

# La Gaceta



**DIARIO OFICIAL DE LA REPUBLICA DE HONDURAS**

La primera imprenta llegó a Honduras en 1829, siendo instalada en Tegucigalpa, en el cuartel San Francisco, lo primero que se imprimió fue una proclama del General Morazán, con fecha 4 de diciembre de 1829.



Después se imprimió el primer periódico oficial del Gobierno con fecha 25 de mayo de 1830, conocido hoy, como Diario Oficial "La Gaceta".

AÑO CXXXVIII TEGUCIGALPA, M. D. C., HONDURAS, C. A.

LUNES 11 DE JULIO DEL 2016. NUM. 34,082

## Sección A

### Tribunal Supremo Electoral

ACUERDO No. 001-2016

**CONSIDERANDO (1):** Que Honduras es un Estado de Derecho, soberano, constituido como República libre, democrática e independiente, para asegurar a sus habitantes del goce de la justicia, la libertad, la cultura y el bienestar económico y social.

**CONSIDERANDO (2):** Que el Gobierno debe sustentarse en el principio de la democracia participativa del cual se deriva la integración nacional, que implica participación de todos los sectores políticos en la administración pública, a fin de asegurar y fortalecer el progreso de Honduras basado en la estabilidad política y en la conciliación Nacional.

**CONSIDERANDO (3):** Que los Partidos Políticos están obligados a practicar elecciones primarias para la escogencia de sus candidatos(as) a cargos de elección popular, las que se llevarán a cabo el segundo domingo del mes de marzo del año dos mil diecisiete.

**CONSIDERANDO (4):** Que las elecciones primarias se realizarán bajo la dirección, control y supervisión del Tribunal Supremo Electoral con el apoyo de la Comisión Nacional Electoral del Partido Político respectivo.

### SUMARIO

#### Sección A Decretos y Acuerdos

TRIBUNAL SUPREMO ELECTORAL Acuerdo No.001-2016	A. 1 - 15
CONVENIO PARA EL BIENESTAR DE LOS POBLADORES DE LA ISLA DE ROATÁN	A. 16 -20
COMISIÓN NACIONAL DE ENERGIA Certificación	A. 20 - 58
OTROS	A. 59
AVANCE	A. 60

Sección B  
Avisos Legales  
Desprendible para su comodidad B. 1-12

**CONSIDERANDO (5):** Que la Ley Electoral y de las Organizaciones Políticas, establece que el Tribunal Supremo Electoral entregará a los Partidos Políticos los listados de cargos de elección popular a elegir; a nivel nacional, departamental y municipal, **OCHO (8) MESES ANTES DE LA CELEBRACIÓN DE LAS ELECCIONES PRIMARIAS**, para que éstos los hagan del conocimiento de los movimientos internos, de la siguiente manera: Presidente y Designados de la República, Diputados al Parlamento Centroamericano; Diputados al Congreso Nacional; y, Miembros de las Corporaciones Municipales.

**CONSIDERANDO (6):** Que es imprescindible que los Partidos Políticos y sus Movimientos Internos se informen sobre la normativa y distribución de los cargos de elección popular, a fin de postular sus candidatos(as) para participar en elecciones primarias 2017.

**CONSIDERANDO (7):** Que es obligación actualizar la integración de las Corporaciones Municipales de acuerdo al número de habitantes y las proyecciones de población al año 2016-2017, reportadas por la Subdirección Ejecutiva del Instituto Nacional de Estadística INE mediante Oficio SDE-076-2016.

**CONSIDERANDO (8):** Que para todo lo relacionado con los actos y procedimientos electorales existe un Tribunal Supremo Electoral, autónomo e independiente, con personalidad jurídica, con jurisdicción y competencia en toda la República, cuya organización y funcionamiento serán establecidos por la Constitución y la Ley, la que fijará igualmente lo relativo a los demás organismos electorales.

**POR TANTO:**

**EL TRIBUNAL SUPREMO ELECTORAL**, en uso de sus atribuciones y como un organismo autónomo e independiente, relacionado con los actos y procedimientos electorales y en aplicación de los artículos 1, 2, 5, 47, 51, 202, 236 y 321 de la Constitución de la República; 1, 9, 15 numerales 1, 5, 8, 15, 17; 62, 70 numerales 4) y 5) 105, 105-A, 113, 114 y 219 de la Ley Electoral y de las Organizaciones Políticas, por unanimidad de votos,

**ACUERDA:**

**Artículo 1.** Hacer del conocimiento de los partidos políticos legalmente inscritos, para que éstos lo hagan del conocimiento de los movimientos internos que participarán en el Proceso de Elecciones Primarias a celebrarse el segundo domingo del mes

de marzo del año dos mil diecisiete, que los cargos a elección popular a escoger mediante el voto directo y secreto son:

- I. Un Presidente(a) y tres (3) Designados(as) de la República de Honduras por cada Partido político participante.
- II. Veinte (20) candidatos(as) a Diputados(as) Propietarios(as) y veinte (20) candidatos(as) a Diputados(as) Suplentes al Parlamento Centroamericano, por Partido Político participante.
- III. Ciento veintiocho (128) candidatos(as) propietarios(as) y ciento veintiocho (128) candidatos(as) suplentes a Diputados(as) al Congreso Nacional, por cada partido político participante.
- IV. Doscientos noventa y ocho (298) candidatos(as) a Alcaldes, doscientos noventa y ocho(298) candidatos(as) a Vicealcaldes y los respectivos Regidores por municipio, por cada partido político participante.

**Artículo 2.** Para la distribución departamental por Partido Político de los ciento veintiocho (128) candidatos(as) a Diputados(as) Propietarios(as) y los ciento veintiocho (128) candidatos(as) a Diputados (as) Suplentes al Congreso Nacional de la República, se establece la siguiente distribución:

## *La Gaceta*

DIARIO OFICIAL DE LA REPÚBLICA DE HONDURAS  
DECANO DE LA PRENSA HONDUREÑA  
PARA MEJOR SEGURIDAD DE SUS PUBLICACIONES

**LIC. MARTHA ALICIA GARCÍA**  
Gerente General

**JORGE ALBERTO RICO SALINAS**  
Coordinador y Supervisor

EMPRESA NACIONAL DE ARTES GRÁFICAS  
**E.N.A.G.**

Colonia Miraflores  
Teléfono/Fax: Gerencia 2230-4956  
Administración: 2230-3026  
Planta: 2230-6767

CENTRO CÍVICO GUBERNAMENTAL

CÓDIGO	DEPARTAMENTO	No. DIPUTADOS PROPIETARIOS	No. DIPUTADOS SUPLENTE
01	Atlántida	08	08
02	Colón	04	04
03	Comayagua	07	07
04	Copán	07	07
05	Cortés	20	20
06	Choluteca	09	09
07	El Paraíso	06	06
08	Francisco Morazán	23	23
09	Gracias a Dios	01	01
10	Intibucá	03	03
11	Islas de la Bahía	01	01
12	La Paz	03	03
13	Lempira	05	05
14	Ocatepeque	02	02
15	Olancho	07	07
16	Santa Bárbara	09	09
17	Valle	04	04
18	Yoro	09	09

**Artículo 3.** La Ley Electoral y de las Organizaciones Políticas, establece en su Artículo 219 que las Corporaciones Municipales están integradas por un Alcalde, un Vicealcalde y por un número de Regidores que se determinará en la forma siguiente: Municipios hasta de cinco mil (5,000) habitantes, cuatro (4) Regidores; de cinco mil uno (5,001) a diez mil (10,000) habitantes, seis (6) Regidores; de diez mil uno (10,001) a ochenta mil (80,000)

habitantes, ocho (8) Regidores; y Municipios con más de ochenta mil (80,000) habitantes y cabeceras departamentales, diez (10) Regidores. Según la proyección de población brindada por el Instituto Nacional de Estadística INE; la cantidad de candidatos a Alcaldes, Vicealcaldes y Regidores a elegir, en cada municipio, por cada partido político participante en las elecciones primarias 2017, es la siguiente para el período 2018-2022:

**DEPARTAMENTO DE ATLANTIDA 01**

<b>CODIGO</b>	<b>MUNICIPIO</b>	<b>BASE DE POBLACIÓN 2017</b>	<b>ALCALDE</b>	<b>VICE ALCALDE</b>	<b>REGIDORES</b>
0101	LA CEIBA	211,327	1	1	10
0102	EL PORVENIR	24,228	1	1	8
0103	ESPARTA	19,364	1	1	8
0104	JUTIAPA	36,207	1	1	8
0105	LA MASICA	31,034	1	1	8
0106	SAN FRANCISCO	15,531	1	1	8
0107	TELA	102,018	1	1	10
0108	ARIZONA	24,578	1	1	8

**DEPARTAMENTO DE COLON 02**

<b>CODIGO</b>	<b>MUNICIPIO</b>	<b>BASE DE POBLACIÓN 2017</b>	<b>ALCALDE</b>	<b>VICE ALCALDE</b>	<b>REGIDORES</b>
0201	TRUJILLO	64,688	1	1	10
0202	BALFATE	13,326	1	1	8
0203	IRIONA	21,716	1	1	8
0204	LIMON	15,112	1	1	8
0205	SABA	31,402	1	1	8
0206	SANTA FE	5,376	1	1	6
0207	SANTA ROSA DE AGUAN	5,498	1	1	6
0208	SONAGUERA	45,073	1	1	8
0209	TOCOA	98,602	1	1	10
0210	BONITO ORIENTAL	29,313	1	1	8

**DEPARTAMENTO DE COMAYAGUA 03**

CODIGO	MUNICIPIO	BASE DE POBLACIÓN 2017	ALCALDE	VICE ALCALDE	REGIDORES
0301	COMAYAGUA	159,904	1	1	10
0302	AJUTERIQUE	11,655	1	1	8
0303	EL ROSARIO	31,339	1	1	8
0304	ESQUIAS	21,514	1	1	8
0305	HUMUYA	1,399	1	1	4
0306	LA LIBERTAD	28,275	1	1	8
0307	LAMANI	7,239	1	1	6
0308	LA TRINIDAD	4,755	1	1	4
0309	LEJAMANI	5,883	1	1	6
0310	MEAMBAR	13,287	1	1	8
0311	MINAS DE ORO	13,548	1	1	8
0312	OJOS DE AGUA	10,873	1	1	8
0313	SAN JERONIMO	22,441	1	1	8
0314	SAN JOSE DE COMAYAGUA	7,909	1	1	6
0315	SAN JOSE DEL POTRERO	7,125	1	1	6
0316	SAN LUIS	11,718	1	1	8
0317	SAN SEBASTIAN	3,629	1	1	4
0318	SIGUATEPEQUE	103,506	1	1	10
0319	VILLA DE SAN ANTONIO	25,234	1	1	8
0320	LAS LAJAS	15,284	1	1	8
0321	TAULABE	25,158	1	1	8

**DEPARTAMENTO DE COPAN 04**

CODIGO	MUNICIPIO	BASE DE POBLACIÓN 2017	ALCALDE	VICE ALCALDE	REGIDORES
0401	SANTA ROSA DE COPAN	66,629	1	1	10
0402	CABAÑAS	15,082	1	1	8
0403	CONCEPCION	8,524	1	1	6
0404	COPAN RUINAS	40,952	1	1	8
0405	CORQUIN	17,940	1	1	8
0406	CUCUYAGUA	17,379	1	1	8
0407	DOLORES	6,902	1	1	6
0408	DULCE NOMBRE	6,273	1	1	6
0409	EL PARAISO	20,104	1	1	8
0410	FLORIDA	29,400	1	1	8
0411	LA JIGUA	9,677	1	1	6
0412	LA UNION	16,612	1	1	8

0413	NUEVA ARCADIA	43,346	1	1	8
0414	SAN AGUSTIN	5,801	1	1	6
0415	SAN ANTONIO	10,185	1	1	8
0416	SAN JERONIMO	5,120	1	1	6
0417	SAN JOSE	7,218	1	1	6
0418	SAN JUAN DE OPOA	9,788	1	1	6
0419	SAN NICOLAS	8,068	1	1	6
0420	SAN PEDRO	7,772	1	1	6
0421	SANTA RITA	31,455	1	1	8
0422	TRINIDAD	7,215	1	1	6
0423	VERACRUZ	3,447	1	1	4

## DEPARTAMENTO DE CORTES 05

CODIGO	MUNICIPIO	BASE DE POBLACIÓN 2017	ALCALDE	VICE ALCALDE	REGIDORES
0501	SAN PEDRO SULA	765,999	1	1	10
0502	CHOLOMA	255,625	1	1	10
0503	OMOA	49,749	1	1	8
0504	PIMIENTA	20,394	1	1	8
0505	POTRERILLOS	24,958	1	1	8
0506	PUERTO CORTES	129,961	1	1	10
0507	SAN ANTONIO DE CORTES	22,498	1	1	8
0508	SAN FRANCISCO DE YOJOA	23,499	1	1	8
0509	SAN MANUEL	61,159	1	1	8
0510	SANTA CRUZ DE YOJOA	88,054	1	1	10
0511	VILLANUEVA	165,602	1	1	10
0512	LA LIMA	78,596	1	1	8

## DEPARTAMENTO DE CHOLUTECA 06

CODIGO	MUNICIPIO	BASE DE POBLACIÓN 2017	ALCALDE	VICE ALCALDE	REGIDORES
0601	CHOLUTECA	162,125	1	1	10
0602	APACILAGUA	9,093	1	1	6
0603	CONCEPCION DE MARIA	27,687	1	1	8

0604	DUYURE	3,537	1	1	4
0605	EL CORPUS	25,591	1	1	8
0606	EL TRIUNFO	46,490	1	1	8
0607	MARCOVIA	47,113	1	1	8
0608	MOROLICA	5,012	1	1	6
0609	NAMASIGUE	32,096	1	1	8
0610	OROCUINA	18,676	1	1	8
0611	PESPIRE	24,063	1	1	8
0612	SAN ANTONIO DE FLORES	5,470	1	1	6
0613	SAN ISIDRO	3,793	1	1	4
0614	SAN JOSE	4,633	1	1	4
0615	SAN MARCOS DE COLON	28,679	1	1	8
0616	SANTA ANA DE YUSGUARE	14,813	1	1	8

### DEPARTAMENTO DE EL PARAISO 07

CODIGO	MUNICIPIO	BASE DE POBLACIÓN 2017	ALCALDE	VICE ALCALDE	REGIDORES
0701	YUSCARAN	15,271	1	1	10
0702	ALAUCA	9,433	1	1	6
0703	DANLI	210,742	1	1	10
0704	EL PARAISO	45,920	1	1	8
0705	GUINOPE	9,107	1	1	6
0706	JACALEAPA	4,186	1	1	4
0707	LIURE	10,852	1	1	8
0708	MOROCELI	17,764	1	1	8
0709	OROPOLI	6,090	1	1	6
0710	POTRERILLOS	4,663	1	1	4
0711	SAN ANTONIO DE FLORES	5,783	1	1	6
0712	SAN LUCAS	8,057	1	1	6
0713	SAN MATIAS	5,321	1	1	6
0714	SOLEDAD	9,352	1	1	6
0715	TEUPÁSENTI	45,417	1	1	8
0716	TEXIGUAT	8,841	1	1	6
0717	VADO ANCHO	4,071	1	1	4
0718	YAUUYUPE	1,394	1	1	4
0719	TROJES	51,011	1	1	8

