícil advertir que en el seno de la segunda de las prestaciones enunciadas (la de custodia) cointegrada con la tercera (la información) se alberga una obligación de seguridad que no se agota ni puede identificarse con un solo comportamiento o conducta debida por el concesionario, ya que la misma ofrece un ramillete de deberes prestacionales de contenido y naturaleza distintos;

Que así la obligación de revisar y mantener los equipos de medición, incluyendo el recorrido de las líneas eléctricas, es de exclusiva responsabilidad de la Distribuidora, como lo es también, la de instruir a su personal vinculado con la inspección, atención, conservación y lectura de medidores, para que informen sobre anomalías que perciban en dichas instalaciones en ocasión del desarrollo de su labor;

Que el ejercicio de dicha vigilancia, representa un compromiso constante y permanente del concesionario de obtener ese necesario y concreto resultado, como modo no solo de facilitar el más adecuado suministro de electricidad, sino, también de evitar que de su incumplimiento se deriven daños a las personas y/o animales y/o los bienes de quienes se sirven de la energía, toman contacto o transitan por debajo de las instalaciones portadoras. Por ende, estamos frente a una obligación de resultado;

Que de allí que la presencia de la línea de Media Tensión por sobre los techos de dos estaciones de servicio, una de gas y otra de combustible, representan un peligro inmi-

nente para los transeúntes y demás efectos y, frente a la inactividad de la Distribuidora, en cuanto a propuestas de medidas preventivas tendientes a hacer cesar la situación de peligro respecto de las anomalías detectadas, representan un agravante de la conducta que debe ser sancionada;

Que para ello, la Gerencia de Mercados informó el tope anual máximo de la sanción por el incumplimiento de las obligaciones del Distribuidor fijada en el artículo 6 apartado 6.4 y 6.7 del Subanexo D del Contrato de Concesión Provincial, en el caso de la Distribuidora Provincial EDEN, este monto asciende a \$ 479.125 (pesos cuatrocientos setenta y nueve mil ciento veinticinco), calculado sobre la base del 0,1% del total de energía facturada en el año 2010 y valorizada a la tarifa CV1 de la Categoría Residencial T1R, vigente desde el 1º de junio de 2011 a la fecha (f. 44);

Que teniendo en cuenta el incumplimiento incurrido por la Distribuidora, así como las pautas para imponer la sanción, correspondería que el monto de la multa, en virtud del agravante de la conducta y de lo dispuesto en el artículo 6.3, 6.4 y 6.7 del Subanexo D, del citado Contrato de Concesión Provincial, sea fijado en la suma de Pesos Setenta y un mil ochocientos sesenta y ocho con 75/100 (\$ 71.868,75), suma ésta que representa el 15% del monto denunciado ut supra;

Que, consecuentemente, y a efectos de brindar las señales regulatorias pertinentes a la conducta del regulado, el porcentaje antes aludido, se incrementará progresivamente en casos de reincidencia y teniendo en cuenta la magnitud de los incumplimientos;

Que el monto de la multa, deberá ser depositado en el Banco de la Provincia de Buenos Aires, Casa Matriz, Cuenta N° 2000-1656/6 "OCEBA VARIOS", situación que deberá ser verificada por la Gerencia de Administración y Personal de este Organismo de Control;

Que la presente se dicta en ejercicio de las facultades conferidas por el Artículo 62 inciso "n" de la Ley 11.769 (Texto Ordenado Decreto N° 1868/04) y su Decreto Reglamentario N° 2479/04;

Por ello,

EL DIRECTORIO DEL ORGANISMO DE CONTROL DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE LA PROVINCIA DE BUENOS AIRES, RESUELVE:

ARTÍCULO 1º. Sancionar a la EMPRESA DISTRIBUIDORA DE ENERGÍA NORTE SOCIEDAD ANÓNIMA (EDEN S.A.), con una multa de Pesos Setenta y un mil ochocientos sesenta y ocho con 75/100 (\$ 71.868,75) por no acompañar la documentación técnica ni la propuesta con medidas preventivas tendientes a hacer cesar la situación de peligro respecto de las anomalías detectadas en la línea de Media Tensión, ubicada sobre la Ruta N° 5, a escasos metros del acceso a la ciudad de Bragado.

ARTÍCULO 2º. Ordenar a la EMPRESA DISTRIBUIDORA DE ENERGÍA NORTE SOCIEDAD ANÓNIMA (EDEN S.A.) a que en forma inmediata acompañe al expediente, la propuesta de solución preventiva detallando tiempos y forma, a efectos de disminuir los potenciales riesgos que la situación detectada pudiera ocasionar.

ARTÍCULO 3º. Ordenar el depósito de las sumas fijadas en el Artículo 1º de la presente, en el Banco de la Provincia de Buenos Aires, Casa Matriz, Cuenta N° 2000-1656/6 "OCEBA VARIOS".

ARTÍCULO 4º. Disponer que, por medio de la Gerencia de Procesos Regulatorios, se proceda a la anotación de la multa en el Registro de Sanciones previsto por el artículo 70 de la Ley 11.769 (T.O. Decreto N° 1.868/04) y su Decreto Reglamentario N° 2.479/04.

ARTÍCULO 5º. Registrar. Publicar. Dar al Boletín Oficial y al SINBA. Notificar a la EMPRESA DISTRIBUIDORA DE ENERGÍA NORTE SOCIEDAD ANÓNIMA (EDEN S.A.). Pasar a conocimiento de las Gerencias de Procesos Regulatorios, Control de Concesiones y de Administración y Personal. Cumplido, archivar.

ACTA N° 694

Marcelo Fabián Sosa, Presidente; Alfredo Oscar Cordonnier, Vicepresidente; Carlos Pedro González Sueyro, Director; José Luis Arana, Director.

C.C. 12.385

Provincia de Buenos Aires
MINISTERIO DE INFRAESTRUCTURA
ORGANISMO DE CONTROL DE ENERGÍA ELÉCTRICA
Resolución N° 271/11

La Plata, 19 de octubre de 2011.

VISTO los artículos 40 y 62 inciso j) de la Ley 11.769 (T.O. Decreto N° 1868/04), su Decreto Reglamentario N° 2479/04, el Contrato de Concesión suscrito, la Resolución N° 113/01 del ex Ministerio de Obras y Servicios Públicos de la Provincia de Buenos Aires, las Resoluciones S.E. N° 1169/08 y N° 202/11, la Resolución M.I. N° 415/11, lo actuado en el Expediente N° 2429-1075/2011, y

CONSIDERANDO:

Que por Resolución N° 113/01 del ex Ministerio de Obras y Servicios Públicos, se establecieron como criterios de caracterización de tipologías de mercados, los índices de ruralidad y escala de los Distribuidores Municipales que prestan el servicio público de electricidad en los Partidos que integran las Áreas definidas en el artículo 3º, Anexo II, de la citada Resolución;

Que de acuerdo a lo definido en la mencionada Resolución se compensará mediante la distribución del Fondo Provincial de Compensaciones Tarifarias, a aquellos distribuidores municipales integrantes de grupos y subgrupos de mercados homogéneos, la diferencia observada entre sus costos propios eficientes y los reconocidos en las tarifas de referencia aplicadas;

Que la Secretaría de Energía de la Nación a través de la Resolución N° 1169/08 ha determinado precios estacionales de energía y parámetros del Mercado Eléctrico Mayorista a partir del 1º de octubre de 2008 con una mayor apertura de precios y un incremento gradual de los mismos a mayor consumo, que a la fecha mantiene su vigencia;

Que con posterioridad a lo expuesto en el considerando precedente la Secretaría de Energía de la Nación a fin no afectar la capacidad de pago de la comunidad durante el período invernal, sancionó la Resolución N° 202/11;

Que la Resolución S.E. N° 202/11 suspende la aplicación, durante el período comprendido entre el 1º de junio y el 30 de septiembre de 2011, de los Artículos 6º, 7º y 8º de la Resolución N° 1169/08 de fecha 31 de octubre de 2008 y establece precios estacionales que se aplicaron en el cálculo de las tarifas en las categoría residencial y rural mayores a mil kilovatios horas bimestrales en el período citado;

Que el Ministerio de Infraestructura sancionó los cuadros tarifarios en la provincia de Buenos Aires mediante la Resolución N° 415/2011 modificando las tarifas Provinciales de venta a Distribuidores Municipales y usuarios finales con vigencia a partir del 1º de junio de 2011;

Que al definirse los costos de distribución según lo indicado precedentemente, corresponde calcular los costos de abastecimiento de los concesionarios municipales para el período agosto - septiembre de 2011 según los parámetros estacionales en los términos de las Resoluciones S.E. N° 1169/08 y N° 202/11, Resoluciones M.I. N° 415/11 y N° 244/02 y el Subanexo B, Parte III, Coeficientes de Transición de los Cuadros Tarifarios;

Que determinada cantidad de distribuidores municipales han elevado a este Organismo la información necesaria, con posterioridad a los incluidos en la Resolución OCEBA N° 241/11 para calcular los costos de abastecimiento en un todo de acuerdo a lo dispuesto a tal efecto en la Resolución N° 113/01 del ex Ministerio de Obras y Servicios Públicos;

Que los restantes distribuidores que no aportaron la información correspondiente que permita su contralor, serán considerados al momento de su presentación;

Que la presente se dicta en ejercicio de lo dispuesto en los artículos 40 y 62 inciso j) de la Ley 11.769 y su Decreto Reglamentario N° 2479/04;

Por ello,

EL DIRECTORIO DEL ORGANISMO DE CONTROL DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE LA PROVINCIA DE BUENOS AIRES, RESUELVE:

ARTÍCULO 1º. Aprobar el cálculo de los costos de abastecimiento para el período agosto - septiembre de 2011, segundo grupo, de acuerdo al detalle y a la nómina que como Anexos I y II, respectivamente, integran la presente, correspondiente a los Distribuidores Municipales que han aportado la información pertinente para su evaluación por este Organismo.

ARTÍCULO 2º. Para el caso de los Distribuidores Municipales que no han presentado en este Organismo los datos pertinentes o lo han hecho sin aportar los antecedentes para su tratamiento, que se agregan como Anexo III, dichos costos serán calculados y aprobados una vez cumplida esta instancia.

ARTÍCULO 3º. A los efectos de la compensación en concepto de Fondo Provincial de Compensaciones Tarifarias, serán excluidos de la distribución los Distribuidores Municipales aludidos en el Artículo 2º, hasta tanto presenten los costos y los mismos sean evaluados por este Organismo de Control.

ARTÍCULO 4º. Registrar. Publicar. Dar al Boletín Oficial y al SINBA. Cumplido, archivar.

ACTA N° 694

Marcelo Fabián Sosa, Presidente; Alfredo Oscar Cordonnier, Vicepresidente; Carlos Pedro González Sueyro, Director; José Luis Arana, Director.

ANEXO I Costos Abastecimientos Municipales Ago.-Set. 2011 1º Grupo

Item	A020	A026	A027	N059	N061	N110	S004	S005	S018	S022	S029	S031	S035
T1R													
CFT1R	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
CV1T1R	0,1378	0,1720	0,1380	0,1338	0,1343	0,1361	0,1232	0,1121	0,1158	0,1768	0,0688	0,1109	0,1266
CV2T1R	0,1330	0,1654	0,1331	0,1294	0,1298	0,1315	0,1190	0,1087	0,1120	0,1695	0,0675	0,1070	0,1220
CV3T1R	0,1338	0,1660	0,1338	0,1307	0,1308	0,1324	0,1198	0,1101	0,1131	0,1694	0,0691	0,1076	0,1226
CV4T1R	0,1329	0,1645	0,1329	0,1303	0,1303	0,1317	0,1192	0,1101	0,1128	0,1672	0,0699	0,1069	0,1217
CV5T1R	0,1429	0,1747	0,1429	0,1403	0,1403	0,1417	0,1291	0,1200	0,1227	0,1774	0,0797	0,1168	0,1317
CV6T1R	0,1526	0,1845	0,1527	0,1499	0,1500	0,1514	0,1387	0,1296	0,1323	0,1872	0,0891	0,1264	0,1412
CV7T1R	0,1728	0,2050	0,1728	0,1700	0,1700	0,1715	0,1586	0,1495	0,1522	0,2075	0,1086	0,1463	0,1612
T1RE													
CFT1RE	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
CV1T1RE	0,1253	0,1558	0,1255	0,1249	0,1254	0,1271	0,1150	0,1047	0,1082	0,1641	0,0650	0,1037	0,1181
CV2T1RE	0,1353	0,1660	0,1355	0,1349	0,1354	0,1371	0,1250	0,1147	0,1181	0,1743	0,0747	0,1137	0,1280
CV3T1RE	0,1451	0,1759	0,1452	0,1446	0,1451	0,1468	0,1345	0,1242	0,1277	0,1841	0,0842	0,1232	0,1376
CV4T1RE	0,1652	0,1963	0,1654	0,1647	0,1652	0,1669	0,1544	0,1442	0,1476	0,2045	0,1037	0,1432	0,1575
T1GBC													
CFT1GBC	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
CV1T1GBC	0,2067	0,2471	0,2068	0,2029	0,2030	0,2050	0,1884	0,1760	0,1798	0,2533	0,1223	0,1719	0,1920
T1GAC													
CFT1GAC	18,34	24,40	18,40	17,81	18,03	18,41	16,64	14,41	15,24	26,14	7,08	14,76	17,35
CV1T1GAC	0,2014	0,2369	0,2014	0,2045	0,2041	0,2056	0,1858	0,1755	0,1783	0,2437	0,1264	0,1693	0,1885
CV2T1GAC	0,2115	0,2471	0,2115	0,2145	0,2141	0,2157	0,1958	0,1853	0,1884	0,2538	0,1362	0,1794	0,1986
T1GE													
CFT1GE	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
CV1T1GE	0,1810	0,2180	0,1812	0,1801	0,1807	0,1827	0,1689	0,1568	0,1607	0,2284	0,1087	0,1554	0,1726
CV2T1GE	0,1910	0,2281	0,1912	0,1901	0,1907	0,1928	0,1789	0,1667	0,1708	0,2385	0,1184	0,1654	0,1826
T1AP													
CFT1AP	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
CV1T1AP	0,1128	0,1342	0,1128	0,1106	0,1108	0,1119	0,1028	0,0960	0,0982	0,1372	0,0677	0,0942	0,1048
T2													
CFT2BT	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
CPPT2BT	13,92	18,30	13,94	13,58	13,66	13,91	12,75	11,25	11,75	19,83	5,54	11,10	13,20
CPFPT2BT	5,97	7,84	5,98	5,82	5,85	5,96	5,46	4,82	5,04	8,50	2,37	4,76	5,66
CVPT2BT	0,0796	0,0809	0,0796	0,0814	0,0814	0,0814	0,0761	0,0761	0,0761	0,0778	0,0748	0,0761	0,0761
CFPT2BT	0,0720	0,0731	0,0720	0,0738	0,0738	0,0738	0,0699	0,0699	0,0699	0,0713	0,0687	0,0699	0,0699
CFT2MT	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
CPPT2MT	13,33	17,52	13,35	13,01	13,08	13,31	12,20	10,77	11,25	18,99	5,30	10,63	12,63
CPFPT2MT	5,71	7,51	5,72	5,57	5,60	5,71	5,23	4,62	4,82	8,14	2,27	4,56	5,41
CVPT2MT	0,0780	0,0792	0,0780	0,0798	0,0798	0,0798	0,0746	0,0746	0,0746	0,0762	0,0732	0,0746	0,0746
CFPT2MT	0,0704	0,0715	0,0704	0,0723	0,0723	0,0723	0,0685	0,0685	0,0685	0,0699	0,0673	0,0685	0,0685
CFT3BT	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
CPPT3BT	13,92	18,30	13,94	13,58	13,66	13,91	12,75	11,25	11,75	19,83	5,54	11,85	13,20
CPFPT3BT	5,97	7,84	5,98	5,82	5,85	5,96	5,46	4,82	5,04	8,50	2,37	5,08	5,66
T3UFe50y300													
Cargos Variables													
CVPT3BT	0,0796	0,0809	0,0796	0,0814	0,0814	0,0814	0,0761	0,0761	0,0761	0,0778	0,0748	0,0761	0,0761
CVRT3BT	0,0723	0,0735	0,0723	0,0742	0,0742	0,0742	0,0703	0,0703	0,0703	0,0717	0,0690	0,0703	0,0703
CVVT3BT	0,0702	0,0712	0,0702	0,0719	0,0719	0,0719	0,0681	0,0681	0,0681	0,0694	0,0668	0,0681	0,0681

T3UF>300													
CVPT3BT	0,1119	0,1119	0,1119	0,1133	0,1133	0,1133	0,1073	0,1073	0,1073	0,1096	0,1054	0,1074	0,1073
CVRT3BT	0,1042	0,1042	0,1042	0,1061	0,1061	0,1061	0,1021	0,1021	0,1021	0,1043	0,1003	0,1021	0,1021
CVVT3BT	0,1021	0,1021	0,1021	0,1038	0,1038	0,1038	0,0999	0,0999	0,0999	0,1020	0,0981	0,1000	0,0999
T3S > 50													
CFT3MT	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
CPPT3MT	13,33	17,52	13,35	13,01	13,08	13,31	12,20	10,77	11,25	18,99	5,30	11,35	12,63
CPPT3MT	5,71	7,51	5,72	5,57	5,60	5,71	5,23	4,62	4,82	8,14	2,27	4,86	5,41
T3UF=50y300													
Cargos Variables													
CVPT3MT	0,0780	0,0792	0,0780	0,0798	0,0798	0,0798	0,0746	0,0746	0,0746	0,0762	0,0732	0,0746	0,0746
CVRT3MT	0,0708	0,0720	0,0708	0,0727	0,0727	0,0727	0,0688	0,0688	0,0688	0,0703	0,0676	0,0688	0,0688
CVVT3MT	0,0687	0,0697	0,0687	0,0705	0,0705	0,0705	0,0667	0,0667	0,0667	0,0680	0,0655	0,0667	0,0667
T3UF>300													
CVPT3MT	0,1092	0,1092	0,1092	0,1110	0,1110	0,1110	0,1052	0,1052	0,1052	0,1074	0,1032	0,1051	0,1052
CVRT3MT	0,1021	0,1021	0,1021	0,1039	0,1039	0,1039	0,1001	0,1001	0,1001	0,1022	0,0982	0,1001	0,1001
CVVT3MT	0,0999	0,0999	0,0999	0,1017	0,1017	0,1017	0,0979	0,0979	0,0979	0,0999	0,0961	0,0979	0,0979
T4													
CFT4	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
CV1T4	0,1546	0,1949	0,1548	0,1534	0,1541	0,1563	0,1419	0,1283	0,1329	0,2071	0,0757	0,1270	0,1460
CV2T4	0,1639	0,2045	0,1641	0,1627	0,1634	0,1656	0,1513	0,1377	0,1422	0,2166	0,0848	0,1363	0,1554
CV3T4	0,1730	0,2136	0,1732	0,1718	0,1724	0,1747	0,1603	0,1466	0,1512	0,2258	0,0937	0,1453	0,1644
CV4T4	0,1918	0,2327	0,1920	0,1905	0,1912	0,1935	0,1790	0,1654	0,1699	0,2449	0,1120	0,1640	0,1831
T5 > 50													
CFT5BT	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
CPPT5BT	9,43	9,99	9,33	9,01	9,01	9,07	7,64	6,93	7,27	14,65	1,67	7,57	7,72
CPPT5BT	4,04	4,28	4,00	3,86	3,86	3,89	3,27	2,97	3,11	6,28	0,72	3,24	3,31
T5UF=50y300													
Cargos Variables													
CVPT5BT	0,0047	0,0060	0,0047	0,0047	0,0047	0,0047	0,0044	0,0044	0,0044	0,0061	0,0030	0,0044	0,0044
CVRT5BT	0,0043	0,0055	0,0043	0,0043	0,0043	0,0043	0,0041	0,0041	0,0041	0,0055	0,0027	0,0041	0,0041
CVVT5BT	0,0043	0,0053	0,0043	0,0042	0,0042	0,0042	0,0040	0,0040	0,0040	0,0053	0,0026	0,0040	0,0040
T5UF>300													
CVPT5BT	0,0066	0,0066	0,0066	0,0066	0,0066	0,0066	0,0062	0,0062	0,0062	0,0085	0,0042	0,0063	0,0062
CVRT5BT	0,0062	0,0062	0,0062	0,0062	0,0062	0,0062	0,0059	0,0059	0,0059	0,0081	0,0040	0,0059	0,0059
CVVT5BT	0,0062	0,0062	0,0062	0,0061	0,0061	0,0061	0,0058	0,0058	0,0058	0,0079	0,0039	0,0059	0,0058
T5													
CFT5MT	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
CPPT5MT	8,84	9,21	8,74	8,43	8,43	8,48	7,10	6,45	6,77	13,80	1,43	7,06	7,16
CPPT5MT	3,79	3,95	3,75	3,61	3,61	3,64	3,04	2,77	2,90	5,92	0,61	3,03	3,07
T5UF=50y300													
Cargos Variables													
CVPT5MT	0,0031	0,0043	0,0031	0,0031	0,0031	0,0031	0,0029	0,0029	0,0029	0,0045	0,0014	0,0029	0,0029
CVRT5MT	0,0028	0,0040	0,0028	0,0028	0,0028	0,0028	0,0026	0,0026	0,0026	0,0041	0,0013	0,0026	0,0026
CVVT5MT	0,0028	0,0038	0,0028	0,0028	0,0028	0,0028	0,0026	0,0026	0,0026	0,0039	0,0013	0,0026	0,0026
T5UF>300													
CVPT5MT	0,0043	0,0043	0,0043	0,0043	0,0043	0,0043	0,0041	0,0041	0,0041	0,0063	0,0020	0,0040	0,0041
CVRT5MT	0,0041	0,0041	0,0041	0,0040	0,0040	0,0040	0,0039	0,0039	0,0039	0,0060	0,0019	0,0039	0,0039
CVVT5MT	0,0040	0,0040	0,0040	0,0040	0,0040	0,0040	0,0038	0,0038	0,0038	0,0058	0,0019	0,0038	0,0038
T6													
CFT6BT	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
CPPT6BT	9,43	9,99	9,33	9,01	9,01	9,07	7,64	6,93	7,27	14,65	1,67	7,57	7,72
CPPT6BT	4,04	4,28	4,00	3,86	3,86	3,89	3,27	2,97	3,11	6,28	0,72	3,24	3,31
CVPT6BT	0,0047	0,0060	0,0047	0,0047	0,0047	0,0047	0,0044	0,0044	0,0044	0,0061	0,0030	0,0044	0,0044
CVRT6BT	0,0043	0,0054	0,0043	0,0043	0,0043	0,0043	0,0041	0,0041	0,0041	0,0055	0,0027	0,0041	0,0041
CFT6MT	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
CPPT6MT	8,84	9,21	8,74	8,43	8,43	8,48	7,10	6,45	6,77	13,80	1,43	7,06	7,16
CPPT6MT	3,79	3,95	3,75	3,61	3,61	3,64	3,04	2,77	2,90	5,92	0,61	3,02	3,07
CVPT6MT	0,0031	0,0043	0,0031	0,0031	0,0031	0,0031	0,0029	0,0029	0,0029	0,0045	0,0014	0,0029	0,0029
CVRT6MT	0,0028	0,0039	0,0028	0,0028	0,0028	0,0028	0,0026	0,0026	0,0026	0,0041	0,0013	0,0026	0,0026

**Provincia de Buenos Aires
MINISTERIO DE INFRAESTRUCTURA
ORGANISMO DE CONTROL DE ENERGÍA ELÉCTRICA
Resolución N° 272/11**

La Plata, 19 de octubre de 2011.

VISTO la Ley 11.769 (T.O. Decreto N° 1868/04), su Decreto Reglamentario N° 2479/04, el Contrato de Concesión suscripto, la Resolución N° 113/01 del ex Ministerio de Obras y Servicios Públicos de la Provincia de Buenos Aires, la Resolución MIVySP N° 21/04, lo actuado en el expediente N° 2429-1076/2011,y

CONSIDERANDO:

Que de acuerdo con lo establecido en la Ley 11.769 y su Decreto Reglamentario N° 2479/04, corresponde a este Organismo de Control administrar el Fondo Provincial de Compensaciones Tarifarias;

Que por Resolución N° 113/01 del ex Ministerio de Obras y Servicios Públicos de la Provincia de Buenos Aires, se fijaron los aportes y los criterios para determinar las compensaciones que, mensualmente, corresponden a cada distribuidor;

Que mediante la citada Resolución se resolvió, además, que a partir del mes de febrero de 2001 se compense a los distribuidores municipales los costos propios eficientes de abastecimiento (artículo 4 inciso a) y de distribución (artículo 4 inciso b) cuando éstos sean superiores a los respectivos costos reconocidos en las tarifas de referencia que apliquen;

Que los valores de costos de distribución aprobados por la citada Resolución tuvieron validez hasta el 31 de enero de 2007;

Que con la promulgación de la Resolución N° 15/08 del M.I.V. y S.P se sustituye el anexo de la Resolución N° 288/06 estableciéndose nuevos valores mensuales para las compensaciones por costos de distribución correspondientes a las concesionarias receptoras del Fondo Provincial de Compensaciones Tarifarias a partir del mes de febrero 2008;

Que por Resolución MI N° 139/11 se sustituye el Anexo de la Resolución N° 175/10 y el de la Resolución N° 948/10, estableciendo nuevos valores mensuales para las compensaciones por costos de distribución y compensación adicional fija por dimensión de mercado respectivamente, correspondientes a los concesionarios receptores del Fondo Provincial de Compensaciones Tarifarias, y que en su artículo 3° instruye a OCEBA a liquidar los mismos a partir de enero de 2011;

Que este Organismo de Control, mediante Resolución OCEBA N° 008/98 y N° 349/01 estableció los plazos para ingresar los aportes, el contenido y plazo para suministrar la información pertinente;

Que corresponde el reconocimiento a las Cooperativas Eléctricas abastecidas por EDELAP del ajuste de costos de abastecimiento, según lo establecido en el Decreto PEN N° 802/05, Cláusula 4 y, conforme a la intervención del Directorio de OCEBA según lo actuado en Expediente N° 2429-3615/2007, contra la presentación de la factura de compra de energía de cada Distribuidor;

Que en cumplimiento del convenio de Operación y Mantenimiento de la L.M.T. 33 KV Tres Arroyos-Belloq-Claromecó firmado entre la provincia de Buenos Aires (a través del Ministerio de Infraestructura) y la Cooperativa Eléctrica de Tres Arroyos (con alcance a las Cooperativas de Belloq, Claromecó y la localidad de Reta), corresponde distribuir entre las mismas, la cantidad de \$ 280.078 correspondiente al tercer año de los costos mencionados. (Expte.2429-5749/08) pagadero en doce cuotas iguales y consecutivas a partir del FPCT de setiembre/08;

Que la Resolución S.E. N° 1169/08 sancionada en fecha 31 de octubre de 2008 (B.O. 6/11/08), además de nuevos precios estacionales para el período de verano con vigencia a partir del 1° de octubre de 2008, induce a producir alteración en las estructuras tarifarias y modificación de los Costos de Abastecimiento, que han generado un aumento significativo en la distribución del Fondo Compensador Tarifario;

Que en cumplimiento a lo dispuesto en el Art. 2° de la Resolución MIVSP N° 710/07, se excluye a la Cooperativa Eléctrica de Balcarce a partir de la presente liquidación del FPCT;

Que corresponde proceder a la distribución del Fondo Provincial de Compensaciones Tarifarias por la facturación emitida por los distribuidores con vencimiento en el mes de septiembre de 2011, de acuerdo al detalle consignado en el Anexo de la presente Resolución;

Que la presente se dicta en ejercicio de las facultades conferidas por el artículo 62 inciso k) de la Ley 11.769 y su Decreto Reglamentario N° 2479/04;

Por ello,

EL DIRECTORIO DEL ORGANISMO DE CONTROL DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE LA PROVINCIA DE BUENOS AIRES, RESUELVE:

ARTÍCULO 1°. Aprobar el pago de la compensación por costos de abastecimiento, distribución y compensación adicional fija por dimensión de mercado, de acuerdo a lo establecido por la Resolución MI N° 139/11 y proceder a la distribución del Fondo Provincial de Compensaciones Tarifarias correspondiente a la facturación emitida con vencimiento en el mes de septiembre de 2011, de acuerdo al detalle previsto en el Anexo que forma parte integrante de la presente.

ARTÍCULO 2°. Aprobar la exclusión del pago del FPCT a la Cooperativa Eléctrica de Balcarce en cumplimiento del artículo 2° de la Resolución MIVSP N° 710/07, cuya compensación para el mes de agosto/11 es de \$ 48.945,81.

ARTÍCULO 3°. Registrar. Publicar. Dar al Boletín Oficial y al SINBA. Girar a la Gerencia de Administración y Personal para efectivizar el pago. Cumplido, archivar.

ACTA N° 694

Marcelo Fabián Sosa, Presidente; **Alfredo Oscar Cordonnier**, Vicepresidente; **Carlos Pedro González Sueyro**, Director; **José Luis Arana**, Director.