**DEPARTAMENTO DE FRANCISCO MORAZAN 08**

CODIGO	MUNICIPIO	BASE DE POBLACIÓN 2017	ALCALDE	VICE ALCALDE	REGIDORES
0801	DISTRITO CENTRAL	1225,043	1	1	10
0802	ALUBAREN	5,576	1	1	6
0803	CEDROS	26,003	1	1	8
0804	CURAREN	20,924	1	1	8
0805	EL PORVENIR	23,655	1	1	8
0806	GUAIMACA	29,923	1	1	8
0807	LA LIBERTAD	2,900	1	1	4
0808	LA VENTA	6,421	1	1	6
0809	LEPATERIQUE	21,767	1	1	8
0810	MARAITA	6,927	1	1	6
0811	MARALE	9,199	1	1	6
0812	NUEVA ARMENIA	3,880	1	1	4
0813	OJOJONA	11,017	1	1	8
0814	ORICA	14,604	1	1	8
0815	REITOCA	10,761	1	1	8
0816	SABANAGRANDE	21,781	1	1	8
0817	SAN ANTONIO DE ORIENTE	15,598	1	1	8
0818	SAN BUENAVENTURA	3,029	1	1	4
0819	SAN IGNACIO	9,119	1	1	6
0820	CANTARRANAS	16,857	1	1	8
0821	SAN MIGUELITO	1,957	1	1	4
0822	SANTA ANA	16,889	1	1	8
0823	SANTA LUCIA	14,065	1	1	8
0824	TALANGA	36,733	1	1	8
0825	TATUMBLA	8,018	1	1	6
0826	VALLE DE ANGELES	18,747	1	1	8
0827	VILLA DE SAN FRANCISCO	11,147	1	1	8
0828	VALLECILLOS	8,755	1	1	6

**DEPARTAMENTO DE GRACIAS A DIOS 09**

CODIGO	MUNICIPIO	BASE DE POBLACIÓN 2017	ALCALDE	VICE ALCALDE	REGIDORES
0901	PUERTO LEMPIRA	53,131	1	1	10
0902	BRUS LAGUNA	13,801	1	1	8
0903	AHUAS	8,694	1	1	6

0904	JUAN FRANCISCO BULNES	6,428	1	1	6
0905	VILLEDA MORALES	10,365	1	1	8
0906	WAMPUSIRPI	5,919	1	1	6

## DEPARTAMENTO DE INTIBUCA 10

CODIGO	MUNICIPIO	BASE DE POBLACIÓN 2017	ALCALDE	VICE ALCALDE	REGIDORES
1001	LA ESPERANZA	13,413	1	1	10
1002	CAMASCA	6,977	1	1	6
1003	COLOMONCAGUA	18,737	1	1	8
1004	CONCEPCION	10,557	1	1	8
1005	DOLORES	5,537	1	1	6
1006	INTIBUCA	61,695	1	1	8
1007	JESUS DE OTORO	30,663	1	1	8
1008	MAGDALENA	4,489	1	1	4
1009	MASAGUARA	16,794	1	1	8
1010	SAN ANTONIO	5,658	1	1	6
1011	SAN ISIDRO	4,812	1	1	4
1012	SAN JUAN	14,390	1	1	8
1013	SAN MARCOS DE LA SIERRA	9,285	1	1	6
1014	SAN MIGUELITO	8,236	1	1	6
1015	SANTA LUCIA	5,434	1	1	6
1016	YAMARANGUILA	22,258	1	1	8
1017	SAN FRANCISCO DE OPALACA	12,024	1	1	8

## DEPARTAMENTO DE ISLAS DE LA BAHIA 11

CODIGO	MUNICIPIO	BASE DE POBLACIÓN 2017	ALCALDE	VICE ALCALDE	REGIDORES
1101	ROATAN	47,608	1	1	10
1102	GUANAJA	5,663	1	1	6
1103	JOSE SANTOS GUARDIOLA	11,823	1	1	8
1104	UTILA	4,400	1	1	4

## DEPARTAMENTO DE LA PAZ 12

CODIGO	MUNICIPIO	BASE DE POBLACIÓN 2017	ALCALDE	VICE ALCALDE	REGIDORES
1201	LA PAZ	48,640	1	1	10
1202	AGUANQUETERIQUE	4,888	1	1	4
1203	CABAÑAS	3,579	1	1	4
1204	CANE	4,150	1	1	4
1205	CHINACLA	8,366	1	1	6
1206	GUAJQUIRO	15,317	1	1	8
1207	LAUTERIQUE	3,060	1	1	4
1208	MARCALA	31,148	1	1	8
1209	MERCEDES DE ORIENTE	1,138	1	1	4
1210	OPATORO	7,754	1	1	6
1211	SAN ANTONIO DEL NORTE	2,851	1	1	4
1212	SAN JOSE	9,086	1	1	6
1213	SAN JUAN	2,571	1	1	4
1214	SAN PEDRO DE TUTULE	7,421	1	1	6
1215	SANTA ANA	12,486	1	1	8
1216	SANTA ELENA	13,139	1	1	8
1217	SANTA MARIA	11,404	1	1	8
1218	SANTIAGO PURINGLA	16,978	1	1	8
1219	YARULA	9,522	1	1	6

## DEPARTAMENTO DE LEMPIRA 13

CODIGO	MUNICIPIO	BASE DE POBLACIÓN 2017	ALCALDE	VICE ALCALDE	REGIDORES
1301	GRACIAS	53,018	1	1	10
1302	BELEN	7,720	1	1	6
1303	CANDELARIA	6,931	1	1	6
1304	COLOLACA	9,715	1	1	6
1305	ERANDIQUE	16,009	1	1	8
1306	GUALCINCE	11,826	1	1	8
1307	GUARITA	8,646	1	1	6
1308	LA CAMPA	7,408	1	1	6
1309	LA IGUALA	28,219	1	1	8
1310	LAS FLORES	10,172	1	1	8
1311	LA UNION	13,791	1	1	8
1312	LA VIRTUD	6,682	1	1	6
1313	LEPAERA	39,004	1	1	8
1314	MAPULACA	4,360	1	1	4
1315	PIRAERA	14,485	1	1	8
1316	SAN ANDRES	14,028	1	1	8
1317	SAN FRANCISCO	9,260	1	1	6
1318	SAN JUAN GUARITA	2,710	1	1	4
1319	SAN MANUEL DE COLOHETE	15,123	1	1	8
1320	SAN RAFAEL	14,109	1	1	8
1321	SAN SEBASTIAN	11,279	1	1	8
1322	SANTA CRUZ	7,429	1	1	6
1323	TALGUA	11,071	1	1	8
1324	TAMBLA	3,360	1	1	4
1325	TOMALA	6,652	1	1	6
1326	VALLADOLID	3,802	1	1	4
1327	VIRGINIA	2,605	1	1	4
1328	SAN MARCOS DE CAIQUIN	6,076	1	1	6

## DEPARTAMENTO DE OCOTEPEQUE 14

CODIGO	MUNICIPIO	BASE DE POBLACIÓN 2017	ALCALDE	VICE ALCALDE	REGIDORES
1401	OCOTEPEQUE	24,770	1	1	10
1402	BELEN GUALCHO	16,568	1	1	8
1403	CONCEPCION	5,439	1	1	6
1404	DOLORES MERENDON	4,287	1	1	4
1405	FRATERNIDAD	6,111	1	1	6
1406	LA ENCARNACION	5,330	1	1	6
1407	LA LABOR	10,188	1	1	8
1408	LUCERNA	6,157	1	1	6
1409	MERCEDES	7,491	1	1	6
1410	SAN FERNANDO	7,184	1	1	6
1411	SAN FRANCISCO DEL VALLE	10,051	1	1	8
1412	SAN JORGE	5,336	1	1	6
1413	SAN MARCOS	21,448	1	1	8
1414	SANTA FE	5,174	1	1	6
1415	SENSENTI	11,881	1	1	8
1416	SINUAPA	9,601	1	1	6

## DEPARTAMENTO DE OLANCHO 15

CÓDIGO	MUNICIPIO	BASE DE POBLACIÓN 2017	ALCALDE	VICE ALCALDE	REGIDORES
1501	JUTICALPA	135,076	1	1	10
1502	CAMPAMENTO	21,814	1	1	8
1503	CATACAMAS	126,982	1	1	10
1504	CONCORDIA	8,498	1	1	6
1505	DULCE NOMBRE DE CULMI	31,118	1	1	8
1506	EL ROSARIO	4,298	1	1	4
1507	ESQUIPULAS DEL NORTE	11,496	1	1	8
1508	GUALACO	22,769	1	1	8
1509	GUARIZAMA	7,942	1	1	6
1510	GUATA	12,385	1	1	8
1511	GUAYAPE	3,152	1	1	8
1512	JANO	5,083	1	1	6
1513	LA UNION	8,038	1	1	6
1514	MANGULILE	9,495	1	1	6
1515	MANTO	11,748	1	1	8
1516	SALAMA	7,859	1	1	6
1517	SAN ESTEBAN	26,781	1	1	8
1518	SAN FRANCISCO DE BECERRA	10,318	1	1	8
1519	SAN FRANCISCO DE LA PAZ	20,183	1	1	8
1520	SANTA MARIA DEL REAL	10,875	1	1	8
1521	SILCA	8,135	1	1	6
1522	YOCON	12,566	1	1	8
1523	PATUCA	27,671	1	1	8

**DEPARTAMENTO DE SANTA BARBARA 16**

<b>CODIGO</b>	<b>MUNICIPIO</b>	<b>BASE DE POBLACIÓN 2017</b>	<b>ALCALDE</b>	<b>VICE ALCALDE</b>	<b>REGIDORES</b>
1601	SANTA BARBARA	45,002	1	1	10
1602	ARADA	10,433	1	1	8
1603	ATIMA	19,132	1	1	8
1604	AZACUALPA	22,240	1	1	8
1605	CEGUACA	5,353	1	1	6
1606	SAN JOSE DE COLINAS	19,407	1	1	8
1607	CONCEPCION DEL NORTE	9,405	1	1	6
1608	CONCEPCION DEL SUR	5,517	1	1	6
1609	CHINDA	4,947	1	1	4
1610	EL NISPERO	8,745	1	1	6
1611	GUALALA	5,416	1	1	6
1612	ILAMA	9,160	1	1	6
1613	MACUELIZO	36,607	1	1	8
1614	NARANJITO	12,637	1	1	8
1615	NUEVO CELILAC	8,185	1	1	6
1616	PETOA	12,617	1	1	8
1617	PROTECCION	17,220	1	1	8
1618	QUIMISTAN	54,638	1	1	8
1619	SAN FRANCISCO DE OJUERA	7,595	1	1	6
1620	SAN LUIS	25,166	1	1	8
1621	SAN MARCOS	15,857	1	1	8
1622	SAN NICOLAS	15,360	1	1	8
1623	SAN PEDRO DE ZACAPA	10,868	1	1	8
1624	SANTA RITA	4,036	1	1	4
1625	SAN VICENTE CENTENARIO	3,736	1	1	4
1626	TRINIDAD	20,563	1	1	8
1627	LAS VEGAS	25,596	1	1	8
1628	NUEVA FRONTERA	13,504	1	1	8

**DEPARTAMENTO DE VALLE 17**

<b>CODIGO</b>	<b>MUNICIPIO</b>	<b>BASE DE POBLACIÓN 2017</b>	<b>ALCALDE</b>	<b>VICE ALCALDE</b>	<b>REGIDORES</b>
1701	NACAOME	59,970	1	1	10
1702	ALIANZA	7,562	1	1	6
1703	AMAPALA	13,302	1	1	8
1704	ARAMECINA	7,460	1	1	6
1705	CARIDAD	4,000	1	1	4
1706	GOASCORAN	14,489	1	1	8
1707	LANGUE	21,387	1	1	8
1708	SAN FRANCISCO DE CORAY	9,910	1	1	6
1709	SAN LORENZO	44,917	1	1	8

**DEPARTAMENTO DE YORO 18**

<b>CODIGO</b>	<b>MUNICIPIO</b>	<b>BASE DE POBLACIÓN 2017</b>	<b>ALCALDE</b>	<b>VICE ALCALDE</b>	<b>REGIDORES</b>
1801	YORO	93,489	1	1	10
1802	ARENAL	5,995	1	1	6
1803	EL NEGRITO	47,663	1	1	8
1804	EL PROGRESO	195,247	1	1	10
1805	JOCON	9,710	1	1	6
1806	MORAZAN	44,188	1	1	8
1807	OLANCHITO	112,444	1	1	10
1808	SANTA RITA	20,841	1	1	8
1809	SULACO	18,866	1	1	8
1810	VICTORIA	35,475	1	1	8
1811	YORITO	20,926	1	1	8

**Artículo 5.** El Tribunal Supremo Electoral, en cumplimiento a lo dispuesto en el Artículo 114 de la Ley Electoral y de las Organizaciones Políticas, procederá a entregar a los Partidos Políticos los listados de cargos de elección popular a elegir; a nivel nacional, departamental y municipal el día lunes 11 de julio del año dos mil dieciséis.

**Artículo 6.** El presente Acuerdo para sus efectos legales y electorales, entrará en vigencia a partir del día lunes once de julio, fecha de su publicación en el Diario Oficial La Gaceta.

Dado en el Salón de Sesiones Tribunal Supremo Electoral, en la ciudad de Tegucigalpa, municipio del Distrito Central, a los cinco días del mes de julio de dos mil dieciséis.

**ERICK MAURICIO RODRÍGUEZ GAVARRETE**

MAGISTRADO PRESIDENTE

**DAVID ANDRÉS MATAMOROS BATSON**

MAGISTRADO PROPIETARIO

**JOSÉ SAÚL ESCOBAR ANDRADE**

MAGISTRADO SECRETARIO

## **CONVENIO PARA EL BIENESTAR DE LOS POBLADORES DE LA ISLA DE ROATÁN**

Este **CONVENIO PARA EL BIENESTAR DE LOS POBLADORES DE LA ISLA DE ROATÁN** se celebra en este acto el día 21 de mayo del 2015, por y entre su Excelencia **JUAN ORLANDO HERNÁNDEZ ALVARADO**, actuando en su condición de Presidente de la **REPÚBLICA DE HONDURAS**, el Honorable **JERRY DAVE HYNDY SR.**, actuando en su condición de Diputado del **CONGRESO NACIONAL DE LA REPUBLICA DE HONDURAS** por el Departamento de las Islas de la Bahía, y el Honorable **KELCY LEE WARREN**, en su condición de Presidente de **ROATAN ELECTRIC COMPANY, S.A.** (“RECO”).

**CONSIDERANDO:** Que la República de Honduras, en materia de energía, está muy comprometido con la toma de decisiones que benefician financieramente a los hondureños, especialmente los más pobres;

**CONSIDERANDO:** Que el servicio eléctrico es esencial para el desarrollo socio-económico del país, por lo que el acceso al mismo es fundamental para mejorar el nivel de vida de todos los hondureños;

**CONSIDERANDO:** Que las leyes de Honduras valoran y protegen la inversión extranjera por ser esencial para el desarrollo continuo de Honduras;

**CONSIDERANDO:** Que la inversión extranjera debe tener todas las garantías para su seguridad jurídica y material en el marco de la legislación hondureña;

**CONSIDERANDO:** Que la República de Honduras otorga gran importancia y énfasis en la salud y el bienestar de todos los hondureños;

**CONSIDERANDO:** Que es urgente mejorar las instalaciones médicas de la Isla de Roatán, en el departamento de Islas de la Bahía;

**CONSIDERANDO:** Que el señor Kelcy Lee Warren ha decidido realizar inversiones significativas en la isla de Roatán, que beneficiarán en gran medida a sus pobladores reduciendo su costo de la electricidad y aumentando el acceso de los mismos a la asistencia médica;

**CONSIDERANDO:** Que la República de Honduras apoya la inversión del Sr. Warren en la Isla de Roatán y se compromete a extender la plena protección a través de su legislación para tales inversiones;

**CONSIDERANDO:** Que el señor Warren aprecia enormemente el liderazgo y la visión que han demostrado el Excelentísimo Señor Presidente **JUAN ORLANDO HERNÁNDEZ ALVARADO** y el Honorable Diputado **JERRY DAVE HYND S SR.**, quienes están comprometidos con la salud y el bienestar financiero de sus conciudadanos hondureños;

**POR LO TANTO**, las partes acuerdan suscribir el presente **CONVENIO PARA EL BIENESTAR DE LOS POBLADORES DE LA ISLA DE ROATÁN**.

**CLÁUSULA PRIMERA:** El señor **KELCY LEE WARREN** declara que tras la aprobación de una tarifa mutuamente aceptable para **“RECO”** y la **COMISION NACIONAL DE ENERGÍA (CNE)**, **“RECO”** a partir

de la firma de este convenio reducirá el precio de la tarifa de la energía eléctrica por lo menos en un diez por ciento (10%) y eventualmente hasta un veinte por ciento (20%), sobre una base anualizada del precio de la energía en vigencia y facturado por **“RECO”** a los clientes el 1 de junio del 2012, tal como se describe con más detalle y sujeto a los términos de: **(a)** el **CONVENIO DE INVERSIÓN PARA EL MEJORAMIENTO CONTINUADO DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE ROATÁN** que fue firmado por **“RECO”** y la **Comisión Nacional de Energía (CNE)** el día 30 de enero del 2014, y ratificado por el Congreso Nacional de la República de Honduras el día 28 de abril del 2014, y **(b)** la propuesta de tarifas que se presentó a la Comisión Nacional de Energía (CNE) por **“RECO”** después de la firma de dicho Convenio de Inversión.

**CLÁUSULA SEGUNDA:** El señor **KELCY LEE WARREN** declara que, con el fin de mejorar la salud y el bienestar de los pobladores de la Isla de Roatán, el señor Warren o una de sus empresas, donará hasta Dos Millones de Dólares Americanos (USD \$ 2.000,000.00) con el propósito de construir un hospital en la Isla de Roatán en una manera aceptable al donante. La **REPÚBLICA DE HONDURAS** a través del Excelentísimo Señor Presidente acepta dicha donación por ser de gran beneficio a los pobladores de la Isla de Roatán y coadyuvará plenamente la compensación descrita en los términos del párrafo (h) de la **CLÁUSULA PRIMERA** del Convenio de Inversión para todos los efectos.

**CLÁUSULA TERCERA:** Las partes acuerdan que el presente Convenio para el bienestar de los pobladores de la Isla de Roatán se regirá por sus términos y en lo no

establecido, se interpretará de conformidad con las leyes de la República de Honduras.

Las partes deberán primero intentar de buena fe resolver cualquier disputa, controversia o reclamación que surja de o esté relacionada con este Convenio para el bienestar de los pobladores de la Isla de Roatán, o su incumplimiento, rescisión o invalidez (una "Disputa") por la mediación o la conciliación. En caso de fracaso en la resolución de dicha disputa a través de la mediación o la conciliación dentro de los noventa (90) días después que cualquiera de las partes hubiese proporcionado a la otra parte una notificación por escrito de la existencia de la disputa, entonces dicha disputa se resolverá mediante arbitraje de conformidad con las Reglas de Arbitraje Comisión de las Naciones Unidas para el Derecho Mercantil Internacional (CNUDMI).

Las partes aceptan los compromisos establecidos en las cláusulas anteriores y comprometen la responsabilidad de su fiel ejecución y cumplimiento; por lo tanto firman el presente Acuerdo para el bienestar de Roatán en la isla de Roatán, Departamento de Islas de la Bahía, República de Honduras, en la fecha escrita arriba.

**JUAN ORLANDO HERNÁNDEZ ALVARADO**

PRESIDENTE DE LA REPÚBLICA DE HONDURAS

**JERRY DAVE HYNDS SR**

DIPUTADO CONGRESO NACIONAL

**KELCY LEE WARREN.- PRESIDENTE DE ROATÁN**

ELECTRIC COMPANY (RECO)

**CONVENTION FOR THE WELFARE OF THE  
PEOPLE OF ROATAN ISLAND**

This **AGREEMENT FOR THE WELFARE OF RESIDENTS OF ROATAN ISLAND** celebrated this event on May 21<sup>st</sup>, 2015, by and between his Excellency **JUAN ORLANDO HERNÁNDEZ ALVARADO**, acting in his capacity as **PRESIDENT OF THE REPUBLIC OF HONDURAS**, the Honorable **JERRY DAVE HYNDS SR.**, acting in his capacity as capacity as Deputy of **NATIONAL CONGRESS OF THR REPUBLIC OF HONDURAS** by the Department of Bay Islands, and the Honorable **KELCY LEE WARREN**, in his capacity as chairman of **ROATAN ELECTRIC COMPANY, S.A (RECO)**.

**WHEREAS:** The Republic of Honduras, on the matter energy, too committed to making decisions that benefit financially Hondurans, especially the poorest;

**WHEREAS:** The electrical service is essential for socio-economic development of the country, so that access to it is essential to improve the standard of living of all Hondurans.

**WHEREAS:** That the laws of Honduras value and protect foreign investment being essential for the continued development of Honduras.

**WHEREAS:** Foreign investment should have all the guarantees for its legal certainty equipment under Honduran law.

**WHEREAS:** The Republic of Honduras gives great importance and emphasis on health and welfare of all Hondurans.

**WHEREAS:** It is urgent to improve the medical facilities of Roatan Island, in Bay Island Department;

**WHEREAS:** Mr. Kelcy Lee Warren has decided to invest significantly on Roatan island, which benefit greatly its inhabitants reducing their electricity costs and increasing their access to medical care;

**WHEREAS:** The Republic of Honduras supports investment of Mr. Warren in Roatan and is committed to extending full protection through legislation for such investments;

**WHEREAS:** Mr. Warren greatly appreciates the leadership and vision that have proven His Excellency President **JUAN ORLANDO HERNÁNDEZ ALVARADO** and the Honorable Deputy **JERRY DAVE HYNDS SR.**, who are committed to the health and financial well-being of Honduras citizens; **THEREFORE**, the parties agree to sign this **CONVENTION FOR THE WELFARE OF INHABITANTS OF THE ROATAN ISLAND.**

**FIRST CLAUSE:** Mr. **KELCY LEE WARREN** states that following the adoption of a mutually acceptable rate for “RECO” and “CNE”, “RECO”, from the signing of this agreement will reduce the price rate of electrical energy

at least ten percent (10 %) and eventually up to twenty percent (20 %) on an annualized basis of energy prices in force and invoiced for “RECO” costumers on June 1, 2012, as described in more detail and subject to the terms of: a) **The INVESTMENT AGREEMENT FOR SUSTAINED IMPROVEMENT OF ELECTRICAL SYSTEM IN ROATAN**, which was signed by “RECO” and National Energy Commission (CNE) on **January 30, 2014**, and ratified by the Honduras National Congress on April 28, 2014, and b) tariff proposal which was submitted to the National Energy Commission (CNE) by “RECO” after the signing of the Investment Agreement;

**SECOND CLAUSE:** Mr. **KELCY LEE WARREN** states that, in order to improve the health and welfare of the habitants of Roatan island, Mr. Warren or one of his companies will donate up to **TWO MILLION US DOLLARS (USD \$ 2,000,000.00)** in purpose of building a hospital on Roatan island in manner acceptable to the donor.

**THE REPUBLIC OF HONDURAS**, through his Excellency the President accepts this donation greatly benefit the residents of Roatan island and will contribute compensation fully described in the terms of paragraph (h) of **CLAUSE FIRST** of the Investment Agreement for all purpose.

**THIRD CLAUSE:** The parties agree that this Agreement for the Welfare of the inhabitants of Roatan island is governed by its terms and not as established, construed in accordance with the laws of the Republic of Honduras.

The parties shall first attempt in good faith to resolve any dispute, controversy or claim arising of or relating to this Agreement for the welfare of the inhabitants of Roatan Island, or the breach termination or invalidity thereof (a "Dispute") by mediation or conciliation. In case of failure to resolve such Dispute through mediation or conciliation within ninety (90) days after either party has provided the other party a notice in writing of the existenc of the Dispute, then such Dispute shall be settled by arbitration in accordance with the UNCITRAL Arbitration Rules.

The parties accept the commitments stated in the previous clauses and undertake the responsibility for is faithful completion and compliance; henceforth they sign this Agreement for the Welfare of Roatán on the Island of Roatán, Department of the Bay Islands, Republic of Honduras, on the date written above.

**JUAN ORLANDO HERNÁNDEZ ALVARADO**  
PRESIDENT OF THE REPUBLIC OF HONDURAS

**JERRY DAVE HYNDS SR.**  
CONGRESSMAN, HONDURAS  
NATIONAL CONGRESS

**KELCY LEE WARREN.**  
CEO ROATAN ELECTRIC COMPANY  
(RECO)

## **Comisión Nacional de Energía**

### CERTIFICACIÓN

El infrascrito, Comisionado Secretario de la COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA, **CERTIFICA: ACTA No. 003-2015-19-05-15.** En la ciudad de Tegucigalpa, Municipio del Distrito Central, a los diecinueve días del mes de mayo del año dos mil quince, reunidos los Miembros de la Comisión Nacional de Energía, Comisionados Propietarios: Ingeniero **ANGEL NAPOLEON SOTO VELASQUEZ**, Comisionado PRESIDENTE; Ingeniero **GREGORIO IRIAS NAVAS**, Comisionado TECNICO y el Licenciado **SALOMON LOPEZ GOMEZ**, Comisionado SECRETARIO. En Sesión Ordinaria, siendo las once de la mañana en el local de su sede, sito en la colonia Florencia Norte, Bloque A, Casa No. 2710, y con el Quórum legalmente requerido, se integra a fin de conocer la siguiente Agenda que da lectura el Comisionado Presidente así: **Punto Único.-** Deliberación, Revisión y Aprobación de la SEGUNDA PROPUESTA DE LA SOCIEDAD ROATAN ELECTRIC COMPANY (RECO), para la respectiva APROBACIÓN de las tarifas en barra y de las tarifas a los usuarios finales de su servicio eléctrico y las correspondientes fórmulas de ajuste para el periodo dos mil catorce- dos mil diecinueve (2014-2019), presentada ante esta Comisión en escrito de fecha dos (2) de febrero del año dos mil quince (2015) y admitido en fecha veintitrés (23) de marzo del año dos mil quince (2015). **CONSIDERANDO:** Que la primera propuesta de la sociedad mercantil **ROATAN ELECTRIC COMPANY (RECO)**, para la APROBACIÓN, de las tarifas en barras y de las tarifas a los usuarios finales de su servicio eléctrico y las correspondientes fórmulas de ajuste a partir del año dos mil once, se presentó ante esta Comisión durante

la vigencia de la Ley Marco del Subsector Eléctrico, la cual dio lugar a tarifas aprobadas y publicadas en el Diario Oficial La Gaceta en fecha treinta y uno (31) de Enero del año dos mil once (2011), y que se impugnó por parte de la sociedad mercantil **ROATAN ELECTRIC COMPANY (RECO)**, ante el Juzgado de Letras de lo Contencioso Administrativo, con número de ingreso 104-11, encontrándose a la fecha pendiente de fallo judicial.

**CONSIDERANDO:** Que el artículo 7 del Decreto Ejecutivo PCM-070-2014, publicado en el Diario Oficial La Gaceta en fecha veintitrés (23) de octubre del año dos mil catorce (2014), da instrucciones a la Comisión Nacional de Energía (CNE) para resolver las solicitudes administrativas presentadas para la aplicación de esquemas tarifarios, al amparo de la Ley Marco del Subsector Eléctrico.

**CONSIDERANDO:** Que el decreto legislativo 345-2013, publicado en el Diario Oficial La Gaceta en fecha veintiocho (28) de abril del año dos mil catorce (2014), aprueba en todas y cada una de sus partes el **CONVENIO DE INVERSION PARA EL MEJORAMIENTO CONTINUADO DEL SISTEMA ELECTRICO DE ROATAN**, ordena en su cláusula primera, inciso a) Presentar una nueva propuesta tarifaria que se define en el convenio como “nueva propuesta tarifaria”, ante la Comisión Nacional de Energía (CNE).

**CONSIDERANDO:** Que el Decreto Ejecutivo PCM-013-2015, publicado en el Diario Oficial La Gaceta en fecha diecinueve (19) de marzo del año dos mil quince (2015), en su artículo 1, ordena: “Instruir al ente Regulador de la Energía Eléctrica a fin de que proceda a implementar las medidas que correspondan con el objeto de asegurar la puesta en funcionamiento de los regímenes tarifarios aprobados por el Estado de Honduras a través de la Comisión Nacional de Energía (CNE) para aquellos sistemas que no forman parte del sistema interconectado nacional...sujeto a que se encuentren aprobados mediante Convenio o Acuerdo directo entre el ente Regulador de la Energía Eléctrica y los inversionistas privados, y que

además hubieren sido aprobados por el Soberano Congreso Nacional”.- Que en su artículo 2, ordena: “El Ente Regulador de la Energía Eléctrica debe dar estricto cumplimiento a los decretos legislativos vigentes ... mediante los cuales se hubiere en particular acordado los regímenes tarifarios aplicables a los sistemas aislados de generación de energía eléctrica que no forman parte del sistema interconectado nacional”.- Que en su artículo 3, ordena: “Instruir al ente Regulador de la Energía Eléctrica para que den cumplimiento a lo aquí decretado ...”

**CONSIDERANDO:** Que el oficio No. 220-D-PGR-2015, del señor Procurador General de la República Abogado Abraham Alvarenga Urbina, de fecha diecisiete (17) de Abril del año dos mil quince (2015), instruye a esta institución a aplicar los decretos ejecutivos PCM-013-2015 y PCM-070-2014, y en atención a los mismos solicita que se reconsidere la resolución emitida por esta institución en fecha diez (10) de abril del año dos mil quince (2015), que corresponde a la segunda propuesta de pliego tarifario al consumidor presentada por RECO y que se proceda a la brevedad, en el marco de las atribuciones de esta Comisión y a los mencionados decretos ejecutivos, a resolver sobre el fondo y determinar la tarifa justa aceptable para las partes.