ANEXO II

ÁREA ATLÁNTICA

- A 20 LAG. LOS PADRES
- A 26 MAR DEL PLATA
- A 27 MAR DEL SUD

ÁREA NORTE

- N 59 LA VIOLETA
- N 61 LAS TOSCAS
- N 110 VILLA RUIZ

ÁREA SUR

- S 4 AZOPARDO
- S 5 BAHÍA SAN BLAS
- S 18 HILARIO ASCASUBI
- S 22 JUAN A. PRADERE
- S 29 PEDRO LURO
- S 31 PUÁN
- S 35 SAN GERMÁN

ANEXO III

ÁREA ATLÁNTICA

- A 31 PINAMAR

ÁREA NORTE

- N 31 EL SOCORRO
- N 45 GOROSTIAGA
- N 77 PEHUAJÓ

ÁREA SUR

- S 8 COLONIA LA MERCED
- S 24 "LAS MARTINETAS"

ANEXO I
PAGOS

PERCEPCION FONDO
COMPENSADOR -

	MES	COMPENSACION:					TOTAL
		09 - 2011 (Pago Total)					
		ABASTECIMIENT	C.DISTRIBUCI	MERC.REDUCCI	AJUSTES	PER. ANT.	
A001	ALTAMIRANO	4.183,09	7.585,00	10.180,00			21.948,09
A003	AZUL	1.269,99					1.269,99
A005	BARKER	4.321,52	23.751,00				28.072,52
A006	BRANDSEN	70.224,43	35.871,00				106.095,43
A007	CASTELLI	75.177,75	26.844,00				102.021,75
A008	CLAROMECO	1.562,10	4.917,00		8.425,68		14.904,78
A010	TANDIL - AZUL	112.584,93	63.673,00				176.257,93
A011	DE LA GARMA	26.371,21	8.760,00				35.131,21
A012	DIONISIA	114.501,86	12.721,00				127.222,86
A013	EGAÑA	10.871,95	15.458,00	23.098,00			49.427,95
A014	G.MADARIAGA	10.429,17	11.950,00				22.379,17
A015	GENERAL PIRAN	34.283,14	9.019,00				43.302,14
A016	J. N. FERNANDEZ	1.728,37	19.576,00				21.304,37
A017	JEPPENER	17.754,22	25.302,00				43.056,22
A018	JUAREZ	116.154,84	7.130,00				123.284,84
A019	LA DULCE	26.002,02	12.086,00				38.088,02
A020	LAG. LOS PADRES	54.546,37	33.854,00			88.400,37	176.800,74
A021	LAS FLORES	13.527,37	18.607,00				32.134,37
A022	LEZAMA	60.668,13	17.986,00				78.654,13
A023	MAIPU	70.400,79	7.649,00	-16.500,00			61.549,79
A024	MAR CHIQUITA .	86.510,33	4.855,00	10.000,00			101.365,33
A026	MAR DEL PLATA	124.278,16				124.278,16	248.556,32
A027	MAR DEL SUD	7.661,15	14.484,00		15.000,00	22.145,15	59.290,30
A028	MECHONGUE	16.031,65	17.788,00				33.819,65
A029	OLAVARRIA	32.936,86					32.936,86
A030	ORENSE	1.429,28	10.861,00		8.308,98		20.599,26
A032	PIPINAS	20.163,52	33.802,00				53.965,52
A033	PUEBLO CAMET	61.625,09	37.838,00				99.463,09
A034	PUNTA INDIO	9.601,61	17.607,00		2.148,83		29.357,44
A035	RANCHOS	110.156,95	29.278,00				139.434,95
A036	SAN BERNARDO	5,82					5,82
A037	SAN CAJETANO	93.651,98	50.787,00				144.438,98
A038	BELLOCQ	631,54	12.939,00		3.617,67		17.188,21
A039	SAN MANUEL	52.165,75	24.903,00				77.068,75
A041	TRES ARROYOS	15.270,66			2.987,50		18.258,16
A042	USINA DE TANDIL	3.282,37					3.282,37
A045	COPETONAS	7.686,11	8.650,00				16.336,11
N001	Z.S.25 DE MAYO	24.068,76	34.079,00				58.147,76
N002	AGOTE	63.377,58	1.898,00				65.275,58
N003	AGUSTIN ROCA	12.027,38	30.436,00				42.463,38
N004	AGUSTINA	8.235,97	20.180,00		2.622,48		31.038,45
N005	AMEGHINO	71.462,64	19.254,00				90.716,64
N006	ARENAZA	44.435,68	15.030,00				59.465,68
N007	ARROYO DULCE	27.355,79	12.271,00				39.626,79
N008	BAIGORRITA	20.236,81	7.717,00				27.953,81
N009	BANDERALO	15.415,92	14.403,00				29.818,92
N010	BAYAUCO - BERMUDEZ	11.975,51	13.654,00				25.629,51
N011	BOLIVAR	227.307,85					227.307,85
N012	BRAGADO	63.025,76	46.838,00				109.863,76
N013	CAÑADA SECA	13.532,25	11.065,00				24.597,25
N014	ZONA NORTE DE CARLOS CASARES	23.601,60	13.314,00				36.915,60
N015	C. TEJEDOR	51.423,36	12.830,00			64.253,36	128.506,72
N016	C.DE ARECO	175.524,84					175.524,84
N018	COLONIA SERE	8.836,20	14.659,00				23.495,20
N019	NAVARRO	189.260,84					189.260,84
N020	CNEL. GRANADA	24.548,27	24.585,00				49.133,27
N021	CORONEL MOM .	18.348,95	20.255,00				38.603,95
N022	CORONEL SEGUI	3.983,38	8.202,00	11.178,00			23.363,38
N023	CUCULLU	25.100,88	29.005,00				54.105,88
N024	CURARU	9.737,31	16.627,00				26.364,31
	TOTAL	2.602.475,61	992.833,00	44.456,00	36.611,14	299.077,04	3.975.452,79

PERCEPCION FONDO
COMPENSADOR

	MES	COMPENSACION:					TOTAL
		09 - 2011 (Pago Total)					
		ABASTECIMIENT	C.DISTRIBUCI	MERC.REDUCCI	AJUSTES	PER. ANT.	
N025	CHACABUCO	48.980,19					48.980,19
N026	CHARLONE	26.015,12	3.398,00				29.413,12
N027	DAIREAUX	13.110,23	21.305,00			34.415,23	44.525,23
N028	DUDIGNAC	23.067,00	2.829,00				25.896,00
N029	"EL CHINGOLO"	11.626,79	17.861,00				29.487,79
N030	EL DORADO	23.194,64	35.927,00				59.121,64
N032	EL TRIUNFO	15.433,82	13.955,00				29.388,82
N033	EMILIO V. BUNGE	36.947,04	24.247,00				61.194,04
N034	F.QUIROGA	27.005,99	8.394,00				35.399,99
N035	FERRE	34.501,55	14.783,00				49.284,55
N037	FORTIN TIBURCIO	6.656,86	5.242,00	7.007,00			18.905,86
N038	FCO. AYERZA	5.899,92	5.500,00	7.294,00			18.693,92
N039	FRANKLIN	10.452,39	15.051,00				25.503,39
N040	FRENCH	23.405,81	5.338,00				28.743,81
N041	GAHAN	14.121,61	9.557,00				23.678,61
N042	GERMANIA	19.320,60	10.394,00				29.714,60
N043	UGARTE	8.737,93	8.116,00	4.774,00			21.627,93
N044	G.MORENO	14.592,16	8.021,00				22.613,16
N047	GENERAL ROJO	18.067,28	12.397,00				30.464,28
N048	GRAL. VIAMONTE	111.782,05				111.782,05	223.564,10
N049	GUERRICO	14.195,85	12.968,00				27.163,85
N050	INES INDART	8.797,56	11.462,00				20.259,56
N051	IRIARTE	11.990,11	9.579,00				21.569,11
N052	LA AGRARIA	3.266,04	16.181,00	25.067,00			44.514,04
N053	LA ANGELITA.	10.864,54	13.113,00	6.554,00			30.531,54
N054	"LA EMILIA"	17.587,60	12.698,00				30.285,60
N055	LA LUISA	7.273,61	18.758,00	7.625,00			33.656,61
N056	LA NIÑA	7.682,53	8.827,00				16.509,53
N058	"LA PRADERA"	2.199,33	2.150,00	7.165,00			11.514,33

N059	LA VIOLETA	9.787,80	17.280,00				27.067,80
N060	LAPLACETTE	6.017,18	8.134,00	10.890,00			25.041,18
N061	LAS TOSCAS	9.258,96	11.901,00	7.529,00			28.688,96
N063	MANUEL OCAMPO	15.920,48	11.793,00				27.713,48
N064	M.H.ALFONZO	18.225,79	12.361,00				30.586,79
N065	MARIANO BENITEZ	5.130,08	3.225,00	5.842,00			14.197,08
N067	MARTINEZ DE HOZ	12.870,24	11.861,00				24.731,24
N069	MOQUEHUA	22.542,41					22.542,41
N070	MORSE	11.177,55	14.524,00				25.701,55
N071	N.DE LA RIESTRA	50.433,69	19.021,00				69.454,69
N072	OLASCOAGA	2.422,83	3.338,00	7.103,00			12.863,83
N073	PARADA ROBLES	137.204,64					137.204,64
N074	PASTEUR	19.835,87	16.354,00				36.189,87
N075	PEARSON	3.417,54	3.723,00	5.599,00			12.739,54
N076	PEDERNALES	14.066,78	12.084,00				26.150,78
N079	PIEDRITAS	27.825,55	17.267,00				45.092,55
N080	PINZON	9.270,43	9.704,00	4.510,00			23.484,43
N081	PIROVANO	3.779,58	11.273,00				15.052,58
N082	PLA	5.298,02	6.928,00	7.201,00			19.427,02
N083	P. FORESTALES	12.925,64	18.249,00	23.747,00			54.921,64
N084	QUENUMA	11.041,38	12.011,00				23.052,38
N085	RAMALLO	7.787,91					7.787,91
N086	RANCAGUA	15.087,40	14.191,00				29.278,40
N087	RIVADAVIA	101.515,71					101.515,71
N088	ROBERTS	25.704,25	5.604,00				31.308,25
N089	ROJAS	20.903,40					20.903,40
N090	ROOSEVELT	4.446,59	10.959,00	10.886,00			26.291,59
N094	SAN A.DE ARECO	476,14					476,14
N095	SAN EMILIO	3.233,35	5.722,00	4.975,00			13.930,35
N097	SAN SEBASTIAN	18.319,80	21.498,00				39.817,80
N098	SANSINENA	6.657,69	7.250,00	6.640,00			20.547,69
	TOTAL	3.791.836,44	1.607.139,00	204.864,00	36.611,14	501.031,08	6.141.481,66

PERCEPCION FONDO
COMPENSADOR

	MES	COMPENSACION:					TOTAL
		09 - 2011 (Pago Total)					
		ABASTECIMIENT	C.DISTRIBUCI	MERC.REDUCCI	AJUSTES	PER. ANT.	
N099	SANTA ELEODORA	9.402,71	14.527,00				23.929,71
N100	SANTA REGINA	7.946,86	9.482,00	4.677,00			22.105,86
N101	S.Y AZCUEGANA	7.560,20	17.696,00	7.883,00			33.139,20
N102	SUIPACHA-ALMEYRA	17.733,06	28.189,00				45.922,06
N103	TIMOTE	6.880,47	8.105,00	7.341,00			22.326,47
N104	TODD	13.624,35	10.911,00				24.535,35
N106	TRES ALGARROBOS	38.957,52	7.021,00				45.978,52
N107	URDAMPILLETA	17.188,21					17.188,21
N108	URQUIZA -C.E.R.L.U.-	29.625,40					

Presupuesto General para el ejercicio 2011, propicia la transferencia de créditos, cuyo detalle obra a fs 1/2;

Que se cuenta con opinión favorable de la Dirección Provincial de Presupuesto del Ministerio de Economía, conforme surge de f. 7;

Que la Contaduría General de la Provincia ha tomado la intervención de su competencia a f. 8 señalando que "...no tiene observaciones que formular en el marco de los artículos 17 y 19 de la Ley de Presupuesto vigente";

Que la presente se dicta en ejercicio de las facultades conferidas por el artículo 62 inciso x) de la Ley 11.769 (T.O. Decreto N° 1868/04) y lo dispuesto por los artículos 17 y 19 de la Ley 14.199 de Presupuesto General 2011;

Por ello,

EL DIRECTORIO DEL ORGANISMO DE CONTROL DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE LA PROVINCIA DE BUENOS AIRES, RESUELVE:

ARTÍCULO 1º. Autorizar la transferencia de créditos dentro del Presupuesto General Ejercicio 2011 de este Organismo, según detalle obrante en las planillas que, como Anexo, forman parte integrante de la presente Resolución.

ARTÍCULO 2º. Registrar. Publicar. Dar al Boletín Oficial y al SINBA. Girar a la Gerencia de Administración y Personal para su intervención. Comunicar al Ministerio de Economía y a la Contaduría General de la Provincia. Cumplido, archivar.

ACTA N° 694

Marcelo Fabián Sosa, Presidente; **Alfredo Oscar Cordonnier**, Vicepresidente; **Carlos Pedro González Sueyro**, Director; **José Luis Arana**, Director.

ANEXO

PRESUPUESTO GENERAL EJERCICIO 2011 - LEY 14.199

1. SECTOR PUBLICO PROVINCIAL NO FINANCIERO
 1. ADMINISTRACION PROVINCIAL
 2. ORGANISMOS DESCENTRALIZADOS
 JURISDICCION 14 - JURISDICCION AUXILIAR 00
 ENTIDAD 047: ORGANISMO DE CONTROL DE ENERGIA ELECTRICA DE LA PROVINCIA DE BUENOS AIRES (OCEBA)
 PROGRAMA 001: CONTROL DE LA ENERGIA - U.E. RESPONSABLE: PRESIDENCIA DEL OCEBA
 PROGRAMA 002: SINDICATURA DE USUARIOS - U.E. RESPONSABLE: SINDICO GENERAL

C	A	F	F	F	P	P	P		
A	C	I	U	T	D	D	D		
E	T	N	N	E	A	A	A		
G	E	L	I	F	P	S	P		
P	S	I	O	I	R	U	A		
R	P	D	N	N	I	B	R	DEBITO	CREDITO
O	E	A	A	N	N	C	C		
G	C	D	N	C	I	P	I		
	I		C	I	P	A	A		
	F		I	A	A	L	L		
	I		A	M	L				
	C		M						
	A								
001	001	4	1	1.2	3	2	9		200.000,00
001	001	4	1	1.2	3	4	1	703.000,00	
001	001	4	1	1.2	3	4	6		70.000,00
001	001	4	1	1.2	3	4	9		350.000,00
001	001	4	1	1.2	3	5	4		3.000,00
001	001	4	1	1.2	3	5	5		30.000,00
001	001	4	1	1.2	3	5	6		50.000,00
TOTAL PROGRAMA 001 - AES 001								703.000,00	703.000,00
TOTAL PRINCIPAL 3								703.000,00	703.000,00

ANEXO

PRESUPUESTO GENERAL EJERCICIO 2011 - LEY 14.199

1. SECTOR PUBLICO PROVINCIAL NO FINANCIERO
 1. ADMINISTRACION PROVINCIAL
 2. ORGANISMOS DESCENTRALIZADOS
 JURISDICCION 14 - JURISDICCION AUXILIAR 00
 ENTIDAD 047: ORGANISMO DE CONTROL DE ENERGIA ELECTRICA DE LA PROVINCIA DE BUENOS AIRES (OCEBA)
 PROGRAMA 001: CONTROL DE LA ENERGIA - U.E. RESPONSABLE: PRESIDENCIA DEL OCEBA
 PROGRAMA 002: SINDICATURA DE USUARIOS - U.E. RESPONSABLE: SINDICO GENERAL

C	A	F	F	F	P	P	P		
A	C	I	U	T	D	D	D		
E	T	N	N	E	A	A	A		
G	E	L	I	F	P	S	P		
P	S	I	O	I	R	U	A		
R	P	D	N	N	I	B	R	DEBITO	CREDITO
O	E	A	A	N	N	C	C		
G	C	D	N	C	I	P	I		
	I		C	I	P	A	A		
	F		I	A	A	L	L		
	I		A	M	L				
	C		M						
	A								
001	001	4	1	1.2	4	3	2	40.000,00	
001	001	4	1	1.2	4	3	4		15.000,00
001	001	4	1	1.2	4	3	6		25.000,00
TOTAL PROGRAMA 001 - AES 001								40.000,00	40.000,00
TOTAL PRINCIPAL 4								40.000,00	40.000,00
TOTAL GENERAL - FUENTE FINANCIAMIENTO 1.2								743.000,00	743.000,00

**Provincia de Buenos Aires
 MINISTERIO DE INFRAESTRUCTURA
 ORGANISMO DE CONTROL DE ENERGÍA ELÉCTRICA
 Resolución N° 291/11**

La Plata, 16 de noviembre de 2011.

VISTO el Marco Regulatorio de la Actividad Eléctrica de la Provincia de Buenos Aires, conformado por la Ley 11.769 (T.O. Decreto N° 1.868/04), su Decreto Reglamentario N° 2.479/04, el Contrato de Concesión suscripto, la Resolución Ministerial N° 61/09 y la Resolución OCEBA N° 85/09, lo actuado en el expediente N° 2429-3313/2001, alcance 16/10, y

CONSIDERANDO:

Que por las actuaciones indicadas en el Visto, este Organismo de Control ha solicitado a la COOPERATIVA ELÉCTRICA LIMITADA DE CORONEL PRINGLES, toda la información correspondiente al 16 período de control, comprendido entre el 1º de junio y el 30 de noviembre de 2010 de la Etapa de Régimen, respecto de la eventual penalización que pudiera corresponder por apartamientos a los límites admisibles de Calidad de Producto y Servicio Técnico;

Que la Distribuidora remitió las diferentes constancias con los resultados del semestre en cuestión a fs 17/20, 22, 24/43, 47/85;

Que sobre dichos informes y como consecuencia de la actividad de auditoría de verificación llevada a cabo por el auditor, obrante a fs 21, 23, 44/46, el Área Control de Calidad Técnica de la Gerencia de Control de Concesiones concluyó en su dictamen técnico, expresando que: "...surgen las penalizaciones a aplicar por los apartamientos a los parámetros de calidad establecidos en el contrato de concesión correspondiente. A tal efecto, a continuación se detallan los montos totales de las penalizaciones, a los que se ha arribado en esta instancia para el semestre analizado: 1) Total de Calidad de Producto Apartamientos: \$ 1.483,02..." (fs 87/94);

Que, vale advertir que el monto arribado, derivado de lo verificado por la Auditoría, resultó coincidente con la suma de penalización alcanzada por la precitada Distribuidora;

Que conforme ya lo ha sostenido este Organismo de Control en casos análogos la situación descripta, respecto a los aludidos montos de penalización, es conteste entre lo informado por la Distribuidora y lo auditado por la Gerencia Control de Concesiones a través del Área Control de Calidad Técnica, desprendiéndose de ello una suerte de avenimiento, sin necesidad de debate en lo que hace a la cuantía;

Que por otra parte, el mismo sistema de procedimiento establecido en el Subanexo D, "Normas de Calidad del Servicio Público y Sanciones", artículo 5.5 "Sanciones por apartamientos a los límites admisibles" apartados 5.5.1 "Calidad del Producto Técnico" y 5.5.2 "Calidad de Servicio Técnico", del Contrato de Concesión Municipal, para fijar el importe no desconoce el "Principio de la Legalidad de las Penas", porque la fórmula de cuantificación de la sanción estaría previamente considerada por la ley material y en definitiva su determinación no quedaría al arbitrio de ninguna autoridad, sino de una técnica cuya aplicación arroja la cifra final (conforme argumentos del texto "Las Penas Pecuniarias", autor Edgar Saavedra R. Editorial Temis, Bogotá, 1984);

Que la Autoridad de Aplicación, por Resolución N° 61/09, dispuso implementar un Régimen de calidad diferencial que impone, entre otras medidas, la obligación de presentar planes de inversión orientados a mejorar la calidad de servicio técnico a cargo de los distribuidores de energía eléctrica;

Que por su parte, este Organismo mediante Resolución OCEBA N° 85/09, definió los criterios y alcances de los planes de inversión de los distribuidores de energía eléctrica bajo jurisdicción de la Provincia de Buenos Aires con concesión provincial y municipal;

Que, consecuentemente, se encuentra a cargo de OCEBA la aprobación, seguimiento, inspección y auditorías de las obras que se realicen en cumplimiento del Régimen de calidad vigente;

Que la presente se dicta en ejercicio de las facultades conferidas por el artículo 62 de la Ley 11.769 y su Decreto Reglamentario N° 2.479/04;

Por ello,

EL DIRECTORIO DEL ORGANISMO DE CONTROL DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE LA PROVINCIA DE BUENOS AIRES, RESUELVE:

ARTÍCULO 1º - Establecer en la suma de PESOS UN MIL CUATROCIENTOS OCHENTA Y TRES CON 02/100 (\$ 1.483,02) la penalización correspondiente a la COOPERATIVA ELÉCTRICA LIMITADA DE CORONEL PRINGLES, por el apartamiento de los límites admisibles de Calidad de Servicio Técnico, alcanzados en esta instancia, para el 16 período de control, comprendido entre el 1º de junio y el 30 de noviembre de 2010, de la Etapa de Régimen.

ARTÍCULO 2º - Ordenar que a través de la Gerencia de Procesos Regulatorios, se proceda a la anotación de la presente penalización en el Registro de Sanciones.

ARTÍCULO 3º - Instruir a la Gerencia de Control de Concesiones a los efectos de dar cumplimiento a las pautas establecidas en el Régimen de Calidad Diferencial organizadas a través de la Resolución N° 61/09 del Ministerio de Infraestructura y Resolución OCEBA N° 85/09.

ARTÍCULO 4º - Registrar. Publicar. Dar al Boletín Oficial y al SINBA. Notificar a la COOPERATIVA ELÉCTRICA LIMITADA DE CORONEL PRINGLES. Cumplido, archivar.

Acta N° 698.

Marcelo Fabián Sosa, Presidente. **José Luis Arana**, **Carlos Pedro González Sueyro**, Directores.

Provincia de Buenos Aires
MINISTERIO DE INFRAESTRUCTURA
ORGANISMO DE CONTROL DE ENERGÍA ELÉCTRICA
Resolución N° 292/11

La Plata, 16 de noviembre de 2011.

VISTO el Marco Regulatorio de la Actividad Eléctrica de la Provincia de Buenos Aires, conformado por la Ley 11.769 (T.O. Decreto N° 1.868/04), su Decreto Reglamentario N° 2.479/04, el Contrato de Concesión suscripto, la Resolución Ministerial N° 61/09 y la Resolución OCEBA N° 85/09, lo actuado en el expediente N° 2429-3316/2001, alcance 22/10, y

CONSIDERANDO:

Que por las actuaciones indicadas en el Visto, este Organismo de Control ha solicitado a la COOPERATIVA ELÉCTRICA DE MONTE HERMOSO LIMITADA, toda la información correspondiente al 17 período de control, comprendido entre el 1° de diciembre de 2010 y el 31 de mayo de 2011 de la Etapa de Régimen, respecto de la eventual penalización que pudiera corresponder por apartamientos a los límites admisibles de Calidad de Producto y Servicio Técnico;

Que la Distribuidora remitió las diferentes constancias con los resultados del semestre en cuestión (fs 15/30, 32/51, 55/101);

Que sobre dichos informes y como consecuencia de la actividad de auditoría de verificación llevada a cabo por el auditor, obrante a fs 10/14, 31 y 52/54, la Gerencia Control de Concesiones concluyó en su dictamen técnico expresando que: "...surgen las penalizaciones a aplicar por los apartamientos a los parámetros de calidad establecidos en el contrato de concesión correspondiente. A tal efecto, a continuación se detallan los montos totales de penalización por cada concepto, a los que se ha arribado en esta instancia para el semestre analizado: 1) Total de Calidad de Producto Técnico: \$ 0,00, 2) Total de Calidad de Servicio Técnico: \$ 41.803,18; Total Penalización Apartamientos: \$ 41.803,18 (fs 102/110);

Que, vale advertir que el monto arribado, derivado de lo verificado por la Auditoría, resultó coincidente con la suma de penalización alcanzada por la precitada Distribuidora;

Que conforme ya lo ha sostenido este Organismo de Control en casos análogos la situación descripta, respecto a los aludidos montos de penalización, es conteste entre lo informado por la Distribuidora y lo auditado por la Gerencia Control de Concesiones a través del Área Control de Calidad Técnica, desprendiéndose de ello una suerte de avenimiento, sin necesidad de debate en lo que hace a la cuantía;

Que por otra parte, el mismo sistema de procedimiento establecido en el Subanexo D, "Normas de Calidad del Servicio Público y Sanciones", artículo 5.5 "Sanciones por apartamientos a los límites admisibles" apartados 5.5.1 "Calidad del Producto Técnico" y 5.5.2 "Calidad de Servicio Técnico", del Contrato de Concesión Municipal, para fijar el importe no desconoce el "Principio de la Legalidad de las Penas", porque la fórmula de cuantificación de la sanción estaría previamente considerada por la ley material y en definitiva su determinación no quedaría al arbitrio de ninguna autoridad, sino de una técnica cuya aplicación arroja la cifra final (conforme argumentos del texto "Las Penas Pecuniarias", autor Edgar Saavedra R. Editorial Temis, Bogotá, 1984);

Que la Autoridad de Aplicación, por Resolución N° 61/09, dispuso implementar un Régimen de calidad diferencial que impone, entre otras medidas, la obligación de presentar planes de inversión orientados a mejorar la calidad de servicio técnico a cargo de los distribuidores de energía eléctrica;

Que por su parte, este Organismo mediante Resolución OCEBA N° 85/09, definió los criterios y alcances de los planes de inversión de los distribuidores de energía eléctrica bajo jurisdicción de la Provincia de Buenos Aires con concesión provincial y municipal;

Que, consecuentemente, se encuentra a cargo de OCEBA la aprobación, seguimiento, inspección y auditorías de las obras que se realicen en cumplimiento del Régimen de calidad vigente;

Que la presente se dicta en ejercicio de las facultades conferidas por el artículo 62 de la Ley 11.769 y su Decreto Reglamentario N° 2.479/04;

Por ello,

EL DIRECTORIO DEL ORGANISMO DE CONTROL DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE LA PROVINCIA DE BUENOS AIRES, RESUELVE:

ARTÍCULO 1° - Establecer en la suma de PESOS CUARENTA Y UN MIL OCHOCIENTOS TRES CON 18/100 (\$ 41.803,18) la penalización correspondiente a la COOPERATIVA ELÉCTRICA DE MONTE HERMOSO LIMITADA por el apartamiento de los límites admisibles de Calidad de Servicio Técnico, alcanzados en esta instancia, para el 17 período de control, comprendido entre el 1° de diciembre de 2010 y el 31 de mayo de 2011, de la Etapa de Régimen.

ARTÍCULO 2° - Ordenar que a través de la Gerencia de Procesos Regulatorios, se proceda a la anotación de la presente penalización en el Registro de Sanciones.

ARTÍCULO 3° - Instruir a la Gerencia de Control de Concesiones a los efectos de dar cumplimiento a las pautas establecidas en el Régimen de Calidad Diferencial organizadas a través de la Resolución N° 61/09 del Ministerio de Infraestructura y Resolución OCEBA N° 85/09.

ARTÍCULO 4° - Registrar. Publicar. Dar al Boletín Oficial y al SINBA. Notificar a la COOPERATIVA ELÉCTRICA DE MONTE HERMOSO LIMITADA. Cumplido, archivar.

Acta N° 698.

Marcelo Fabián Sosa, Presidente. **José Luis Arana**, **Carlos Pedro González Sueyro**, Directores.

C.C. 13.551

Provincia de Buenos Aires
MINISTERIO DE INFRAESTRUCTURA
ORGANISMO DE CONTROL DE ENERGÍA ELÉCTRICA
Resolución N° 293/11

La Plata, 16 de noviembre de 2011.

VISTO los artículos 40 y 62 inciso j) de la Ley 11.769 (T.O. Decreto N° 1.868/04), su Decreto Reglamentario N° 2.479/04, el Contrato de Concesión suscripto, la Resolución N° 113/01 del ex Ministerio de Obras y Servicios Públicos de la Provincia de Buenos Aires, la Resolución SE N° 1.169/08, la Resolución M.I. N° 415/11, lo actuado en el expediente N° 2429-1158/2011, y

CONSIDERANDO:

Que por Resolución N° 113/01 del ex Ministerio de Obras y Servicios Públicos, se establecieron como criterios de caracterización de tipologías de mercados, los índices de ruralidad y escala de los Distribuidores Municipales que prestan el servicio público de electricidad en los Partidos que integran las Áreas definidas en el artículo 3°, Anexo II de la citada Resolución;

Que de acuerdo a lo definido en la mencionada Resolución se compensará mediante la distribución del Fondo Provincial de Compensaciones Tarifarias, a aquellos distribuidores municipales integrantes de grupos y subgrupos de mercados homogéneos, la diferencia observada entre sus costos propios eficientes y los reconocidos en las tarifas de referencia aplicadas;

Que la Secretaría de Energía de la Nación a través de la Resolución N° 1.169/08 ha determinado precios estacionales de energía y parámetros del Mercado Eléctrico Mayorista a partir del 1° de octubre de 2008, con una mayor apertura de precios y un incremento gradual de los mismos a mayor consumo, que a la fecha mantiene su vigencia;

Que el Ministerio de Infraestructura sancionó los cuadros tarifarios en la provincia de Buenos Aires mediante la Resolución N° 415/2011, modificando las tarifas Provinciales de venta a Distribuidores Municipales y usuarios finales con vigencia a partir del 1° de junio de 2011;

Que al definirse los costos de distribución según lo indicado precedentemente, corresponde calcular los costos de abastecimiento de los concesionarios municipales para el mes de octubre de 2011, según los parámetros estacionales en los términos de la Resolución SE N° 1.169/08, las Resoluciones M.I. N° 415/11 y N° 244/02 y el Subanexo B, Parte III, Coeficientes de Transición de los Cuadros Tarifarios;

Que determinada cantidad de distribuidores municipales han elevado a este Organismo la información necesaria, con posterioridad a los incluidos en la Resolución OCEBA N° 241/11 y 271/11 para calcular los costos de abastecimiento del período agosto-setiembre de 2011, en un todo de acuerdo a lo dispuesto a tal efecto en la Resolución N° 113/01 del Ministerio de Obras y Servicios Públicos;

Que, asimismo, se calculan los costos de abastecimiento de la Cooperativa de Pinamar que presentó documentación adeudada del período mayo- julio de 2011;

Que la totalidad de los distribuidores municipales complementaron la documentación correspondiente al período agosto-octubre de 2011;

Que la presente se dicta en ejercicio de lo dispuesto en los artículos 40 y 62 inciso j) de la Ley 11.769 y su Decreto Reglamentario N° 2.479/04;

Por ello,

EL DIRECTORIO DEL ORGANISMO DE CONTROL DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE LA PROVINCIA DE BUENOS AIRES, RESUELVE:

ARTÍCULO 1° - Aprobar el cálculo de los costos de abastecimiento de la totalidad de distribuidoras municipales para el mes de octubre de 2011, de acuerdo al detalle que, como Anexo I, integra la presente.

ARTÍCULO 2° - Aprobar el cálculo de los costos de abastecimiento para el período agosto-setiembre de 2011, tercer grupo, de acuerdo al detalle y a la nómina que, como Anexos II y III, respectivamente, forman parte de la presente, correspondiente a los Distribuidores Municipales que han aportado la información pertinente para su evaluación por este Organismo, con posterioridad a las Resoluciones OCEBA N° 241/11 y N° 271/11.

ARTÍCULO 3° - Aprobar el cálculo de los costos de abastecimiento de la Cooperativa de Pinamar, para el mes de mayo y el período junio-julio de 2011, de acuerdo al detalle del Anexo IV.

ARTÍCULO 4° - Registrar. Publicar. Dar al Boletín Oficial y al SINBA. Cumplido, archivar.

Acta N° 698.

Marcelo Fabián Sosa, Presidente. **José Luis Arana**, **Carlos Pedro González Sueyro**, Directores.

ANEXO I Costos Abastecimientos Municipales Octubre de 2011

Item	A001	A003	A004	A005	A006	A007	A008	A010	A011	A012	A013	A014	A015	A016	A017	A018	A019	A020	A021
T1R																			
CFT1R	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
CV1T1R	0,1259	0,0669	0,0702	0,0773	0,1285	0,1283	0,0726	0,1297	0,1378	0,1394	0,1402	0,0731	0,1382	0,0707	0,1246	0,1356	0,1351	0,1378	0,0729
CV2T1R	0,1228	0,0658	0,0691	0,0758	0,1253	0,1239	0,0718	0,1253	0,1330	0,1344	0,1352	0,0719	0,1333	0,0695	0,1216	0,1308	0,1304	0,1330	0,0714
CV3T1R	0,1253	0,0675	0,0709	0,0777	0,1276	0,1248	0,0746	0,1261	0,1337	0,1350	0,1359	0,0738	0,1341	0,0714	0,1241	0,1316	0,1312	0,1338	0,0731
CV4T1R	0,1261	0,0684	0,0719	0,0786	0,1282	0,1241	0,0764	0,1255	0,1328	0,1339	0,1349	0,0747	0,1332	0,0724	0,1249	0,1307	0,1304	0,1329	0,0738
CV5T1R	0,1611	0,1012	0,1048	0,1114	0,1632	0,1576	0,1093	0,1590	0,1663	0,1674	0,1684	0,1076	0,1667	0,1053	0,1600	0,1642	0,1639	0,1664	0,1066
CV6T1R	0,1950	0,1330	0,1365	0,1432	0,1971	0,1900	0,1410	0,1914	0,1987	0,1998	0,2008	0,1393	0,1991	0,1370	0,1939	0,1966	0,1963	0,1988	0,1384
CV7T1R	0,2651	0,1987	0,2022	0,2089	0,2671	0,2570	0,2067	0,2584	0,2658	0,2669	0,2678	0,2050	0,2661	0,2027	0,2640	0,2637	0,2633	0,2658	0,2041
T1RE																			
CFT1RE	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
CV1T1RE	0,1148	0,0615	0,0646	0,0707	0,1173	0,1169	0,0663	0,1181	0,1254	0,1269	0,1276	0,0672	0,1258	0,0650	0,1137	0,1234	0,1229	0,1253	0,0669
CV2T1RE	0,1499	0,0944	0,0975	0,1035	0,1523	0,1504	0,0992	0,1516	0,1589	0,1604	0,1611	0,1001	0,1593	0,0979	0,1487	0,1569	0,1564	0,1588	0,0998
CV3T1RE	0,1838	0,1261	0,1292	0,1353	0,1862	0,1828	0,1309	0,1840	0,1913	0,1928	0,1935	0,1318	0,1917	0,1296	0,1827	0,1893	0,1888	0,1912	0,1315
CV4T1RE	0,2539	0,1918	0,1949	0,2010	0,2562	0,2498	0,1966	0,2511	0,2583	0,2598	0,2605	0,1975	0,2587	0,1953	0,2527	0,2563	0,2556	0,2583	0,1972
T1GBC																			
CFT1GBC	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
CV1T1GBC	0,2028	0,1202	0,1212	0,1336	0,2055	0,1943	0,1236	0,1968	0,2066	0,2082	0,2095	0,1248	0,2071	0,1218	0,2013	0,2033	0,2033	0,2067	0,1276
T1GAC																			
CFT1GAC	14,09	6,42	6,63	8,00	14,66	16,75	6,93	16,98	18,38	18,74	18,82	7,10	18,45	6,70	13,86	18,00	17,89	18,34	7,51
CV1T1GAC	0,2032	0,1233	0,1219	0,1358	0,2054	0,1896	0,1242	0,1925	0,2013	0,2024	0,2037	0,1253	0,2017	0,1225	0,2019	0,1987	0,1984	0,2014	0,1298
CV2T1GAC	0,2140	0,1331	0,1317	0,1456	0,2162	0,1997	0,1340	0,2026	0,2113	0,2125	0,2138	0,1351	0,2117	0,1324	0,2127	0,2088	0,2084	0,2115	0,1397
T1GE																			
CFT1GE	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
CV1T1GE	0,1756	0,1046	0,1079	0,1155	0,1783	0,1708	0,1100	0,1723	0,1810	0,1828	0,1836	0,1110	0,1815	0,1084	0,1742	0,1786	0,1780	0,1810	0,1110
CV2T1GE	0,1864	0,1144	0,1178	0,1254	0,1891	0,1809	0,1198	0,1824	0,1911	0,1929	0,1937	0,1209	0,1915	0,1183	0,1850	0,1887	0,1881	0,1910	0,1209
T1AP																			
CFT1AP	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
CV1T1AP	0,1014	0,0664	0,0699	0,0731	0,1031	0,1063	0,0711	0,1076	0,1128	0,1137	0,1143	0,0718	0,1130	0,0702	0,1006	0,1113	0,1110	0,1128	0,0699
T2																			
CFT2BT	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
CPPT2BT	11,04	4,99	5,16	6,32	11,43	12,68	5,41	12,87	13,93	14,14	14,24	5,54	13,98	5,23	10,87	13,63	13,56	13,92	5,82
CPFFT2BT	4,73	2,14	2,21	2,71	4,90	5,44	2,32	5,52	5,97	6,06	6,10	2,38	5,99	2,24	4,66	5,84	5,81	5,97	2,49
CVPT2BT	0,1029	0,0763	0,0782	0,0763	0,1023	0,0796	0,0782	0,0796	0,0796	0,0796	0,0796	0,0782	0,0796	0,0782	0,1029	0,0796	0,0796	0,0796	0,0760
CVFFT2BT	0,0879	0,0688	0,0706	0,0688	0,0875	0,0719	0,0706	0,0720	0,0720	0,0720	0,0720	0,0706	0,0720	0,0706	0,0879	0,0720	0,0720	0,0720	0,0684
CFT2MT	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
CPPT2MT	10,57	4,78	4,95	6,05	10,94	12,15	5,18	12,32	13,34	13,54	13,64	5,31	13,39	5,00	10,41	13,05	12,99	13,33	5,57
CPFFT2MT	4,53	2,05	2,12	2,59	4,69	5,21	2,22	5,28	5,72	5,80	5,84	2,27	5,74	2,14	4,46	5,59	5,57	5,71	2,39
CVPT2MT	0,1007	0,0747	0,0765	0,0747	0,1001	0,0780	0,0765	0,0780	0,0780	0,0780	0,0780	0,0765	0,0780	0,0765	0,1007	0,0780	0,0780	0,0780	0,0744
CVFFT2MT	0,0861	0,0674	0,0691	0,0674	0,0857	0,0704	0,0691	0,0704	0,0704	0,0704	0,0704	0,0691	0,0704	0,0691	0,0861	0,0704	0,0704	0,0704	0,0670
CFT3BT	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
CPPT3BT	11,04	5,75	5,16	7,09	11,43	13,45	5,41	12,87	13,93	14,14	14,24	5,54	13,98	5,23	10,87	13,63	13,56	13,92	6,59
CPFFT3BT	4,73	2,46	2,21	3,04	4,90	5,76	2,32	5,52	5,97	6,06	6,10	2,38	5,99	2,24	4,66	5,84	5,81	5,97	2,82
T3UF50y300																			
Cargos Variables																			
CVPT3BT	0,1029	0,0763	0,0782	0,0763	0,1023	0,0796	0,0782	0,0796	0,0796	0,0796	0,0796	0,0782	0,0796	0,0782	0,1029	0,0796	0,0796	0,0796	0,0760
CVRT3BT	0,0903	0,0692	0,0710	0,0692	0,0899	0,0723	0,0710	0,0723	0,0723	0,0723	0,0723	0,0710	0,0723	0,0710	0,0903	0,0723	0,0723	0,0723	0,0688
CVVT3BT	0,0768	0,0670	0,0688	0,0669	0,0766	0,0702	0,0688	0,0702	0,0702	0,0702	0,0702	0,0688	0,0702	0,0688	0,0768	0,0702	0,0702	0,0702	0,0666
T3UF>300																			
CVPT3BT	0,1362	0,1076	0,1095	0,1076	0,1356	0,1115	0,1095	0,1115	0,1115	0,1115	0,1115	0,1095	0,1115	0,1095	0,1362	0,1115	0,1115	0,1115	0,1073
CVRT3BT	0,1237	0,1005	0,1023	0,1005	0,1232	0,1042	0,1023	0,1042	0,1042	0,1042	0,1042	0,1023	0,1042	0,1023	0,1237	0,1042	0,1042	0,1042	0,1001
CVVT3BT	0,1102	0,0983	0,1001	0,0982	0,1100	0,1021	0,1001	0,1021	0,1021	0,1021	0,1021	0,1001	0,1021	0,1001	0,1102	0,1021	0,1021	0,1021	0,0979
T3S > 50																			
CFT3MT	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
CPPT3MT	10,57	5,51	4,95	6,79	10,94	12,88	5,18	12,32	13,34	13,54	13,64	5,31	13,39	5,00	10,41	13,05	12,99	13,33	6,31
CPFFT3MT	4,53	2,36	2,12	2,91	4,69	5,52	2,22	5,28	5,72	5,80	5,84	2,27	5,74	2,14	4,46	5,59	5,57	5,71	2,70
T3UF50y300																			
Cargos Variables																			
CVPT3MT	0,1007	0,0747	0,0765	0,0747	0,1001	0,0780	0,0765	0,0780	0,0780	0,0780	0,0780	0,0765	0,0780	0,0765	0,1007	0,0780	0,0780	0,0780	0,0744
CVRT3MT	0,0885	0,0678	0,0695	0,0678	0,0880	0,0708	0,0695	0,0708	0,0708	0,0708	0,0708	0,0695	0,0708	0,0695	0,0885	0,0708	0,0708	0,0708	0,0674
CVVT3MT	0,0752	0,0656	0,0674	0,0655	0,0750	0,0687	0,0674	0,0687	0,0687	0,0687	0,0687	0,0674	0,0687	0,0674	0,0752	0,0687	0,0687	0,0687	0,0652
T3UF>300																			
CVPT3MT	0,1334	0,1053	0,1072	0,1053	0,1327	0,1092	0,1072	0,1092	0,1092	0,1092	0,1092	0,1072	0,1092	0,1072	0,1334	0,1092	0,1092	0,1092	0,1050
CVRT3MT	0,1211	0,0984	0,1001	0,0984	0,1207	0,1021	0,1001	0,1021	0,1021	0,1021	0,1021	0,1001	0,1						