**CONSIDERANDO:** Que en aplicación del artículo 7 del Decreto Ejecutivo PCM-070-2014, que instruye a la Comisión Nacional de Energía (CNE) para resolver las solicitudes administrativas presentadas para la aplicación de esquemas tarifarios, al amparo de la Ley Marco del Subsector Eléctrico, en este sentido se aplica la mencionada ley, en especial los artículos siguientes: Artículo 2, que manifiesta que la Ley Marco tiene como objetivo esencial, regular las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica que tengan lugar en el territorio nacional y se aplicará a todas las personas naturales y jurídicas y entes públicos, privados o mixtos que participen en cualesquiera de las actividades mencionadas.- Que de conformidad al párrafo segundo del

artículo 3 el servicio de energía eléctrica deberá prestarse preservando la salud financiera del Subsector.- El Artículo 7 inciso a), manifiesta que la Comisión Nacional de Energía en uso de sus facultades fiscaliza y da seguimiento al cumplimiento de las normas legales y Reglamentarias que rigen al sector eléctrico.- Artículo 7, inciso c), que manifiesta que es facultad de la Comisión Nacional de Energía: “c) Emitir los dictámenes que prevé esta Ley y los que le sean requeridos por autoridades competentes”.- Que de conformidad al inciso ch) de artículo 7 la CNE tiene entre sus facultades: “Establecer la tasa de actualización para el cálculo de tarifas, la cual deberá basarse en el costo de oportunidad del capital en Honduras”.- Que de conformidad al Artículo 10: “La generación de energía eléctrica por cualquier medio se regirá por la presente Ley.” **CONSIDERANDO:** Que el decreto legislativo No. 286-2009, que contiene la Ley para el Establecimiento de una Visión de País y la Adopción de un Plan de Nación para Honduras, en uno de sus considerandos, expresamente dice: “Que la Constitución de la República manda que el Estado promueva el desarrollo integral del país, en lo económico y en lo social, el cual deberá estar sujeto a una planificación estratégica y requiere la participación de los Poderes del Estado y las organizaciones políticas, económicas y sociales, en una formulación incluyente y participativa.” **CONSIDERANDO:** Que la sociedad mercantil **ROATAN ELECTRIC COMPANY (RECO)**, es una empresa estratégica para el desarrollo de la isla de Roatán, y que para este efecto es sustancial que se planifique su crecimiento en forma eficiente, de conformidad a la política energética del gobierno de la nación. **CONSIDERANDO:** Que la segunda propuesta de tarifa, presentada por la sociedad mercantil **ROATAN ELECTRIC COMPANY (RECO)**, ha sido debidamente analizada por el departamento Técnico-Legal de esta Comisión. **POR TANTO. LA COMISION NACIONAL DE ENERGÍA (CNE)**, en uso de sus facultades, y con especial fundamento en los artículos,

260, 321 y 322 de la Constitución de la República; 1, 2, 5, 7, 41, 110, 119, 120 y 122 de la Ley General de la Administración Pública; en los artículos 1, 22, 23, 24, 25, 26, 27, 58, 72, 119, 124, 125 y 126 de la Ley de Procedimiento Administrativo; en los artículos 2, 3, 7 literal a), c) y ch), 47, 48, 49, 50, 51, 52, 53, 54, 55, 56, 57, 58 y 60 de la Ley Marco del Subsector Eléctrico; en los artículos 35, 38, 44, 45, 46, 47, 48 y 52, del Reglamento de la Ley Marco del Subsector Eléctrico; en el artículo 7 del Decreto Ejecutivo PCM-070-2014, en el Decreto Ejecutivo PCM-013-2015; oficio No. 220-D-PGR-2015, del señor Procurador General de la República; y Decreto Legislativo 345-2013, Decreto Legislativo No 286-2009, por unanimidad de votos. **RESUELVE:**  
**PRIMERO: APROBAR** la segunda propuesta de TARIFA presentada por la sociedad mercantil **ROATAN ELECTRIC COMPANY (RECO)**, en la forma de dicha propuesta anexada esta Resolución, desde la presente fecha de su aprobación hasta el término señalado por la ley.  
**SEGUNDO: EMITIR** la Certificación correspondiente.  
 Con lo anterior, se da por finalizada la presente sesión en Pleno de la Comisión Nacional de Energía, dándosele lectura a la respectiva Acta, la cual se aprueba, siendo la una de la tarde. Ingeniero ANGEL NAPOLEON SOTO VELASQUEZ.- COMISIONADO PRESIDENTE.- (firma y sello), Ingeniero GREGORIO IRIAS NAVAS.- COMISIONADO TECNICO.- (firma y sello).- Licenciado SALOMON LOPEZ GOMEZ.-COMISIONADO SECRETARIO”.

ES CONFORME A SU ORIGINAL

Extendida en la ciudad de Tegucigalpa, Municipio del Distrito Central, diecinueve (19) de mayo del año dos mil quince.

Licenciado SALOMON LOPEZ GOMEZ  
 COMISIONADO SECRETARIO

# **República de Honduras** **Roatan Electric Company**

## **PROPUESTA DE TARIFAS DEL SERVICIO ELÉCTRICO**

### **PERÍODO 2014-2019 CON SUS FÓRMULAS DE AJUSTE AUTOMÁTICO**

**Roatan  
Septiembre de 2014**

#### **Roatan Electric Company** **Cálculo de las Tarifas del Servicio Eléctrico para el** **Período 2014-2019**

#### **I. Introducción**

RECO ha elaborado la presente propuesta tarifaria esforzándose por hacerla coherente con el Acuerdo de Inversión aprobado por el Decreto Legislativo No. 345-2013, excepto donde se señala específicamente en el texto. Los términos del Acuerdo de Inversión se deberán considerar incorporados en esta propuesta. RECO ha elaborado la propuesta con base en costos de inversión y de operación eficientes para las actividades de generación y de distribución. La aprobación de tarifas que reflejen esos costos permitirá a RECO realizar una inversión del orden de los 30 millones de dólares para la instalación de una nueva central generadora (que se prevé usará gas propano o etano como combustible), y de otros activos relacionados o requeridos para generación o para la entrega de la energía a los usuarios, que asegurará una capacidad adecuada del sistema eléctrico para satisfacer la demanda esperada hasta 2019 y más allá de esa fecha, a un costo más bajo que el actual. En coherencia con el Acuerdo de Inversión, las tarifas que se proponen son similares a las aplicadas por RECO a sus clientes al 1 de Junio de 2012.

Los costos de generación reflejados en las tarifas corresponden a generación térmica utilizando unidades diesel, pero teniendo en cuenta el impacto de la entrada en servicio al final de 2014 de 3.9 MW de generación con viento. Como se establece en la ley, el costo de generación será actualizado cada año. La construcción de la nueva central de gas tomará entre 24 y 30 meses contados a partir de la fecha en que entren en vigencia para RECO tarifas que reflejen los costos y que la empresa haya obtenido todos los permisos y licencias aplicables. De conformidad con el Acuerdo de Inversión, una vez que la central de gas inicie operaciones,

RECO reducirá sus tarifas en un 20 por ciento en promedio sobre una base anual, sujeto a las condiciones del Acuerdo de Inversión. Sin embargo, una vez que la entidad reguladora haya aprobado tarifas que reflejen los costos, RECO está dispuesta a financiar una reducción inmediata del diez por ciento de las tarifas para todas las categorías de consumo – a un costo estimado de US\$6,500,000 para los primeros dos años – a condición de que se le permita recuperar esa inversión manteniendo, después del inicio de operación de la central de gas, una reducción de las tarifas del 10 por ciento en lugar del 20 por ciento, hasta recobrar el costo de la reducción tarifaria durante el período previo a la operación. RECO acreditará las reducciones tarifarias directamente en las facturas emitidas a los clientes, lo cual se considera que constituye el “mecanismo aceptable para las Partes” a que se refiere el Acuerdo de Inversión.

La propuesta tarifaria incluye las fórmulas de ajuste que permitirán a RECO modificar sus tarifas en función de dos parámetro económicos externos: (a) el precio del diesel (para los años previos a la entrada en servicio de la central de gas), y (b) la tasa de cambio del lempira con respecto al dólar de los Estados Unidos de América. Las tarifas propuestas incluyen además un subsidio cruzado dentro de la categoría residencial que hace posible una reducción del 30 por ciento en el precio para los consumidores que usen hasta 150 kWh por mes. Esta reducción se financia con un recargo de aproximadamente el 2.2 por ciento aplicado solamente a consumidores residenciales que usan más de 150 kWh por mes.

El estudio calcula las tarifas considerando separadamente períodos de punta y de fuera de punta. El período de punta está formado por las 3,000 horas de cada año en que ocurren las demandas más elevadas. Este bloque corresponde a 12 horas de cada uno de los 250 días más cargados del año, de las 10 A.M. a las 10 P.M. Por el carácter turístico de Roatán, los períodos de alta demanda incluyen días feriados como por ejemplo los de la Semana Santa. El costo unitario del suministro es más elevado durante los períodos de punta porque durante esos períodos RECO tiene que recurrir a sus unidades generadoras menos eficientes y, debido a los altos flujos de energía, las pérdidas de energía en la red son también mayores.

Los cálculos están contenidos en el archivo de Excel llamado "TAROT 2014" (TARifas ROaTán 2014) que se incluye en el disco compacto adjunto.

### Resultados

Las siguientes tablas muestran los resultados. Las tarifas son calculadas para un precio del diesel de L75.00/gal, libre de impuestos, y una tasa de cambio de L21.20/US\$. Esta última excede el valor de L20/US\$ mencionado en el Acuerdo de Inversión, pero es inferior a la tasa real actual.

Primero se presentan los costos al nivel de la generación, junto con sus fórmulas de ajuste:

COSTOS UNITARIOS DE GENERACIÓN		
Componentes del Costo Unitario de Generación	L/kWh	L/kW-mes
<u>Precio de la energía:</u>		
en horas de punta	5.967	
en horas fuera de punta	5.707	
promedio global	5.814	
<u>Precio de la potencia:</u>		
en L/kW-mes		453.689
equivalente en L/kWh	0.914	
<u>Precio Monómico Equivalente</u>	6.728	

FÓRMULAS DE AJUSTE AUTOMÁTICO COSTOS GENERACIÓN			
$p' = [a(PC/PC_o) + b(TC/TC_o) + c] p$			
Componente de Costo	Coeficientes		
	a	b	c
<u>Precio de la energía:</u>			
en horas de punta	0.951	0.044	0.005
en horas fuera de punta	0.947	0.047	0.005
<u>Precio de la potencia:</u>	0	0.9	0.1

En las fórmulas de ajuste:

$p'$  es el valor modificado de la componente de precio, después del ajuste.

$p$  es la componente de precio, antes del ajuste.

PC es el precio promedio del diesel usado para generación durante el mes anterior, puesto en la central, libre de impuestos.

$PC_0$  es el valor inicial de PC, igual a L75.00 por galón.

TC es la tasa de cambio del lempira con respecto al dólar US.

$TC_0$  es el valor inicial de la tasa de cambio, igual a L21.20 por dólar US.

La tabla anterior da el valor de los coeficientes de las fórmulas de ajuste – a, b y c – para cada una de las componentes de costo.

### Tarifas a los Consumidores Finales

SERVICIO RESIDENCIAL RANGOS DE CONSUMO kWh/mes	Cargo Fijo	Precio de todos los kWh
	L/client-ms	L/kWh
0 - 100	38.04	6.37
> 100	55.56	9.31

OTROS SERVICIOS	TARIFA SIMPLE			TARIFA HORARIA			
	Cargo Fijo L/abnd-m	Precio de la Potencia L/kW-m	Precio de Energía L/kWh	Cargo Fijo L/abnd-m	Precio de la Potencia L/kW-m	Precio de la Energía	
						Punta L/kWh	Fuera d punta L/kWh
Servicio General en BT	55.56		9.95	55.56	421.19	8.17	7.06
Servicio en MT	2167.62	511.453	6.90	2167.62	511.45	7.47	6.51
Servicio en AT				5499.22	470.74	6.19	5.92

Fórmulas de Ajuste de las Tarifas a los Usuarios Finales				
$UC' = [a(TB/TBo) + b(TC/TCo) + c]UC$				
Clase de Usuario y Componente de Precio	Coeficientes			
	<i>a</i>	<i>b</i>	<i>c</i>	Suma
<b>Residencial:</b>				
Costo de la potencia	0.5174	0.3810	0.1016	1
Costo de la energía en punta	0.9212	0.0072	0.0715	1
Costo de la energía fuera de punta	1.0000	0.0000	0.0000	1
<b>Servicio General en Baja Tensión:</b>				
Costo de la potencia	0.5174	0.3810	0.1016	1
Costo de la energía en punta	0.9212	0.0072	0.0715	1
Costo de la energía fuera de punta	1.0000	0.0000	0.0000	1
<b>Servicio en Media Tensión:</b>				
Costo de la potencia	0.6418	0.2940	0.0642	1
Costo de la energía en punta	0.9212	0.0072	0.0715	1
Costo de la energía fuera de punta	1.0000	0.0000	0.0000	1
<b>Servicio en Alta Tensión:</b>				
Costo de la potencia	0.2000	0.8000	0.0000	1
Costo de la energía en punta	0.9611	0.0389	0.0000	1
Costo de la energía fuera de punta	0.9579	0.0421	0.0000	1

Los elementos de las fórmulas de ajuste que figuran también en la fórmula anteriormente presentada tienen el mismo significado que para aquélla. Además:

TB representa la componente correspondiente – de potencia o de energía por bloque horario – de los costos de generación.

TB<sub>0</sub> es el valor inicial de la misma componente de costo.

RECO propone aplicar a sus clientes en las categorías no residenciales, bien una tarifa simple, en que el precio de la energía es un único valor por kWh, o bien una tarifa horaria en que hay dos precios diferentes de energía, uno para la energía consumida en el bloque horario de punta y otro, menor, para la energía consumida en el bloque horario de fuera de punta. Inicialmente, mientras hace los ajustes necesarios en el software de facturación, RECO aplicaría en todos los casos la tarifa simple. Una vez implementados los cambios indicados, RECO aplicaría las tarifas horarias a todos los consumos alimentados en media tensión. Además, en el caso del servicio general en baja tensión, RECO propone aplicar la tarifa horaria a todo usuario cuyo consumo

mensual exceda los 2,500 kWh en promedio. A los demás usuarios de esta categoría se les aplicará la tarifa simple.

Es importante notar en relación con este tema que la tarifa horaria, una vez que se implemente, será obligatoria para los clientes a quienes se aplicará de conformidad con lo propuesto, es decir, todos los clientes servidos en media o en alta tensión, independientemente de su consumo, y todos los clientes del servicio general en baja tensión cuyo consumo mensual promedio exceda los 2,500 kWh. En efecto, la tarifa simple refleja el costo promedio del servicio. Por definición de promedio, el costo real del servicio es para algunos clientes mayor que ese promedio y para otros menor que el promedio. La tarifa horaria reflejaría más estrechamente el costo real del servicio a cada cliente. Si se deja que el cliente escoja cuál tarifa prefiere, entre la simple y la horaria, únicamente aquellos para quienes el costo del servicio es menor que la tarifa simple escogerían la tarifa horaria, con la cual pagarán menos. Ello resultaría en una pérdida para RECO.

RECO aplicará las fórmulas de ajuste mensualmente para reflejar la variación de los parámetros económicos externos. El archivo TAROT que se adjunta permite calcular mes a mes los nuevos costos unitarios y los nuevos valores de las tarifas resultantes.

La tabla de la página siguiente muestra el detalle de los costos unitarios, las tarifas y los valores promedio de ambos en Lps/kWh que resultan de aplicar ya sea los costos unitarios o los precios de la tarifa a los consumos de julio de 2014, los cuales se muestran en las últimas columnas de la tabla.