ANEXO I Costos Abastecimientos Municipales Octubre de 2011																			
Item	A022	A023	A024	A025	A026	A027	A028	A029	A030	A031	A032	A033	A034	A035	A036	A037	A038	A039	A040
T1R																			
CFT1R	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
CV1T1R	0,1297	0,1272	0,1379	0,0715	0,1720	0,1380	0,1373	0,0696	0,0724	0,0713	0,1293	0,1389	0,1240	0,1316	0,0664	0,1389	0,0740	0,1375	0,0685
CV2T1R	0,1253	0,1229	0,1330	0,0703	0,1654	0,1331	0,1323	0,0683	0,0716	0,0702	0,1260	0,1340	0,1211	0,1270	0,0652	0,1339	0,0725	0,1327	0,0672
CV3T1R	0,1262	0,1239	0,1336	0,0722	0,1660	0,1338	0,1328	0,0700	0,0744	0,0721	0,1281	0,1346	0,1236	0,1278	0,0667	0,1345	0,0740	0,1335	0,0689
CV4T1R	0,1256	0,1234	0,1327	0,0732	0,1645	0,1329	0,1317	0,0708	0,0761	0,0731	0,1286	0,1337	0,1244	0,1271	0,0674	0,1334	0,0746	0,1327	0,0697
CV5T1R	0,1591	0,1568	0,1662	0,1061	0,1986	0,1664	0,1652	0,1036	0,1089	0,1059	0,1636	0,1672	0,1595	0,1606	0,1003	0,1669	0,1074	0,1662	0,1026
CV6T1R	0,1915	0,1891	0,1986	0,1378	0,2314	0,1988	0,1976	0,1353	0,1407	0,1377	0,1974	0,1996	0,1934	0,1930	0,1320	0,1994	0,1392	0,1986	0,1343
CV7T1R	0,2586	0,2559	0,2657	0,2035	0,2996	0,2659	0,2646	0,2009	0,2064	0,2034	0,2674	0,2666	0,2635	0,2600	0,1977	0,2664	0,2049	0,2656	0,2000
T1RE																			
CFT1RE	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
CV1T1RE	0,1180	0,1158	0,1254	0,0658	0,1558	0,1255	0,1251	0,0640	0,0661	0,0656	0,1180	0,1264	0,1131	0,1198	0,0612	0,1264	0,0682	0,1251	0,0630
CV2T1RE	0,1515	0,1492	0,1589	0,0986	0,1899	0,1590	0,1586	0,0968	0,0989	0,0985	0,1530	0,1599	0,1482	0,1533	0,0940	0,1599	0,1010	0,1586	0,0958
CV3T1RE	0,1839	0,1815	0,1913	0,1304	0,2228	0,1914	0,1910	0,1285	0,1307	0,1302	0,1869	0,1923	0,1821	0,1857	0,1258	0,1923	0,1328	0,1910	0,1276
CV4T1RE	0,2510	0,2483	0,2584	0,1961	0,2909	0,2584	0,2581	0,1941	0,1964	0,1959	0,2568	0,2593	0,2522	0,2528	0,1915	0,2593	0,1985	0,2580	0,1932
T1GBC																			
CFT1GBC	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
CV1T1GBC	0,1963	0,1934	0,2065	0,1229	0,2471	0,2068	0,2053	0,1233	0,1232	0,1227	0,2060	0,2078	0,2006	0,1983	0,1194	0,2076	0,1258	0,2064	0,1223
T1GAC																			
CFT1GAC	16,90	16,48	18,42	6,84	24,40	18,40	18,51	6,88	6,91	6,80	14,92	18,60	13,75	17,33	6,48	18,65	7,35	18,28	6,77
CV1T1GAC	0,1916	0,1891	0,2011	0,1235	0,2369	0,2014	0,1995	0,1260	0,1238	0,1233	0,2055	0,2022	0,2013	0,1932	0,1221	0,2018	0,1259	0,2011	0,1251
CV2T1GAC	0,2017	0,1992	0,2111	0,1333	0,2471	0,2115	0,2095	0,1358	0,1336	0,1332	0,2163	0,2123	0,2121	0,2032	0,1320	0,2119	0,1357	0,2112	0,1349
T1GE																			
CFT1GE	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
CV1T1GE	0,1722	0,1694	0,1811	0,1093	0,2180	0,1812	0,1807	0,1074	0,1097	0,1091	0,1791	0,1822	0,1736	0,1744	0,1042	0,1822	0,1122	0,1806	0,1064
CV2T1GE	0,1823	0,1795	0,1911	0,1192	0,2281	0,1912	0,1908	0,1172	0,1196	0,1190	0,1898	0,1923	0,1844	0,1844	0,1140	0,1923	0,1220	0,1907	0,1162
T1AP																			
CFT1AP	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
CV1T1AP	0,1072	0,1060	0,1127	0,0707	0,1342	0,1128	0,1122	0,0680	0,0709	0,0706	0,1037	0,1134	0,1002	0,1084	0,0655	0,1133	0,0723	0,1126	0,0671
T2																			
CFT2BT	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
CPPT2BT	12,85	12,54	13,94	5,33	18,30	13,94	13,89	5,32	5,38	5,31	11,57	14,07	10,79	13,12	5,02	14,07	5,68	13,88	5,26
CPFFT2BT	5,51	5,37	5,97	2,29	7,84	5,98	5,95	2,28	2,31	2,28	4,96	6,03	4,63	5,62	2,15	6,03	2,44	5,95	2,25
CVPT2BT	0,0796	0,0794	0,0796	0,0782	0,0809	0,0796	0,0796	0,0762	0,0782	0,0782	0,1017	0,0796	0,1029	0,0796	0,0757	0,0796	0,0782	0,0796	0,0759
CVFPT2BT	0,0719	0,0718	0,0720	0,0706	0,0731	0,0720	0,0720	0,0689	0,0706	0,0706	0,0871	0,0720	0,0879	0,0719	0,0682	0,0720	0,0706	0,0720	0,0684
CFT2MT	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
CPPT2MT	12,31	12,00	13,34	5,11	17,52	13,35	13,30	5,09	5,15	5,09	11,08	13,48	10,33	12,56	4,80	13,48	5,44	13,29	5,03
CPFFT2MT	5,27	5,14	5,72	2,19	7,51	5,72	5,70	2,18	2,21	2,18	4,75	5,78	4,43	5,38	2,06	5,78	2,33	5,70	2,16
CVPT2MT	0,0780	0,0778	0,0780	0,0765	0,0792	0,0780	0,0780	0,0746	0,0765	0,0765	0,0996	0,0780	0,1007	0,0780	0,0741	0,0780	0,0765	0,0780	0,0743
CVFPT2MT	0,0704	0,0703	0,0704	0,0691	0,0715	0,0704	0,0704	0,0675	0,0691	0,0691	0,0853	0,0704	0,0861	0,0704	0,0668	0,0704	0,0691	0,0704	0,0670
CFT3BT	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
CPPT3BT	13,63	12,54	13,94	5,33	18,30	13,94	13,89	6,08	5,38	5,31	11,57	14,07	10,79	13,88	5,78	14,07	5,68	13,88	6,02
CPFFT3BT	5,84	5,37	5,97	2,29	7,84	5,98	5,95	2,28	2,31	2,28	4,96	6,03	4,63	5,62	2,15	6,03	2,44	5,95	2,58
T3UF50y300																			
Cargos Variables																			
CVPT3BT	0,0796	0,0794	0,0796	0,0782	0,0809	0,0796	0,0796	0,0762	0,0782	0,0782	0,1017	0,0796	0,1029	0,0796	0,0757	0,0796	0,0782	0,0796	0,0759
CVRT3BT	0,0723	0,0721	0,0723	0,0710	0,0735	0,0723	0,0723	0,0693	0,0710	0,0710	0,0894	0,0723	0,0903	0,0723	0,0686	0,0723	0,0710	0,0723	0,0688
CVVT3BT	0,0702	0,0700	0,0702	0,0688	0,0712	0,0702	0,0702	0,0671	0,0688	0,0688	0,0765	0,0702	0,0768	0,0702	0,0664	0,0702	0,0688	0,0702	0,0665
T3UF>300																			
CVPT3BT	0,1115	0,1113	0,1115	0,1095	0,1115	0,1115	0,1115	0,1074	0,1095	0,1095	0,1350	0,1115	0,1362	0,1115	0,1070	0,1115	0,1095	0,1115	0,1072
CVRT3BT	0,1042	0,1040	0,1042	0,1023	0,1042	0,1042	0,1042	0,1006	0,1023	0,1023	0,1227	0,1042	0,1237	0,1042	0,0999	0,1042	0,1023	0,1042	0,1011
CVVT3BT	0,1021	0,1018	0,1021	0,1001	0,1021	0,1021	0,1021	0,0984	0,1001	0,1001	0,1098	0,1021	0,1102	0,1021	0,0977	0,1021	0,1001	0,1021	0,0978
T3S > 50																			
CFT3MT	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
CPPT3MT	13,05	12,00	13,34	5,11	17,52	13,35	13,30	5,82	5,15	5,09	11,08	13,48	10,33	13,29	5,54	13,48	5,44	13,29	5,77
CPFFT3MT	5,59	5,14	5,72	2,19	7,51	5,72	5,70	2,50	2,21	2,18	4,75	5,78	4,43	5,70	2,37	5,78	2,33	5,70	2,47
T3UF50y300																			
Cargos Variables																			
CVPT3MT	0,0780	0,0778	0,0780	0,0765	0,0792	0,0780	0,0780	0,0746	0,0765	0,0765	0,0996	0,0780	0,1007	0,0780	0,0741	0,0780	0,0765	0,0780	0,0743
CVRT3MT	0,0708	0,0707	0,0708	0,0695	0,0720	0,0708	0,0708	0,0679	0,0695	0,0695	0,0876	0,0708	0,0885	0,0708	0,0672	0,0708	0,0695	0,0708	0,0674
CVVT3MT	0,0687	0,0685	0,0687	0,0674	0,0697	0,0687	0,0687	0,0657	0,0674	0,0674	0,0749	0,0687	0,0752	0,0687	0,0650	0,0687	0,0674	0,0687	0,0651
T3UF>300																			
CVPT3MT	0,1092	0,1089	0,1092	0,1072	0,1092	0,1092	0,1092	0,1051	0,1072	0,1072	0,1321	0,1092	0,1334	0,1092	0,1047	0,1092	0,1072	0,1092	0,1049
CVRT3MT	0,1021	0,1018	0,1021	0,1001	0,1021	0,1021	0,1021	0,0985	0,1001	0,1001	0,1202	0,1021	0,1211	0,1021	0,097				

ANEXO I Costos Abastecimientos Municipales Octubre de 2011																			
Item	N016	N017	N018	N019	N020	N021	N022	N023	N024	N025	N026	N027	N028	N029	N030	N031	N032	N033	N034
T1R																			
CFT1R	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
CV1T1R	0,1362	0,0692	0,1332	0,1391	0,1349	0,1389	0,1395	0,1398	0,1399	0,0755	0,1371	0,1367	0,1349	0,1379	0,1308	0,1356	0,1334	0,1347	0,1380
CV2T1R	0,1315	0,0681	0,1287	0,1343	0,1303	0,1341	0,1347	0,1349	0,1350	0,0739	0,1324	0,1321	0,1303	0,1332	0,1266	0,1310	0,1290	0,1302	0,1333
CV3T1R	0,1323	0,0700	0,1298	0,1352	0,1314	0,1350	0,1358	0,1358	0,0755	0,1335	0,1331	0,1314	0,1343	0,1279	0,1319	0,1300	0,1314	0,1343	0,1343
CV4T1R	0,1316	0,0710	0,1292	0,1345	0,1308	0,1342	0,1352	0,1350	0,1350	0,0762	0,1328	0,1325	0,1308	0,1337	0,1276	0,1313	0,1294	0,1309	0,1336
CV5T1R	0,1650	0,1038	0,1626	0,1679	0,1642	0,1677	0,1686	0,1684	0,1684	0,1089	0,1663	0,1659	0,1642	0,1671	0,1611	0,1647	0,1629	0,1643	0,1670
CV6T1R	0,1973	0,1355	0,1949	0,2002	0,1965	0,1999	0,2009	0,2007	0,2007	0,1406	0,1985	0,1982	0,1965	0,1994	0,1933	0,1970	0,1951	0,1966	0,1993
CV7T1R	0,2642	0,2010	0,2617	0,2670	0,2633	0,2668	0,2677	0,2675	0,2675	0,2062	0,2654	0,2650	0,2633	0,2663	0,2602	0,2638	0,2620	0,2634	0,2662
T1RE																			
CFT1RE	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
CV1T1RE	0,1272	0,0657	0,1244	0,1299	0,1259	0,1296	0,1301	0,1305	0,1306	0,0712	0,1280	0,1276	0,1259	0,1287	0,1222	0,1266	0,1247	0,1258	0,1288
CV2T1RE	0,1606	0,0984	0,1578	0,1633	0,1594	0,1631	0,1636	0,1639	0,1640	0,1040	0,1614	0,1611	0,1594	0,1621	0,1556	0,1600	0,1581	0,1592	0,1622
CV3T1RE	0,1929	0,1301	0,1901	0,1956	0,1916	0,1953	0,1958	0,1962	0,1963	0,1356	0,1937	0,1933	0,1916	0,1944	0,1879	0,1923	0,1904	0,1915	0,1945
CV4T1RE	0,2597	0,1957	0,2570	0,2624	0,2585	0,2622	0,2627	0,2630	0,2632	0,2012	0,2605	0,2602	0,2585	0,2613	0,2547	0,2592	0,2572	0,2583	0,2614
T1GBC																			
CFT1GBC	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
CV1T1GBC	0,2049	0,1225	0,2016	0,2087	0,2037	0,2083	0,2095	0,2094	0,2094	0,1308	0,2064	0,2059	0,2037	0,2076	0,1993	0,2044	0,2019	0,2037	0,2075
T1GAC																			
CFT1GAC	18,46	6,51	17,84	18,94	18,12	18,89	18,88	19,06	19,12	8,19	18,52	18,45	18,13	18,62	17,27	18,29	17,90	18,04	18,68
CV1T1GAC	0,2054	0,1295	0,2027	0,2090	0,2047	0,2087	0,2103	0,2096	0,2095	0,1364	0,2072	0,2068	0,2047	0,2084	0,2013	0,2052	0,2030	0,2050	0,2081
CV2T1GAC	0,2154	0,1393	0,2127	0,2191	0,2148	0,2188	0,2203	0,2196	0,2196	0,1463	0,2173	0,2168	0,2147	0,2185	0,2113	0,2152	0,2130	0,2150	0,2182
T1GE																			
CFT1GE	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
CV1T1GE	0,1828	0,1087	0,1795	0,1860	0,1813	0,1857	0,1863	0,1867	0,1869	0,1159	0,1838	0,1833	0,1813	0,1846	0,1768	0,1821	0,1798	0,1811	0,1847
CV2T1GE	0,1928	0,1185	0,1895	0,1961	0,1914	0,1958	0,1964	0,1968	0,1969	0,1258	0,1938	0,1934	0,1914	0,1947	0,1869	0,1922	0,1898	0,1912	0,1948
T1AP																			
CFT1AP	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
CV1T1AP	0,1118	0,0687	0,1100	0,1138	0,1111	0,1136	0,1141	0,1142	0,1142	0,0713	0,1125	0,1123	0,1111	0,1131	0,1087	0,1115	0,1102	0,1111	0,1131
T2																			
CFT2BT	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
CPPT2BT	13,91	5,04	13,51	14,31	13,73	14,27	14,35	14,39	14,41	6,37	14,03	13,98	13,73	14,14	13,19	13,83	13,55	13,71	14,15
CPFFT2BT	5,96	2,16	5,79	6,13	5,89	6,12	6,15	6,17	6,18	2,73	6,01	5,99	5,89	6,06	5,65	5,93	5,81	5,88	6,06
CVPT2BT	0,0814	0,0799	0,0814	0,0814	0,0814	0,0814	0,0814	0,0814	0,0814	0,0764	0,0814	0,0814	0,0814	0,0814	0,0814	0,0814	0,0814	0,0814	0,0814
CVFFT2BT	0,0738	0,0724	0,0738	0,0738	0,0738	0,0738	0,0738	0,0738	0,0738	0,0689	0,0738	0,0738	0,0738	0,0738	0,0738	0,0738	0,0738	0,0738	0,0738
CFT2MT	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
CPPT2MT	13,32	4,83	12,93	13,70	13,15	13,66	13,74	13,78	13,80	6,10	13,44	13,39	13,15	13,54	12,63	13,24	12,97	13,13	13,55
CPFFT2MT	5,71	2,07	5,54	5,87	5,64	5,86	5,89	5,91	5,91	2,62	5,76	5,74	5,64	5,80	5,41	5,68	5,56	5,63	5,81
CVPT2MT	0,0798	0,0782	0,0798	0,0798	0,0798	0,0798	0,0798	0,0798	0,0798	0,0749	0,0798	0,0798	0,0798	0,0798	0,0798	0,0798	0,0798	0,0798	0,0798
CVFFT2MT	0,0723	0,0709	0,0723	0,0723	0,0723	0,0723	0,0723	0,0723	0,0723	0,0674	0,0723	0,0723	0,0723	0,0723	0,0723	0,0723	0,0723	0,0723	0,0723
CFT3BT	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
CPPT3BT	13,91	5,78	13,51	14,31	13,73	14,27	14,35	14,39	14,41	7,12	14,03	13,98	13,73	14,14	13,19	13,83	13,55	13,71	14,15
CPFFT3BT	5,96	2,48	5,79	6,13	5,89	6,12	6,15	6,17	6,18	3,05	6,01	5,99	5,89	6,06	5,65	5,93	5,81	5,88	6,06
T3UF50y300																			
Cargos Variables																			
CVPT3BT	0,0814	0,0799	0,0814	0,0814	0,0814	0,0814	0,0814	0,0814	0,0814	0,0764	0,0814	0,0814	0,0814	0,0814	0,0814	0,0814	0,0814	0,0814	0,0814
CVRT3BT	0,0742	0,0728	0,0742	0,0742	0,0742	0,0742	0,0742	0,0742	0,0742	0,0692	0,0742	0,0742	0,0742	0,0742	0,0742	0,0742	0,0742	0,0742	0,0742
CVVT3BT	0,0719	0,0705	0,0719	0,0719	0,0719	0,0719	0,0719	0,0719	0,0719	0,0671	0,0719	0,0719	0,0719	0,0719	0,0719	0,0719	0,0719	0,0719	0,0719
T3UF>300																			
CVPT3BT	0,1133	0,1111	0,1133	0,1133	0,1133	0,1133	0,1133	0,1133	0,1133	0,1076	0,1133	0,1133	0,1133	0,1133	0,1133	0,1133	0,1133	0,1133	0,1133
CVRT3BT	0,1061	0,1040	0,1061	0,1061	0,1061	0,1061	0,1061	0,1061	0,1061	0,1005	0,1061	0,1061	0,1061	0,1061	0,1061	0,1061	0,1061	0,1061	0,1061
CVVT3BT	0,1038	0,1017	0,1038	0,1038	0,1038	0,1038	0,1038	0,1038	0,1038	0,0983	0,1038	0,1038	0,1038	0,1038	0,1038	0,1038	0,1038	0,1038	0,1038
T3S > 50																			
CFT3MT	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
CPPT3MT	13,32	5,54	12,93	13,70	13,15	13,66	13,74	13,78	13,80	6,82	13,44	13,39	13,15	13,54	12,63	13,24	12,97	13,13	13,55
CPFFT3MT	5,71	2,37	5,54	5,87	5,64	5,86	5,89	5,91	5,91	2,92	5,76	5,74	5,64	5,80	5,41	5,68	5,56	5,63	5,81
T3UF50y300																			
Cargos Variables																			
CVPT3MT	0,0798	0,0782	0,0798	0,0798	0,0798	0,0798	0,0798	0,0798	0,0798	0,0749	0,0798	0,0798	0,0798	0,0798	0,0798	0,0798	0,0798	0,0798	0,0798
CVRT3MT	0,0727	0,0713	0,0727	0,0727	0,0727	0,0727	0,0727	0,0727	0,0727	0,0678	0,0727	0,0727	0,0727	0,0727	0,0727	0,0727	0,0727	0,0727	0,0727
CVVT3MT	0,0705	0,0691	0,0705	0,0705	0,0705	0,0705	0,0705	0,0705	0,0705	0,0657	0,0705	0,0705	0,0705	0,0705	0,0705	0,0705	0,0705	0,0705	0,0705
T3UF>300																			
CVPT3MT	0,1110	0,1088	0,1110	0,1110	0,1110	0,1110	0,1110	0,1110	0,1110	0,1055	0,1110	0,1110	0,1110	0,1110	0,1110	0,1110	0,1110	0,1110	0,1110
CVRT3MT	0,1039	0,1019	0,1039	0,1039	0,1039	0,1039	0,1039	0,1039	0,1039	0,0984	0,1039	0,1039	0,1039						

ANEXO I Costos Abastecimientos Municipales Octubre de 2011																			
Item	N035	N037	N038	N039	N040	N041	N042	N043	N044	N045	N047	N048	N049	N050	N051	N052	N053	N054	N055
T1R																			
CFT1R	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
CV1T1R	0,1376	0,1365	0,1362	0,1420	0,1353	0,1313	0,1334	0,1405	0,1341	0,1376	0,1366	0,1335	0,1287	0,1335	0,1348	0,1408	0,1393	0,1360	0,1366
CV2T1R	0,1330	0,1319	0,1315	0,1369	0,1308	0,1271	0,1290	0,1355	0,1296	0,1330	0,1320	0,1291	0,1247	0,1292	0,1304	0,1359	0,1346	0,1314	0,1320
CV3T1R	0,1340	0,1329	0,1325	0,1376	0,1319	0,1286	0,1301	0,1362	0,1306	0,1341	0,1330	0,1301	0,1264	0,1304	0,1316	0,1368	0,1357	0,1324	0,1329
CV4T1R	0,1333	0,1323	0,1318	0,1367	0,1314	0,1283	0,1296	0,1353	0,1300	0,1336	0,1324	0,1296	0,1264	0,1300	0,1311	0,1360	0,1350	0,1317	0,1322
CV5T1R	0,1667	0,1657	0,1652	0,1701	0,1648	0,1618	0,1630	0,1687	0,1635	0,1670	0,1658	0,1630	0,1598	0,1634	0,1645	0,1695	0,1685	0,1651	0,1657
CV6T1R	0,1990	0,1980	0,1975	0,2024	0,1971	0,1940	0,1953	0,2010	0,1957	0,1993	0,1981	0,1953	0,1921	0,1957	0,1968	0,2017	0,2007	0,1974	0,1979
CV7T1R	0,2659	0,2648	0,2644	0,2692	0,2639	0,2609	0,2622	0,2678	0,2626	0,2662	0,2649	0,2622	0,2589	0,2626	0,2636	0,2686	0,2676	0,2642	0,2648
T1RE																			
CFT1RE	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
CV1T1RE	0,1285	0,1275	0,1272	0,1325	0,1264	0,1226	0,1246	0,1311	0,1252	0,1284	0,1276	0,1247	0,1202	0,1247	0,1259	0,1314	0,1300	0,1270	0,1276
CV2T1RE	0,1619	0,1609	0,1606	0,1659	0,1598	0,1560	0,1580	0,1645	0,1586	0,1618	0,1610	0,1581	0,1536	0,1581	0,1593	0,1649	0,1635	0,1604	0,1610
CV3T1RE	0,1942	0,1932	0,1929	0,1982	0,1921	0,1883	0,1903	0,1968	0,1909	0,1941	0,1933	0,1904	0,1859	0,1904	0,1916	0,1971	0,1957	0,1927	0,1933
CV4T1RE	0,2611	0,2600	0,2597	0,2651	0,2589	0,2552	0,2572	0,2637	0,2578	0,2610	0,2601	0,2573	0,2527	0,2573	0,2584	0,2640	0,2626	0,2596	0,2601
T1GBC																			
CFT1GBC	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
CV1T1GBC	0,2071	0,2057	0,2051	0,2117	0,2044	0,2002	0,2021	0,2099	0,2027	0,2074	0,2058	0,2021	0,1975	0,2026	0,2040	0,2108	0,2094	0,2049	0,2057
T1GAC																			
CFT1GAC	18,62	18,42	18,41	19,53	18,16	17,28	17,83	19,27	17,99	18,51	18,45	17,88	16,71	17,78	18,03	19,23	18,87	18,37	18,48
CV1T1GAC	0,2078	0,2065	0,2058	0,2115	0,2056	0,2024	0,2033	0,2097	0,2037	0,2085	0,2066	0,2033	0,2003	0,2041	0,2053	0,2110	0,2101	0,2057	0,2063
CV2T1GAC	0,2178	0,2166	0,2158	0,2215	0,2156	0,2124	0,2134	0,2198	0,2138	0,2185	0,2167	0,2133	0,2104	0,2142	0,2154	0,2210	0,2201	0,2157	0,2164
T1GE																			
CFT1GE	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
CV1T1GE	0,1844	0,1832	0,1828	0,1892	0,1818	0,1773	0,1797	0,1875	0,1805	0,1843	0,1833	0,1798	0,1744	0,1798	0,1813	0,1879	0,1862	0,1826	0,1833
CV2T1GE	0,1944	0,1932	0,1928	0,1992	0,1919	0,1874	0,1898	0,1976	0,1905	0,1943	0,1933	0,1899	0,1845	0,1899	0,1913	0,1979	0,1963	0,1926	0,1933
T1AP																			
CFT1AP	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
CV1T1AP	0,1129	0,1122	0,1119	0,1155	0,1115	0,1091	0,1102	0,1145	0,1106	0,1129	0,1122	0,1103	0,1075	0,1104	0,1112	0,1149	0,1140	0,1118	0,1122
T2																			
CFT2BT	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
CPPT2BT	14,11	13,96	13,91	14,69	13,79	13,25	13,54	14,49	13,63	14,09	13,97	13,55	12,90	13,55	13,73	14,53	14,33	13,89	13,97
CPFFT2BT	6,05	5,98	5,96	6,30	5,91	5,68	5,80	6,21	5,84	6,04	5,99	5,81	5,53	5,81	5,88	6,23	6,14	5,95	5,99
CVPT2BT	0,0814	0,0814	0,0814	0,0814	0,0814	0,0814	0,0814	0,0814	0,0814	0,0814	0,0814	0,0814	0,0814	0,0814	0,0814	0,0814	0,0814	0,0814	0,0814
CVFPT2BT	0,0738	0,0738	0,0738	0,0738	0,0738	0,0738	0,0738	0,0738	0,0738	0,0738	0,0738	0,0738	0,0738	0,0738	0,0738	0,0738	0,0738	0,0738	0,0738
CFT2MT	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
CPPT2MT	13,51	13,36	13,32	14,06	13,21	12,68	12,96	13,87	13,05	13,49	13,38	12,98	12,35	12,98	13,14	13,91	13,72	13,30	13,38
CPFFT2MT	5,79	5,73	5,71	6,03	5,66	5,44	5,56	5,94	5,59	5,78	5,73	5,56	5,29	5,56	5,63	5,96	5,88	5,70	5,73
CVPT2MT	0,0798	0,0798	0,0798	0,0798	0,0798	0,0798	0,0798	0,0798	0,0798	0,0798	0,0798	0,0798	0,0798	0,0798	0,0798	0,0798	0,0798	0,0798	0,0798
CVFPT2MT	0,0723	0,0723	0,0723	0,0723	0,0723	0,0723	0,0723	0,0723	0,0723	0,0723	0,0723	0,0723	0,0723	0,0723	0,0723	0,0723	0,0723	0,0723	0,0723
CFT3BT	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
CPPT3BT	14,11	13,96	13,91	14,69	13,79	13,25	13,54	14,49	13,63	14,09	13,97	13,55	12,90	13,55	13,73	14,53	14,33	13,89	13,97
CPFFT3BT	6,05	5,98	5,96	6,30	5,91	5,68	5,80	6,21	5,84	6,04	5,99	5,81	5,53	5,81	5,88	6,23	6,14	5,95	5,99
T3UF=300																			
Cargos Variables																			
CVPT3BT	0,0814	0,0814	0,0814	0,0814	0,0814	0,0814	0,0814	0,0814	0,0814	0,0814	0,0814	0,0814	0,0814	0,0814	0,0814	0,0814	0,0814	0,0814	0,0814
CVRT3BT	0,0742	0,0742	0,0742	0,0742	0,0742	0,0742	0,0742	0,0742	0,0742	0,0742	0,0742	0,0742	0,0742	0,0742	0,0742	0,0742	0,0742	0,0742	0,0742
CVVT3BT	0,0719	0,0719	0,0719	0,0719	0,0719	0,0719	0,0719	0,0719	0,0719	0,0719	0,0719	0,0719	0,0719	0,0719	0,0719	0,0719	0,0719	0,0719	0,0719
T3S > 50																			
CFT3MT	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
CPPT3MT	13,51	13,36	13,32	14,06	13,21	12,68	12,96	13,87	13,05	13,49	13,38	12,98	12,35	12,98	13,14	13,91	13,72	13,30	13,38
CPFFT3MT	5,79	5,73	5,71	6,03	5,66	5,44	5,56	5,94	5,59	5,78	5,73	5,56	5,29	5,56	5,63	5,96	5,88	5,70	5,73
T3UF=500																			
Cargos Variables																			
CVPT3MT	0,0798	0,0798	0,0798	0,0798	0,0798	0,0798	0,0798	0,0798	0,0798	0,0798	0,0798	0,0798	0,0798	0,0798	0,0798	0,0798	0,0798	0,0798	0,0798
CVRT3MT	0,0727	0,0727	0,0727	0,0727	0,0727	0,0727	0,0727	0,0727	0,0727	0,0727	0,0727	0,0727	0,0727	0,0727	0,0727	0,0727	0,0727	0,0727	0,0727
CVVT3MT	0,0705	0,0705	0,0705	0,0705	0,0705	0,0705	0,0705	0,0705	0,0705	0,0705	0,0705	0,0705	0,0705	0,0705	0,0705	0,0705	0,0705	0,0705	0,0705
T3UF>300																			
CVPT3MT	0,1110	0,1110	0,1110	0,1110	0,1110	0,1110	0,1110	0,1110	0,1110	0,1110	0,1110	0,1110	0,1110	0,1110	0,1110	0,1110	0,1110	0,1110	0,1110
CVRT3MT	0,1039	0,1039	0,1039	0,1039	0,1039	0,1039	0,1039	0,1039	0,1039	0,1039	0,1039	0,1039	0,1039	0,1039	0,1039	0,1039	0,1039	0,1039	0,1039
CVVT3MT	0,1017	0,1017	0,1017	0,1017	0,1017	0,1017	0,1017	0,1017	0,1017	0,1017	0,1017	0,1017	0,1017	0,1017	0,1017	0,1017	0,1017	0,1017	0,1017
T4																			
CFT4	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
CV1T4	0,1581	0,1568	0,1564	0,1635	0,1553	0,1503	0,1530	0,1616	0,1538	0,1580	0,1569	0,1531	0,1471	0,1531	0,1547	0,1620			