En una fecha próxima, RECO presentará una petición separada solicitando la autorización de la entidad reguladora para la cantidad de energía a facturar a los usuarios finales en concepto del servicio de alumbrado público.

COSTOS UNITARIOS Y TARIFAS A LOS USUARIOS FINALES															
CATEGORÍAS DE SERVICIO Y RANGOS DE CONSUMO	COSTOS UNITARIOS						TARIFA						CONSUMO MENSUAL		
	Servicio Cmercial L/cnt-m	Potencia L/KW-m	Energía en punta L/kWh	Energía fuera punta L/kWh	Monomico P y W* L/kWh	Costo promedio L/kWh	Cargo Fijo L/cnt-m	HORARIA			Monomico P y W* L/kWh	Precio promedio L/kWh	Número de Usuarios	Σ dmax kW	Energía kWh
								Potencia L/kW-m	E punta L/kWh	E no pun L/kWh					
<b>Servicio Residencial</b>															
0 - 150	54.34	321.17	8.07	6.98	9.107	10.098	38.04	224.820	5.651	4.885	6.375	7.069	7,036		385,586
> 150	54.34	321.17	8.07	6.98	9.107	9.236	55.56	328.386	8.254	7.136	9.311	9.443	6,135		2,579,890
						<b>9.348</b>	55.56				<b>9.135</b>		<b>13,171</b>		<b>2,965,476</b>
<b>Servicio General en BT</b>	54.34	411.93	7.99	6.91	9.729	9.800	55.56	421.186	8.169	7.062	9.947	10.021	1,560		1,180,390
<b>Servicio en MT</b>	2120.00	500.22	7.30	6.37	6.748	8.222	2167.62	511.453	7.466	6.510	6.900	8.407	61	5,694	2,020,112
<b>Servicio en AT</b>	5378.41	460.40	6.06	5.79	5.899		5499.22	470.742	6.191	5.921	6.032		0	0	0
							<b>9.0658</b>					<b>9.0658</b>	<b>14,792</b>		<b>6,165,978</b>

### **Recuperación de Valores no Cobrados en 2008**

En 2008, con el propósito de mitigar el impacto social que los muy altos precios del combustible estaban teniendo a través del precio de la electricidad, y ante la demanda expresa del Presidente Manuel Zelaya Rosales, RECO redujo durante los meses de septiembre a noviembre el cargo de ajuste por combustible que la CNE la había autorizado a cobrar. RECO estuvo de acuerdo con esta medida a condición de que se le permitiera recuperar posteriormente las cantidades no cobradas, las cuales sumaron al final US\$6,500,000.

El gobierno ha reconocido que RECO tiene derecho de recuperar esos valores. RECO propone incluir el monto indicado como una inversión realizada hoy para ser recuperada en un período de diez años. Esto ha sido incluido en el cálculo de las tarifas.

### **III. Generalidades sobre el estudio y sus resultados**

El estudio considera el sistema eléctrico como un conjunto de módulos de red conectados entre sí y conectados además a la central generadora por una parte, y a los consumidores de las diferentes categorías por otra. La página siguiente muestra el diagrama utilizado, en el cual se indican para cada módulo las tasas de pérdidas de potencia ( $t_p$ ) y de energía ( $t_w$ ), así como el contenido en moneda extranjera ( $x$ ) de las inversiones en cada módulo. La frontera entre la Generación por un lado y la Distribución por otro, se sitúa en las terminales de las centrales

generadoras, donde éstas inyectan su producción neta a la red de media tensión.

Las pérdidas de energía reconocidas en el cálculo son del 15 por ciento de la energía total inyectada a la red, total que se desglosa en un 9 por ciento de pérdidas técnicas y un 6 por ciento de pérdidas comerciales. La curva de demanda global del sistema eléctrico vista por la central generadora es el resultado de agregar las demandas de las categorías individuales de usuarios por nivel de tensión — para las cuales se tienen curvas de demanda horaria típicas para día de semana, sábado y domingo o día festivo — y de añadir a esas demandas horarias las potencias horarias de pérdidas a medida que se remonta la red de distribución.

A cada categoría de usuarios corresponde un patrón de consumo horario característico. Ese patrón se traduce en unas determinadas proporciones en que los clientes de la categoría de que se trate, consumen electricidad más costosa en horas de demanda de punta, o electricidad menos costosa en horas de demanda fuera de punta, y también la proporción en que contribuyen a la demanda máxima de potencia del sistema eléctrico. Esas características contribuyen a determinar el costo promedio de la energía y potencia que consumen. En preparación para el presente estudio, RECO llevó a cabo registros de carga en transformadores de distribución que alimentaban zonas homogéneas en cuanto a tipo de consumidor. Los resultados de la campaña de medición se combinaron con

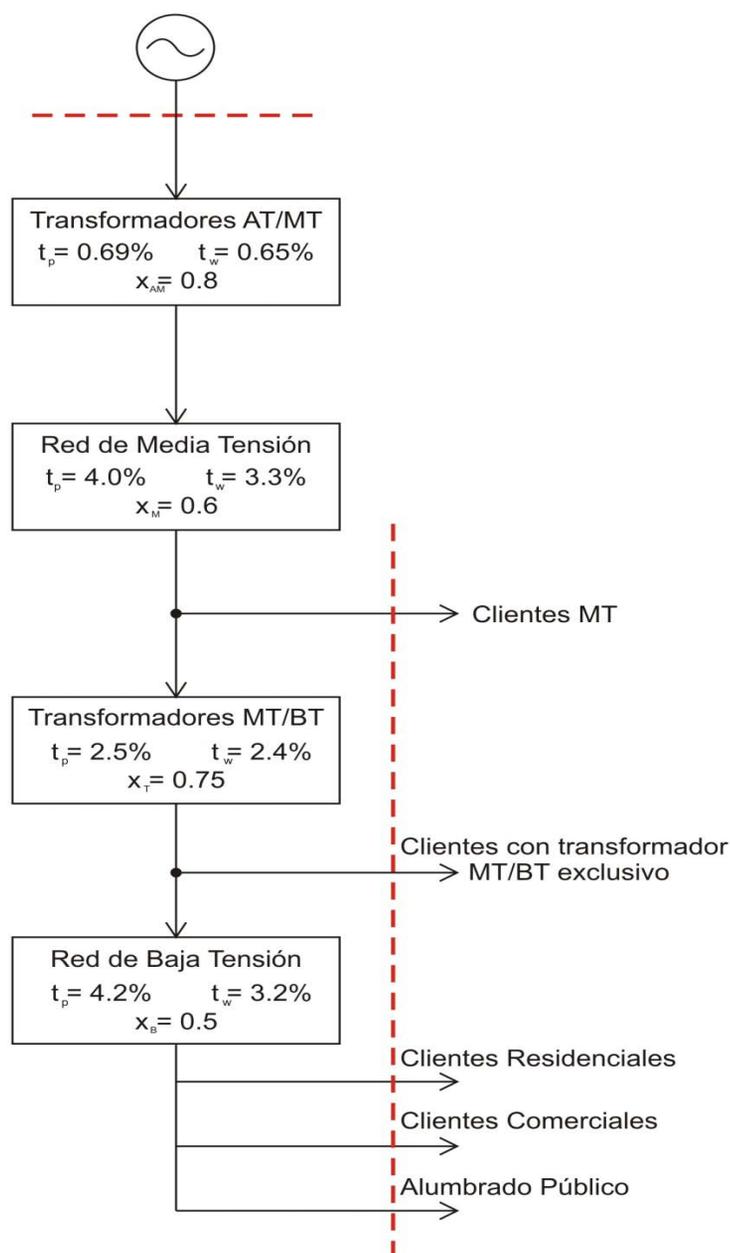
otros datos disponibles sobre patrones típicos de consumo para dar las curvas mostradas en el Anexo I.

El cálculo de las tarifas a los usuarios finales se realizó en dos etapas. Primero, se calcularon los flujos de potencia y de energía partiendo de los consumos por categoría de usuarios y remontando la red hasta llegar a la frontera con la Generación. Al final de ese proceso se conocen las potencias horarias de la demanda total de la distribución. Esas potencias horarias son iguales a las potencias de salida de la Generación.

Luego, procediendo en sentido inverso, es decir descendiendo la red, se procedió a efectuar la imputación de los costos de la red

a las potencias y energías de salida de cada uno de los módulos que la componen. A los costos de generación de la potencia y energía inyectada por la central, la red añade costos correspondientes a: las anualidades de la inversión, los gastos de administración, operación y mantenimiento, y el costo de las pérdidas de potencia y de energía en cada uno de los módulos. Todos estos costos se van cargando a la potencia y a la energía de los bloques horarios de punta y fuera de punta a la salida de cada módulo de red y los correspondientes incrementos de costo unitario, sumados a los costos unitarios a la entrada de los módulos, dan los costos unitarios a la salida.

### RECO



Por el proceso de imputación de costos se llega a determinar los costos unitarios de potencia y de energía a la entrada de cada uno de los sectores de consumo, es decir, el consumo residencial, comercial, etc., costos unitarios que servirán de base a las tarifas correspondientes. Al llegar a este punto, se le carga al consumo de cada sector el costo de las pérdidas comerciales que le son atribuibles.

Finalmente, se cargan también a los usuarios de cada segmento de consumo los costos que son independientes de la demanda, es decir los costos de la actividad de “comercialización”: medición, facturación, cobranza, manejo de la cuenta del cliente, atención a los usuarios, etc. Estos costos incluyen las anualidades correspondientes a la inversión en la acometida y el medidor, así como los costos de su mantenimiento. Estos costos dan lugar a un cargo fijo por cliente por mes. Como son independientes de la demanda, no pueden cargarse ni a la potencia ni a la energía entregadas al cliente.

#### **IV. Cálculo de los Costos de Generación**

Los costos unitarios de generación que se traslada a los usuarios finales se pueden ver como precios internos de RECO; los precios a los cuales la actividad de Generación transfiere potencia y energía a la actividad de Distribución y de Comercialización.

Los costos de generación se calcularon para 2015, considerando un precio del diesel de L75/galón, y un rendimiento promedio de 14 kWh/galón para las unidades diesel más eficientes y de 13 kWh/galón para las menos eficientes. Se tomó en cuenta la entrada en operación de la central eólica de 3.9 MW, cuya generación desplaza las unidades diesel hacia arriba en su colocación bajo la curva de carga, lo cual reduce la cantidad de energía que producen las unidades diesel menos eficientes durante los períodos de punta y reduce por lo tanto el costo de marginal de la energía en el bloque horario de punta.

El cálculo determinó los costos marginales de la capacidad por una parte, y de la energía en el bloque horario de punta y en el bloque horario fuera de punta por otra. Esos costos marginales de potencia y de energía son los costos al nivel de la generación. Luego, se elaboró las fórmulas de ajuste de las diferentes componentes de costo, teniendo en cuenta la manera en que cada una de ellas depende de los parámetros externos: (a) el precio del

combustible y (b) la tasa de cambio del lempira frente al dólar de los Estados Unidos de América.

#### **Proyecciones de Crecimiento de la Demanda**

La tasa global de crecimiento de la demanda que resulta de las proyecciones de ventas de energía eléctrica por categoría de consumo para el período 2015-2019 es del 5.85 por ciento. Las proyecciones mencionadas se presentan más adelante, en el capítulo relativo a las tarifas a los usuarios finales. El presente estudio supuso que la forma de la curva de carga global se mantendrá invariable a lo largo del quinquenio 2014–2019, es decir, que el factor de carga anual del sistema se mantendrá en su valor actual de 0.666<sup>1</sup>. Por lo tanto, la demanda máxima anual para los años del período analizado se puede calcular a partir de la generación bruta anual, la cual se obtiene aplicando una tasa de crecimiento global del 5.62 por ciento, observada en el período 2009-2013.

La capacidad instalada para hacer frente a la demanda máxima estará compuesta en 2015 por las unidades siguientes:

1. Caterpillar Estas son cuatro unidades existentes propiedad de RECO: una de 1,000 kW y tres de 1,400 kW de capacidad de placa, las cuales se usarán para generación en las horas de punta y para reserva.
2. Wärtsilä Las tres unidades originales de 2,250 kW cada una, y una unidad de 4,500 kW.
3. Cummins y General Motors EMD Estas son unidades propiedad de Comercial Laeisz que RECO arrienda por períodos. Actualmente hay una sola unidad arrendada, de 1.125 MW de capacidad.

La capacidad instalada necesaria para satisfacer la demanda máxima proyectada se determina con el criterio de mantener una reserva de capacidad que cumpla con los requisitos siguientes:

- a. La reserva debe ser suficiente para cubrir la pérdida de la unidad más grande, que durante el período de estudio será la unidad Wärtsilä de 4,500 kW.
- b. La porción disponible de la capacidad instalada restante debe ser al menos igual a la demanda máxima más un margen de reserva rodante de un 20 por ciento. Se ha supuesto un factor de disponibilidad promedio del 80 por ciento para todas las unidades.

<sup>1</sup> Este es el factor de carga anual calculado con base en la energía y demanda máxima del año 2013.

Es decir que la capacidad instalada en kW debe ser tal que:

$$\text{Donde: } 0.80(CI - 4,500) = 1.20 D_{max}$$

CI es la capacidad instalada;

$D_{max}$  es la demanda máxima anual del sistema eléctrico.

La capacidad instalada requerida para una demanda máxima anual dada es entonces:

$$CI = \frac{1.20 D_{max}}{0.80} + 4,500 = 1.5 D_{max} + 4,500$$

y la reserva expresada en por ciento de la demanda máxima es:

$$R = \frac{CI - D_{max}}{D_{max}} \times 100\% = \frac{(1.5 - 1)D_{max} + 4,500}{D_{max}} \times 100\%$$

$$R = \left(0.50 + \frac{4,500}{D_{max}}\right) \times 100\%$$

Para una demanda máxima prevista en 2015 de 17,000 kW, resulta una reserva de 76.47 por ciento.

### **Costo Marginal de la Potencia o Capacidad**

Como se indicó, RECO recurre al arrendamiento de unidades generadoras móviles para poder hacer frente a la demanda de sus clientes en períodos críticos. El arrendamiento es un método apropiado para obtener capacidad adicional de inmediato. Por lo tanto, el costo de la capacidad arrendada es una buena base para determinar el costo marginal de capacidad. Al momento de elaborar el presente estudio, en septiembre de 2014, RECO tiene una unidad arrendada, de 1.125 MW, con un cargo contractual por capacidad de \$13.190/kW-mes que es pagadero sólo si la capacidad está disponible. En otras palabras, este es el precio total de una capacidad que está disponible todo el tiempo, de modo que el precio equivalente de la capacidad para unidades con un factor de disponibilidad del 80 por ciento sería justamente el 80 por ciento de ese valor, es decir, \$10.552/kW-mes, o L223.702/kW-mes. Este último valor se tomará de base para

determinar el costo marginal de la capacidad en el sistema de RECO.

El costo marginal de capacidad del sistema es igual al valor indicado, multiplicado por un factor dado por:

$$\text{Factor Multiplicador} = \left(\frac{D_{max} \text{ Anual}}{D_{max} \text{ Promedio}}\right) \cdot \frac{(1 + R/100)}{CF (1 - FOR)}$$

Donde:

R es la reserva de capacidad promedio durante el período de estudio, en por ciento de la demanda máxima.

CF es un factor de corrección por la desviación con respecto a las condiciones estándar de operación de 25 grados Celsius, una atmósfera de presión y 60 por ciento de humedad relativa.

FOR es la tasa de paros forzados (Forced Outage Rate) de las unidades generadoras.

La multiplicación por  $D_{max} \text{ Anual}/D_{max} \text{ Promedio}$  es necesaria porque las inversiones en capacidad son función de la demanda máxima anual, mientras que la facturación se aplica a las demandas máximas mensuales que se pueden representar por su valor promedio a lo largo de los 12 meses. Esta relación se calculó a partir de las estadísticas siguientes, que corresponden a los años 2012 y 2013. La siguiente tabla muestra los valores de demanda máxima anual y demanda máxima mensual promedio y de la relación entre ellos, que arrojan para este cociente un valor de 1.1.

Año	Máxima Demanda (KW)												Dmax promedio	Dmax anual	Relación
	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec			
2012	11,450	12,400	12,650	13,940	12,720	13,500	12,910	13,720	12,650	11,590	10,530	11,750	12,652	13,940	1.10
2013	11,250	13,150	15,250	14,050	13,990	13,730	14,050	14,400	14,400	13,520	12,980	13,650	13,869	15,250	1.10

Los valores numéricos de las otras variables listadas se tomaron así: (a) R es igual a 76.47 por ciento, valor calculado anteriormente; (b) CF se tomó igual a 0.966, con base en información provista por el fabricante Wärtsilä; y (c) la tasa de paros forzados se tomó igual a cero, ya que las indisponibilidades debidas a paros forzados se suponen incluidas en el factor de disponibilidad promedio del 80 por ciento adoptado para el estudio.

Entonces, el costo marginal de la potencia es:

$$cp = 1.1 \times \frac{(1+76.47/100)}{0.966 (1-0.0)} \times 223.702 = 449.501 \text{ L/kW-mes}$$

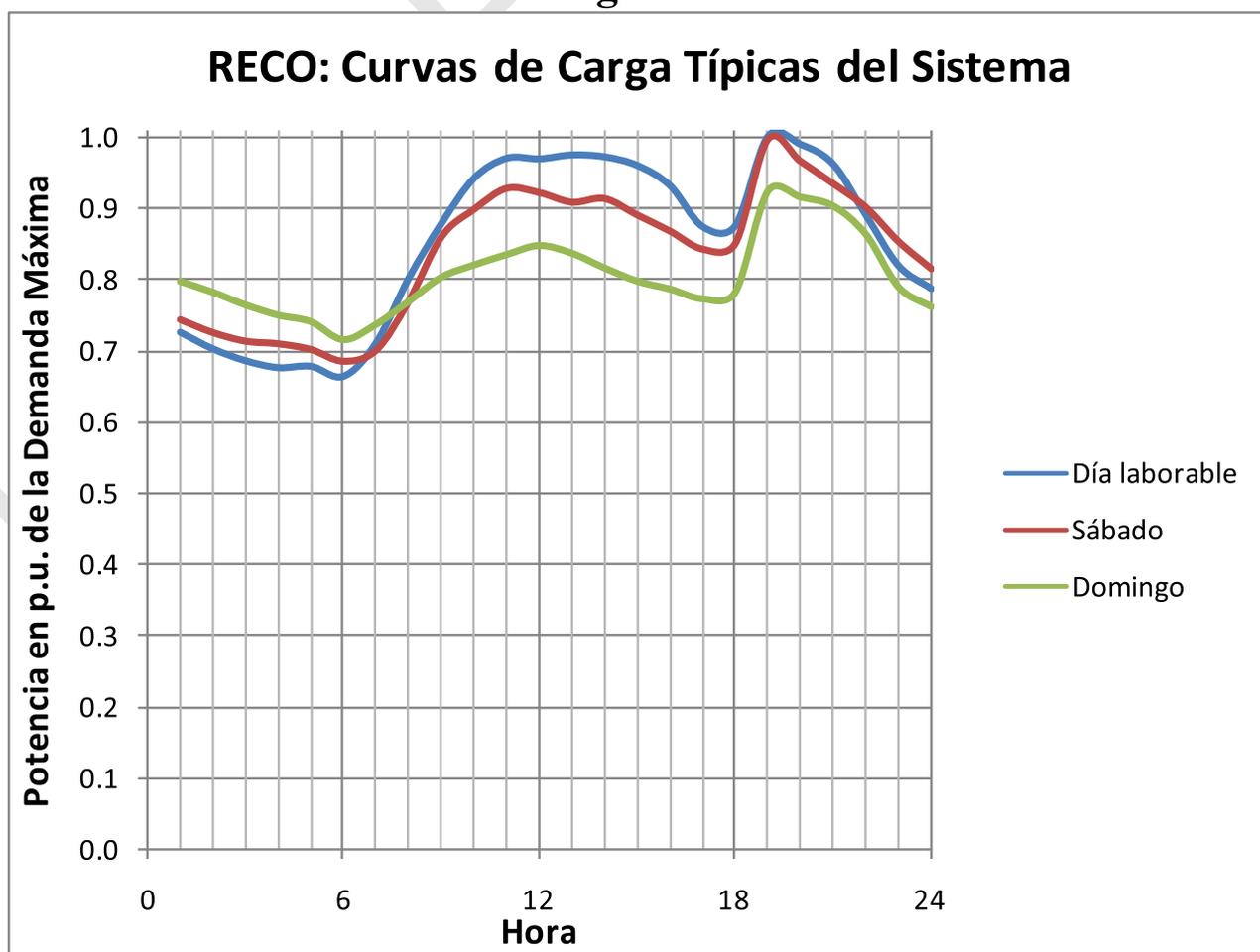
**Costo Marginal de la Energía**

El costo marginal de la energía se calculó colocando la producción de las unidades generadoras bajo la curva de duración de carga anual. En el parque de generación, las unidades arrendadas y las

unidades Caterpillar con rendimientos menores que el resto de las unidades son las que tendrán la función de unidades de punta y de reserva de capacidad. El rendimiento neto promedio de estas unidades es de 13 kWh por galón. Para las unidades Wärtsilä, en las condiciones de Roatán (temperatura ambiente, presión atmosférica, humedad relativa del aire), el rendimiento neto promedio observado es de 14.0 kWh por galón.

El análisis de las potencias disponibles en comparación con la demanda máxima esperada lleva a identificar un período de punta, formado por las 3,000 horas en que se presentan las demandas más altas de cada año, correspondientes a 12 horas por cada uno de los 250 días más cargados del año. Por observación de las curvas de carga típicas del sistema, que se muestran en la Figura 2, RECO definió el período de punta como de las 10 horas a las 22 horas durante esos días.

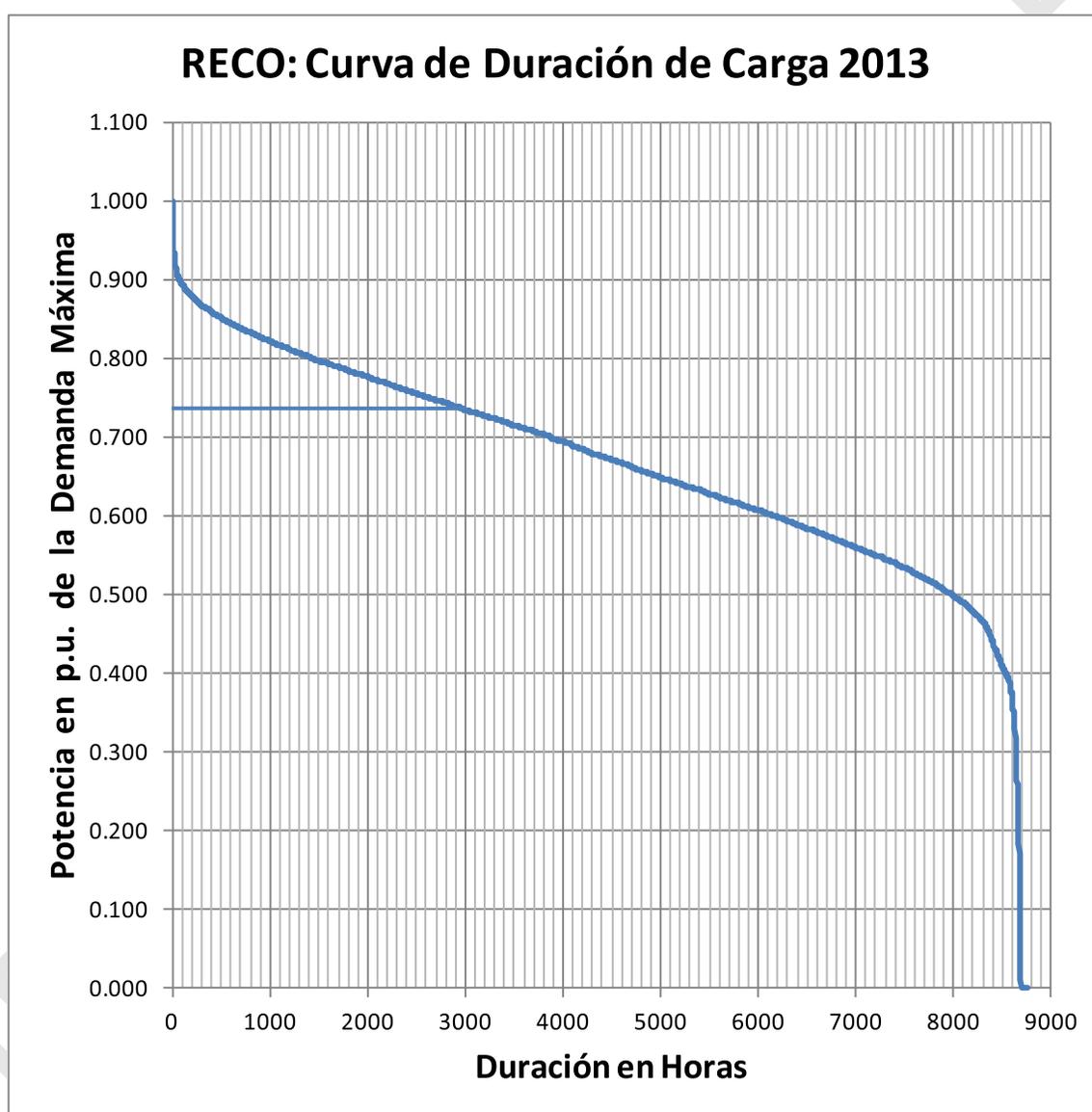
**Figura 2**



La Figura 3 muestra la curva de duración de carga anual, obtenida a partir de las potencias horarias del año 2013. Las potencias se han expresado en por unidad (p. u.) de la demanda máxima anual. Cuando las potencias se expresan en p. u. de la demanda máxima, las áreas bajo la curva — que representan energías — quedan expresadas en Horas de Utilización de la Demanda Máxima. Las Horas de Utilización multiplicadas por la demanda máxima en

kW de un año dado, dan como resultado la energía correspondiente en kWh. El archivo de Excel titulado “Load Duration 2013”, grabado en el disco compacto anexo, incluye las 8760 potencias horarias en kW, los valores de esas potencias expresados en p.u. de la demanda máxima y el cálculo de las Horas de Utilización totales y también separadamente para el bloque horario de punta y para el resto.

Figura 3



Para simular el despacho, las unidades se colocan bajo la curva de duración de carga anual mostrada en la figura 3: normalmente, las unidades diesel de punta se ubican hacia arriba de la ordenada 0.7344, que corresponde a las 3,000 horas en el eje horizontal, y el resto de las unidades debajo de esa ordenada. Sin embargo, para el año 2015 estará en servicio la central de viento de 3.9 MW actualmente en proceso de construcción. El efecto de dicha central será el de desplazar hacia arriba a las unidades diesel, incluyendo las de punta.

El costo variable total de cada unidad generadora es la suma de tres componentes: el costo variable por combustible, el costo variable por consumo de aceite lubricante y el costo variable de operación y mantenimiento. Para los propósitos del estudio se tomó un precio del diesel de L75.00 por galón y un precio del aceite lubricante de L337.50 por galón. La tabla siguiente da los valores de los costos variables para los dos tipos de unidades diesel que se han definido:

RECO, Costos Variables de Generación para 2015

Unidades Generadoras Diesel	Costos por Combustible			Costos por Lubricante			Costos de O&M		Costo Variable Total L/kwh	f *
	Rendimiento kWh/gal	Precio diesel L/gal	L/kWh	Rendimiento kWh/gal	Precio Lub. L/gal	L/kWh	L/kWh	Moneda Xtranjera		
Menos eficientes	13.0	75.00	5.769	3,406.5	337.50	0.099	0.30	80%	6.168	0.951
Otras	14.0	75.00	5.357	6,813.0	337.50	0.050	0.30	80%	5.707	0.947

\* f es la proporción del costo variable total que depende del precio del petróleo, es decir, la parte correspondiente a costos de combustible y de lubricante.

**kWh/gal promedio: 13.965**

El factor de planta proyectado de la central de viento es de 0.25, o sea que las centrales de punta serán desplazadas  $0.25 \times 3,900 = 975$  kW hacia arriba. En p. u. de los 17,000 kW de demanda máxima proyectada para 2015, ese valor es de 0.0574, que, sumado a 0.7344 da 0.7918. La ordenada 0.7918 corresponde a 1624 horas en el eje horizontal. En consecuencia, durante las primeras 1624 horas del período de demanda de punta, el costo marginal de generación será determinado por las unidades diesel menos eficientes, mientras que durante las restantes 1376 horas del período de punta serán las unidades diesel más eficientes las que determinarán el costo marginal.

Las correspondientes energías calculadas a partir de la curva de duración de carga son de 1,359.5 Horas de Utilización en el primer

caso y de 1,050.0 en el segundo, para un total de 2,409.4 Horas de Utilización. Como se muestra en el archivo de Excel, el costo marginal de generación en las horas de punta es el promedio ponderado de L6.168/kWh en el primero de esos bloques y de L5.707/kWh en el segundo, para un resultado de L5.967/kWh para todo el período de punta.

Para los precios adoptados del diesel y del aceite lubricante, entonces, el costo marginal de la energía durante el bloque horario de punta será de L5.967/kWh y durante el bloque horario fuera de punta de L5.707/kWh. El costo marginal promedio para cada año es el promedio ponderado de esos dos valores, usando como pesos las energías — expresadas en Horas de Utilización — de los respectivos bloques horarios. Ese cálculo se muestra en la tabla siguiente.