ANEXO I Costos Abastecimientos Municipales Octubre de 2011																			
Item	N056	N058	N059	N060	N061	N062	N063	N064	N065	N066	N067	N068	N069	N070	N071	N072	N073	N074	N075
T1R																			
CFT1R	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
CV1T1R	0,1402	0,1377	0,1338	0,1399	0,1343	0,0638	0,1400	0,1382	0,1441	0,0650	0,1362	0,0591	0,1329	0,1389	0,1326	0,1475	0,1364	0,1317	0,1276
CV2T1R	0,1353	0,1329	0,1294	0,1348	0,1298	0,0625	0,1351	0,1334	0,1389	0,0640	0,1316	0,0583	0,1285	0,1341	0,1281	0,1422	0,1318	0,1273	0,1236
CV3T1R	0,1362	0,1338	0,1307	0,1350	0,1308	0,0639	0,1359	0,1344	0,1396	0,0659	0,1325	0,0602	0,1296	0,1349	0,1292	0,1431	0,1328	0,1284	0,1251
CV4T1R	0,1355	0,1331	0,1303	0,1337	0,1303	0,0646	0,1350	0,1338	0,1385	0,0670	0,1319	0,0612	0,1291	0,1341	0,1287	0,1421	0,1321	0,1279	0,1249
CV5T1R	0,1689	0,1665	0,1637	0,1672	0,1637	0,0974	0,1684	0,1672	0,1719	0,0997	0,1653	0,0940	0,1625	0,1675	0,1621	0,1755	0,1655	0,1613	0,1583
CV6T1R	0,2012	0,1988	0,1960	0,1994	0,1960	0,1291	0,2007	0,1995	0,2042	0,1314	0,1976	0,1257	0,1948	0,1998	0,1944	0,2078	0,1978	0,1936	0,1906
CV7T1R	0,2680	0,2657	0,2628	0,2663	0,2628	0,1946	0,2676	0,2663	0,2711	0,1969	0,2644	0,1912	0,2617	0,2666	0,2612	0,2747	0,2647	0,2604	0,2575
T1RE																			
CFT1RE	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
CV1T1RE	0,1308	0,1286	0,1249	0,1307	0,1254	0,0603	0,1307	0,1290	0,1345	0,0615	0,1272	0,0561	0,1241	0,1297	0,1238	0,1375	0,1274	0,1230	0,1192
CV2T1RE	0,1642	0,1620	0,1583	0,1641	0,1589	0,0931	0,1641	0,1624	0,1679	0,0943	0,1606	0,0889	0,1576	0,1631	0,1573	0,1710	0,1608	0,1564	0,1527
CV3T1RE	0,1965	0,1943	0,1906	0,1964	0,1911	0,1248	0,1964	0,1947	0,2002	0,1260	0,1929	0,1206	0,1898	0,1954	0,1895	0,2032	0,1931	0,1887	0,1849
CV4T1RE	0,2634	0,2611	0,2575	0,2633	0,2580	0,1903	0,2632	0,2615	0,2671	0,1915	0,2598	0,1861	0,2567	0,2622	0,2564	0,2701	0,2599	0,2556	0,2518
T1GBC																			
CFT1GBC	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
CV1T1GBC	0,2100	0,2069	0,2029	0,2080	0,2030	0,1163	0,2094	0,2077	0,2142	0,1183	0,2052	0,1108	0,2014	0,2082	0,2009	0,2189	0,2055	0,1998	0,1956
T1GAC																			
CFT1GAC	19,10	18,69	17,81	19,47	18,03	6,58	19,14	18,71	19,96	6,21	18,41	5,34	17,75	18,95	17,72	20,40	18,43	17,57	16,64
CV1T1GAC	0,2103	0,2073	0,2045	0,2069	0,2041	0,1222	0,2095	0,2083	0,2136	0,1255	0,2059	0,1182	0,2027	0,2084	0,2021	0,2185	0,2062	0,2011	0,1981
CV2T1GAC	0,2204	0,2174	0,2145	0,2169	0,2141	0,1321	0,2196	0,2184	0,2236	0,1353	0,2159	0,1280	0,2128	0,2184	0,2121	0,2285	0,2163	0,2111	0,2082
T1GE																			
CFT1GE	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
CV1T1GE	0,1871	0,1844	0,1801	0,1870	0,1807	0,1034	0,1870	0,1849	0,1915	0,1044	0,1828	0,0980	0,1792	0,1858	0,1788	0,1952	0,1830	0,1778	0,1733
CV2T1GE	0,1972	0,1945	0,1901	0,1971	0,1907	0,1132	0,1970	0,1950	0,2016	0,1142	0,1929	0,1078	0,1892	0,1958	0,1888	0,2052	0,1931	0,1879	0,1833
T1AP																			
CFT1AP	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
CV1T1AP	0,1144	0,1128	0,1106	0,1139	0,1108	0,0630	0,1142	0,1132	0,1168	0,0649	0,1119	0,0608	0,1099	0,1136	0,1097	0,1191	0,1121	0,1091	0,1067
T2																			
CFT2BT	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
CPPT2BT	14,44	14,11	13,58	14,43	13,66	5,07	14,42	14,17	14,98	4,92	13,92	4,21	13,47	14,28	13,43	15,42	13,94	13,31	12,75
CPPT2BT	6,19	6,05	5,82	6,18	5,85	2,17	6,18	6,07	6,42	2,11	5,97	1,80	5,77	6,12	5,75	6,61	5,98	5,70	5,47
CVPT2BT	0,0814	0,0814	0,0814	0,0814	0,0814	0,0746	0,0814	0,0814	0,0814	0,0767	0,0814	0,0762	0,0814	0,0814	0,0814	0,0814	0,0814	0,0814	0,0814
CVPT2BT	0,0738	0,0738	0,0738	0,0738	0,0738	0,0671	0,0738	0,0738	0,0738	0,0693	0,0738	0,0687	0,0738	0,0738	0,0738	0,0738	0,0738	0,0738	0,0738
CFT2MT	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
CPPT2MT	13,83	13,51	13,01	13,81	13,08	4,86	13,81	13,57	14,34	4,71	13,33	4,03	12,90	13,67	12,86	14,77	13,35	12,74	12,21
CPPT2MT	5,93	5,79	5,57	5,92	5,60	2,08	5,92	5,82	6,15	2,02	5,71	1,73	5,53	5,86	5,51	6,33	5,72	5,46	5,23
CVPT2MT	0,0798	0,0798	0,0798	0,0798	0,0798	0,0730	0,0798	0,0798	0,0798	0,0752	0,0798	0,0747	0,0798	0,0798	0,0798	0,0798	0,0798	0,0798	0,0798
CVPT2MT	0,0723	0,0723	0,0723	0,0723	0,0723	0,0657	0,0723	0,0723	0,0723	0,0679	0,0723	0,0672	0,0723	0,0723	0,0723	0,0723	0,0723	0,0723	0,0723
CFT3BT	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
CPPT3BT	14,44	14,11	13,58	14,43	13,66	5,82	14,42	14,17	14,98	5,66	13,92	4,95	13,47	14,28	13,43	15,42	13,94	13,31	12,75
CPPT3BT	6,19	6,05	5,82	6,18	5,85	2,49	6,18	6,07	6,42	2,42	5,97	2,12	5,77	6,12	5,75	6,61	5,98	5,70	5,47
T3UFe50y300																			
Cargos Variables																			
CVPT3BT	0,0814	0,0814	0,0814	0,0814	0,0814	0,0745	0,0814	0,0814	0,0814	0,0767	0,0814	0,0762	0,0814	0,0814	0,0814	0,0814	0,0814	0,0814	0,0814
CVRT3BT	0,0742	0,0742	0,0742	0,0742	0,0742	0,0675	0,0742	0,0742	0,0742	0,0697	0,0742	0,0690	0,0742	0,0742	0,0742	0,0742	0,0742	0,0742	0,0742
CVVT3BT	0,0719	0,0719	0,0719	0,0719	0,0719	0,0653	0,0719	0,0719	0,0719	0,0675	0,0719	0,0668	0,0719	0,0719	0,0719	0,0719	0,0719	0,0719	0,0719
T3UF>300																			
CVPT3BT	0,1133	0,1133	0,1133	0,1133	0,1133	0,1058	0,1133	0,1133	0,1133	0,1080	0,1133	0,1074	0,1133	0,1133	0,1133	0,1133	0,1133	0,1133	0,1133
CVRT3BT	0,1061	0,1061	0,1061	0,1061	0,1061	0,0987	0,1061	0,1061	0,1061	0,1009	0,1061	0,1003	0,1061	0,1061	0,1061	0,1061	0,1061	0,1061	0,1061
CVVT3BT	0,1038	0,1038	0,1038	0,1038	0,1038	0,0965	0,1038	0,1038	0,1038	0,0987	0,1038	0,0981	0,1038	0,1038	0,1038	0,1038	0,1038	0,1038	0,1038
T3S > 50																			
CFT3MT	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
CPPT3MT	13,83	13,51	13,01	13,81	13,08	5,57	13,81	13,57	14,34	5,42	13,33	4,74	12,90	13,67	12,86	14,77	13,35	12,74	12,21
CPPT3MT	5,93	5,79	5,57	5,92	5,60	2,39	5,92	5,82	6,15	2,32	5,71	2,03	5,53	5,86	5,51	6,33	5,72	5,46	5,23
T3UFe50y300																			
Cargos Variables																			
CVPT3MT	0,0798	0,0798	0,0798	0,0798	0,0798	0,0730	0,0798	0,0798	0,0798	0,0752	0,0798	0,0747	0,0798	0,0798	0,0798	0,0798	0,0798	0,0798	0,0798
CVRT3MT	0,0727	0,0727	0,0727	0,0727	0,0727	0,0661	0,0727	0,0727	0,0727	0,0682	0,0727	0,0676	0,0727	0,0727	0,0727	0,0727	0,0727	0,0727	0,0727
CVVT3MT	0,0705	0,0705	0,0705	0,0705	0,0705	0,0640	0,0705	0,0705	0,0705	0,0661	0,0705	0,0655	0,0705	0,0705	0,0705	0,0705	0,0705	0,0705	0,0705
T3UF>300																			
CVPT3MT	0,1110	0,1110	0,1110	0,1110	0,1110	0,1036	0,1110	0,1110	0,1110	0,1058	0,1110	0,1053	0,1110	0,1110	0,1110	0,1110	0,1110	0,1110	0,1110
CVRT3MT	0,1039	0,1039	0,1039	0,1039	0,1039	0,0967	0,1039	0,1039	0,1039	0,0988	0,1039	0,0982	0,1039						

ANEXO I Costos Abastecimientos Municipales Octubre de 2011																			
Item	N076	N077	N078	N079	N080	N081	N082	N083	N084	N085	N086	N087	N088	N089	N090	N091	N093	N094	N095
T1R																			
CFT1R	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
CV1T1R	0,1281	0,0739	0,0665	0,1302	0,1396	0,1347	0,1385	0,1395	0,1358	0,0734	0,1399	0,1268	0,1326	0,0748	0,1371	0,0694	0,0635	0,0705	0,1411
CV2T1R	0,1281	0,0727	0,0654	0,1259	0,1348	0,1302	0,1338	0,1313	0,1312	0,0723	0,1351	0,1227	0,1282	0,0736	0,1324	0,0682	0,0626	0,0692	0,1362
CV3T1R	0,1292	0,0748	0,0671	0,1270	0,1357	0,1312	0,1348	0,1249	0,1322	0,0745	0,1361	0,1239	0,1293	0,0756	0,1333	0,0700	0,0646	0,0710	0,1371
CV4T1R	0,1287	0,0759	0,0679	0,1265	0,1349	0,1306	0,1341	0,1186	0,1315	0,0758	0,1353	0,1235	0,1288	0,0767	0,1326	0,0709	0,0657	0,0719	0,1364
CV5T1R	0,1621	0,1086	0,1007	0,1599	0,1683	0,1640	0,1675	0,1520	0,1650	0,1085	0,1687	0,1569	0,1623	0,1094	0,1661	0,1036	0,0985	0,1046	0,1698
CV6T1R	0,1944	0,1403	0,1324	0,1922	0,2006	0,1963	0,1998	0,1843	0,1972	0,1402	0,2010	0,1892	0,1945	0,1411	0,1983	0,1353	0,1301	0,1362	0,2021
CV7T1R	0,2612	0,2058	0,1979	0,2590	0,2675	0,2631	0,2667	0,2512	0,2641	0,2057	0,2679	0,2560	0,2614	0,2066	0,2652	0,2008	0,1957	0,2016	0,2689
T1RE																			
CFT1RE	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
CV1T1RE	0,1238	0,0699	0,0630	0,1217	0,1303	0,1258	0,1293	0,1313	0,1269	0,0695	0,1306	0,1186	0,1239	0,0710	0,1280	0,0658	0,0602	0,0667	0,1316
CV2T1RE	0,1572	0,1027	0,0958	0,1551	0,1637	0,1593	0,1627	0,1647	0,1603	0,1022	0,1640	0,1520	0,1573	0,1037	0,1615	0,0985	0,0929	0,0994	0,1651
CV3T1RE	0,1895	0,1344	0,1274	0,1874	0,1960	0,1915	0,1950	0,1970	0,1926	0,1339	0,1963	0,1843	0,1896	0,1354	0,1937	0,1302	0,1246	0,1310	0,1973
CV4T1RE	0,2563	0,1999	0,1930	0,2542	0,2628	0,2584	0,2618	0,2639	0,2594	0,1995	0,2632	0,2511	0,2564	0,2010	0,2606	0,1957	0,1901	0,1964	0,2642
T1GBC																			
CFT1GBC	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
CV1T1GBC	0,2008	0,1295	0,1199	0,1982	0,2092	0,2034	0,2081	0,2107	0,2047	0,1286	0,2098	0,1934	0,2010	0,1291	0,2062	0,1232	0,1168	0,1248	0,2112
T1GAC																			
CFT1GAC	17,71	7,28	6,65	17,04	19,01	18,13	18,76	19,18	18,34	6,99	19,05	16,52	17,71	7,15	18,59	6,91	5,98	7,20	19,23
CV1T1GAC	0,2021	0,1372	0,1263	0,1996	0,2096	0,2044	0,2088	0,2110	0,2055	0,1361	0,2102	0,1945	0,2024	0,1361	0,2068	0,1298	0,1242	0,1313	0,2115
CV2T1GAC	0,2121	0,1470	0,1361	0,2097	0,2196	0,2144	0,2188	0,2211	0,2155	0,1459	0,2202	0,2046	0,2124	0,1459	0,2168	0,1397	0,1340	0,1411	0,2216
T1GE																			
CFT1GE	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
CV1T1GE	0,1787	0,1139	0,1062	0,1762	0,1865	0,1812	0,1853	0,1877	0,1824	0,1133	0,1869	0,1725	0,1789	0,1146	0,1838	0,1092	0,1028	0,1104	0,1881
CV2T1GE	0,1888	0,1237	0,1161	0,1863	0,1966	0,1912	0,1953	0,1978	0,1925	0,1231	0,1969	0,1825	0,1889	0,1244	0,1939	0,1190	0,1126	0,1202	0,1982
T1AP																			
CFT1AP	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
CV1T1AP	0,1096	0,0723	0,0657	0,1074	0,1141	0,1110	0,1134	0,1148	0,1117	0,0717	0,1143	0,1058	0,1097	0,0732	0,1125	0,0680	0,0638	0,0683	0,1150
T2																			
CFT2BT	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
CPPT2BT	13,42	5,66	5,18	13,11	14,37	13,72	14,22	14,52	13,87	5,60	14,41	12,66	13,43	5,53	14,04	5,37	4,80	5,64	14,56
CPPT2BT	5,75	2,43	2,22	5,62	6,16	5,88	6,09	6,22	5,94	2,40	6,18	5,42	5,76	2,37	6,02	2,30	2,06	2,42	6,24
CVPT2BT	0,0814	0,0800	0,0764	0,0814	0,0814	0,0814	0,0814	0,0814	0,0799	0,0814	0,0814	0,0814	0,0814	0,0817	0,0814	0,0778	0,0762	0,0768	0,0814
CVPT2BT	0,0738	0,0725	0,0690	0,0738	0,0738	0,0738	0,0738	0,0738	0,0724	0,0738	0,0738	0,0738	0,0738	0,0742	0,0738	0,0702	0,0687	0,0693	0,0738
CFT2MT	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
CPPT2MT	12,85	5,42	4,96	12,56	13,76	13,13	13,61	13,90	13,28	5,36	13,80	12,12	12,86	5,29	13,44	5,14	4,59	5,40	13,94
CPPT2MT	5,51	2,32	2,12	5,38	5,90	5,63	5,83	5,96	5,69	2,30	5,91	5,19	5,51	2,27	5,76	2,20	1,97	2,31	5,98
CVPT2MT	0,0798	0,0783	0,0749	0,0798	0,0798	0,0798	0,0798	0,0798	0,0782	0,0798	0,0798	0,0798	0,0798	0,0801	0,0798	0,0762	0,0747	0,0753	0,0798
CVPT2MT	0,0723	0,0710	0,0675	0,0723	0,0723	0,0723	0,0723	0,0723	0,0709	0,0723	0,0723	0,0723	0,0723	0,0726	0,0723	0,0688	0,0672	0,0678	0,0723
CFT3BT	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
CPPT3BT	13,42	5,66	5,92	13,11	14,37	13,72	14,22	14,52	13,87	6,34	14,41	13,40	13,43	6,28	14,04	6,12	5,54	6,39	14,56
CPPT3BT	5,75	2,43	2,54	5,62	6,16	5,88	6,09	6,22	5,94	2,72	6,18	5,74	5,76	2,69	6,02	2,62	2,37	2,74	6,24
T3UFe50y300																			
Cargos Variables																			
CVPT3BT	0,0814	0,0800	0,0764	0,0814	0,0814	0,0814	0,0814	0,0814	0,0799	0,0814	0,0814	0,0814	0,0814	0,0817	0,0814	0,0778	0,0762	0,0768	0,0814
CVRT3BT	0,0742	0,0729	0,0693	0,0742	0,0742	0,0742	0,0742	0,0742	0,0728	0,0742	0,0742	0,0742	0,0742	0,0745	0,0742	0,0706	0,0690	0,0697	0,0742
CVVT3BT	0,0719	0,0706	0,0672	0,0719	0,0719	0,0719	0,0719	0,0719	0,0705	0,0719	0,0719	0,0719	0,0719	0,0724	0,0719	0,0684	0,0668	0,0674	0,0719
T3UF>300																			
CVPT3BT	0,1133	0,1112	0,1076	0,1133	0,1133	0,1133	0,1133	0,1133	0,1111	0,1133	0,1133	0,1133	0,1133	0,1130	0,1133	0,1090	0,1074	0,1081	0,1133
CVRT3BT	0,1061	0,1041	0,1006	0,1061	0,1061	0,1061	0,1061	0,1061	0,1040	0,1061	0,1061	0,1061	0,1061	0,1058	0,1061	0,1018	0,1003	0,1008	0,1061
CVVT3BT	0,1038	0,1018	0,0984	0,1038	0,1038	0,1038	0,1038	0,1038	0,1017	0,1038	0,1038	0,1038	0,1038	0,1036	0,1038	0,0996	0,0981	0,0986	0,1038
T3S > 50																			
CFT3MT	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
CPPT3MT	12,85	5,42	5,67	12,56	13,76	13,13	13,61	13,90	13,28	6,07	13,80	12,83	12,86	6,01	13,44	5,86	5,30	6,12	13,94
CPPT3MT	5,51	2,32	2,43	5,38	5,90	5,63	5,83	5,96	5,69	2,60	5,91	5,50	5,51	2,58	5,76	2,51	2,27	2,62	5,98
T3UFe50y300																			
Cargos Variables																			
CVPT3MT	0,0798	0,0783	0,0749	0,0798	0,0798	0,0798	0,0798	0,0798	0,0782	0,0798	0,0798	0,0798	0,0798	0,0801	0,0798	0,0762	0,0747	0,0753	0,0798
CVRT3MT	0,0727	0,0714	0,0679	0,0727	0,0727	0,0727	0,0727	0,0727	0,0713	0,0727	0,0727	0,0727	0,0727	0,0730	0,0727	0,0691	0,0676	0,0682	0,0727
CVVT3MT	0,0705	0,0692	0,0658	0,0705	0,0705	0,0705	0,0705	0,0705	0,0691	0,0705	0,0705	0,0705	0,0705	0,0709	0,0705	0,0670	0,0655	0,0660	0,0705
T3UF>300																			
CVPT3MT	0,1110	0,1089	0,1055	0,1110	0,1110	0,1110	0,1110	0,1110	0,1088	0,1110	0,1110	0,1110	0,1110	0,1107	0,1110	0,1068	0,1053	0,1059	0,1110
CVRT3MT	0,1039	0,1020	0,0985	0,1039	0,1039	0,1039	0,1039	0,1039	0,1019	0,1039	0,1039	0,1039	0,1039	0,1036					

ANEXO I Costos Abastecimientos Municipales Octubre de 2011																			
Item	N096	N097	N098	N099	N100	N101	N102	N103	N104	N105	N106	N107	N108	N109	N110	N111	N112	N113	N114
T1R																			
CFT1R	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
CV1T1R	0,0656	0,1405	0,1421	0,1319	0,1340	0,1183	0,1325	0,1344	0,1364	0,0645	0,1338	0,1334	0,1383	0,0678	0,1361	0,1388	0,1372	0,1398	0,0611
CV2T1R	0,0643	0,1355	0,1370	0,1277	0,1295	0,1148	0,1282	0,1299	0,1318	0,0635	0,1293	0,1289	0,1336	0,0670	0,1315	0,1340	0,1324	0,1349	0,0602
CV3T1R	0,0659	0,1362	0,1377	0,1292	0,1307	0,1165	0,1294	0,1309	0,1328	0,0653	0,1304	0,1299	0,1346	0,0694	0,1324	0,1350	0,1332	0,1356	0,0621
CV4T1R	0,0666	0,1353	0,1367	0,1290	0,1301	0,1167	0,1290	0,1303	0,1323	0,0663	0,1298	0,1294	0,1340	0,0708	0,1317	0,1343	0,1323	0,1346	0,0632
CV5T1R	0,0994	0,1687	0,1701	0,1624	0,1636	0,1501	0,1624	0,1637	0,1657	0,0991	0,1632	0,1628	0,1674	0,1035	0,1651	0,1677	0,1657	0,1680	0,0959
CV6T1R	0,1311	0,2010	0,2024	0,1947	0,1958	0,1824	0,1947	0,1960	0,1980	0,1307	0,1955	0,1951	0,1997	0,1352	0,1974	0,2000	0,1980	0,2003	0,1276
CV7T1R	0,1966	0,2679	0,2693	0,2615	0,2627	0,2492	0,2615	0,2628	0,2648	0,1963	0,2624	0,2619	0,2665	0,2007	0,2643	0,2666	0,2649	0,2672	0,1931
T1RE																			
CFT1RE	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
CV1T1RE	0,0620	0,1311	0,1326	0,1232	0,1252	0,1107	0,1238	0,1255	0,1273	0,0611	0,1250	0,1246	0,1291	0,0643	0,1271	0,1296	0,1281	0,1306	0,0578
CV2T1RE	0,0948	0,1645	0,1660	0,1566	0,1586	0,1441	0,1572	0,1590	0,1608	0,0939	0,1584	0,1580	0,1625	0,0971	0,1605	0,1630	0,1616	0,1640	0,0906
CV3T1RE	0,1264	0,1968	0,1983	0,1889	0,1909	0,1764	0,1895	0,1912	0,1930	0,1255	0,1907	0,1903	0,1948	0,1288	0,1928	0,1953	0,1938	0,1963	0,1223
CV4T1RE	0,1920	0,2637	0,2652	0,2557	0,2577	0,2432	0,2563	0,2581	0,2599	0,1911	0,2575	0,2572	0,2617	0,1943	0,2597	0,2621	0,2607	0,2631	0,1878
T1GBC																			
CFT1GBC	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
CV1T1GBC	0,1188	0,2099	0,2118	0,2010	0,2028	0,1845	0,2012	0,2030	0,2056	0,1177	0,2024	0,2018	0,2079	0,1225	0,2050	0,2084	0,2059	0,2090	0,1137
T1GAC																			
CFT1GAC	6,74	19,27	19,57	17,37	17,95	14,93	17,63	18,07	18,37	6,25	17,94	17,89	18,73	6,09	18,41	18,85	18,71	19,19	5,76
CV1T1GAC	0,1250	0,2097	0,2114	0,2032	0,2040	0,1882	0,2027	0,2040	0,2066	0,1247	0,2035	0,2029	0,2086	0,1313	0,2056	0,2089	0,2060	0,2088	0,1209
CV2T1GAC	0,1348	0,2198	0,2215	0,2132	0,2141	0,1983	0,2128	0,2140	0,2166	0,1345	0,2135	0,2129	0,2186	0,1411	0,2157	0,2190	0,2161	0,2188	0,1308
T1GE																			
CFT1GE	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
CV1T1GE	0,1053	0,1875	0,1893	0,1780	0,1804	0,1630	0,1787	0,1808	0,1830	0,1039	0,1801	0,1797	0,1851	0,1072	0,1827	0,1857	0,1839	0,1868	0,1002
CV2T1GE	0,1151	0,1976	0,1993	0,1881	0,1904	0,1731	0,1888	0,1909	0,1930	0,1137	0,1902	0,1898	0,1952	0,1171	0,1928	0,1957	0,1940	0,1969	0,1100
T1AP																			
CFT1AP	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
CV1T1AP	0,0645	0,1145	0,1155	0,1095	0,1106	0,1009	0,1097	0,1108	0,1121	0,0642	0,1104	0,1102	0,1133	0,0685	0,1119	0,1136	0,1124	0,1141	0,0617
T2																			
CFT2BT	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
CPPT2BT	5,24	14,49	14,70	13,33	13,62	11,51	13,42	13,67	13,93	4,95	13,59	13,54	14,20	4,85	13,91	14,26	14,05	14,41	4,60
CPPT2BT	2,24	6,21	6,30	5,71	5,84	4,93	5,75	5,86	5,97	2,12	5,82	5,80	6,08	2,08	5,96	6,11	6,02	6,17	1,97
CVPT2BT	0,0751	0,0814	0,0814	0,0814	0,0814	0,0814	0,0814	0,0814	0,0814	0,0761	0,0814	0,0814	0,0814	0,0800	0,0814	0,0814	0,0814	0,0814	0,0752
CVPT2BT	0,0676	0,0738	0,0738	0,0738	0,0738	0,0738	0,0738	0,0738	0,0738	0,0685	0,0738	0,0738	0,0738	0,0725	0,0738	0,0738	0,0738	0,0738	0,0677
CFT2MT	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
CPPT2MT	5,01	13,87	14,08	12,76	13,04	11,02	12,85	13,09	13,34	4,74	13,01	12,96	13,59	4,64	13,31	13,66	13,46	13,79	4,41
CPPT2MT	2,15	5,94	6,03	5,47	5,59	4,72	5,51	5,61	5,72	2,03	5,58	5,56	5,83	1,99	5,71	5,85	5,77	5,91	1,89
CVPT2MT	0,0735	0,0798	0,0798	0,0798	0,0798	0,0798	0,0798	0,0798	0,0798	0,0746	0,0798	0,0798	0,0798	0,0783	0,0798	0,0798	0,0798	0,0798	0,0736
CVPT2MT	0,0662	0,0723	0,0723	0,0723	0,0723	0,0723	0,0723	0,0723	0,0723	0,0671	0,0723	0,0723	0,0723	0,0710	0,0723	0,0723	0,0723	0,0723	0,0663
CFT3BT	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
CPPT3BT	5,98	14,49	14,70	13,33	13,62	11,51	13,42	13,67	13,93	5,69	13,59	13,54	14,20	4,85	13,91	14,26	14,05	14,41	5,35
CPPT3BT	2,56	6,21	6,30	5,71	5,84	4,93	5,75	5,86	5,97	2,44	5,82	5,80	6,08	2,08	5,96	6,11	6,02	6,17	2,29
T3UF50y300																			
Cargos Variables																			
CVPT3BT	0,0751	0,0814	0,0814	0,0814	0,0814	0,0814	0,0814	0,0814	0,0814	0,0761	0,0814	0,0814	0,0814	0,0800	0,0814	0,0814	0,0814	0,0814	0,0752
CVRT3BT	0,0680	0,0742	0,0742	0,0742	0,0742	0,0742	0,0742	0,0742	0,0742	0,0689	0,0742	0,0742	0,0742	0,0729	0,0742	0,0742	0,0742	0,0742	0,0681
CVVT3BT	0,0658	0,0719	0,0719	0,0719	0,0719	0,0719	0,0719	0,0719	0,0719	0,0667	0,0719	0,0719	0,0719	0,0706	0,0719	0,0719	0,0719	0,0719	0,0659
T3UF>300																			
CVPT3BT	0,1063	0,1133	0,1133	0,1133	0,1133	0,1133	0,1133	0,1133	0,1133	0,1073	0,1133	0,1133	0,1133	0,1112	0,1133	0,1133	0,1133	0,1133	0,1064
CVRT3BT	0,0992	0,1061	0,1061	0,1061	0,1061	0,1061	0,1061	0,1061	0,1061	0,1002	0,1061	0,1061	0,1061	0,1041	0,1061	0,1061	0,1061	0,1061	0,0993
CVVT3BT	0,0970	0,1038	0,1038	0,1038	0,1038	0,1038	0,1038	0,1038	0,1038	0,0980	0,1038	0,1038	0,1038	0,1018	0,1038	0,1038	0,1038	0,1038	0,0971
T3S > 50																			
CFT3MT	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
CPPT3MT	5,73	13,87	14,08	12,76	13,04	11,02	12,85	13,09	13,34	5,45	13,01	12,96	13,59	4,64	13,31	13,66	13,46	13,79	5,12
CPPT3MT	2,46	5,94	6,03	5,47	5,59	4,72	5,51	5,61	5,72	2,34	5,58	5,56	5,83	1,99	5,71	5,85	5,77	5,91	2,20
T3UF50y300																			
Cargos Variables																			
CVPT3MT	0,0735	0,0798	0,0798	0,0798	0,0798	0,0798	0,0798	0,0798	0,0798	0,0746	0,0798	0,0798	0,0798	0,0783	0,0798	0,0798	0,0798	0,0798	0,0736
CVRT3MT	0,0666	0,0727	0,0727	0,0727	0,0727	0,0727	0,0727	0,0727	0,0727	0,0675	0,0727	0,0727	0,0727	0,0714	0,0727	0,0727	0,0727	0,0727	0,0667
CVVT3MT	0,0645	0,0705	0,0705	0,0705	0,0705	0,0705	0,0705	0,0705	0,0705	0,0654	0,0705	0,0705	0,0705	0,0692	0,0705	0,0705	0,0705	0,0705	0,0646
T3UF>300																			
CVPT3MT	0,1041	0,1110	0,1110	0,1110	0,1110	0,1110	0,1110	0,1110	0,1110	0,1052	0,1110	0,1110	0,1110	0,1089	0,1110	0,1110	0,1110	0,1110	0,1042
CVRT3MT	0,0972	0,1039	0,1039	0,1039	0,1039	0,1039	0,1039	0,1039	0,1039	0,0981	0,1039	0,1039	0,1039	0,10					