Costo Marginal de la Energía		
Período	L/kWh	Horas de Utilización
Punta	5.967	2,409
Fuera de punta	5.707	3,424
<b>Global</b>	<b>5.814</b>	<b>5,834</b>

Estos costos marginales son los costos unitarios de la energía al nivel de la generación, y se les designará como sigue:

$$ce_1 = 5.967 \text{ L/kWh} \quad ce_2 = 5.707 \text{ L/kWh}$$

El costo marginal promedio global de la energía se designará como:

$$ce = 5.814 \text{ L/kWh}$$

### Costos Unitarios de Generación

Los costos unitarios de generación, que designaremos como TB, son el costo marginal de la potencia y los dos costos marginales de energía que se han determinado. Es decir

$$TB = (cp, ce_1, ce_2) = (449.501 \frac{L}{kWmes}, \quad 5.967 \frac{L}{kWh}, \quad 5.707 \frac{L}{kWh})$$

el costo marginal de la energía se puede expresar también como el valor promedio único ya determinado:

$$TB = (cp, ce) = \left( 449.501 \frac{L}{kWmes}, 5.814 \frac{L}{kWh} \right)$$

Finalmente, el costo marginal de la potencia en L/kW-mes se puede convertir en un cargo equivalente por energía en L/kWh si uno expresa la demanda máxima del sistema en función de la energía y del factor de carga mensual,  $FC_{mes}$ :

$$D_{max} = \frac{Energía}{730 \cdot FC_{mes}}$$

Donde 730 es el número de horas promedio en un mes. Usando esta expresión, la facturación de la demanda máxima aplicando el costo marginal de la potencia se expresa como:

$$cp \cdot D_{max} = cp \cdot \frac{Energía}{730 \cdot FC_{mes}} = \left( \frac{cp}{730 \cdot FC_{mes}} \right) Energía$$

Donde la fracción entre paréntesis es, evidentemente, un costo unitario de energía equivalente al costo marginal de la potencia. El Factor de Carga mensual de RECO es de 0.68 en promedio. El costo equivalente se puede sumar al costo marginal promedio de energía para expresar el costo unitario de generación, CG, como un único costo por kilovatio-hora:

$$TB = \left( \frac{449.501}{730 \times 0.68} \right) + 5.814 = 0.906 + 5.814 = 6.720 L/kWh$$

Este es el costo promedio global de la energía entregada por la central a la red de distribución, para los valores supuestos de los precios del diesel y del aceite lubricante y para el rendimiento de las unidades.

#### **Fórmulas de Ajuste de los Costos de Generación**

Las empresas eléctricas deben proponer, junto con los costos de generación, unas fórmulas de ajuste automático que les permitan modificar dichos costos en función de las variaciones del precio del combustible y de la tasa de cambio del lempira con respecto al dólar de los Estados Unidos de América. Para los propósitos del ajuste de la tarifa, estos dos parámetros son variables independientes; ello implica que los costos función del precio del combustible son costos en moneda nacional y que solo aquellas

componentes de la tarifa que no dependen del precio del combustible — es decir, las que reflejan los otros costos variables de operación y mantenimiento y las que reflejan los costos de capacidad — tendrán una porción en moneda extranjera dependiente de la tasa de cambio.

La Tabla antes presentada, donde se calculó el costo variable total de la energía generada en el bloque horario de punta y en el bloque horario de fuera de punta, muestra en su última columna un factor  $f$ , que indica la proporción en que cada uno de esos costos depende del precio del combustible. En cuanto a la forma como las componentes del costo de generación dependen de la tasa de cambio, se estima que tanto los costos variables de operación y mantenimiento como los costos de capacidad tienen

para RECO un 90 por ciento de contenido en moneda extranjera.

Ese contenido se designará como  $x$ .

La porción de cada componente del costo de generación que depende del precio del combustible es proporcional a dicho precio, es decir:

$$f \cdot c = k_{PC} \cdot PC$$

Donde  $c$  es la componente de que se trate del costo de generación,  $k_{PC}$  es la constante de proporcionalidad y  $PC$  es el precio del diesel puesto en la central. De la misma manera, la parte de una componente del costo de generación que refleja su contenido en moneda extranjera es proporcional a la tasa de cambio:

$$x \cdot c = k_{TC} \cdot TC$$

Donde  $k_{TC}$  es la constante de proporcionalidad y  $TC$  es la tasa de cambio del lempira con respecto al dólar de los Estados Unidos. Si se designa por  $m$  el complemento a uno de  $f$  y por  $n$  el complemento a uno de  $x$ , la componente de costo  $c$  puede expresarse como:

$$c = f \cdot c + m \cdot c = f \cdot c + m \cdot c(x + n)$$

$$\text{Con } f + m = 1 \quad \text{y} \quad x + n = 1$$

Es decir, el precio  $c$  se ha descompuesto en la porción  $f \cdot c$  que depende del precio del combustible y la porción  $m \cdot c$  que no depende del mismo, y esta última porción se ha descompuesto a su vez en sus componentes en moneda extranjera y en moneda nacional.

$$c = f \cdot c + mx \cdot c + mn \cdot c$$

Introduciendo las proporcionalidades con  $PC$  y con  $TC$ :

$$c = k_{PC} \cdot PC + m k_{TC} \cdot TC + mn \cdot c$$

Al momento del cálculo original:

$$f_0 \cdot c_0 = k_{PC} \cdot PC_0 \quad \Rightarrow \quad k_{PC} = \frac{f_0 \cdot c_0}{PC_0}$$

$$x_0 \cdot c_0 = k_{TC} \cdot TC_0 \quad \Rightarrow \quad k_{TC} = \frac{x_0 \cdot c_0}{TC_0}$$

$$mn \cdot c = m_0 n_0 \cdot c_0$$

Sustituyendo estos resultados en la anterior expresión de  $c$ :

$$c = \frac{f_0 \cdot c_0}{PC_0} PC + m_0 \frac{x_0 \cdot c_0}{TC_0} TC + m_0 n_0 \cdot c_0$$

$$c = \left( f_0 \frac{PC}{PC_0} + m_0 x_0 \frac{TC}{TC_0} + m_0 n_0 \right) c_0$$

O,

$$c = \left( a \frac{PC}{PC_0} + b \frac{TC}{TC_0} + c \right) c_0$$

$$\text{Con } a = f_0 \quad b = m_0 x_0 \quad \text{y} \quad c = m_0 n_0$$

Esta es la fórmula de ajuste de cada uno de los precios componentes de la Tarifa en Barra. La siguiente tabla muestra el cálculo de los coeficientes  $a$ ,  $b$  y  $c$  de la expresión entre paréntesis.

RECO: Ajuste de los Costos de Generación							
Componente de Costo	Dependencia de PC		Dependencia de TC		Coeficientes de la Fórmula de Ajuste		
	$f_o$	$m_o$	$x_o$	$n_o$	a	b	c
cp	0	1	0.9	0.1	0	0.9	0.1
ce <sub>1</sub>	0.951	0.049	0.9	0.1	0.951	0.044	0.005
ce <sub>2</sub>	0.947	0.053	0.9	0.1	0.947	0.047	0.005

En suma, la fórmula de ajuste y los valores de los coeficientes de la misma para cada uno de las componentes del costo de generación es la siguiente:

FÓRMULAS DE AJUSTE AUTOMÁTICO COSTOS GENERACIÓN			
$p' = [a(PC/PC_o) + b(TC/TC_o) + c] p$			
Componente de Costo	Coeficientes		
	a	b	c
<u>Precio de la energía:</u>			
en horas de punta	0.951	0.044	0.005
en horas fuera de punta	0.947	0.047	0.005
<u>Precio de la potencia:</u>	0	0.9	0.1

#### V. Cálculo del Valor Agregado de Distribución y de las Tarifas a los Usuarios Finales

Las tarifas a los usuarios finales reflejan costos que se dividen en dos grandes bloques: primero, el costo de las compras de capacidad y energía por la Distribución a la Generación, las cuales se valoran a los costos unitarios de generación; y segundo, el “Valor Agregado de Distribución,” que incluye lo siguiente:

- a. Los costos asociados a dar servicio al abonado, independientes de su demanda de potencia y energía, es decir los costos de la actividad de comercialización;
- b. El costo de las pérdidas, tanto de potencia como de energía, pero limitándolas al nivel que tendrían en una empresa eficiente; y
- c. Las anualidades de las inversiones y los costos de operación y mantenimiento de las redes correspondientes a la empresa eficiente.

Excepto por el renglón (a) que, como se indica, no tiene nada que ver con los flujos de potencia y de energía, los otros dos tipos de costos se cargan a las cantidades de potencia y de energía que salen de los diferentes módulos de red. Por lo tanto, el cálculo de los costos unitarios que han de servir de base a las tarifas necesita que se determinen previamente esas cantidades de potencia y de energía en los diferentes puntos de la red, partiendo de las cantidades conocidas: las demandas por categoría de consumo. El siguiente diagrama presenta nuevamente la estructura de la red de distribución utilizada para los cálculos. Se ha indicado en el diagrama las cantidades de potencia y energía proyectadas para el año 2015. Comenzando desde arriba, se muestran módulos de red correspondientes a: la red de media tensión; el conjunto de los transformadores “de distribución”, es decir, los transformadores de media tensión a baja tensión; y la red de baja tensión. Se han indicado también los sectores de consumo en el nivel de tensión al cual son servidos.

**Demandas, pérdidas comerciales y técnicas, flujos de potencia y energía remontando la red**

(Los cálculos correspondientes a esta parte del estudio están en la segunda hoja del archivo TAROT, designada como “DemC”).

La tabla siguiente muestra las ventas proyectadas por categoría de consumo para el período 2015-2019.

Proyección de Ventas de Energía de RECO de 2015 a 2019, kWh						Tasa de crecimiento promedio
Categoría	Año					
	2015	2016	2017	2018	2019	
Servicio Residencial	34,483,178	35,817,642	37,203,748	38,643,495	40,138,958	3.87%
Servicio General en Baja Tensión	13,537,582	14,180,524	14,854,002	15,559,465	16,298,433	4.75%
Servicio en Media Tensión	23,373,832	24,545,271	25,775,420	27,067,222	28,423,765	5.01%
Alumbrado Público	1,378,580	1,423,583	1,470,055	1,518,044	1,567,600	3.26%
<b>Totales</b>	<b>72,773,172</b>	<b>75,967,020</b>	<b>79,303,225</b>	<b>82,788,226</b>	<b>86,428,756</b>	<b>4.39%</b>

Las proyecciones se basan en las tasas de crecimiento observadas en el período 2012-2013 para las categorías residencial y servicio general en baja tensión; en las tasas del período 2012-2014 para el servicio en media tensión y en una estimación ad-hoc para el alumbrado público. Esto se muestra en la Tabla siguiente:

Ventas de Energía de RECO de 2008 a 2012, kWh									Tasa de crecimiento promedio	Período para tasa de crecimiento
Categoría	Año									
	2007	2008	2009	2010	2011	2012*	2013	2014*		
Servicio Residencial	28,855,149	31,541,503	32,678,394	33,558,095	31,762,819	30,806,077	31,998,240	33,198,433	3.87%	2012-13
Servicio General en Baja Tensión	9,211,986	8,716,983	10,644,872	12,650,988	12,257,664	11,409,194	11,951,052	12,923,790	4.75%	2012-13
Servicio en Media Tensión	9,559,524	12,036,208	14,163,124	17,074,965	18,145,267	20,184,414	23,191,458	22,258,300	5.01%	2012-14
Alumbrado Público	751,343	1,001,228	1,067,914	1,067,914	1,552,147	2,252,298	1,291,036	1,335,000	3.26%	N.A.
<b>Totales</b>	<b>48,378,002</b>	<b>53,295,922</b>	<b>58,554,304</b>	<b>64,351,962</b>	<b>63,717,897</b>	<b>64,651,982</b>	<b>68,431,786</b>	<b>69,715,523</b>	<b>5.85%</b>	<b>2012-13</b>

\* Valores anuales de 2014 proyectados a partir de consumos de los primeros 7 meses.

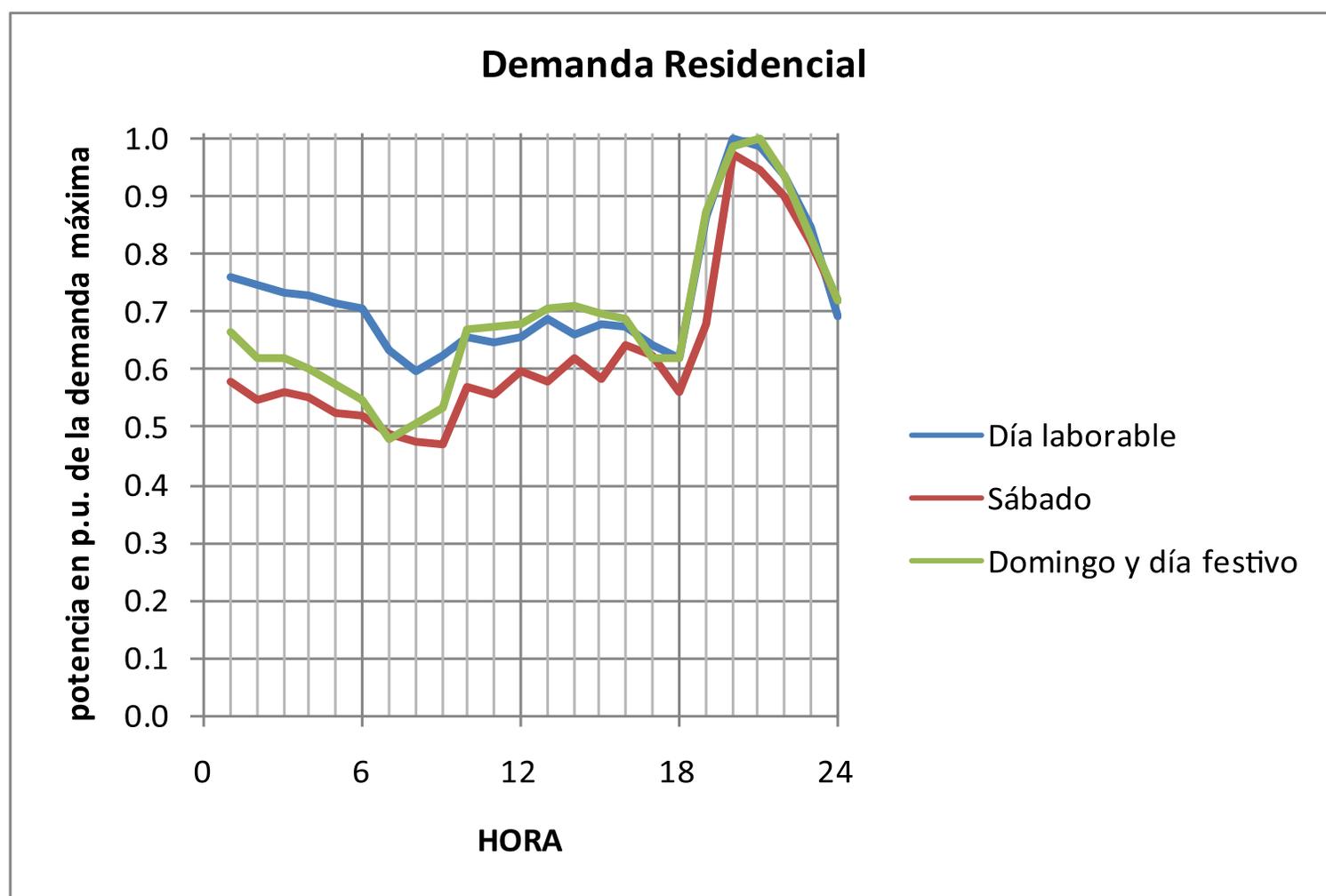
Las ventas para el período de estudio 2015 – 2019 se proyectaron separadamente para cada una de las categorías, aplicando en cada caso la tasa promedio indicada arriba. La tasa de crecimiento promedio global en el nuevo período de cinco años resulta ser de un 5.85 por ciento.