ANEXO I Costos Abastecimientos Municipales Octubre de 2011									
Item	S035	S036	S037	S038	S039	S040	S041	S042	S043
T1R									
CFT1R	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
CV1T1R	0,1266	0,1201	0,1189	0,1348	0,1186	0,1292	0,1212	0,1174	0,1370
CV2T1R	0,1220	0,1159	0,1147	0,1303	0,1146	0,1245	0,1170	0,1134	0,1324
CV3T1R	0,1226	0,1166	0,1155	0,1314	0,1154	0,1251	0,1178	0,1142	0,1334
CV4T1R	0,1217	0,1158	0,1148	0,1308	0,1147	0,1242	0,1171	0,1136	0,1327
CV5T1R	0,1549	0,1490	0,1480	0,1642	0,1479	0,1573	0,1503	0,1468	0,1661
CV6T1R	0,1869	0,1810	0,1800	0,1965	0,1799	0,1894	0,1823	0,1788	0,1984
CV7T1R	0,2533	0,2474	0,2464	0,2633	0,2463	0,2557	0,2486	0,2452	0,2652
T1RE									
CFT1RE	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
CV1T1RE	0,1181	0,1121	0,1110	0,1259	0,1108	0,1204	0,1131	0,1096	0,1279
CV2T1RE	0,1512	0,1453	0,1442	0,1593	0,1439	0,1536	0,1463	0,1428	0,1614
CV3T1RE	0,1833	0,1773	0,1762	0,1916	0,1760	0,1856	0,1783	0,1748	0,1936
CV4T1RE	0,2496	0,2437	0,2425	0,2584	0,2423	0,2520	0,2446	0,2412	0,2605
T1GBC									
CFT1GBC	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
CV1T1GBC	0,1920	0,1841	0,1827	0,2021	0,1826	0,1952	0,1857	0,1811	0,2047
T1GAC									
CFT1GAC	17,35	16,21	15,98	17,93	15,91	17,77	16,32	15,67	18,35
CV1T1GAC	0,1885	0,1815	0,1803	0,1990	0,1803	0,1915	0,1832	0,1790	0,2012
CV2T1GAC	0,1986	0,1915	0,1903	0,2091	0,1903	0,2015	0,1932	0,1890	0,2113
T1GE									
CFT1GE	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
CV1T1GE	0,1726	0,1655	0,1641	0,1812	0,1639	0,1754	0,1666	0,1625	0,1837
CV2T1GE	0,1826	0,1755	0,1741	0,1913	0,1739	0,1854	0,1766	0,1725	0,1937
T1AP									
CFT1AP	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
CV1T1AP	0,1048	0,1006	0,0999	0,1120	0,0998	0,1065	0,1014	0,0990	0,1134
T2									
CFT2BT	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
CPPT2BT	13,20	12,33	12,16	13,73	12,13	13,54	12,47	11,96	14,02
CPFFT2BT	5,66	5,28	5,21	5,88	5,20	5,80	5,34	5,13	6,01
CVPT2BT	0,0761	0,0761	0,0761	0,0814	0,0761	0,0761	0,0761	0,0761	0,0814
CVFPT2BT	0,0699	0,0699	0,0699	0,0738	0,0699	0,0699	0,0699	0,0699	0,0738
CFT2MT	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
CPPT2MT	12,63	11,80	11,65	13,14	11,62	12,96	11,94	11,45	13,43
CPFFT2MT	5,41	5,06	4,99	5,63	4,98	5,56	5,12	4,91	5,75
CVPT2MT	0,0746	0,0746	0,0746	0,0798	0,0746	0,0746	0,0746	0,0746	0,0798
CVFPT2MT	0,0685	0,0685	0,0685	0,0723	0,0685	0,0685	0,0685	0,0685	0,0723
CFT3BT	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
CPPT3BT	13,20	12,33	12,16	13,73	12,13	13,54	12,47	11,96	14,02
CPFFT3BT	5,66	5,28	5,21	5,88	5,20	5,80	5,34	5,13	6,01
T3UFe50y300									
Cargos Variables									
CVPT3BT	0,0761	0,0761	0,0761	0,0814	0,0761	0,0761	0,0761	0,0761	0,0814
CVRT3BT	0,0703	0,0703	0,0703	0,0742	0,0703	0,0703	0,0703	0,0703	0,0742
CVVT3BT	0,0681	0,0681	0,0681	0,0719	0,0681	0,0681	0,0681	0,0681	0,0719
T3UF>300									
CVPT3BT	0,1073	0,1073	0,1073	0,1133	0,1073	0,1073	0,1073	0,1073	0,1133
CVRT3BT	0,1021	0,1021	0,1021	0,1061	0,1021	0,1021	0,1021	0,1021	0,1061
CVVT3BT	0,0999	0,0999	0,0999	0,1038	0,0999	0,0999	0,0999	0,0999	0,1038
T3S > 50									
CFT3MT	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
CPPT3MT	12,63	11,80	11,65	13,14	11,62	12,96	11,94	11,45	13,43
CPFFT3MT	5,41	5,06	4,99	5,63	4,98	5,56	5,12	4,91	5,75
T3UFe50y300									
Cargos Variables									
CVPT3MT	0,0746	0,0746	0,0746	0,0798	0,0746	0,0746	0,0746	0,0746	0,0798
CVRT3MT	0,0688	0,0688	0,0688	0,0727	0,0688	0,0688	0,0688	0,0688	0,0727
CVVT3MT	0,0667	0,0667	0,0667	0,0705	0,0667	0,0667	0,0667	0,0667	0,0705
T3UF>300									
CVPT3MT	0,1052	0,1052	0,1052	0,1110	0,1052	0,1052	0,1052	0,1052	0,1110
CVRT3MT	0,1001	0,1001	0,1001	0,1039	0,1001	0,1001	0,1001	0,1001	0,1039
CVVT3MT	0,0979	0,0979	0,0979	0,1017	0,0979	0,0979	0,0979	0,0979	0,1017
T4									
CFT4	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
CV1T4	0,1460	0,1381	0,1366	0,1547	0,1364	0,1492	0,1394	0,1348	0,1574
CV2T4	0,1772	0,1693	0,1678	0,1859	0,1675	0,1803	0,1706	0,1659	0,1887
CV3T4	0,2073	0,1994	0,1979	0,2161	0,1976	0,2104	0,2007	0,1960	0,2188
CV4T4	0,2695	0,2616	0,2601	0,2786	0,2599	0,2727	0,2629	0,2583	0,2813
T5S > 50									
CFT5BT	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
CPPT5BT	7,72	7,38	7,53	9,01	7,53	8,07	7,75	7,37	9,34
CPFFT5BT	3,31	3,16	3,23	3,86	3,23	3,46	3,32	3,16	4,00
T5UFe50y300									
Cargos Variables									
CVPT5BT	0,0044	0,0044	0,0044	0,0047	0,0044	0,0044	0,0044	0,0044	0,0047
CVRT5BT	0,0041	0,0041	0,0041	0,0043	0,0041	0,0041	0,0041	0,0041	0,0043
CVVT5BT	0,0040	0,0040	0,0040	0,0042	0,0040	0,0040	0,0040	0,0040	0,0042
T5UF>300									
CVPT5BT	0,0062	0,0062	0,0062	0,0066	0,0062	0,0062	0,0062	0,0062	0,0066
CVRT5BT	0,0059	0,0059	0,0059	0,0062	0,0059	0,0059	0,0059	0,0059	0,0062
CVVT5BT	0,0058	0,0058	0,0058	0,0061	0,0058	0,0058	0,0058	0,0058	0,0061
T5									
CFT5MT	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
CPPT5MT	7,16	6,86	7,01	8,42	7,01	7,49	7,22	6,86	8,74
CPFFT5MT	3,07	2,94	3,00	3,61	3,01	3,21	3,10	2,94	3,75
T5UFe50y300									
Cargos Variables									
CVPT5MT	0,0029	0,0029	0,0029	0,0031	0,0029	0,0029	0,0029	0,0029	0,0031
CVRT5MT	0,0026	0,0026	0,0026	0,0028	0,0026	0,0026	0,0026	0,0026	0,0028
CVVT5MT	0,0026	0,0026	0,0026	0,0028	0,0026	0,0026	0,0026	0,0026	0,0028
T5UF>300									
CVPT5MT	0,0041	0,0041	0,0041	0,0043	0,0041	0,0041	0,0041	0,0041	0,0043
CVRT5MT	0,0039	0,0039	0,0039	0,0040	0,0039	0,0039	0,0039	0,0039	0,0040
CVVT5MT	0,0038	0,0038	0,0038	0,0040	0,0038	0,0038	0,0038	0,0038	0,0040
T6									
CFT6BT	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
CPPT6BT	7,72	7,38	7,53	9,01	7,53	8,07	7,75	7,37	9,34
CPFFT6BT	3,31	3,16	3,23	3,86	3,23	3,46	3,32	3,16	4,00
CVPT6BT	0,0044	0,0044	0,0044	0,0047	0,0044	0,0044	0,0044	0,0044	0,0047
CVFPT6BT	0,0041	0,0041	0,0041	0,0043	0,0041	0,0041	0,0041	0,0041	0,0043
CFT6MT	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
CPPT6MT	7,16	6,86	7,01	8,42	7,01	7,49	7,22	6,86	8,74
CPFFT6MT	3,07	2,94	3,00	3,61	3,01	3,21	3,10	2,94	3,75
CVPT6MT	0,0029	0,0029	0,0029	0,0031	0,0029	0,0029	0,0029	0,0029	0,0031
CVFPT6MT	0,0026	0,0026	0,0026	0,0028	0,0026	0,0026	0,0026	0,0026	0,0028

ANEXO II Costos Abastecimientos Municipales Ago.-Set. 2011 3º Grupo						
Item	A031	N031	N045	N077	S008	S024
T1R						
CFT1R	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
CV1T1R	0,0713	0,1356	0,1376	0,0739	0,1265	0,1106
CV2T1R	0,0702	0,1310	0,1330	0,0727	0,1220	0,1068
CV3T1R	0,0721	0,1319	0,1341	0,0748	0,1226	0,1074
CV4T1R	0,0731	0,1313	0,1336	0,0759	0,1217	0,1068
CV5T1R	0,0829	0,1413	0,1436	0,0857	0,1316	0,1167
CV6T1R	0,0924	0,1510	0,1533	0,0952	0,1412	0,1263
CV7T1R	0,1122	0,1711	0,1734	0,1149	0,1611	0,1462
T1RE						
CFT1RE	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
CV1T1RE	0,0656	0,1266	0,1284	0,0699	0,1180	0,1035
CV2T1RE	0,0755	0,1366	0,1384	0,0798	0,1280	0,1134
CV3T1RE	0,0850	0,1463	0,1481	0,0893	0,1375	0,1230
CV4T1RE	0,1047	0,1664	0,1682	0,1089	0,1575	0,1429
T1GBC						
CFT1GBC	0,00	0,00	0,00	0,00</		

ANEXO III

ÁREA ATLÁNTICA

A 31 PINAMAR

ÁREA NORTE

N 31 EL SOCORRO
N 45 GOROSTIAGA
N 77 PEHUAJÓ

ÁREA SUR

S 8 COLONIA LA MERCED
S 24 "LAS MARTINETAS"

T6		
CFT6BT	0.00	0.00
CPPT6BT	1.63	1.25
CPFPT6BT	0.70	0.53
CVPT6BT	0.0032	0.0032
CVFPT6BT	0.0029	0.0029
CFT6MT	0.00	0.00
CPPT6MT	1.39	1.02
CPFPT6MT	0.60	0.44
CVPT6MT	0.0015	0.0015
CVFPT6MT	0.0014	0.0014

C.C. 13.552

Provincia de Buenos Aires
MINISTERIO DE INFRAESTRUCTURA
ORGANISMO DE CONTROL DE ENERGÍA ELÉCTRICA
Resolución N° 294/11

La Plata, 16 de noviembre de 2011.

VISTO la Ley 11.769 (T.O. Decreto N° 1.868/04), su Decreto Reglamentario N° 2.479/04, el Contrato de Concesión suscrito, la Resolución N° 113/01 del ex Ministerio de Obras y Servicios Públicos de la Provincia de Buenos Aires, la Resolución MIVySP N° 21/04, lo actuado en el expediente N° 2429-1157/2011, y

CONSIDERANDO:

Que de acuerdo con lo establecido en la Ley 11.769 y su Decreto Reglamentario N° 2.479/04, corresponde a este Organismo de Control administrar el Fondo Provincial de Compensaciones Tarifarias;

Que por Resolución N° 113/01 del ex Ministerio de Obras y Servicios Públicos de la Provincia de Buenos Aires, se fijaron los aportes y los criterios para determinar las compensaciones que, mensualmente, corresponden a cada distribuidor;

Que mediante la citada Resolución se resolvió, además, que a partir del mes de febrero de 2001 se compense a los distribuidores municipales los costos propios eficientes de abastecimiento (artículo 4° inciso a) y de distribución (artículo 4° inciso b), cuando éstos sean superiores a los respectivos costos reconocidos en las tarifas de referencia que apliquen;

Que los valores de costos de distribución aprobados por la citada Resolución tuvieron validez hasta el 31 de enero de 2007;

Que con la promulgación de la Resolución N° 15/08 del MIVySP se sustituye el Anexo de la Resolución N° 288/06, estableciéndose nuevos valores mensuales para las compensaciones por costos de distribución correspondientes a las concesionarias receptoras del Fondo Provincial de Compensaciones Tarifarias a partir del mes de febrero 2008;

Que por la Resolución MI N° 881/11 se sustituyen los Anexos I y II de la Resolución N° 139/11, estableciendo nuevos valores mensuales para las compensaciones por costos de distribución y compensación adicional fija por dimensión de mercado respectivamente, correspondientes a los concesionarios receptores del Fondo Provincial Compensador Tarifario, y que en su artículo 3° instruye a OCEBA a liquidar los mismos a partir de junio de 2011;

Que de acuerdo a lo resuelto en la Resolución MI N° 881/11, se debe abonar el retroactivo correspondiente por la diferencia entre los valores vigentes en el momento de la liquidación y los nuevos montos para ambos conceptos;

Que este Organismo de Control, mediante Resoluciones OCEBA N° 8/98 y N° 349/01 estableció los plazos para ingresar los aportes, el contenido y plazo para suministrar la información correspondiente;

Que corresponde el reconocimiento a las Cooperativas Eléctricas abastecidas por EDELAP del ajuste de costos de abastecimiento, según lo establecido en el Decreto PEN 802/05 Cláusula 4, y conforme a la intervención del Directorio de OCEBA, según lo actuado en expediente N° 2429-3615/2007, contra la presentación de la factura de compra de energía de cada Distribuidor;

Que en cumplimiento del convenio de Operación y Mantenimiento de la L.M.T. 33 KV Tres Arroyos-Bellocoq-Claromec firmado entre la provincia de Buenos Aires (a través del Ministerio de Infraestructura) y la Cooperativa Eléctrica de Tres Arroyos (con alcance a las Cooperativas de Bellocoq, Claromec y la localidad de Reta), corresponde distribuir entre las mismas, la cantidad de \$ 280.078 correspondiente al tercer año de los costos mencionados (Expte. 2429-5749/08) pagadero en doce cuotas iguales y consecutivas a partir del FPCT de setiembre/08;

Que la Resolución SE N° 1.169/08 sancionada el 31 de octubre de 2008 (BO 6/11/08), además de nuevos precios estacionales para el período de verano con vigencia a partir del 1° de octubre de 2008, induce a producir alteración en las estructuras tarifarias y modificación de los Costos de Abastecimiento, que han producido un aumento significativo en la distribución del Fondo Compensador Tarifario;

Que en cumplimiento a lo dispuesto en el artículo 2° de la Resolución MIVySP N° 710/2007, se excluye a la Cooperativa Eléctrica de Balcarce a partir de la presente liquidación del FPCT;

Que corresponde proceder a la distribución del Fondo Provincial de Compensaciones Tarifarias por la facturación emitida por los distribuidores con vencimiento en el mes de octubre de 2011, de acuerdo al detalle consignado en el Anexo de la presente Resolución;

Que la presente se dicta en ejercicio de las facultades conferidas por el artículo 62 inciso k) de la Ley 11.769 y su Decreto Reglamentario N° 2.479/04;

Por ello,

EL DIRECTORIO DEL ORGANISMO DE CONTROL DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE LA PROVINCIA DE BUENOS AIRES, RESUELVE:

ARTÍCULO 1° - Aprobar el pago de la compensación por costos de abastecimiento, distribución y compensación adicional fija por dimensión de mercado, de acuerdo a lo establecido por la Resolución MI N° 881/11, y proceder a la distribución del Fondo Provincial de Compensaciones Tarifarias correspondiente a la facturación emitida con vencimiento en el mes de octubre de 2011, de acuerdo al detalle previsto en el Anexo que forma parte integrante de la presente.

ANEXO IV Costos Abastecimientos Municipales

May-11		Junio- Julio 2011	
A031		A031	
TIR			
CFT1R	0.00		0.00
CV11R	0.0740		0.0713
CV21R	0.0727		0.0701
CV31R	0.0744		0.0720
CV41R	0.0752		0.0730
CV51R	0.1081		0.0730
CV61R	0.1398		0.0730
CV71R	0.2055		0.0730
TIRE			
CFT1RE	0.00		0.00
CV11RE	0.0681		0.0656
CV21RE	0.1010		0.0656
CV31RE	0.1327		0.0656
CV41RE	0.1984		0.0656
TIGBC			
CFT1GBC	0.00		0.00
CV11GBC	0.1256		0.1226
TIGAC			
CFT1GAC	7.35		6.79
CV11GAC	0.1257		0.1233
CV21GAC	0.1356		0.1331
TIGE			
CFT1IGE	0.00		0.00
CV11IGE	0.1121		0.1091
CV21IGE	0.1220		0.1189
T1AP			
CFT1AP	0.00		0.00
CV11AP	0.0723		0.0706
T2			
CFT2BT	0.00		0.00
CPPT2BT	5.67		5.30
CPFPT2BT	2.43		2.27
CVPT2BT	0.0782		0.0782
CVFPT2BT	0.0708		0.0706
CFT2MT	0.00		0.00
CPPT2MT	5.43		5.08
CPFPT2MT	2.33		2.18
CVPT2MT	0.0765		0.0765
CVFPT2MT	0.0691		0.0691
CFT3BT	0.00		0.00
CPPT3BT	5.67		5.30
CPFPT3BT	2.43		2.27
T3UF50y300			
Cargos Variables			
CVPT3BT	0.0782		0.0782
CVRT3BT	0.0710		0.0710
CVVT3BT	0.0688		0.0688
T3UF>300			
CVPT3BT	0.1095		0.1095
CVRT3BT	0.1023		0.1023
CVVT3BT	0.1001		0.1001
T3S > 50			
CFT3MT	0.00		0.00
CPPT3MT	5.43		5.08
CPFPT3MT	2.33		2.18
T3UF50y300			
Cargos Variables			
CVPT3MT	0.0765		0.0765
CVRT3MT	0.0695		0.0695
CVVT3MT	0.0674		0.0674
T3UF>300			
CVPT3MT	0.1072		0.1072
CVRT3MT	0.1001		0.1001
CVVT3MT	0.0980		0.0980
T4			
CFT4	0.00		0.00
CV1T4	0.0788		0.0755
CV2T4	0.1095		0.0755
CV3T4	0.1390		0.0755
CV4T4	0.2003		0.0755
T5S > 50			
CFT5BT	0.00		0.00
CPPT5BT	1.63		1.25
CPFPT5BT	0.70		0.53
T5UF50y300			
Cargos Variables			
CVPT5BT	0.0032		0.0032
CVRT5BT	0.0029		0.0029
CVVT5BT	0.0028		0.0028
T5UF>300			
CVPT5BT	0.0045		0.0045
CVRT5BT	0.0042		0.0042
CVVT5BT	0.0041		0.0041
T5			
CFT5MT	0.00		0.00
CPPT5MT	1.39		1.02
CPFPT5MT	0.60		0.44
T5UF50y300			
Cargos Variables			
CVPT5MT	0.0015		0.0015
CVRT5MT	0.0014		0.0014
CVVT5MT	0.0014		0.0014
T5UF>300			
CVPT5MT	0.0022		0.0022
CVRT5MT	0.0020		0.0020
CVVT5MT	0.0020		0.0020

ARTÍCULO 2º - Aprobar el pago parcial del retroactivo por la diferencia entre los valores liquidados y los nuevos montos de la compensación por costos de distribución y compensación adicional fija por dimensión de mercado, de acuerdo a lo establecido por la Resolución MI N° 881/11.

ARTÍCULO 3º - Aprobar la exclusión del pago del FPCT a la Cooperativa Eléctrica de Balcarce en cumplimiento Art. 2º de la Resolución MIVSP N° 710/2007, cuya compensación para el mes de setiembre/11 es de \$ 48.945,81.

ARTÍCULO 4º - Registrar. Publicar. Dar al Boletín Oficial y al SINBA. Girar a la Gerencia de Administración y Personal para efectivizar el pago. Cumplido, archivar.

Acta N° 698. **Marcelo Fabián Sosa**, Presidente. **José Luis Arana**, **Carlos Pedro González Sueyro**, Directores.

ANEXO PAGOS

PERCEPCIÓN FONDO COMPENSADOR -

MES	COMPENSACIÓN:					
	ABASTECIMIENTO	C.DISTRIBUCIÓN	MERC. REDUCIDO	AJUSTES	PER. ANT.	TOTAL
10 - 2011 (Pago Total)						
A001	4.183,09	8.875,00	11.911,00	10.767,02	-	35.736,11
A003	1.272,59	-	-	-	-	1.272,59
A005	4.323,08	27.788,00	-	12.111,00	-	44.222,08
A006	70.884,20	41.968,00	-	42.963,38	-	155.815,58
A007	75.335,75	31.407,00	-	13.689,00	-	120.431,75
A008	1.562,24	5.752,00	-	10.930,68	-	18.244,92
A010	113.077,17	74.496,00	-	32.469,00	-	220.042,17
A011	26.469,71	10.249,00	-	4.467,00	-	41.185,71
A012	114.699,26	14.884,00	-	6.489,00	-	136.072,26
A013	10.953,11	18.086,00	27.025,00	19.665,00	-	75.729,11
A014	13.981,00	13.981,00	-	6.093,00	-	30.506,87
A015	34.292,79	10.552,00	-	4.599,00	-	49.443,79
A016	1.731,77	22.903,00	-	9.981,00	-	34.615,77
A017	17.869,27	29.603,00	-	21.081,53	-	68.553,80
A018	116.208,33	8.342,00	-	3.636,00	-	128.186,33
A019	26.036,80	14.141,00	-	6.165,00	-	46.342,80
A020	54.704,26	39.609,00	-	17.265,00	-	111.578,26
A021	13.527,37	21.770,00	-	9.489,00	-	44.786,37
A022	60.766,91	21.043,00	-	9.171,00	-	90.980,91
A023	70.457,86	8.949,00	-	12.600,00	-	92.006,86
A024	86.653,23	5.681,00	-	12.478,00	-	104.812,23
A026	124.333,96	-	-	-	-	124.333,96
A027	7.680,03	16.946,00	-	22.386,00	-	47.012,03
A028	16.059,95	20.811,00	-	9.069,00	-	45.939,95
A029	32.920,87	-	-	-	-	32.920,87
A030	1.430,38	12.708,00	-	13.849,98	-	27.988,36
A031	21.558,09	-	-	-	97.660,89	119.218,98
A032	20.435,10	39.548,34	-	23.603,08	-	83.586,52
A033	61.670,34	44.269,00	-	19.293,00	-	125.232,34
A034	20.600,00	20.600,00	-	10.061,66	-	40.352,78
A035	110.317,35	34.254,00	-	-	-	144.571,35
A036	5,82	-	-	-	-	5,82
A037	93.754,35	59.420,00	-	25.899,00	-	179.073,35
A038	631,54	15.139,00	-	10.217,67	-	25.988,21
A039	52.236,41	29.136,00	-	12.699,00	-	94.071,41
A041	15.273,72	-	-	2.987,50	-	18.261,22
A042	3.283,03	-	-	-	-	3.283,03
A045	7.688,27	10.120,00	-	4.410,00	-	22.218,27
N001	24.157,74	39.871,00	-	17.376,00	-	81.404,74
N002	63.747,78	2.220,00	-	966,00	-	66.933,78
N003	12.074,21	35.609,00	-	15.519,00	-	63.202,21
N004	8.271,33	23.610,00	-	10.290,00	-	42.171,33
N005	71.804,42	22.527,00	-	9.819,00	-	104.150,42
N006	44.505,03	17.585,00	-	7.665,00	-	69.755,03
N007	27.422,09	14.356,00	-	6.255,00	-	48.033,09
N008	20.278,09	9.029,00	-	3.936,00	-	33.243,09
N009	15.464,19	16.851,00	-	7.344,00	-	39.659,19
N010	12.067,41	15.974,00	-	6.960,00	-	35.001,41
N011	227.687,69	-	-	-	-	227.687,69
N012	63.182,73	54.799,00	-	23.883,00	-	141.864,73
N013	13.552,20	12.945,00	-	5.640,00	-	32.137,20
N014	23.633,91	15.577,00	-	6.789,00	-	45.999,91
N015	51.523,28	15.011,00	-	21.543,00	-	88.077,28
N016	175.786,53	-	-	-	-	175.786,53
N018	8.866,52	17.150,00	-	7.473,00	-	33.489,52
N019	189.540,90	-	-	-	-	189.540,90
N020	28.763,58	28.763,00	-	12.534,00	-	60.059,58
N021	18.384,67	23.698,00	-	10.329,00	-	52.411,67
N022	3.985,35	9.597,00	13.078,00	9.885,00	-	36.555,35
N023	25.193,20	33.935,00	-	14.790,00	-	73.918,20
TOTAL	2.620.304,84	1.142.137,34	52.014,00	594.381,50	97.660,89	4.506.498,57

ANEXO PAGOS

PERCEPCIÓN FONDO COMPENSADOR -

MES	COMPENSACIÓN:					
	ABASTECIMIENTO	C.DISTRIBUCIÓN	MERC. REDUCIDO	AJUSTES	PER. ANT.	TOTAL
10 - 2011 (Pago Total)						
N024	9.769,25	19.453,00	-	8.478,00	-	37.700,25
N025	48.974,03	-	-	-	-	48.974,03
N026	26.138,41	3.976,00	-	1.734,00	-	31.848,41
N027	13.144,71	24.926,00	-	10.863,00	-	48.933,71
N028	23.093,53	3.309,00	-	1.440,00	-	27.842,53
N029	11.637,67	20.897,00	-	9.108,00	-	41.642,67
N030	23.429,21	42.034,00	-	18.321,00	-	83.784,21
N031	15.814,81	21.766,00	-	9.486,00	68.729,84	115.796,65
N032	16.321,09	16.326,00	-	7.113,00	-	39.760,09
N033	37.078,08	28.368,00	-	12.363,00	-	77.809,08

N034	F. QUIROGA	27.061,42	9.821,00	-	4.281,00	-	41.163,42
N035	FERRE	34.526,41	17.296,00	-	7.539,00	-	59.361,41
N037	FORTÍN TIBURCIO	6.688,60	6.133,00	8.198,00	6.246,00	-	27.265,60
N038	FCO. AYERZA	5.918,29	6.435,00	8.534,00	6.525,00	-	27.412,29
N039	FRANKLIN	10.546,07	17.609,00	-	7.674,00	-	35.829,07
N040	FRENCH	23.433,40	6.245,00	-	2.721,00	-	32.399,40
N041	GAHAN	14.154,65	11.181,00	-	4.872,00	-	30.207,65
N042	GERMANIA	19.449,13	12.161,00	-	5.301,00	-	36.911,13
N043	UGARTE	8.762,31	9.496,00	5.586,00	6.576,00	-	30.420,31
N044	G. MORENO	14.606,54	9.384,00	-	4.089,00	-	28.079,54
N045	GOROSTIAGA	8.366,25	3.251,00	10.415,00	5.958,00	40.049,34	68.039,59
N047	GENERAL ROJO	18.085,73	14.504,00	-	6.321,00	-	38.910,73
N048	GRAL. VIAMONTE	111.950,55	-	-	-	-	111.950,55
N049	GUERRICO	14.214,10	15.172,00	-	6.612,00	-	35.998,10
N050	INÉS INDART	8.800,13	13.410,00	-	5.844,00	-	28.054,13
N051	IRIARTE	12.028,00	11.207,00	-	4.884,00	-	28.119,00
N052	LA AGRARIA	3.269,98	18.932,00	29.328,00	21.036,00	-	72.565,98
N053	LA ANGELITA	10.891,22	15.342,00	7.668,00	10.029,00	-	43.930,22
N054	"LA EMILIA"	17.591,60	14.856,00	-	6.474,00	-	38.921,60
N055	LA LUISA	7.326,40	21.947,00	8.921,00	13.455,00	-	51.649,40
N056	LA NIÑA	7.704,58	10.327,00	-	4.500,00	-	22.531,58
N058	"LA PRADERA"	2.205,01	2.516,00	8.383,00	4.752,00	-	17.856,01
N059	LA VIOLETA	9.799,22	20.218,00	-	8.814,00	-	38.831,22
N060	LAPLACETTE	6.039,71	9.516,00	12.741,00	9.699,00	-	37.995,71
N061	LAS TOSCAS	9.358,09	13.924,00	8.809,00	9.909,00	-	42.000,09
N063	MANUEL OCAMPO	15.954,48	13.798,00	-	6.015,00	-	35.767,48
N064	M. H. ALFONZO	18.257,96	14.462,00	-	6.303,00	-	39.022,96
N065	MARIANO BENÍTEZ	5.138,08	3.773,00	6.835,00	4.623,00	-	20.369,08
N067	MARTÍNEZ DE HOZ	12.896,91	13.877,00	-	6.048,00	-	32.821,91
N069	MOQUEHUÁ	22.560,01	-	-	-	-	22.560,01
N070	MORSE	11.248,26	16.992,00	-	7.404,00	-	35.644,26
N071	N. DE LA RUESTRA	50.600,62	22.254,00	-	9.699,00	-	82.553,62
N072	OLASCOAGA	2.428,39	3.906,00	8.311,00	5.328,00	-	19.973,39
N073	PARADA ROBLES	137.466,08	-	-	-	-	137.466,08
N074	PASTEUR	19.929,47	19.134,00	-	8.340,00	-	47.403,47
N075	PEARSON	3.425,41	4.356,00	6.551,00	4.755,00	-	19.087,41
N076	PEDERNALES	14.096,03	14.137,00	-	6.159,00	-	34.392,03
N077	PEHUJÁ	14.474,17	-	-	-	28.960,36	43.434,53
N079	PIEDRITAS	27.885,53	20.202,00	-	8.805,00	-	56.892,53
N080	PINZÓN	9.276,27	11.354,00	5.277,00	7.251,00	-	33.158,27
N081	PIROVANO	3.790,07	13.190,00	-	5.751,00	-	22.731,07
N082	PLA	5.330,27	8.105,00	8.425,00	7.203,00	-	29.063,27
N083	P. FORESTALES	13.024,97	21.350,00	27.784,00	21.414,00	-	83.572,97
N084	QUENUMA	11.081,51	14.052,00	-	6.123,00	-	31.256,51
N085	RAMALLO	7.784,29	-	-	-	-	7.784,29
N086	RANCAGUA	15.112,17	16.603,00	-	7.236,00	-	38.951,17
N087	RIVADAVIA	101.666,26	-	-	-	-	101.666,26
N088	ROBERTS	24.928,09	6.557,00	-	2.859,00	-	34.344,09
N089	ROJAS	20.900,09	-	-	-	-	20.900,09
N090	ROOSEVELT	4.457,62	12.821,00	12.737,00	11.139,00	-	41.154,62
TOTAL		3.831.386,03	1.864.998,34	236.517,00	989.853,50	235.400,43	7.158.155,30

ANEXO PAGOS

PERCEPCIÓN FONDO COMPENSADOR -

MES	COMPENSACIÓN:					
	ABASTECIMIENTO	C.DISTRIBUCIÓN	MERC. REDUCIDO	AJUSTES	PER. ANT.	TOTAL
10 - 2011 (Pago Total)						
N094	451,72	-	-	-	-	451,72
N095	3.238,46	6.694,00	5.821,00	5.454,00	-	21.207,46
N097	18.374,14	25.152,00	-	10.962,00	-	54.488,14
N098	6.676,13	8.483,00	7.769,00	7.086,00	-	30.014,13
N099						

S026	C. LOS ALFALFARES	10.846,33	33.116,00	-	14.433,00	-	58.395,33
S027	MONTE HERMOSO	80.963,88	-	-	20.833,33	-	101.797,21
S028	ORIENTE	13.116,52	15.816,00	-	6.891,00	-	35.823,52
S029	PEDRO LURO	2.922,45	12.228,00	-	5.328,00	-	20.478,45
S030	PIGÜÉ	174,52	-	-	-	-	174,52
S031	PUÁN	59.082,55	9.699,00	-	4.227,00	-	73.008,55
S033	RIVERA	31.473,29	12.565,00	-	5.475,00	-	49.513,29
S034	SALDUNGARAY	14.514,95	30.337,00	-	13.221,00	-	58.072,95
S035	SAN GERMÁN	1.930,42	3.456,00	7.634,00	4.833,00	-	17.853,42
S036	SAN JORGE	2.864,88	2.292,00	6.547,00	3.852,00	-	15.555,88
S037	"SAN JOSÉ"	19.942,09	13.445,00	-	3.724,67	-	37.111,76
S038	S. M. ARCANGEL	6.787,56	11.154,00	-	4.860,00	-	22.801,56
S039	S. DE LA VENTANA	27.524,04	-	-	-	-	27.524,04
TOTAL		4.850.369,12	2.800.893,34	421.977,00	1.564.132,14	334.973,05	9.972.344,65

ANEXO
PAGOS
PERCEPCIÓN FONDO
COMPENSADOR -

MES	COMPENSACIÓN:					TOTAL	
	ABASTECIMIENTO	C.DISTRIBUCIÓN	MERC. REDUCIDO	AJUSTES	PER. ANT.		
10 - 2011 (Pago Total)							
S040	STROEDER	3307,83	13898	26024	17400	0	60629,83
S041	TORNQUIST	66298,52	42388	0	18474	0	127160,52
S042	VILLA IRIS	12104,58	11279	0	4914	0	28297,58
S043	VILLA MAZA	33766,2	15576	0	6786	0	56128,2
TOTAL		4.965.846,25	2.884.034,34	448.001,00	1.611.706,14	334.973,05	10.244.560,78

C.C. 13.553

Provincia de Buenos Aires
MINISTERIO DE INFRAESTRUCTURA
ORGANISMO DE CONTROL DE ENERGÍA ELÉCTRICA
Resolución N° 297/11

La Plata, 23 de noviembre de 2011.

VISTO el Marco Regulatorio de la Actividad Eléctrica de la Provincia de Buenos Aires, conformado por la Ley 11.769 (T.O. Decreto N° 1.868/04), su Decreto Reglamentario N° 2479/04, el Contrato de Concesión suscripto, lo actuado en el expediente N° 2429-4440/2007, alcance N° 1/08, y

CONSIDERANDO:

Que las actuaciones indicadas en el Visto, se relacionan con la Resolución OCEBA N° 0568/07, que aprobó la Guía Regulatoria que determina la información que deben suministrar las concesionarias del servicio público de distribución de energía eléctrica en la provincia de Buenos Aires, con relación a las inversiones ejecutadas y a ejecutarse dentro de sus respectivas áreas de concesión;

Que, en tal sentido, se elaboraron dos (2) Planillas, una denominada "A", en la que se deben consignar todas las inversiones que realizan las prestatarias, detallando: costo total, tipo de obra, las distintas fuentes de financiamiento, mano de obra empleada y grado de avance, y la denominada Planilla "B" - "Avance de Inversiones"- para llevar un adecuado y exclusivo control de las obras ejecutadas, en la que deben volcarse las rendiciones de los gastos incurridos en las obras autorizadas bajo el régimen del Decreto Provincial N° 3207/06 y su modificatorio Decreto N° 3142/07;

Que ambos formularios, de utilidad para ejercer un control acerca de la contabilidad regulatoria, deben ser completados por las concesionarias de conformidad con el artículo 34 de la Ley 11.769;

Que en cuanto al control de las inversiones de los concesionarios municipales, en función de lo prescripto en los artículos 19 y 20 del Contrato de Concesión, éstos deben remitir copia de los planes que, oportunamente, hubieran presentado ante el Municipio;

Que habiendo transcurrido cinco años desde la implementación de la Resolución N° 0568/07, la Gerencia de Control de Concesiones propone realizar algunas modificaciones, tales como: a) Determinar un modelo único de formulario para la presentación del plan de obras anual, donde se deberán detallar las obras propuestas que fundamenten la solicitud de continuar con la facturación de la cuota extraordinaria; b) Establecer como plazo máximo para la presentación de la solicitud de prórroga para el cobro de la mencionada cuota, el día 31 de enero de cada año. La falta de presentación de la misma se entenderá como una manifestación de no continuar con la aplicación de dicha cuota; c) Modificar la Planilla "B" y agregar un instructivo para el llenado de cada campo; d) Modificar los plazos para el envío de la información para las Cooperativas menores a 5000 usuarios: Se establece el mismo en veinte (20) días hábiles, contados a partir del primer día de cada año, para la remisión de las informaciones requeridas en las Planillas "A" y "B";

Que la presente se dicta en ejercicio de las facultades conferidas por el artículo 62 de la Ley 11.769 y su Decreto Reglamentario N° 2479/04;

Por ello,

EL DIRECTORIO DEL ORGANISMO DE CONTROL DE ENERGÍA ELÉCTRICA
DE LA PROVINCIA DE BUENOS AIRES, RESUELVE:

ARTÍCULO 1°. Aprobar el modelo único de formulario para la presentación del Plan Anual de Obras autorizadas bajo el Régimen del Decreto Provincial N° 3207/06 y su modificatorio Decreto N° 3142/07, que formará parte de la Resolución OCEBA N° 0568/07 y que, como Anexo I, integra la presente.

ARTÍCULO 2°. Establecer como plazo máximo para la presentación de la solicitud de prórroga para el cobro de la cuota extraordinaria, el día 31 de enero de cada año, entendiéndose su falta de presentación como manifestación de no continuar con la aplicación de dicha cuota.

ARTÍCULO 3°. Modificar la Planilla "B" de la Resolución OCEBA N° 0568/07 y su instructivo, conforme a lo determinado en el Anexo II de la presente.

ARTÍCULO 4°. Determinar que las Cooperativas menores a 5000 usuarios deberán presentar en forma anual la información requerida en las Planillas "A" y "B", fijándose como plazo máximo el de veinte (20) días hábiles, contados a partir del primer día hábil de cada año.

ARTÍCULO 5°. Registrar. Publicar. Dar al Boletín Oficial y al SINBA. Notificar a las Distribuidoras Provinciales y Municipales. Pasar a conocimiento de las Gerencias de Control de Concesiones y de Procesos Regulatorios. Cumplido, archivar.

ACTA N° 699

Marcelo Fabián Sosa, Presidente; Alfredo Oscar Cordonnier, Vicepresidente; Carlos Pedro González Sueyro, Director; José Luis Arana, Director.

ANEXO I
FORMULARIO ÚNICO DE PRESENTACIÓN
Plan Anual de Obras
Decretos 3207/06 y 3142/07

Distribuidora:
Correspondiente al Año:

(Información Mínima)

- Nombre de la Obra: (Denominación de la obra)
- Memoria Descriptiva: (Breve detalle de las mejoras que se producirán en la prestación del servicio)
- Ubicación \ Trazo: (Ubicación física de la obra, en el caso de redes se deberá especificar la traza que se prevé, adjuntando al presente un plano de la misma)
- Autorización de la DPE: Si/No/No Corresponde (En el caso de Líneas de MT indicar si posee Autorización de la DPE)
- Tiempo de ejecución: (Tiempo estimado para la ejecución de la obra y fecha estimada de inicio)
- Observaciones: (Cualquier otra anotación que se considere conveniente)

Presupuesto total estimado: \$.....		
Materiales	Mano de Obra Propia	Mano de obra Contratada
\$.....	\$.....	\$.....

Detalle Materiales

Cantidad	Descripción	Precio

ANEXO II

PLANILLA B

AVANCE INVERSIONES DECRETO N° 3207/06 Y MODIFICATORIO N° 3142/07

DISTRIBUIDORA:(1)

Nombre de la obra (4)	Monto Ejecutado (5) \$.....				Avance Físico - Descripción (10)
	Materiales (6)	Mano de Obra		TOTAL (9)	
		Propia (7)	Contratada (8)		
Total General (11)	\$	\$	\$	\$	

INSTRUCTIVO PLANILLA B
CONTENIDO DE CADA COLUMNA

- (1) Distribuidora: Nombre de la Distribuidora y código OCEBA.
- (2) Periodos facturados: Se detallará el período sujeto a consideración donde se ha aplicado a los usuarios la cuota extraordinaria autorizada por Resolución de OCEBA.
- (3) Monto facturado: se detallará el monto total facturado a los usuarios de la cuota extraordinaria (Decreto 3207/06 y modificatorio), durante el período considerado. Especificar el Monto Total.
- (4) Nombre de la Obra: denominación de la obra, que deberá coincidir con la documentación oportunamente presentada para la solicitud de autorización.
- (5) Monto Ejecutado: Se deberá consignar el monto total de las inversiones realizadas en el período indicado.
- (6) Materiales: especificar el costo de los materiales e insumos imputados a la obra considerada, identificándolos con la siguiente documentación respaldatoria:
 - * facturas de proveedores
 - * órdenes de compras
 - * remitos
 - * certificados de recepción de materiales
 - * presupuestos
 Además, serán considerados los materiales en stock, solicitando los registros contables respectivos. Especificar el Monto Total.
- (7) Mano de Obra - Propia: especificar los costos del personal propio, teniendo en cuenta sólo los montos afectados a los trabajos de las obras del Decreto.

Deberán volcarse los datos en órdenes de trabajo por obra, con la nómina del personal afectado a las mismas y con el importe abonado a cada agente.

Especificar el Monto Total.

(8) Mano de Obra – Contratada: especificar los montos abonados a los proveedores en concepto de trabajos ejecutados por los mismos para la realización de las obras del Decreto.

Asimismo, deberá presentarse la documentación respaldatoria.

Especificar el Monto Total.

(9) Total: costo total de la obra computado contablemente, el que deberá coincidir con la columna ALTAS en el ANEXO de Bienes de Uso de los estados contables, por lo cual es recomendable que las obras realizadas con la cuota extraordinaria (Decreto 3207/06 y modificatorio), estén diferenciadas de las realizadas con otro tipo de financiamiento.

(10) Avance Físico - Descripción: Se realizará una detallada descripción del avance físico de la obra o de adquisición del bien a la fecha indicada, especificando con claridad el lugar de emplazamiento de la misma.

(11) Total General: Deberán totalizarse las columnas 6, 7, 8 y 9

La información suministrada deberá estar disponible para el posterior trabajo de auditoría contable a fin de integrar cada una de las obras comprometidas y evaluar el grado de realización de las mismas, que juntamente con las auditorías técnicas, permitirá determinar definitivamente el grado de cumplimiento del Decreto 3207/06 y modificatorio.

C.C. 13.943

**Provincia de Buenos Aires
MINISTERIO DE INFRAESTRUCTURA
ORGANISMO DE CONTROL DE ENERGÍA ELÉCTRICA
Resolución N° 250/11**

La Plata, 28 de septiembre de 2011.

VISTO el Marco Regulatorio de la Actividad Eléctrica de la Provincia de Buenos Aires, conformado por la Ley 11.769 (T.O. Decreto N° 1868/04), su Decreto Reglamentario N° 2479/04, el Contrato de Concesión suscripto, lo actuado en el expediente N° 2429-516/2011, y

CONSIDERANDO:

Que la EMPRESA DISTRIBUIDORA DE ENERGÍA ATLÁNTICA SOCIEDAD ANÓNIMA (EDEA S.A.) realizó una presentación ante este Organismo de Control solicitando el encuadramiento como fuerza mayor, de las interrupciones del suministro de energía eléctrica ocurridas en su área de distribución, el día 28 de abril de 2011 y que las mismas, no sean motivo de las penalidades previstas en el Contrato de Concesión Provincial;

Que la Distribuidora informó que "...las interrupciones mencionadas estarían motivadas en el hecho de que el día 28/04/2011 a las 19:41 hs, por causa de una falla en el seccionador de la ET Necochea propiedad de TRANSBA S.A., se produjo el desenganche de líneas de 132 KV provocando la salida de servicio de la generación que estaba en ese momento aportando al área. A raíz de la falla del citado seccionador de acometida a la máquina TV3 de la central Necochea de Centrales de la Costa Atlántica S.A., se produce el desenganche de las LAT de 132 KV Miramar – Necochea, LAT 132 KV Gonzales Chaves – Necochea y el acoplador de 132 Kv..." (f. 2);

Que asimismo expresó: "...A partir de allí comienza un descenso de la tensión en el área produciéndose una interrupción del servicio de aproximadamente 10 Mw. Por su parte se generaron otros desenganches en las LAT de 132 Kv de la red de TRANSBA S.A. Olavarría – Tandil, Necochea – Mar del Plata y Las Armas – Tandil, bloqueándose la generación de CCA S.A. en la Central 9 de Julio, la Turbo Vapor 2 de Necochea y las máquinas generadoras de ENARSA que se encuentran situadas en la ET Mar del Plata y en la ET 9 de Julio, llevando a Mar del Plata y otras localidades al colapso.- La zona afectada es la comprendida por Mar del Plata, Mar Chiquita, Miramar, Lobería, Balcarce, Ayacucho, Rauch, Tandil y Necochea, lográndose reponer totalmente el servicio a las 21:45 hs del 28/04/2011...";

Que finalmente alegó: "...Cabe resaltar que los cortes que se produjeron en el área sur y sudeste de la provincia ocurrieron por fallas en instalaciones de un tercero ajeno a esta empresa y por ende resultaron inevitables para EDEA S.A., encuadrando dicha circunstancia como caso Fortuito o de Fuerza Mayor, conforme lo previsto en el 3.1 y 5.1 del Subanexo D del Contrato de Concesión...";

Que presenta como prueba documental: Análisis de Perturbaciones- Informes Preliminares emitidos por TRANSBA S.A., por EDEA S.A. y por CCA S.A., publicados por CAMMESA el 29/04/11 (fs. 3/9), Informe Final de Perturbaciones de TRANSBA S.A. (fs.16/20) y Análisis de Perturbaciones-Documento Definitivo de EDEA S.A. (fs. 21/22);

Que habiendo tomado intervención la Gerencia Control de Concesiones, informó que: "...El caso que nos ocupa, el origen de la causa se debe a una falla en el seccionador de la ET Necochea propiedad de TRANSBA S.A., el cual produjo el desenganche de líneas de 132 KV, provocando la salida de Generación, a raíz de la falla del citado seccionador de acometida a la máquina TV3, de la Central Necochea de Centrales de la Costa Atlántica S.A. se produce el desenganche de las LAT 132 Kv Miramar – Necochea, LAT 132 KV Gonzales Chaves-Necochea y el acoplador de 132 KV.- Este inconveniente se debe a causa externa y es previsible que sucedan anomalías de características como las expuestas..." (f. 11);

Que llamada a intervenir la Gerencia de Procesos Regulatorios solicitó a la Distribuidora que acompañe copia de la Resolución del Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE) por la que se haya declarado como caso Fortuito o Fuerza Mayor el evento que se denuncia en estas actuaciones, otorgándole un plazo de treinta (30) días para ello (f. 13);

Que, consecuentemente, la Concesionaria se presenta informando que "...A partir de los antecedentes aportados y debido a que la Transportista se encuentra en este caso eximida de sanciones según lo establecido en el Acta Acuerdo firmada entre TRANSBA y la UNIREN, solicitamos se exima a esta Distribuidora de las sanciones asociadas al evento de referencia..." (f. 24);

Que de la documentación acompañada por la Distribuidora, surge que la Empresa Transportista (TRANSBA S.A.) no solicitó el encuadramiento del evento como caso for-

tuito y/o fuerza mayor, "...toda vez que el resto de las instalaciones de TRANSBA afectadas por el evento de la ET Necochea quedaron vinculadas y sin tensión, como así también, en algunos casos existió superación de los límites de transferencia, los cuales se encuentran encuadrados en los términos de la Cláusula Sexta del Acta Acuerdo firmada entre TRANSBA y UNIREN..." (f. 26);

Que, reseñado lo actuado, la Gerencia de Procesos Regulatorios sostuvo que el encuadre de un hecho como caso fortuito o fuerza mayor debe interpretarse en forma restrictiva y debe reunir los requisitos de exterioridad, imprevisibilidad, extraordinariedad, anormalidad, inevitabilidad, irresistibilidad e insuperabilidad (fs. 27/31);

Que la responsabilidad de la Distribuidora es objetiva respecto a su obligación de suministrar energía eléctrica al usuario y la singular vinculación existente entre "usuario-prestador" está esencialmente constituida por un poder de exigir, condicionado por la existencia de una obligación jurídica que pesa sobre la Concesionaria y por el hecho de que esta obligación resultó establecida en interés del usuario;

Que asimismo, cabe considerar que la invocación de un hecho eximente de responsabilidad debe ser acreditada en forma contundente por quien lo solicita;

Que la jurisprudencia de nuestros tribunales ha resuelto: "...El caso fortuito o fuerza mayor debe ser probado por el deudor que lo invoca, al acreedor le basta con probar el incumplimiento" (Bori Manuel c/ Asociación Civil Club Campos de Golf Las Praderas de Luján s/ Daños y perjuicios);

Que por su parte, cabe destacar que las fallas originadas en instalaciones aguas arriba no pueden ser consideradas por sí mismas como causal de caso fortuito o fuerza mayor, sino que las fallas externas sólo constituyen un eximente de responsabilidad para la Distribuidora cuando lo son para la Transportista, bajo las condiciones propias de acreditación del caso;

Que en este supuesto particular, cabe decir que más allá que TRANSBA S.A. no haya solicitado el encuadramiento del evento como caso fortuito o fuerza mayor ante el ENRE, lo cierto es que las interrupciones originadas en el sistema eléctrico externo a la Distribuidora no son consideradas por el Ente como causa de fuerza mayor, toda vez que así lo determina específicamente en el Anexo a la Resolución ENRE N° 527/96, Base Metodológica para el Control de la Calidad del Servicio Técnico Etapa 2, punto 2.3;

Que cabe mencionar como antecedente Resoluciones dictadas por el Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE) en la misma temática, donde la solicitud de encuadramiento en la causal de caso fortuito o fuerza mayor de interrupciones originadas en fallas de líneas de Alta Tensión, son rechazadas, por considerar que las fallas externas a la red de distribución no constituyen por sí mismas tales causales (Resolución ENRE 0481/2006);

Que el referido Ente expresa en la Resolución citada que "...Ello se desprende tanto del esquema adoptado para la privatización del sector eléctrico argentino, de la situación preexistente a dicha privatización, -circunstancia esta que los adquirentes del paquete mayoritario de las Distribuidoras bajo jurisdicción federal debieron conocer al momento de presentar sus ofertas-, como del Marco Regulatorio Eléctrico del sector eléctrico (Ley N° 24.065, su decreto reglamentario, los Pliegos de Bases y Condiciones para la Venta del paquete mayoritario de las Distribuidoras, los respectivos Contratos de Concesión y las normas reglamentarias dictadas en consecuencia de la Ley mencionada)...";

Que asimismo destaca "...En este sentido el punto 3.1 del Subanexo 4 del Contrato de Concesión prevé que "Para el cálculo de los índices se computarán tanto las fallas en la red de distribución como el déficit de abastecimiento (generación y transporte), no imputable a causas de fuerza mayor"...";

Que resalta también que "...en el punto 2.3 de la Base metodológica para el Control de Calidad del Servicio Técnico Etapa 2, adoptada por la Resolución ENRE N° 527/1996, se establece que "Las interrupciones con origen en el sistema externo de la Distribuidora serán consideradas para el cálculo de los indicadores de Calidad del Servicio Técnico"...";

Que por otro lado, manifiesta que "...el punto 2.4 de la referida Base se indica claramente que "La Distribuidora" no podrá invocar el abastecimiento insuficiente de energía eléctrica como eximente de responsabilidad por incumplimiento de las normas de Calidad de Servicio establecidas en el Contrato de Concesión, dado que es de su competencia realizar las inversiones necesarias para asegurar la prestación del Servicio Público conforme a los niveles de calidad establecidos"...Las fallas externas sólo constituyen Caso Fortuito o Fuerza Mayor y eximente de responsabilidad para las Distribuidoras, cuando lo son para la transportista...";

Que continúa expresando en los Considerandos de dicha Resolución que "...De conformidad con el Marco Regulatorio del Sector Eléctrico de nuestro país los transportistas no están obligados a la expansión de sus redes e instalaciones, sino que la expansión recae sobre la oferta (generadores) y la demanda (Distribuidoras y grandes usuarios) del mercado eléctrico... en lo que respecta al servicio de distribución bajo jurisdicción federal, las Distribuidoras están obligadas a satisfacer toda demanda que se genere y a prestar el servicio en las condiciones de calidad establecidas en el Subanexo 4 de los respectivos Contratos de Concesión y no pueden invocar el abastecimiento insuficiente de energía eléctrica como eximente de responsabilidad por incumplimiento de las normas de Calidad de Servicio establecidas en el Contrato de Concesión, dado que es de su competencia realizar las inversiones necesarias para asegurar la prestación del Servicio Público, conforme a los niveles de calidad establecidos (art. 21 del Decreto Reglamentario de la Ley N° 24.065 y art. 25 inc. b) y g) del Contrato de Concesión)...";

Que por último, aclara que "...Esta aparente diferencia en el tratamiento de las obligaciones del transportista respecto de las de las Distribuidoras, tienen su fundamento en, por una parte, la división horizontal -SIC- (generación, transporte y distribución) de las actividades del proceso de producción del sector eléctrico, establecido en la Ley 24.065, y, por la otra, que con anterioridad a la privatización tales actividades eran realizadas indistintamente por tres empresas públicas cuya privatización dispuso la referida ley (SEGBA, Agua y Energía Eléctrica e HIDRONOR S.A.)...";

Que asimismo, concluye que "... Además de conocer los adquirentes del paquete mayoritario de cada Distribuidora, al momento de la privatización, las características del marco Regulatorio eléctrico y las circunstancias preexistentes, cabe tener presente que las diferencias se refieren a la responsabilidad frente a los usuarios finales, en consonancia con lo previsto en el artículo 2 de la Ley 24.065...del conjunto del marco Regulatorio, las Distribuidoras cuentan con elementos como para equilibrar las diferencias, tal como la asunción del Caso Fortuito o Fuerza Mayor por las transportistas y los márgenes de tolerancia a las condiciones de calidad previstos en el Contrato de Concesión...";

Que, por todo ello, cabe resaltar que nuestro Marco Regulatorio Eléctrico, contiene normas similares a saber: Artículo 2 y Artículo 30 de la Ley 11.769 y el Artículo 30 del Decreto Reglamentario, Artículo 19 y Artículo 28 inciso g) del Contrato de Concesión Provincial, entre otras;

Que es necesario destacar que la Provincia de Buenos Aires se integra con las bases esenciales del Marco Regulatorio Federal (v. art. 3º inciso c) de la Ley 11.769, como también ha adherido a los principios tarifarios de aquella jurisdicción, conforme el Decreto N° 3.730/92, ratificado por la Ley 11515;

Que el sector eléctrico, sin perjuicio de las facultades locales de regulación y control, se rige por imperativos de unidad propios de un sistema interconectado, con obligaciones y responsabilidades para cada uno de los agentes del mercado: generadores, transportistas y distribuidores;

Que por su parte, el Contrato de Concesión Provincial en el Subanexo D, Punto 3.2. "Calidad del Servicio Técnico en la Etapa de Régimen", establece que, en esta etapa, "...Se computarán la totalidad de las interrupciones que afecten a los clientes...";

Que más aún, el mismo cuerpo normativo, en el Punto 3.1 –citado por EDEA S. A. en su presentación- determinaba en cuanto a la Calidad de Servicio Técnico para la Etapa de Transición que "...Para la determinación de los indicadores se computarán todas las interrupciones que afecten la Red de Media Tensión de Distribución, independientemente si la causa inicial proviene de las propias instalaciones del prestador, o si su origen es externo al mismo, ya sea que provenga de la instalación de un cliente de Media o Baja Tensión, de otro prestador del servicio de distribución o transmisión, o del sistema de generación...";

Que asimismo, cabe mencionar que se equivoca la Distribuidora al citar como eximente de su responsabilidad lo estipulado en el Punto 5.1 del referido Subanexo, pues el mismo determina que sólo se podrá invocar fuerza mayor o caso fortuito "...cuando el origen de la causa que motivó la interrupción así lo fuera...", es decir que, en todo caso, debería haberse acreditado que el origen de la causa que motivó la interrupción para la Transportista fue un evento que reúne los requisitos de exterioridad, imprevisibilidad, extraordinariedad, anormalidad, inevitabilidad, irrisitibilidad e insuperabilidad y que fue declarado caso fortuito o fuerza mayor por el ENRE;

Que a mayor abundamiento, cabe señalar que todos los sujetos intervinientes en el sistema eléctrico, que permite al usuario adquirir y utilizar la energía eléctrica, quedan alcanzados por el régimen de responsabilidad solidaria establecido por el Artículo 40 de la Ley N° 24.240 de Defensa de los Consumidores y Usuarios, cuyo texto señala: "...Si el daño al consumidor resulta del vicio o riesgo de la cosa o de la prestación del servicio, responderán el productor, el fabricante, el importador, el distribuidor, el proveedor, el vendedor y quien haya puesto su marca en la cosa o servicio. El transportista responderá por los daños ocasionados a la cosa con motivo o en ocasión del servicio. La responsabilidad es solidaria, sin perjuicio de las acciones de repetición que corresponda. Sólo se liberará total o parcialmente quien demuestre que la causa del daño le ha sido ajena...";

Que basta con analizar los sujetos que el primer apartado de la citada norma califica como responsables solidarios para determinar que tanto las distribuidoras, las transportistas, las comercializadoras o generadoras de energía eléctrica quedan enmarcados en dicho sistema, no pudiendo eximirse de responsabilidad en el evento invocando la culpa o responsabilidad que le cabe a alguno de ellos, dado que todas forman parte de la misma cadena de circulación y comercialización del fluido eléctrico que utiliza el usuario del servicio público en cuestión;

Que en este sentido se ha sostenido acertadamente que: "El hecho del tercero no puede ser el de otro de los codeudores solidarios mencionados por la norma." (Lorenzetti, Ricardo Luis, "Consumidores", Rubinzal Culzoni, Segunda Edición, Santa Fe, 2009, p. 538);

Que en afín tesitura se ha señalado que: "...El régimen del artículo 40 consagra una responsabilidad de tipo objetiva, tanto para los daños resultantes del vicio o riesgo de la cosa, como de la prestación del servicio. De tal forma, sólo podrá liberarse total o parcialmente de responder quien demuestre que la causa del daño le ha sido ajena. Por tratarse de un régimen de responsabilidad objetiva (tanto se aplique el art. 40, LDC, como el art. 1113, CCiv.), el productor el fabricante, el importador, etc. no pueden liberarse simplemente demostrando que no actuaron con culpa. Únicamente se eximen de responsabilidad en los casos de ausencia de relación de causalidad: sea por caso fortuito o fuerza mayor, por culpa de la víctima o por el hecho de un tercero extraño." (Rusconi, Dante D. (Coordinador), "Manual de Derecho del Consumidor", Abeledo Perrot, Buenos Aires, 2009, p. 420, el destacado nos pertenece);

Que se deriva de las consideraciones expuestas, que la causa que hubiere generado el incumplimiento que aguas abajo pretende invocar la Distribuidora como eximente de responsabilidad, no debe ser adjudicable a ninguno de los sujetos que participan en el sistema eléctrico con diversos roles, pero que el artículo 40 de la LDC reputa como un bloque compacto todos subsumibles en la calidad del proveedor o prestador;

Que en virtud de ello, para eximirse de responsabilidad, el Distribuidor deberá acreditar que el hecho o la causa que invoca a los efectos de fracturar la relación de causalidad, le es atribuible a un sujeto que es ajeno al sistema eléctrico;

Que el criterio reseñado es compatible con lo previsto en el ya citado Subanexo 3, punto 2.3. de la Resolución ENRE N° 527/96 que regula las Interrupciones originadas en el sistema eléctrico externo a la Distribuidora. Dicha norma prevé que: "...Las interrupciones con origen en el sistema externo de la Distribuidora serán consideradas para el cálculo de los indicadores de Calidad del Servicio Técnico...";

Que se colige de la norma regulatoria referida que en la órbita federal, está directamente excluida la posibilidad que la Distribuidora alegue como causal eximitoria toda interrupción con origen en el sistema externo de la DISTRIBUIDORA, las que de acaecer serán penalizadas, ello atento que no estamos ante un evento cuya causa del daño no le resulta ajena, pues proviene de uno de los sujetos que integra la red eléctrica;

Que como resultado de todo ello, los Distribuidores, en este caso la EMPRESA DISTRIBUIDORA DE ENERGÍA ATLÁNTICA SOCIEDAD ANÓNIMA (EDEA S.A.), no pueden descargar su responsabilidad aguas arriba del sistema, no pudiendo por contrato de concesión, invocar el abastecimiento insuficiente de energía eléctrica como eximente de responsabilidad, dado que es de su competencia realizar las inversiones necesarias para asegurar la prestación;

Que tal criterio se reafirma en la obra "Transformación del Sector Eléctrico Argentino" (Pág. 213), de los autores Bastos y Abdala;

Que el Contrato de Concesión Provincial establece, entre otras obligaciones, las siguientes: (I) Prestar el servicio público de energía eléctrica conforme a los niveles de cali-

dad detallados en el Contrato de Concesión (art. 28 inc. a) y (II) Adoptar las medidas necesarias para asegurar la provisión y disponibilidad del suministro (art. 28 inc. g), originando su incumplimiento la aplicación de sanciones (art. 39);

Que concluye la Gerencia de Procesos Regulatorios que debe desestimarse la petición de la Distribuidora Provincial, ordenando la inclusión de las citadas interrupciones a los efectos del cálculo para el cómputo de los indicadores (Conf. art. 3.1, Subanexo D, del Contrato de Concesión Provincial);

Que la presente se dicta en el ejercicio de las facultades conferidas por artículo 62 de la Ley 11.769 y el Decreto Reglamentario N° 2479/04;

Por ello,

EL DIRECTORIO DEL ORGANISMO DE CONTROL DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE LA PROVINCIA DE BUENOS AIRES, RESUELVE:

ARTÍCULO 1º. Rechazar la solicitud de encuadramiento en la causal de fuerza mayor, presentada por la EMPRESA DISTRIBUIDORA DE ENERGÍA ATLÁNTICA SOCIEDAD ANÓNIMA (EDEA S.A.), por las interrupciones del suministro de energía eléctrica acaecidas en su ámbito de distribución, el día 28 de abril de 2011.

ARTÍCULO 2º. Ordenar que los citados cortes sean incluidos por la EMPRESA DISTRIBUIDORA DE ENERGÍA ATLÁNTICA SOCIEDAD ANÓNIMA (EDEA S.A.) a los efectos del cálculo para el cómputo de los indicadores para su correspondiente penalización, de acuerdo a los términos del Subanexo D, Normas de Calidad del Servicio Público y Sanciones, del Contrato de Concesión Provincial.

ARTÍCULO 3º. Registrar. Publicar. Dar al Boletín Oficial y al SINBA. Notificar a la EMPRESA DISTRIBUIDORA DE ENERGÍA ATLÁNTICA SOCIEDAD ANÓNIMA (EDEA S.A.). Comunicar a la Gerencia Control de Concesiones. Cumplido, archivar.

ACTA N° 691

Marcelo Fabián Sosa, Presidente; Alfredo Oscar Cordonnier, Vicepresidente; Carlos Pedro González Sueyro, Director; José Luis Arana, Director.

C.C. 11.530

Provincia de Buenos Aires
MINISTERIO DE INFRAESTRUCTURA
ORGANISMO DE CONTROL DE ENERGÍA ELÉCTRICA
Resolución N° 262/11

La Plata, 12 de octubre de 2011.

VISTO el Marco Regulatorio de la Actividad Eléctrica de la Provincia de Buenos Aires, conformado por la Ley 11.769 (T.O. Decreto N° 1.868/04) y su Decreto Reglamentario N° 2.479/04, el Contrato de Concesión suscripto, la Resolución OCEBA N° 0092/11, lo actuado en el expediente N° 2429-8614/2010, y

CONSIDERANDO:

Que en las actuaciones indicadas en el Visto la COOPERATIVA LIMITADA DE SERVICIOS ELÉCTRICOS Y COMUNITARIOS DE PEHUAJÓ, interpuso recurso de revocatoria con apelación en subsidio contra la Resolución OCEBA N° 0092/11 (fs. 24/27);

Que a través del citado acto administrativo se estableció: "...ARTÍCULO 1º: Rechazar la solicitud de encuadramiento en la causal de fuerza mayor, presentada por la COOPERATIVA LIMITADA DE SERVICIOS ELÉCTRICOS Y COMUNITARIOS DE PEHUAJÓ, respecto de las interrupciones del servicio de energía eléctrica, acaecidas en las localidades de Francisco Madero, Pehuajó, Chiclana y Guanaco, el día 5 de enero de 2010..." (fs. 18/20);

Que conforme lo previsto en el artículo 89 de la Ley de Procedimiento Administrativo, el término para interponer el recurso de revocatoria es de diez (10) días hábiles administrativos, contados a partir del día siguiente de la notificación, siendo dicho plazo perentorio;

Que de ello deviene que el recurso presentado ha sido interpuesto en legal tiempo y forma;

Que, asimismo, resulta pertinente establecer que la pieza recursiva ha de ser considerada únicamente como revocatoria toda vez que, de conformidad con lo dictaminado en reiteradas oportunidades por la Asesoría General de Gobierno de esta Provincia, la apelación en subsidio intentada no constituye un remedio impugnatorio previsto por el Decreto Ley 7.647/70 (ver artículos 86, 88, 95 y concordantes del citado cuerpo normativo);

Que, el Área Coordinación Regulatoria de la Gerencia de Procesos Regulatorios estimó, a través de su informe, que el recurso interpuesto debía ser rechazado toda vez que del mismo no surgen elementos de convicción suficientes que permitan modificar el decisorio dictado oportunamente (fs. 30/32);

Que, llamada a expedirse la Asesoría General de Gobierno, dictaminó que puede dictarse el acto administrativo pertinente mediante el cual se desestime el recurso planteado, indicando expresamente que: "...es fundamental destacar que la concesionaria resulta responsable en forma objetiva por la prestación del suministro al cual se halla obligada, más allá de las contingencias ocasionadas o particulares como las acaecidas, que no importan eximentes de responsabilidad en los términos del Código Civil..." (fs. 39);

Que, en el mismo sentido agregó: "...De lo dicho deviene ineludible concluir que la responsable del suministro ante el usuario es la Distribuidora del servicio en virtud de lo dispuesto en el artículo 31 del Contrato de Concesión Municipal vigente, en cuanto a la responsabilidad que le cabe a la Concesionaria por el incumplimiento de las obligaciones asumidas conforme el contrato de concesión y/o prestación del servicio público...";

Que en cuanto a la petición de la recurrente por la cual solicita la suspensión en la ejecución del acto administrativo, tal como surge del artículo 98 inciso 2º) del Decreto Ley 7.647/70, constituye una facultad de la Administración el conceder o no la pretendida suspensión por lo cual, habida cuenta que no se ha acreditado la concurrencia de los extremos que habilitan la adopción de tal medida, no debe hacerse lugar a lo peticionado;

Por ello, en virtud de las facultades conferidas por la Ley 11.769 (T.O. Decreto N° 1.868/04) y el Decreto Reglamentario N° 2.479/04;

EL DIRECTORIO DEL ORGANISMO DE CONTROL DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE LA PROVINCIA DE BUENOS AIRES, RESUELVE:

ARTÍCULO 1º. Rechazar el recurso de revocatoria interpuesto por la COOPERATIVA LIMITADA DE SERVICIOS ELÉCTRICOS Y COMUNITARIOS DE PEHUAJÓ, contra la Resolución OCEBA N° 0092/11.

ARTÍCULO 2°. Desestimar el pedido de apelación en subsidio formulado por la COOPERATIVA LIMITADA DE SERVICIOS ELÉCTRICOS Y COMUNITARIOS DE PEHUAJÓ, conforme a lo previsto en el artículo 97 incisos b y c del Decreto Ley 7.647/70.

ARTÍCULO 3°. Registrar. Publicar. Dar al Boletín Oficial y al SINBA. Notificar a la COOPERATIVA LIMITADA DE SERVICIOS ELÉCTRICOS Y COMUNITARIOS DE PEHUAJÓ. Cumplido, archivar.

ACTA N° 693

Marcelo Fabián Sosa, Presidente; **Alfredo Oscar Cordonnier**, Vicepresidente; **Carlos Pedro González Sueyro**, Director; **José Luis Arana**, Director.

C.C. 12.047

Provincia de Buenos Aires
MINISTERIO DE INFRAESTRUCTURA
ORGANISMO DE CONTROL DE ENERGÍA ELÉCTRICA
Resolución N° 263/11

La Plata, 12 de octubre de 2011.

VISTO el Marco Regulatorio de la Actividad Eléctrica de la Provincia de Buenos Aires, conformado por la Ley 11.769 (T.O. Decreto N° 1868/04), su Decreto Reglamentario N° 2479/04, el Contrato de Concesión suscripto, lo actuado en el expediente N° 2429-5692/2008, y

CONSIDERANDO:

Que la USINA POPULAR Y MUNICIPAL DE TANDIL S.E.M. realizó una presentación ante este Organismo de Control solicitando que se encuadren como fuerza mayor las interrupciones del suministro de energía eléctrica ocurridas en su área de distribución, el día 4 de septiembre de 2008, y que las mismas no sean motivo de las penalidades previstas en el Contrato de Concesión;

Que la Distribuidora local informó que "...el jueves 4 de setiembre de 2008, por la madrugada, se produjo un sabotaje en dos líneas de alta tensión que unen Comahue con Buenos Aires y se encuentran a la vera de la Ruta Provincial 51 en 25 de Mayo, afectando gran parte de la provincia de Buenos Aires, afectando la Calidad del Servicio de la Usina Popular y Municipal de Tandil..." (f. 1);

Que, finalmente alegó que: "...considerando que las fallas no fueron originadas por la Usina, solicitamos se nos autorice a encuadrar como Causa Fortuita o Fuerza Mayor o nos exima de responsabilidad...";

Que presenta como prueba documental, un Informe de Perturbaciones del día 4 de septiembre, mediante el cual extracta dos notas periodísticas – una del diario Clarín y otra de La Nación, ambas del 5 de septiembre de 2008-, aduciendo al mismo tiempo que: "...En lo que respecta a algún tipo de pedido de Causa de Fuerza mayor por parte de la transportista, en este caso TRANSBA SA, por lo conocido en su forma de trabajar, sabemos que esta empresa espera antes que nada la imputación por los recargos en el mes por parte del ente regulador (ENRE). Y esto se espera para mediados del mes que viene tal cual así nos informaron. De esta forma queda demostrada la imposibilidad por parte de nuestra empresa de no salir afectada por ese hecho extraordinario ocurrido, solicitando nuevamente que seamos eximidos de contabilizar estos cortes para el cálculo de la multa" (fs. 4/7);

Que habiendo tomado intervención la Gerencia de Control de Concesiones, informó que: "...El caso que nos ocupa, el origen de la causa se debe a un sabotaje en dos líneas de alta tensión que unen Comahue con Buenos Aires, afectando gran parte de la Provincia de Buenos Aires y a la Calidad del Servicio de la Distribuidora.- ...Por lo tanto, analizando las presentes actuaciones, se informa que este inconveniente se debe a causa externa y es previsible que sucedan anomalías de características como las expuestas" (f. 8);

Que llamada a intervenir la Gerencia de Procesos Regulatorios solicitó a la Distribuidora que acompañe copia de la Resolución del Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE) por el cual se haya declarado como caso Fortuito o Fuerza Mayor el evento que se denuncia en estas actuaciones, otorgándole un plazo de treinta (30) días para ello (f. 9);

Que, consecuentemente, la Usina omitió acompañar lo requerido sin efectuar descargo alguno;

Que, reseñado lo actuado, la Gerencia de Procesos Regulatorios sostuvo que el encuadre de un hecho como caso fortuito o fuerza mayor debe interpretarse en forma restrictiva y debe reunir los requisitos de exterioridad, imprevisibilidad, extraordinariedad, anormalidad, inevitabilidad, irresistibilidad e insuperabilidad (fs. 10/14);

Que la responsabilidad de la Distribuidora Municipal es objetiva respecto a su obligación de suministrar energía eléctrica al usuario. La singular vinculación existente entre "usuario-prestador" está esencialmente constituida por un poder de exigir, condicionado por la existencia de una obligación jurídica que pesa sobre la Usina y por el hecho de que esta obligación resultó establecida en interés de los usuarios;

Que asimismo, cabe considerar que la invocación de un hecho eximente de responsabilidad debe ser acreditada en forma contundente por quien lo solicita;

Que la jurisprudencia de nuestros tribunales ha resuelto: "...El caso fortuito o fuerza mayor debe ser probado por el deudor que lo invoca, al acreedor le basta con probar el incumplimiento" (Bori Manuel c/ Asociación Civil Club Campos de Golf Las Praderas de Luján s/ Daños y perjuicios);

Que por su parte, cabe considerar que las fallas originadas en instalaciones aguas arriba no pueden ser consideradas por sí mismas como causal de caso fortuito o fuerza mayor, sino que las fallas externas sólo constituyen un eximente de responsabilidad para la Distribuidora cuando lo son para la Transportista, bajo las condiciones propias de acreditación del caso;

Que en este supuesto particular, cabe decir que más allá que TRANSBA S.A. no haya solicitado el encuadramiento del evento como caso fortuito o fuerza mayor ante el ENRE, lo cierto es que las interrupciones originadas en el sistema eléctrico externo a la Distribuidora no son consideradas por el Ente como causa de fuerza mayor, toda vez que así lo determina específicamente en el Anexo a la Resolución ENRE N° 527/96, Base Metodológica para el Control de la Calidad del Servicio Técnico Etapa 2, punto 2.3;

Que cabe mencionar como antecedente, Resoluciones dictadas por el Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE) en la misma temática, donde la solicitud de encua-

dramiento en la causal de caso fortuito o fuerza mayor de interrupciones originadas en fallas de líneas de Alta Tensión, son rechazadas, por considerar que las fallas externas a la red de distribución no constituyen por sí mismas tales causales (Resolución ENRE N° 0481/2006);

Que el referido Ente expresa en la Resolución citada que "...Ello se desprende tanto del esquema adoptado para la privatización del sector eléctrico argentino, de la situación preexistente a dicha privatización, -circunstancia ésta que los adquirentes del paquete mayoritario de las Distribuidoras bajo jurisdicción federal debieron conocer al momento de presentar sus ofertas-, como del Marco Regulatorio Eléctrico del sector eléctrico (Ley N° 24.065, su decreto reglamentario, los Pliegos de Bases y Condiciones para la Venta del paquete mayoritario de las Distribuidoras, los respectivos Contratos de Concesión y las normas reglamentarias dictadas en consecuencia de la Ley mencionada)...";

Que asimismo destaca "...En este sentido el punto 3.1 del Subanexo 4 del Contrato de Concesión prevé que "Para el cálculo de los índices se computarán tanto las fallas en la red de distribución como el déficit de abastecimiento (generación y transporte), no imputable a causas de fuerza mayor"...";

Que resalta también que "...en el punto 2.3 de la Base metodológica para el Control de Calidad del Servicio Técnico Etapa 2, adoptada por la Resolución ENRE N° 527/1996, se establece que "Las interrupciones con origen en el sistema externo de la Distribuidora serán consideradas para el cálculo de los indicadores de Calidad del Servicio Técnico"...";

Que por otro lado, manifiesta que "...el punto 2.4 de la referida Base se indica claramente que "La Distribuidora" no podrá invocar el abastecimiento insuficiente de energía eléctrica como eximente de responsabilidad por incumplimiento de las normas de Calidad de Servicio establecidas en el Contrato de Concesión, dado que es de su competencia realizar las inversiones necesarias para asegurar la prestación del Servicio Público conforme a los niveles de calidad establecidos"...Las fallas externas sólo constituyen Caso Fortuito o Fuerza Mayor y eximente de responsabilidad para las Distribuidoras, cuando lo son para la transportista...";

Que continúa expresando en los Considerandos de dicha Resolución que "...De conformidad con el Marco Regulatorio del Sector Eléctrico de nuestro país los transportistas no están obligados a la expansión de sus redes e instalaciones, sino que la expansión recae sobre la oferta (generadores) y la demanda (Distribuidoras y grandes usuarios) del mercado eléctrico... en lo que respecta al servicio de distribución bajo jurisdicción federal, las Distribuidoras están obligadas a satisfacer toda demanda que se genere y a prestar el servicio en las condiciones de calidad establecidas en el Subanexo 4 de los respectivos Contratos de Concesión y no pueden invocar el abastecimiento insuficiente de energía eléctrica como eximente de responsabilidad por incumplimiento de las normas de Calidad de Servicio establecidas en el Contrato de Concesión, dado que es de su competencia realizar las inversiones necesarias para asegurar la prestación del Servicio Público, conforme a los niveles de calidad establecidos (art. 21 del Decreto Reglamentario de la Ley N° 24.065 y art. 25 inc. b) y g) del Contrato de Concesión)...";

Que por último, aclara que "...Esta aparente diferencia en el tratamiento de las obligaciones del transportista respecto de las de las Distribuidoras, tienen su fundamento en, por una parte, la división horizontal -SIC- (generación, transporte y distribución) de las actividades del proceso de producción del sector eléctrico, establecido en la Ley 24.065, y, por la otra, que con anterioridad a la privatización tales actividades eran realizadas indistintamente por tres empresas públicas cuya privatización dispuso la referida ley (SEGBA, Agua y Energía Eléctrica e HIDRONOR S.A.)...";

Que asimismo, concluye que "... Además de conocer los adquirentes del paquete mayoritario de cada Distribuidora, al momento de la privatización, las características del marco Regulatorio eléctrico y las circunstancias preexistentes, cabe tener presente que las diferencias se refieren a la responsabilidad frente a los usuarios finales, en consonancia con lo previsto en el artículo 2 de la Ley 24.065...del conjunto del marco Regulatorio, las Distribuidoras cuentan con elementos como para equilibrar las diferencias, tal como la asunción del Caso Fortuito o Fuerza Mayor por las transportistas y los márgenes de tolerancia a las condiciones de calidad previstos en el Contrato de Concesión...";

Que, por todo ello, cabe resaltar que nuestro Marco Regulatorio Eléctrico, contiene normas similares a saber: Artículo 2 y Artículo 30 de la Ley 11.769 y el Artículo 30 del Decreto Reglamentario, Artículo 18 y Artículo 31 inciso g) del Contrato de Concesión Municipal, entre otras;

Que es necesario destacar que, la Provincia de Buenos Aires se integra con las bases esenciales del Marco Regulatorio Federal (v. art. 3° inciso c) de la Ley 11.769, como también ha adherido a los principios tarifarios de aquella jurisdicción, conforme el Decreto N° 3.730/92, ratificado por la Ley 11.515;

Que el sector eléctrico, sin perjuicio de las facultades locales de regulación y control, se rige por imperativos de unidad propios de un sistema interconectado, con obligaciones y responsabilidades para cada uno de los agentes del mercado: generadores, transportistas y distribuidores;

Que por su parte, el Contrato de Concesión Municipal en el Subanexo D, Punto 3.1.4 "Calidad del Servicio Técnico en la Etapa de Régimen", establece que, en esta etapa, "...Se computarán la totalidad de las interrupciones que afecten a los clientes...";

Que más aún, el mismo cuerpo normativo, en el Punto 3.1 determina en cuanto a la Calidad de Servicio Técnico para la Etapa de Transición que "...Para la determinación de los indicadores se computarán todas las interrupciones que afecten la Red de Media Tensión de Distribución, independientemente si la causa inicial proviene de las propias instalaciones del prestador, o si su origen es externo al mismo, ya sea que provenga de la instalación de un cliente de Media o Baja Tensión, de otro prestador del servicio de distribución o transmisión, o del sistema de generación...";

Que asimismo, cabe mencionar que se equivoca la Usina al pretender como eximente de su responsabilidad lo estipulado en el Punto 5.1 del referido Subanexo, pues el mismo determina que sólo se podrá invocar fuerza mayor o caso fortuito "...cuando el origen de la causa que motivó la interrupción así lo fuera...", es decir que, en todo caso, debería haberse acreditado que el origen de la causa que motivó la interrupción para la Transportista fue un evento que reúne los requisitos de exterioridad, imprevisibilidad, extraordinariedad, anormalidad, inevitabilidad, irresistibilidad e insuperabilidad y que fue declarado caso fortuito o fuerza mayor por el ENRE;

Que a mayor abundamiento, cabe señalar que todos los sujetos intervinientes en el sistema eléctrico, que permite al usuario adquirir y utilizar la energía eléctrica, quedan alcanzados por el régimen de responsabilidad solidaria establecido por el Artículo 40 de

la Ley N° 24.240 de Defensa del Consumidor, cuyo texto señala: "...Si el daño al consumidor resulta del vicio o riesgo de la cosa o de la prestación del servicio, responderán el productor, el fabricante, el importador, el distribuidor, el proveedor, el vendedor y quien haya puesto su marca en la cosa o servicio. El transportista responderá por los daños ocasionados a la cosa con motivo o en ocasión del servicio. La responsabilidad es solidaria, sin perjuicio de las acciones de repetición que corresponda. Sólo se liberará total o parcialmente quien demuestre que la causa del daño le ha sido ajena...";

Que basta con analizar los sujetos que el primer apartado de la citada norma califica como responsables solidarios para determinar que tanto las distribuidoras, las transportistas, las comercializadoras o generadoras de energía eléctrica quedan enmarcadas en dicho sistema, no pudiendo eximirse de responsabilidad en el evento invocando la culpa o responsabilidad que le cabe a alguno de ellos, dado que todas forman parte de la misma cadena de circulación y comercialización del fluido eléctrico que utiliza el usuario del servicio público en cuestión;

Que en este sentido se ha sostenido acertadamente que: "El hecho del tercero no puede ser el de otro de los codeudores solidarios mencionados por la norma." (Lorenzetti, Ricardo Luis, "Consumidores", Rubinzal Culzoni, Segunda Edición, Santa Fe, 2009, p. 538);

Que en afín tesis se ha señalado que: "...El régimen del artículo 40 consagra una responsabilidad de tipo objetiva, tanto para los daños resultantes del vicio o riesgo de la cosa, como de la prestación del servicio. De tal forma, sólo podrá liberarse total o parcialmente de responder quien demuestre que la causa del daño le ha sido ajena. Por tratarse de un régimen de responsabilidad objetiva (tanto se aplique el art. 40, LDC, como el art. 1113, C. Civ.), el productor el fabricante, el importador, etc. no pueden liberarse simplemente demostrando que no actuaron con culpa. Únicamente se eximen de responsabilidad en los casos de ausencia de relación de causalidad: sea por caso fortuito o fuerza mayor, por culpa de la víctima o por el hecho de un tercero extraño." (Rusconi, Dante D. (Coordinador), "Manual de Derecho del Consumidor", Abeledo Perrot, Buenos Aires, 2009, p. 420, el destacado nos pertenece);

Que se deriva de las consideraciones expuestas, que la causa que hubiere generado el incumplimiento que aguas arriba pretende invocar la Distribuidora Municipal como eximente de responsabilidad, no debe ser adjudicable a ninguno de los sujetos que participan en el sistema eléctrico con diversos roles, pero que el artículo 40 de la LDC reputa como un "bloque compacto", todos subsumibles, en la calidad de proveedor o prestador;

Que en virtud de ello, para eximirse de responsabilidad, el Distribuidor deberá acreditar que el hecho o la causa que invoca a los efectos de fracturar la relación de causalidad, le es atribuible a un sujeto que es ajeno al sistema eléctrico;

Que el criterio reseñado es compatible con lo previsto en el ya citado Subanexo 3, punto 2.3. de la Resolución ENRE N° 527/96 que regula las Interrupciones originadas en el sistema eléctrico externo a la Distribuidora, cuando establece que: "...Las interrupciones con origen en el sistema externo de la Distribuidora serán consideradas para el cálculo de los indicadores de Calidad del Servicio Técnico...";

Que se colige de la norma regulatoria referida que en la órbita federal, está directamente excluida la posibilidad que la Distribuidora alegue como causal eximitoria toda interrupción con origen en el sistema externo de la DISTRIBUIDORA, las que de acaecer serán penalizadas, ello atento que no estamos ante un evento cuya causa del daño no le resulta ajena, pues proviene de uno de los sujetos que integra la red eléctrica;

Que como resultado de todo ello, los Distribuidores, en este caso la USINA POPULAR Y MUNICIPAL DE TANDIL S.E.M. no pueden descargar su responsabilidad aguas arriba del sistema, no pudiendo por contrato de concesión, invocar el abastecimiento insuficiente de energía eléctrica como eximente de responsabilidad, dado que es de su competencia realizar las inversiones necesarias para asegurar la prestación;

Que tal criterio se reafirma en la obra "Transformación del Sector Eléctrico Argentino" (Pág. 213), de Bastos y Abdala;

Que el Contrato de Concesión Municipal establece, entre otras obligaciones, las siguientes: (I) Prestar el servicio público de energía eléctrica conforme a los niveles de calidad detallados en el Contrato de Concesión (art. 31 inc. a) y (II) Adoptar las medidas necesarias para asegurar la provisión y disponibilidad del suministro (art. 31 inc. g), originando su incumplimiento la aplicación de sanciones (art. 42);

Que a todo evento, también toma relevancia la cuestión probatoria, ya que la misma resulta un imperativo del propio interés, siendo la Usina quien omitió acreditar la ocurrencia del hecho que denuncia;

Que concluye la Gerencia de Procesos Regulatorios que debe desestimarse la petición de la USINA POPULAR Y MUNICIPAL DE TANDIL S.E.M., ordenando la inclusión de las citadas interrupciones a los efectos del cálculo para el cómputo de los indicadores (Conf. art. 3.1 Subanexo D del Contrato de Concesión Municipal);

Que la presente se dicta en ejercicio de las facultades conferidas por artículo 62 de la Ley 11.769 y el Decreto Reglamentario N° 2.479/04;

Por ello,

EL DIRECTORIO DEL ORGANISMO DE CONTROL DE ENERGÍA ELÉCTRICA
DE LA PROVINCIA DE BUENOS AIRES, RESUELVE:

ARTÍCULO 1°. Rechazar la solicitud de encuadramiento en la causal de fuerza mayor, presentada por la USINA POPULAR Y MUNICIPAL DE TANDIL S.E.M., por las interrupciones del suministro de energía eléctrica acaecidas en su ámbito de distribución, el día 4 de septiembre de 2008.

ARTÍCULO 2°. Ordenar que los citados cortes sean incluidos por la USINA POPULAR Y MUNICIPAL DE TANDIL S.E.M. a los efectos del cálculo para el cómputo de los indicadores para su correspondiente penalización, de acuerdo a los términos del Subanexo D, Normas de Calidad del Servicio Público y Sanciones, del Contrato de Concesión Municipal.

ARTÍCULO 3°. Registrar. Publicar. Dar al Boletín Oficial y al SINBA. Notificar a la USINA POPULAR Y MUNICIPAL DE TANDIL S.E.M. Comunicar a la Gerencia Control de Concesiones. Cumplido, archivar.

ACTA N° 693

Marcelo Fabián Sosa, Presidente; Alfredo Oscar Cordonnier, Vicepresidente; Carlos Pedro González Sueyro, Director; José Luis Arana, Director.

C.C. 12.048

Provincia de Buenos Aires
MINISTERIO DE INFRAESTRUCTURA
ORGANISMO DE CONTROL DE ENERGÍA ELÉCTRICA
Resolución N° 264/11

La Plata, 12 de octubre de 2011.

VISTO el Marco Regulatorio de la Actividad Eléctrica de la Provincia de Buenos Aires, conformado por la Ley N° 11.769 (T.O. Decreto N° 1.868/04) su Decreto Reglamentario N° 2.479/04, el Contrato de Concesión suscripto, la Resolución N° 599/07 lo actuado en el expediente N° 2429-30/2011, y

CONSIDERANDO:

Que por las actuaciones citadas en el Visto, tramita la evaluación por este Organismo de Control del comportamiento de la COOPERATIVA ELÉCTRICA DE GENERAL MADARIAGA LIMITADA, acerca del envío de información que le fuera solicitada referente a la Presentación Anual de Planes de Contingencias y Emergencias en el marco de lo previsto por la Resolución OCEBA N° 599/07 de fecha 5 de diciembre de 2007, cuya copia luce agregada a fojas 1/12;

Que en dicho marco, cabe poner de relieve que el Artículo 1° de la citada Resolución N° 599/07 ordena que las Cooperativas Eléctricas de la Provincia de Buenos Aires que por Decreto Provincial N° 1.937/02, han ingresado en la Etapa de Régimen, entre las que se incluye la COOPERATIVA ELÉCTRICA DE GENERAL MADARIAGA LIMITADA presenten en el plazo de diez (10) días corridos contados a partir de la notificación del acto, la actualización de sus respectivos Planes de Contingencias y Emergencias a efectos de solucionar situaciones de crisis en los sistemas a su cargo, incluyendo, necesariamente, la información que se detalla en el Anexo I de la referida Resolución;

Que a su vez, el Artículo 4° del citado acto prescribe que las Distribuidoras mencionadas en el Artículo 1° deberán presentar ante este Organismo de Control la actualización de sus planes de contingencias y emergencias que deberán incluir, necesariamente la información adicional que se detalla en el reseñado Anexo I, el último día hábil del mes de noviembre de cada año;

Que, por otra parte, el Artículo 8° de dicha Resolución establece que la falta de acatamiento a lo ordenado por los artículos precedentes, dará lugar a la aplicación de las sanciones establecidas por el punto 6.7, Subanexo D, de los respectivos Contratos de Concesión Provincial y Municipal;

Que en las presentes actuaciones, habiendo ampliamente vencido el plazo establecido por el artículo 4° de la Resolución N° 599/07, la COOPERATIVA ELÉCTRICA DE GENERAL MADARIAGA LIMITADA no acompañó la documentación necesaria para acreditar la observancia de lo exigido en dicha norma, evidenciando con dicha omisión un incumplimiento de las obligaciones primarias que debe observar en materia de Planes de Contingencias y Emergencias;

Que frente a dicha omisión, a fojas 14/15, la Gerencia de Control de Concesiones dio inicio a los presentes obrados manifestando que la conducta negligente examinada "revela claramente una despreocupación por parte de esta distribuidora en acatar en el tiempo oportuno las obligaciones establecidas por este Organismo de Control, lo que constituye un incumplimiento al deber de información, y además nos coloca en una situación de inseguridad ya que no nos permitió conocer si los mecanismos con que cuenta la Cooperativa para atender eventuales contingencias son los adecuados";

Que habiéndose dado intervención a la Gerencia de Procesos Regulatorios, a foja 16, mediante Nota N° 167/11 se intimó a la Cooperativa de marras con carácter previo a la instrucción del pertinente sumario que, atento lo normado por el artículo 4° de la Resolución N° 599/07, encontrándose vencido en exceso el aludido plazo, presente los planes de contingencias y emergencias correspondientes;

Que a foja 18, frente al silencio guardado por la Cooperativa, en forma previa a instruir el sumario correspondiente, se solicitó a la Gerencia de Control de Concesiones que tenga a bien informar si la documentación requerida había sido remitida a dicha Gerencia;

Que a foja 19, la Gerencia de Control de Concesiones informa que no tiene registro de que la Cooperativa de General Madariaga Ltda. haya remitido el Plan de Contingencias y Emergencias, tal como lo establece la Resolución OCEBA N° 599/07;

Que ante ello, a foja 20 se intimó nuevamente a la Cooperativa de marras a que, como último aviso previo al inicio del procedimiento sumario, presente los Planes de Contingencias y Emergencias correspondientes;

Que con motivo de este requerimiento, a fojas 21/25 efectúa una presentación la Concesionaria Municipal citada, acompañando finalmente la documentación omitida;

Que a foja 26 a los efectos de constatar si la documentación acompañada por la Cooperativa resulta suficiente para dar cumplimiento a lo establecido en la Resolución N° 599/07 se giraron las actuaciones a la Gerencia de Control de Concesiones;

Que, a foja 27 la Gerencia de Control de Concesiones informa que "la Cooperativa de General Madariaga Ltda. ha cumplimentado con la presentación de la documentación requerida y que la misma cumple con requerimientos establecidos en la Resolución N° 599/07";

Que, por otra parte, subraya que "considerando que es de vital importancia para el Organismo poseer la información actualizada de los planes de contingencias y emergencias, se estima que se debería notificar a esa Cooperativa para que de aquí en adelante cumpla en tiempo y forma con los plazos estipulados en el artículo 4° de la segunda Resolución";

Que reseñados los antecedentes de estos obrados, corresponde que OCEBA emita señales claras conducentes a que los Distribuidores de energía eléctrica bajo su esfera de control otorguen a los Planes de Contingencias y Emergencias la trascendencia y real magnitud que ellos revisten, y ajusten su comportamiento plenamente a lo establecido en la Resolución N° 599/07 y normativa concordante;

Que en ese orden, la conducta negligente de la Cooperativa citada no le permitió a OCEBA tomar conocimiento en los plazos regulatorios establecidos sobre si los mecanismos con que cuenta para atender eventuales contingencias son los adecuados, extremo que puede generar potenciales afectaciones a la seguridad en la vía pública y en los bienes que integran la esfera jurídica de los usuarios se su área de Concesión;

Que la conducta desidiosa de la Cooperativa trasgrede los pilares sobre los que se apoya la Resolución N° 599/07 cuyos considerandos señalan que "para unificar criterios y coordinar acciones con los agentes involucrados en la operación del sistema en la pro-

vincia de Buenos Aires, a fin de minimizar la probabilidad de fallas y sus posibles alcances, resulta fundamental implementar un sistema de comunicación entre OCEBA y los citados agentes, que resulte ágil y eficiente para sortear, de inmediato, cualquier situación que ponga en peligro el abastecimiento en el área descripta”;

Que en afín tesitura sostiene que: “en cuanto al Plan propiamente dicho, el principal objetivo de su puesta en marcha no es otro que el de contar con información preliminar sobre posibles o eventuales contingencias a fin de contribuir en la toma de decisiones apriorísticas como, el de maximización de la eficiencia de las acciones que corresponda adoptar, evacuando las consultas de los usuarios y autoridades en general”;

Que, asimismo, el irregular comportamiento examinado afecta el deber de información que plenamente debe observar respecto a este Organismo de Control toda Distribuidora de Energía Eléctrica, imperativo contractual, legal y constitucional, emanado del artículo 31 inciso “u” del Contrato de Concesión Municipal, de las normas de Orden Público como la Ley 24.240 y fundamentalmente del artículo 38 de la Constitución de la Provincia de Buenos Aires y 42 de la Constitución Nacional”;

Que en efecto, el artículo 31 establece que “...la CONCESIONARIA deberá cumplir las siguientes obligaciones... u) Poner a disposición del ORGANISMO DE CONTROL todos los documentos e información que éste le requiera, necesarios para verificar el cumplimiento del CONTRATO, la Ley Provincial N° 11.769 y toda norma aplicable, sometiéndose a los requerimientos que a tal efecto el mismo realice...”;

Que, a su vez, el artículo 42 expresa que: “... En caso de incumplimiento de las obligaciones asumidas por la CONCESIONARIA, el ORGANISMO DE CONTROL podrá aplicar las sanciones previstas en el Subanexo A y B, sin perjuicio de la aplicación de la póliza prevista en este Contrato...”;

Que, asimismo, el punto 6.7 Preparación y Acceso a los Documentos y la Información, Subanexo “D” del Contrato de Concesión establece que “... Por incumplimiento de lo establecido en el Contrato de Concesión, referido a las obligaciones de LA CONCESIONARIA, en cuanto a la preparación y acceso a los documentos y a la información, y en particular, por no llevar los registros exigidos en el Contrato de Concesión, no tenerlos debidamente actualizados, o no brindar la información debida o requerida por el Organismo de Control a efectos de realizar las auditorías a cargo del mismo, éste le aplicará una sanción que será determinada conforme a la gravedad de la falta, a los antecedentes, y en particular a las reincidencias incurridas. El tope anual máximo de la sanción no podrá ser superior al 0,1% de la energía anual facturada valorizada a la tarifa CV1 de la categoría Residencial T1R. El Organismo de Control destinará esta multa a compensar a quien sufriese un daño o sobrecosto por el accionar de la CONCESIONARIA...”;

Que por otra parte hace a la propia naturaleza de la regulación de los servicios públicos la obligación de informar, porque sabido es que una de las fallas de que adolece la actividad es la asimetría de información, donde el prestador se halla en considerable ventaja con respecto al controlador y los usuarios y tal falencia se suple accediendo la empresa concesionaria a informar siempre con total transparencia y sin retaceos, mucho más cuando se puede afectar la seguridad en vía pública y los bienes fundamentales que integran la esfera jurídica de los usuarios de su área de Concesión y que los requerimientos parten de un irregular cumplimiento de lo prescripto por la Resolución N° 599/07;

Que la Ley N° 11.769 (T.O. Decreto N° 1.868/04) atribuyó en su artículo 62 al Organismo de Control, entre otras funciones, “...r) Requerir de los agentes de la actividad eléctrica y de los usuarios, la documentación e información necesarios para verificar el cumplimiento de esta Ley, su reglamentación y los contratos de concesión y licencias técnicas correspondientes, realizando las inspecciones que al efecto resulten necesarias, con adecuado resguardo de la confidencialidad de la información que pueda corresponder...”;

Que esta facultad es una consecuencia lógica y natural de lo establecido en el inciso b) del mismo artículo que dice: “... Hacer cumplir la presente Ley, su reglamentación y disposiciones complementarias, controlando la prestación de los servicios y el cumplimiento de las obligaciones fijadas en los contratos de concesión en tal sentido y el mantenimiento de los requisitos exigidos en las licencias técnicas para el funcionamiento de los concesionarios de los servicios públicos de electricidad...”, ya que sin la misma el ejercicio de las funciones de fiscalización y control se tornarían abstractas, puesto que carecerían de la información necesaria y adecuada para cumplir con tal cometido;

Que en otro orden, en cuanto a la falta del deber de información, con la conducta adoptada por la Cooperativa se ven afectados otros principios generales como el de buena fe y de procedimientos eficaces, así como principios propios del Derecho Administrativo, tales como el de celeridad, eficiencia, lealtad, reciprocidad, cuya concreción permite garantizar el cumplimiento de los objetivos que inspiran a todo procedimiento administrativo y conjuntamente los fines de interés general que persigue este Organismo de Control;

Que al margen de la relevancia regulatoria que reviste la materia, la conducta omisiva examinada genera un dispendio de actividad administrativa innecesario que provoca ineficiencias en este Organismo de Control al obligarlo a exigir en reiteradas oportunidades obligaciones primarias que debieran ser satisfechas espontáneamente por aquellas Distribuidoras preocupadas por brindar un servicio público en condiciones de confiabilidad, seguridad, uniformidad y continuidad;

Que por todo lo expuesto, resulta procedente advertir a la COOPERATIVA ELÉCTRICA DE GENERAL MADARIAGA LIMITADA que deberá en lo sucesivo cumplir en tiempo y forma en su total extensión y contenido las exigencias establecidas en la Resolución OCEBA N° 599/07;

Que, a su vez, corresponde determinar que la conducta reticente adoptada por la COOPERATIVA ELÉCTRICA DE GENERAL MADARIAGA LIMITADA en estos obrados será tenida como antecedente que podrá agravar las sanciones que eventualmente puedan imponérsele en un futuro procedimiento sumario que se inicie contra la misma con motivo de omisiones análogas a las aquí verificadas;

Que la presente se dicta en ejercicio de las facultades conferidas por la Ley N° 11.769, su Decreto Reglamentario N° 2479/04 y la Resolución OCEBA N° 088/98;

Por ello,

EL DIRECTORIO DEL ORGANISMO DE CONTROL DE ENERGÍA ELÉCTRICA
DE LA PROVINCIA DE BUENOS AIRES, RESUELVE:

ARTÍCULO 1°. Advertir a la COOPERATIVA ELÉCTRICA DE GENERAL MADARIAGA LIMITADA que deberá en lo sucesivo cumplimentar en tiempo y forma en su total extensión y contenido las exigencias establecidas en la Resolución OCEBA N° 599/07.

ARTÍCULO 2°. Determinar que la conducta reticente adoptada por la COOPERATIVA ELÉCTRICA DE GENERAL MADARIAGA LIMITADA en estos obrados será tenida como antecedente que podrá agravar las sanciones que eventualmente puedan imponérsele en un futuro procedimiento sumario que se inicie contra la misma con motivo de omisiones análogas a las aquí verificadas.

ARTÍCULO 3°. Registrar. Publicar. Dar al Boletín Oficial y al SINBA. Notificar a la COOPERATIVA ELÉCTRICA DE GENERAL MADARIAGA LIMITADA. Pasar a conocimiento de la Gerencia de Control de Concesiones. Cumplido, archivar.

ACTA N° 693

Marcelo Fabián Sosa, Presidente; Alfredo Oscar Cordonnier, Vicepresidente; Carlos Pedro González Sueyro, Director; José Luis Arana, Director.

C.C. 12.049

Provincia de Buenos Aires
MINISTERIO DE INFRAESTRUCTURA
ORGANISMO DE CONTROL DE ENERGÍA ELÉCTRICA
Resolución N° 277/11

La Plata, 26 de octubre de 2011.

VISTO el Marco Regulatorio de la Actividad Eléctrica de la Provincia de Buenos Aires, conformado por la Ley 11769 (T.O. Decreto N° 1.868/04), su Decreto Reglamentario N° 2.479/04, el Contrato de Concesión suscripto, la Resolución OCEBA N° 336/05, lo actuado en el expediente N° 2429-689/2011, y

CONSIDERANDO:

Que por las actuaciones indicadas en el Visto, tramita el conflicto planteado entre la usuaria Carolina Florencia ALBERICH y la COOPERATIVA LIMITADA DE CONSUMO DE ELECTRICIDAD Y SERVICIOS ANEXOS DE OLAVARRÍA, con relación a las facturas complementarias N° 1897 y N° 1858 emitidas por la prestadora, derivadas de la presunta detección de alteraciones intencionales en la medición y apropiación de energía eléctrica, del suministro N° 3711631, ubicado en la Avenida Pellegrini N° 2144 de la ciudad de Olavarría;

Que la usuaria, en los términos previstos en los artículos 67 inciso e) y 68 de la Ley 11769, presentó su reclamo ante este Organismo de Control, solicitando su intervención (fs 1/53);

Que habiendo tomado intervención la Gerencia Control de Concesiones, mediante el envío de Nota N° 1970/11, dio traslado a la Cooperativa para que en el término de diez (10) días realice su descargo en los términos de la Resolución OCEBA N° 336/05 (fs 55/58);

Que, como respuesta al traslado la Concesionaria acompañó documentación del suministro en cuestión, junto a las facturas complementarias emitidas sin efectuar consideración alguna respecto de lo solicitado por este Organismo de Control (fs 59/69);

Que, en tal sentido la Gerencia de Control de Concesiones, a través de Nota N° 2160/11 (ver fs 71/73), informó al usuario que: “...La metodología del cálculo de la energía a recuperar no es la establecida en la Guía Regulatoria para detección de irregularidades Res. OCEBA N° 336/05...”;

Que, asimismo agregó, que: “...Aún pudiéndose aplicar el censo de cargas como metodología para el recupero de consumos para el presente caso, una estimación mensual en función de consumo diario (5.28 KWH), daría un consumo proyectado de 158 KWH/mensual, lo que implicaría de acuerdo al historial de consumo que la irregularidad mencionada no trajo consecuencia en la registración. Ha de tenerse en cuenta que el consumo correspondiente al período inmediato anterior a la detección fue de 341 KWH, razón por la cual la pretensión de recupero carece de sustento fáctico...”;

Que a su vez, indicó que: “...El acta de comprobación de irregularidades N° 16-2, da cuenta de la irregularidad como sigue “violo sellos medidor”. Así descripta la anomalía no puede por sí determinar que haya existido déficit en la registración, cuestión claramente advertida con la comparación de los consumos mensuales proyectados (ver punto 2)...”;

Que en consecuencia, estableció que: “...Al emitirse una factura adicional como la del caso de una factura complementaria la misma deberá indicarse en una leyenda adicional que consigne “factura complementaria”, a efectos de bien informar al usuario...”;

Que por último concluyó que: “...Por lo expuesto se solicita a Cooelectric proceda a anular la factura complementaria en cuestión y proceda a la restitución de los importes abonados por dichos conceptos si hubieran sido percibidos por dicha distribuidora...”;

Que frente a ello, COOPELECTRIC manifiesta su disconformidad con el informe de OCEBA, solicitando que se consideren las observaciones planteadas oportunamente –las que reitera -, requiriendo a su vez se autorice el cobro de la factura adicional, no sin antes efectuar una serie de consideraciones que, cuanto menos parecen exceder el marco de apreciación técnico y jurídico que se requiere para cumplir con su deber de información y ejercitar su derecho a ser oído (f. 75);

Que en este sentido, mediante Nota OCEBA N° 2380/11, la Gerencia de Control de Concesiones, remitió nuevamente informe ratificando en un todo su anterior de fs 71/72, emplazando a la Concesionaria local para que en el término de diez (10) días cumpla con lo oportunamente indicado por éste Organismo de Control (fs 77/78);

Que, como consecuencia de ello, COOPELECTRIC efectuó nuevo descargo, mediante el que ratificó su disconformidad con la posición adoptada por OCEBA, aduciendo que: “...si el OCEBA considera incorrecto el criterio de cálculo puede solicitar se corrija o adecue, pero es absolutamente impropio que anule toda posibilidad de cobro. Semejante criterio sólo es admisible en la vía judicial y en el marco de un proceso penal, donde las nulidades tienen un efecto invalidante total. Pero en el marco de un procedimiento administrativo no cabe semejante criterio, que tampoco surge del Reglamento de Suministro al regular el tema...” (fs 84/86);

Que, como consecuencia de ello, la Gerencia de Control de Concesiones, ratificó sus informes de fs 71 y 77/78, indicando a su vez, que COOPELECTRIC, no aportó elementos que justifiquen la reconsideración de lo dictaminado, girando las actuaciones para que se proceda a emitir el correspondiente acto resolutorio (ver f. 90);

Que llamada a expedirse la Gerencia de Procesos Regulatorios, estimó que el artículo 5 inciso d), Subanexo E, del Contrato de Concesión Municipal, faculta al prestador

a inspeccionar las conexiones domiciliarias, las instalaciones internas hasta la caja o los precintos de los medidores o equipos de medición, como asimismo a revisar, contrastar o cambiar las existentes;

Que dicha normativa, sólo permite a la Distribuidora recuperar la energía consumida y no registrada, cuando en la inspección se descubra un mal funcionamiento del medidor o equipo de medición o cualquier alteración de las instalaciones, equipos y/o precintos;

Que, en cuanto al derecho de las distribuidoras de recuperar energía suministrada y no registrada en los medidores de los usuarios, y ante la existencia de causales previstas en los contratos de concesión, éste debe ejercerse extremando los requisitos impuestos por la normativa vigente, con el objeto de asegurar la adecuada eficacia de los mismos;

Que, justamente, el dictado de la Resolución OCEBA N° 336/05, tuvo el propósito de que los mencionados procedimientos no se tornen ineficaces y evitar así dilaciones innecesarias en la resolución de los conflictos que transiten el trámite administrativo por ante este Organismo de Control;

Que a mayor abundamiento, resulta imprescindible que dichos procedimientos prevean una adecuada protección de los derechos de los usuarios, y la defensa de sus intereses económicos;

Que sobre el comportamiento de la Concesionaria local, cabe remarcar, que no sólo ha incumplido plenamente lo establecido en la Guía Regulatoria específica, sino que a su vez, ha incurrido en incumplimiento de lo establecido en el Artículo 31, inciso u) del Contrato de Concesión Municipal, al no enviar la documentación requerida mediante Nota OCEBA N° 1971/11;

Que con relación a la disconformidad planteada por la Cooperativa, corresponde indicar que la misma, no puede ser tratada como recurso alguno, toda vez que el recurso, aparece como la consecuencia procesal necesaria frente al dictado de un acto administrativo, no de una nota y/o dictamen del Organismo, como ocurrió en estas actuaciones (Artículo 87 de la Ley 7647);

Que, retomando la cuestión en tratamiento, no sólo estaríamos frente a incumplimientos de la Resolución OCEBA N° 336/05, sino que también nos encontramos frente a cuestiones de raigambre constitucional, como lo es la relativa al Debido Proceso y al efectivo Derecho de Defensa de la usuaria Carolina Florencia ALBERICH;

Que, asimismo, del informe técnico elaborado por la Gerencia de Control de Concesiones, surge que correspondería dejar sin efecto la factura complementaria y el procedimiento llevado a cabo por la prestadora en virtud del criterio técnico sostenido ut supra;

Que el Marco Regulatorio Eléctrico debe aplicarse en congruencia con los derechos consagrados en la Norma Fundamental;

Que, consecuentemente, ello obliga a tratar todo lo expuesto con la debida protección de los intereses económicos de los usuarios (artículos 42 y 38 de la Constitución Nacional y Provincial respectivamente);

Que, atento a ello y en virtud de la conclusión arribada, corresponde dejar sin efecto las facturas complementarias ut supra referidas, con fundamento en el Artículo 31, inciso u) del Contrato de Concesión Municipal y en el incumplimiento de lo establecido en la Resolución OCEBA N° 336/05;

Que, asimismo, corresponde efectuar un llamado de atención, instando a la COOPERATIVA LIMITADA DE CONSUMO DE ELECTRICIDAD Y SERVICIOS ANEXOS DE OLAVARRÍA a que en el futuro, arbitre los mecanismos necesarios, a fin de asegurar que en lo sucesivo, acate plenamente la Resolución OCEBA N° 336/05 (art. 2° del Anexo I, que forma parte de la Resolución OCEBA N° 088/98);

Que, por otra parte se observa que en cada una de las respuestas en las que la Cooperativa expresa disconformidad con las posiciones de este Organismo de Control, utiliza consideraciones que exceden el marco de la defensa técnica o jurídica, debiendo en lo sucesivo evitar relatos que no guarden la debida consideración hacia este Organismo de Control;

Que por último, es de ver, que las actuaciones se han sustanciado de modo tal que las partes han tenido la oportunidad de pronunciarse, teniendo por cumplido el derecho a ser oídas en forma previa al decisorio;

Que la presente se dicta en ejercicio de las facultades conferidas por la Ley 11769 (T.O. Decreto N° 1868/04) y su Decreto Reglamentario N° 2479/04;

Por ello,

EL DIRECTORIO DEL ORGANISMO DE CONTROL DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE LA PROVINCIA DE BUENOS AIRES, RESUELVE:

ARTÍCULO 1°. Ordenar a la COOPERATIVA LIMITADA DE CONSUMO DE ELECTRICIDAD Y SERVICIOS ANEXOS DE OLAVARRÍA, dejar sin efecto el procedimiento realizado y las facturas N° 1857 y N° 1858 con relación a la usuaria Carolina Florencia ALBERICH, asociada N° 60.776, cuyo suministro se encuentra ubicado en la Avenida Pellegrini N° 2144 de la ciudad de Olavarría.

ARTÍCULO 2°. Establecer que la COOPERATIVA LIMITADA DE CONSUMO DE ELECTRICIDAD Y SERVICIOS ANEXOS DE OLAVARRÍA, acredite dentro del plazo de cinco (5) días contados a partir de su ejecución, el cumplimiento de lo ordenado en el artículo anterior, debiendo a tal efecto remitir a este Organismo de Control la pertinente constancia.

ARTÍCULO 3°. Instruir a la COOPERATIVA LIMITADA DE CONSUMO DE ELECTRICIDAD Y SERVICIOS ANEXOS DE OLAVARRÍA para que en lo sucesivo evite utilizar terminología inadecuada para dirigirse a este Organismo de Control.

ARTÍCULO 4°. Hacer saber a la COOPERATIVA LIMITADA DE CONSUMO DE ELECTRICIDAD Y SERVICIOS ANEXOS DE OLAVARRÍA que en lo sucesivo deberá dar estricto cumplimiento al procedimiento establecido en la Resolución OCEBA N° 336/05.

ARTÍCULO 5°. Hacer saber a la COOPERATIVA LIMITADA DE CONSUMO DE ELECTRICIDAD Y SERVICIOS ANEXOS DE OLAVARRÍA que, dado el carácter ejecutorio de los actos administrativos que dicta el Organismo y sin perjuicio de los recursos que contra ellos pudieran interponerse, deberá dar estricto cumplimiento, en tiempo y forma, a lo ordenado en el artículo 1° de la presente.

ARTÍCULO 6°. Registrar. Publicar. Dar al Boletín Oficial y al SINBA. Notificar a la COOPERATIVA LIMITADA DE CONSUMO DE ELECTRICIDAD Y SERVICIOS ANEXOS DE OLAVARRÍA y a la usuaria Carolina Florencia ALBERICH. Cumplido, archivar.

ACTA N° 695

Marcelo Fabián Sosa, Presidente; **Alfredo Oscar Cordonnier**, Vicepresidente; **Carlos Pedro González Sueyro**, Director; **José Luis Arana**, Director.

C.C. 12.810

Provincia de Buenos Aires MINISTERIO DE INFRAESTRUCTURA ORGANISMO DE CONTROL DE ENERGÍA ELÉCTRICA Resolución N° 278/11

La Plata, 26 de octubre de 2011.

VISTO el Marco Regulatorio de la Actividad Eléctrica de la Provincia de Buenos Aires, conformado por la Ley 11769 (T.O. Decreto N° 1.868/04) su Decreto Reglamentario N° 2.479/04, el Contrato de Concesión suscripto, lo actuado en el Expediente N° 2429-703/2011, y

CONSIDERANDO:

Que por las actuaciones indicadas en el Visto, tramita el conflicto planteado entre la usuaria Paula Raquel PANNONE y la EMPRESA DISTRIBUIDORA DE ENERGÍA NORTE SOCIEDAD ANÓNIMA (EDEN S.A.), con relación a la factura complementaria N° 0000-47592318 emitida por la prestadora, derivada de la presunta irregularidad detectada en el suministro NIS 1335245-01 ubicado en el inmueble de la calle Coronel Suárez N° 367 de la ciudad de Junín, el día 20 de mayo de 2011;

Que el usuario, en los términos previstos en los artículos 67 inciso e) y 68 de la Ley 11769, presentó su reclamo ante este Organismo de Control, solicitando su intervención (fs 1/7);

Que, en su presentación, cuestionó el procedimiento llevado a cabo por EDEN S.A. como así también la factura complementaria emitida en su consecuencia;

Que con su reclamo acompañó, nota dirigida a EDEN S.A., copia de la Factura Complementaria en cuestión, tres copias de facturas de suministro de energía eléctrica y reclamo ante este Organismo de Control;

Que la Gerencia de Control de Concesiones, solicitó a EDEN S.A. la documentación e información detallada a fojas 12/13;

Que, en respuesta, la Distribuidora remitió la factura complementaria N° 0000-47592318, copia del Acta de Comprobación de Irregularidades, citación al usuario, verificación del medidor, Acta Notarial de constatación, cálculo de consumo del medidor e Histórico de Consumos y seis (6) copias fotográficas (fs 15/31);

Que volvió a intervenir la citada Gerencia técnica, manifestando que "...la factura complementaria fue emitida por la Distribuidora con posterioridad a los treinta días exigidos en el artículo 5 inciso d) apartado 3, por lo tanto teniendo en cuenta las prescripciones de la resolución OCEBA N° 336/05 "Guía Regulatoria para irregularidades" se rechaza el procedimiento llevado a cabo por la Distribuidora como así también la factura emergente del mismo..." (fs 32 y 34);

Que la Distribuidora cuestionó lo dictaminado por la Gerencia técnica y solicitó su reconsideración conforme a los argumentos vertidos a fojas 35/37;

Que dicha Gerencia ratificó su opinión a fojas 41/42, mereciendo la réplica de EDEN S.A. que corre agregada a fojas 43/45 y, conforme a ello, se remitieron las actuaciones a la Gerencia de Procesos Regulatorios para que se expida sobre el particular (f 46);

Que por ello estimó que, hallándose comprometido el plazo en que la Distribuidora emitió la factura complementaria, luego del procedimiento de detección de la irregularidad, cabe resaltar lo manifestado a foja 47, en el sentido que ha de tenerse en cuenta que el caso se encuadra en el Artículo 5° apartado d) III, Subanexo E, del Reglamento de Suministro y Conexión y que el punto III.6 prescribe como ha de ser la recuperación del consumo no registrado y su facturación, como así también el lapso de emisión de la misma;

Que, asimismo, dejó expresamente aclarado que el término "DIA" significa día corrido, conforme al Contrato de Concesión, salvo que expresamente se indique que se trata de un día hábil. Con excepción de este último supuesto, cuanto el vencimiento de un término ocurriera en día inhábil, se entenderá adecuadamente cumplido el acto si se realizare en el primer día hábil inmediato, siguiente a la fecha de vencimiento;

Que concluyó que la Distribuidora ha emitido en término la factura complementaria N° 0000-47592318, el día 21 de junio de 2011, lo que hace prevalecer la validez del acto y de la factura complementaria, toda vez que la detección de la irregularidad fue verificada el día 20 de mayo de 2011, fecha en que el Notario actuante labró el Acta correspondiente y contados los treinta días de dicha detección, el plazo se cumpliría el feriado día 20 de junio de 2011, razón por la cual ha de contabilizarse dentro del término de treinta días establecido en la normativa, el día hábil siguiente posterior;

Que, por último, se expidió la Gerencia de Control de Concesiones, respecto a la metodología empleada en el cálculo de la energía a recuperar de la cuestionada factura complementaria, manifestando que la misma responde a los parámetros establecidos en la Guía Regulatoria, Resolución OCEBA N° 336/05 y que evaluadas las características de la irregularidad, han provenido de hechos intencionales que se encuentran enmarcados en el Artículo 5 inciso d) apartado III del Reglamento de Suministro y Conexión;

Que, en consecuencia, se estimó que el reclamo de la usuaria debería desestimarse en virtud de las consideraciones técnicas mencionadas ut supra, y confirmarse la Factura Complementaria N° 0000-47592318., emitida por EDEN S.A.;

Que por último, es de ver, que las actuaciones se han sustanciado de modo tal que las partes han tenido la oportunidad de pronunciarse, teniendo por cumplido el derecho a ser oídas en forma previa al decisorio;

Que la presente se dicta en ejercicio de las facultades conferidas por el artículo 62 de la Ley 11769 y su Decreto Reglamentario N° 2.479/04;

Por ello,

EL DIRECTORIO DEL ORGANISMO DE CONTROL DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE LA PROVINCIA DE BUENOS AIRES, RESUELVE:

ARTÍCULO 1°. Desestimar el reclamo efectuado por la usuaria Paula Raquel PANNONE y confirmar la Factura Complementaria N° 0000-47592318 emitida por la EMPRESA DISTRIBUIDORA DE ENERGÍA NORTE SOCIEDAD ANÓNIMA (EDEN S.A.), derivada de las anomalías detectadas el 20 de mayo de 2011, en el suministro cuenta N° 1335245-01 ubicado en el inmueble de la calle Coronel Suárez N° 377 de la ciudad de Junín.

ARTÍCULO 2°. Registrar. Publicar. Dar al Boletín Oficial y al SINBA. Notificar a la EMPRESA DISTRIBUIDORA DE ENERGÍA NORTE SOCIEDAD ANÓNIMA (EDEN S.A.) y a la usuaria Paula Raquel PANNONE. Pasar a conocimiento de la Gerencia de Control de Concesiones. Cumplido, archivar.

ACTA N° 695

Marcelo Fabián Sosa, Presidente; **Alfredo Oscar Cordonnier**, Vicepresidente; **Carlos Pedro González Sueyro**, Director; **José Luis Arana**, Director.

C.C. 12.811

Provincia de Buenos Aires
MINISTERIO DE INFRAESTRUCTURA
ORGANISMO DE CONTROL DE ENERGÍA ELÉCTRICA
Resolución N° 279/11

La Plata, 2 de noviembre de 2011.

VISTO el Marco Regulatorio de la Actividad Eléctrica de la Provincia de Buenos Aires, conformado por la Ley 11769 (T.O. Decreto N° 1.868/04), su Decreto Reglamentario N° 2.479/04, el Contrato de Concesión suscripto, la Resolución Ministerial N° 061/09, la Resolución OCEBA N° 0085/09, lo actuado en el Expediente N° 2429-3326/2001, Alcance N° 16/2010, y

CONSIDERANDO:

Que por las actuaciones indicadas en el Visto, este Organismo de Control ha solicitado a la COOPERATIVA ELÉCTRICA DE BOLÍVAR LIMITADA, toda la información correspondiente al décimo séptimo período de control, comprendido entre el 1° de diciembre de 2010 y el 31 de mayo de 2011 de la Etapa de Régimen, respecto de la eventual penalización que pudiera corresponder por apartamientos a los límites admisibles de Calidad de Producto y de Servicio Técnico;

Que la Distribuidora remitió las diferentes constancias con los resultados del semestre en cuestión (fs. 21/39 y 41/77);

Que sobre dichos informes y como consecuencia de la actividad de auditoría de verificación llevada a cabo por el auditor, obrante a fojas 9/16 y 18/20, la Gerencia Control de Concesiones concluyó en su dictamen técnico señalando que: "...surgen las penalizaciones a aplicar por los apartamientos a los parámetros de calidad establecidos en el contrato de concesión correspondiente. A tal efecto, a continuación se detallan los montos totales de penalización por cada concepto, a los que se ha arribado en esta instancia para el semestre analizado: 1) Total Calidad de Producto Técnico: \$ 1.015,61; 2) Total Calidad de Servicio Técnico: \$ 75.718,26; Total Penalización Apartamientos: \$ 76.733,87 (fs. 78/86);

Que, vale advertir que el monto arribado, derivado de lo verificado por la Auditoría, resultó coincidente con la suma de penalización alcanzada por la precitada Distribuidora;

Que conforme ya lo ha sostenido este Organismo de Control en casos análogos la situación descripta, respecto a los aludidos montos de penalización, es conteste entre lo informado por la Distribuidora y lo auditado por la Gerencia Control de Concesiones a través del Área Control de Calidad Técnica, desprendiéndose de ello una suerte de avenimiento, sin necesidad de debate en lo que hace a la cuantía;

Que por otra parte, el mismo sistema de procedimiento establecido en el Subanexo D, "Normas de Calidad del Servicio Público y Sanciones", artículo 5.5 "Sanciones por apartamientos a los límites admisibles" apartados 5.5.1 "Calidad del Producto Técnico" y 5.5.2 "Calidad de Servicio Técnico", del Contrato de Concesión Municipal, para fijar el importe no desconoce el "Principio de la Legalidad de las Penas", porque la fórmula de cuantificación de la sanción estaría previamente considerada por la ley material y en definitiva su determinación no quedaría al arbitrio de ninguna autoridad, sino de una técnica cuya aplicación arroja la cifra final (conforme argumentos del texto "Las Penas Pecuniarias", autor Edgar Saavedra R. Editorial Temis, Bogotá, 1984);

Que la Autoridad de Aplicación, por Resolución N° 061/09, dispuso implementar un Régimen de calidad diferencial que impone, entre otras medidas, la obligación de presentar planes de inversión orientados a mejorar la calidad de servicio técnico a cargo de los distribuidores de energía eléctrica;

Que por su parte, este Organismo mediante Resolución OCEBA N° 0085/09, definió los criterios y alcances de los planes de inversión de los distribuidores de energía eléctrica bajo jurisdicción de la Provincia de Buenos Aires con concesión provincial y municipal;

Que, consecuentemente, se encuentra a cargo de OCEBA la aprobación, seguimiento, inspección y auditorías de las obras que se realicen en cumplimiento del Régimen de calidad vigente;

Que la presente se dicta en ejercicio de las facultades conferidas por el artículo 62 de la Ley 11769 y su Decreto Reglamentario N° 2.479/04;

Por ello,

EL DIRECTORIO DEL ORGANISMO DE CONTROL DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE LA PROVINCIA DE BUENOS AIRES, RESUELVE:

ARTÍCULO 1°. Establecer en la suma de PESOS SETENTA Y SEIS MIL SETECIENTOS TREINTA Y TRES CON 87/100 (\$76.733,87) la penalización correspondiente a la COOPERATIVA ELÉCTRICA DE BOLÍVAR LIMITADA por el apartamiento de los límites admisibles de Calidad de Producto y de Servicio Técnico, alcanzados en esta instancia, para el décimo séptimo período de control, comprendido entre el 1° de diciembre de 2010 y el 31 de mayo de 2011, de la Etapa de Régimen.

ARTÍCULO 2°. Ordenar que a través de la Gerencia de Procesos Regulatorios, se proceda a la anotación de la presente penalización en el Registro de Sanciones.

ARTÍCULO 3°. Instruir a la Gerencia de Control de Concesiones a los efectos de dar cumplimiento a las pautas establecidas en el Régimen de Calidad Diferencial organizadas a través de la Resolución N° 061/09 del Ministerio de Infraestructura y Resolución OCEBA N° 0085/09.

ARTÍCULO 4°. Registrar. Publicar. Dar al Boletín Oficial y al SINBA. Notificar a la COOPERATIVA ELÉCTRICA DE BOLÍVAR LIMITADA. Cumplido, archivar.

ACTA N° 696

Marcelo Fabián Sosa, Presidente; **Alfredo Oscar Cordonnier**, Vicepresidente; **Carlos Pedro González Sueyro**, Director; **José Luis Arana**, Director.

C.C. 12.805

Provincia de Buenos Aires
MINISTERIO DE INFRAESTRUCTURA
ORGANISMO DE CONTROL DE ENERGÍA ELÉCTRICA
Resolución N° 280/11

La Plata, 2 de noviembre de 2011.

VISTO el Marco Regulatorio de la Actividad Eléctrica de la Provincia de Buenos Aires, conformado por la Ley 11769 (T.O. Decreto N° 1.868/04), su Decreto Reglamentario N° 2.479/04, el Contrato de Concesión suscripto, la Resolución Ministerial N° 061/09, la Resolución OCEBA N° 0085/09, lo actuado en el Expediente N° 2429-3338/2001, Alcance N° 18/2010, y

CONSIDERANDO:

Que por las actuaciones indicadas en el Visto, este Organismo de Control ha solicitado a la COOPERATIVA DE PROVISIÓN DE SERVICIOS ELÉCTRICOS, SOCIALES, VIVIENDA Y CRÉDITO DE COLÓN (B) LIMITADA, toda la información correspondiente al décimo sexto período de control, comprendido entre el 1° de junio y el 30 de noviembre de 2010, de la Etapa de Régimen, respecto de la eventual penalización que pudiera corresponder por apartamientos a los límites admisibles de Calidad de Producto y Servicio Técnico;

Que la Distribuidora remitió las diferentes constancias con los resultados del período en cuestión (fs. 8/11, 18/38, 42/56 y 60/110);

Que sobre dichos informes y como consecuencia de la actividad de auditoría de verificación llevada a cabo por el auditor, obrante a fojas 12/17, 39/41 y 57/59, el Área Control de Calidad Técnica de la Gerencia Control de Concesiones concluyó en su dictamen técnico diciendo que: "...surgen las penalizaciones a aplicar por los apartamientos a los parámetros de calidad establecidos en el contrato de concesión correspondiente. A tal efecto, a continuación se detallan los montos totales de penalización por cada concepto, a los que se ha arribado en esta instancia para el semestre analizado: 1) Total Calidad de Producto Técnico: \$ 0,00; 2) Total Calidad de Servicio Técnico: \$ 14.578,65; Total Penalización Apartamientos: \$ 14.578,65..." (fs. 111/119);

Que, vale advertir que el monto arribado, derivado de lo verificado por la Auditoría, resultó coincidente con la suma de penalización alcanzada por la precitada Distribuidora;

Que conforme ya lo ha sostenido este Organismo de Control en casos análogos la situación descripta, respecto a los aludidos montos de penalización, es conteste entre lo informado por la Distribuidora y lo auditado por la Gerencia Control de Concesiones a través del Área Control de Calidad Técnica, desprendiéndose de ello una suerte de avenimiento, sin necesidad de debate en lo que hace a la cuantía;

Que por otra parte, el mismo sistema de procedimiento establecido en el Subanexo D, "Normas de Calidad del Servicio Público y Sanciones", artículo 5.5 "Sanciones por apartamientos a los límites admisibles" apartados 5.5.1 "Calidad del Producto Técnico" y 5.5.2 "Calidad de Servicio Técnico", del Contrato de Concesión Municipal, para fijar el importe no desconoce el "Principio de la Legalidad de las Penas", porque la fórmula de cuantificación de la sanción estaría previamente considerada por la ley material y en definitiva su determinación no quedaría al arbitrio de ninguna autoridad, sino de una técnica cuya aplicación arroja la cifra final (conforme argumentos del texto "Las Penas Pecuniarias", autor Edgar Saavedra R. Editorial Temis, Bogotá, 1984);

Que la Autoridad de Aplicación, por Resolución N° 061/09, dispuso implementar un Régimen de calidad diferencial que impone, entre otras medidas, la obligación de presentar planes de inversión orientados a mejorar la calidad de servicio técnico a cargo de los distribuidores de energía eléctrica;

Que por su parte, este Organismo mediante Resolución OCEBA N° 0085/09, definió los criterios y alcances de los planes de inversión de los distribuidores de energía eléctrica bajo jurisdicción de la Provincia de Buenos Aires con concesión provincial y municipal;

Que, consecuentemente, se encuentra a cargo de OCEBA la aprobación, seguimiento, inspección y auditorías de las obras que se realicen en cumplimiento del Régimen de calidad vigente;

Que la presente se dicta en ejercicio de las facultades conferidas por el artículo 62 de la Ley 11769 y su Decreto Reglamentario N° 2.479/04;

Por ello,

EL DIRECTORIO DEL ORGANISMO DE CONTROL DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE LA PROVINCIA DE BUENOS AIRES, RESUELVE:

ARTÍCULO 1°. Establecer en la suma de PESOS CATORCE MIL QUINIENTOS SETENTA Y OCHO CON 65/100 (\$ 14.578,65) la penalización correspondiente a la COOPERATIVA DE PROVISIÓN DE SERVICIOS ELÉCTRICOS, SOCIALES, VIVIENDA Y CRÉDITO DE COLÓN (B) LIMITADA, por el apartamiento de los límites admisibles de Calidad de Servicio Técnico, alcanzados en esta instancia, para el décimo sexto período de control, comprendido entre el 1° de junio y el 30 de noviembre de 2010, de la Etapa de Régimen.

ARTÍCULO 2°. Ordenar que a través de la Gerencia de Procesos Regulatorios, se proceda a la anotación de la presente penalización en el Registro de Sanciones.

ARTÍCULO 3°. Instruir a la Gerencia de Control de Concesiones a los efectos de dar cumplimiento a las pautas establecidas en el Régimen de Calidad Diferencial organizadas a través de la Resolución N° 061/09 del Ministerio de Infraestructura y Resolución OCEBA N° 0085/09.

ARTÍCULO 4°. Registrar. Publicar. Dar al Boletín Oficial y al SINBA. Notificar a la COOPERATIVA DE PROVISIÓN DE SERVICIOS ELÉCTRICOS, SOCIALES, VIVIENDA Y CRÉDITO DE COLÓN (B) LIMITADA. Cumplido, archivar.

ACTA N° 696

Marcelo Fabián Sosa, Presidente; **Alfredo Oscar Cordonnier**, Vicepresidente; **Carlos Pedro González Sueyro**, Director; **José Luis Arana**, Director.

C.C. 12.806