Para proyectar los consumos por categoría hay que sumar a las ventas proyectadas, la energía de pérdidas comerciales correspondiente. El estudio supuso pérdidas totales del 15 por ciento de la energía inyectada a la red, desglosadas en un 9 por ciento de pérdidas técnicas y un 6 por ciento de pérdidas comerciales. Supuso además que las pérdidas comerciales totales se reparten entre las categorías de usuarios en proporción de las ventas correspondientes. El cuadro siguiente muestra los consumos por categoría de usuarios desglosados en ventas y pérdidas comerciales:

Categorías de usuarios		Consumos por Categoría, MWh				
		2015	2016	2017	2018	2019
Residencial:	Ventas	37,742	39,755	41,874	44,107	46,459
	Pérdidas comerciales	3,136	3,303	3,479	3,665	3,860
	<b>Total</b>	<b>40,878</b>	<b>43,058</b>	<b>45,354</b>	<b>47,772</b>	<b>50,319</b>
Servicio gral en Baja Tensión:	Ventas	12,908	13,687	14,514	15,391	16,321
	Pérdidas comerciales	928	984	1,044	1,107	1,174
	<b>Total</b>	<b>13,836</b>	<b>14,672</b>	<b>15,558</b>	<b>16,498</b>	<b>17,495</b>
Alumbrado público		<b>1,379</b>	<b>1,424</b>	<b>1,470</b>	<b>1,518</b>	<b>1,568</b>
Servicio en Media Tensión:	Ventas	22,425	23,771	25,198	26,711	28,314
	Pérdidas comerciales	1,196	1,267	1,344	1,424	1,510
	<b>Total</b>	<b>23,621</b>	<b>25,039</b>	<b>26,542</b>	<b>28,135</b>	<b>29,824</b>
TOTALES	Ventas	74,454	78,637	83,057	87,727	92,661
	Pérdidas comerciales	5,260	5,555	5,867	6,196	6,544
	<b>Total</b>	<b>79,714</b>	<b>84,192</b>	<b>88,924</b>	<b>93,923</b>	<b>99,205</b>

La primera parte del cálculo consiste en sumar hora a hora las tres demandas servidas en baja tensión, es decir, la residencial, la del servicio general en baja tensión y la del alumbrado público, y proceder a determinar las potencias y energías a la salida y a la entrada de los módulos de red a medida que se remonta dicha red y se van sumando las pérdidas en los módulos y las demandas de otros segmentos de consumo a medida que se las encuentra.

Para ello, el estudio utilizó curvas de demanda típicas para día laborable, sábado y domingo identificadas por RECO para las distintas categorías de consumidores: residencial, servicio general en baja tensión y grandes consumidores servidos en media tensión. Estas curvas se muestran en el Anexo I y se suponen invariables a lo largo del período. Como ilustración, se presentan aquí las curvas de la categoría residencial.



En estas curvas, las demandas se representan bajo la forma de potencias horarias en “por unidad” (p. u.) de la respectiva demanda máxima para cada uno de los tres días tipo del año: el día laborable o de semana, el sábado y el domingo o día feriado. Se supuso que el año está formado por 251 días laborables, 52 sábados y 62 domingos y feriados. La suma a lo largo del año de las potencias horarias  $P_h$  en un punto de la red expresadas en kW es igual a la energía anual correspondiente,  $W_a$ , expresada en kWh. Cuando las potencias horarias se expresan en p. u. de la demanda máxima respectiva, se tiene, para el año:

$$\sum_{h=1}^{8760} p_h = \sum_{h=1}^{8760} \frac{P_h}{D_{max}} = \frac{W_a}{D_{max}} = FC \cdot 8760 = HU_a$$

Donde:

$p_h$  es la demanda horaria expresada en p. u. de la demanda máxima.

FC es el factor de carga anual de la demanda considerada.

$HU_a$  son las “horas de utilización anuales de la demanda máxima”.

Como se puede ver, el producto de las horas de utilización por la demanda máxima en kW es igual a la energía anual en kWh. También, las horas de utilización divididas entre las 8760 horas del año dan el factor de carga. La relación entre horas de utilización, energía y demanda máxima es también válida para bloques de horas; por ejemplo, la suma de las potencias horarias en p. u. durante todas las horas de punta es igual a las horas de utilización durante el período de punta, que multiplicadas por la demanda máxima, dan la energía correspondiente. Las horas de utilización en un bloque horario determinado divididas entre las horas de utilización totales en el año dan la proporción en que la categoría de que se trate consume energía dentro de ese bloque horario.

Para cada categoría, la hoja de cálculo DemC del archivo de Excel muestra un cuadro que presenta todos estos aspectos de la demanda. En la parte baja de dicho cuadro, se presentan los números de usuarios, la energía consumida y la demanda máxima de la categoría para cada uno de los cinco años del período de estudio. Como ilustración, se presenta a continuación el cuadro correspondiente a la categoría residencial.

DEMANDA RESIDENCIAL					
Horas de Utilización Anuales					Parámetros
Días	Punta	No Punta		Total	
Laborables	2260.5	2120.4		4381.0	Factor de Carga: 70.7%
Sábados	0.0	785.7		785.7	FC individual promedio: 25.5%
Domingos	0.0	1027.2		1027.2	Factor de coincidencia: 36.0%
Totales	2260.5	3933.3		6193.8	Factor de Contribución: 87.2%
Proporción	0.365	0.635		1.000	partici pérdidas comerciales: 59.6%
<b>Número de usuarios; energía anual, MWh; Dmax, kW</b>					pérdidas comerciales: 7.67%
<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>4</b>	<b>5</b>	
13,451	14,124	14,830	15,571	16,350	
40,878	43,058	45,354	47,772	50,319	
6,600	6,952	7,322	7,713	8,124	Factor FC residencial: 1

Cuando el flujo de potencia y energía atraviesa la red, se producen en cada módulo pérdidas “técnicas”. Las potencias horarias correspondientes a las pérdidas en un módulo se suman a las potencias horarias a la salida del módulo para dar las potencias horarias a la entrada del mismo. En el caso más general, que es el de los módulos de transformación, las pérdidas horarias tienen dos componentes, una proporcional a la tensión al cuadrado — las pérdidas “de hierro” — y la otra proporcional a la corriente al cuadrado— las pérdidas “de cobre”. La primera componente se puede considerar constante en el tiempo, ya que la tensión está siempre cerca de su valor nominal. La segunda componente se ha supuesto para los efectos del presente estudio que varía como la potencia horaria de salida del módulo al cuadrado.

Cada módulo de red está caracterizado por una tasa “local” de pérdidas de energía,  $t_M$ , que corresponde al nivel “eficiente” de pérdidas en el módulo, y que se define para los propósitos del estudio como el porcentaje que la energía total perdida en un año en el módulo representa de la energía total de salida del módulo en el mismo período. Como además se ha supuesto la relación antes indicada entre potencia de salida y potencia horaria de pérdidas en el módulo, se tiene que la tasa de pérdidas local del módulo está dada por:

$$t_M = \frac{\sum L_h}{\sum P_h} = \frac{\sum (L_{fe} + k_{cu} \cdot P_h^2)}{\sum P_h}$$

Donde:

$L_h$  es la potencia horaria de pérdidas en el módulo, expresada en kW.

$L_{fe}$  es la potencia horaria de pérdidas de hierro en el módulo, expresada en kW, la cual es constante, no varía con la hora  $h$ .

$P_h$  es la potencia horaria de salida del módulo, expresada en kW.

$k_{cu}$  es la constante de proporcionalidad de las pérdidas de cobre con respecto a la potencia horaria al cuadrado.

Dividiendo arriba y abajo entre la demanda máxima  $D_{max}$  en kW a la salida del módulo, para pasar a potencias expresadas en p. u. de dicha demanda máxima:

$$t_M = \frac{\sum l_h}{\sum p_h} = \frac{8760L_{fe}/D_{max} + k_{cu} \cdot D_{max} \sum p_h^2}{\sum p_h} = \frac{8760 \cdot l_{fe} + k'_{cu} \sum p_h^2}{\sum p_h}$$

De donde se deduce entonces la constante  $k'_{cu}$ :

$$k'_{cu} = \frac{t_M \sum p_h - 8760 \cdot l_{fe}}{\sum p_h^2}$$

La potencia horaria a la entrada del módulo, expresada en p. u. de la demanda máxima a la salida se puede escribir entonces:

$$p'_h = p_h + l_h = p_h + l_{fe} + k'_{cu} \cdot p_h^2$$

La suma de las potencias horarias de pérdidas  $l_h$ , en p. u. de la demanda máxima a la salida del módulo, dan las correspondientes horas de utilización cuyo conocimiento equivale a conocer la energía de pérdidas.

En el momento en que se presenta la demanda máxima a la salida del módulo, cuando  $p_h$  vale 1, la expresión anterior queda:

$$p'_h = 1 + l_{fe} + k'_{cu}$$

de modo que la tasa de pérdidas de potencia del módulo es  $l_{fe} + k'_{cu}$ , la cual, multiplicada por la demanda máxima a la salida, da la pérdida de potencia. Para expresar las potencias horarias de entrada en p.u. de la demanda máxima a la entrada hay que dividir cada una de las  $p'_h$  por  $(1 + l_{fe} + k'_{cu})$ .

En el caso de los módulos de red formados sólo por líneas, en los cuales no hay pérdidas de hierro, las expresiones anteriores se simplifican:

$$k'_{cu} = t_M \frac{\sum p_h}{\sum p_h^2}$$

$$p'_h = p_h + k'_{cu} \cdot p_h^2$$

y para expresar las potencias de entrada del módulo en p. u. de su propia demanda máxima hay que dividir entre uno más la tasa de pérdidas de potencia que es en este caso igual a  $k'_{cu}$ .

Las anteriores relaciones son las utilizadas en la hoja "DemC" de TAROT para determinar a partir de las potencias horarias de salida de los módulos, las potencias horarias de pérdidas en los módulos y las potencias a la entrada de los módulos. Toda la información relativa a las pérdidas en cada módulo se resume en el archivo de Excel en una tabla como la que se muestra a continuación, la cual corresponde al módulo de transformadores de distribución.

MÓDULO DE TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN					Parámetros
Pérdidas, Horas de Utilización Anuales					
Días	Punta	No Punta		Total	
Laborables	2575.1	2171.3		4746.4	Tasa de pérdidas local: 2.0%
Sábados	0.0	878.9		878.9	Tasa de pérdidas global:
Domingos	0.0	1055.9		1055.9	
Totales	2575.1	4106.1		6681.2	kVA por kW de Dmax: 1.424
Proporción	0.385	0.615		1.000	Constante pérdidas de hierro: 0.009
Número de usuarios; energía anual, MWh; Dmax, kW					Constante pérdidas de cobre: 0.010777
1	2	3	4	5	
1	1	1	1	1	
1,187	1,253	1,321	1,394	1,470	
178	187	198	209	220	Tasa de pérdidas de potencia: 0.019677

Cuando se deben sumar varias demandas expresadas cada una de ellas en p. u. de la respectiva demanda máxima, por ejemplo, cuando se suman las demandas residencial, comercial y de alumbrado público, hay que determinar la potencia horaria que es el máximo de la suma y dividir entre ella para expresar dicha suma en p. u. de su propia potencia máxima. En el estudio, se refieren en este caso las potencias horarias de los sumandos a la mayor de las demandas máximas de ellos mismos, designada en la expresión que sigue como  $D_1$  se suman luego las potencias horarias que han quedado así referidas a una misma base, se determina el máximo valor de la suma y se dividen todas las potencias horarias de la suma entre ese valor para tener las potencias horarias de la suma en p. u. de su propia demanda máxima:

$$s_h = \frac{\sum_i p_{ih} \cdot \frac{D_i}{D_1}}{\text{máximo valor de la suma}}$$

Este resultado se obtuvo en Excel utilizando la función “Solver”: cada potencia horaria de la suma, expresada en p. u. de la demanda máxima mayor  $D_1$ , se divide entre una constante cuyo valor inicial se ha hecho igual a 1. Luego se pide a Solver modificar esa constante hasta lograr que el valor máximo de  $s_h$  se haga igual a 1.

Como ya se explicó, las cantidades anuales de energía consumidas por cada una de las categorías de usuarios se determinaron aplicando primero a las respectivas ventas del año 2014 las tasas de crecimiento de un año a otro observadas durante el período 2012-2013 ó 2012-2014. Enseguida, se sumó al consumo de cada categoría la cantidad de energía correspondiente a las pérdidas comerciales atribuibles a la misma. Para este último fin se utilizaron las proporciones siguientes, estimadas por RECO:

Desglose de las Pérdidas Comerciales			
Residencial	Servicio General en BT	Servicio en MT	Total
62%	16%	22%	100%

La cantidad global de pérdidas comerciales a la que se aplican esos porcentajes debe ser igual al 6 por ciento de toda la energía inyectada a la red, cantidad que depende a su vez de las pérdidas técnicas. Para el estudio se fijó inicialmente una cantidad aproximada, la cual se precisó al final, cuando se hicieron pequeños ajustes a la misma para lograr los porcentajes que se habían fijado como meta para las pérdidas: un total del 15 por ciento repartido en 9 por ciento de pérdidas técnicas en las redes y 6 por ciento de pérdidas comerciales.

Adicionalmente, la siguiente tabla presenta a título de ilustración las pérdidas del sistema de distribución, tanto técnicas como comerciales, que el estudio determinó para el año 2015. Para los otros años del período, aunque cambian las cantidades de potencia y de energía, se mantienen los porcentajes.

Pérdidas comerciales	Año 1			
	kW	MWh punt	MWh no p	
Residencial	506.3	1144.6	1991.5	
Comercial y Oficinas	189.4	454.0	474.3	
Clientes con transf MT/BT exclusivo				
Clientes servidos en Media Tensión	205.0	488.2	707.5	
Totales:	900.7	2086.7	3,173.3	
en %	7.1%		6.00%	
<b>Pérdidas técnicas</b>				
Redes de Baja Tensión	529.1	1,189.0	1,503.4	
Transformadores MT/BT	177.7	457.7	729.8	
Redes de Media Tensión	705.9	1,818.9	2,199.2	
Transformadores AT/MT	0.0	0.0	0.0	0.0
Totales:	1,412.6	3,465.6	4,432.4	
	11.1%		9.00%	
			15.00%	

El costo de las pérdidas técnicas que se producen en un módulo determinado se calcula valorándolas a los costos unitarios de la potencia y de la energía a la entrada del módulo. Las pérdidas comerciales se valoran a los costos unitarios de la potencia y de la energía a la entrada del sector de consumo de que se trate. Los costos unitarios mencionados van quedando determinados durante el proceso de imputación de costos.

### **Costos de inversión, operación y mantenimiento**

(Los cuadros sobre los activos y sus costos se encuentran en la hoja designada como "I" en el archivo de Excel TAROT).

En el Anexo II, se presentan cuadros que muestran las cantidades de activos de distribución, tanto existentes como nuevos, para los distintos módulos de red, junto con sus costos de inversión y sus costos anuales de operación y mantenimiento. Se han determinado las anualidades correspondientes a las inversiones en aquellas instalaciones cuya vida útil no ha terminado aún, usando la tasa de actualización del 12 por ciento fijada por la Comisión Nacional de Energía y una vida útil de 18 años, la cual refleja los efectos del agresivo ambiente salino de la isla sobre todas las componentes de las redes. Se han incluido además las anualidades de inversión correspondientes a las nuevas inversiones que se efectuarán durante el período de estudio de cinco años, suponiendo que toda nueva obra entra en servicio el primer día del año al cual se carga la inversión.

Los activos de distribución incluyen:

- a. Las terminales de los circuitos primarios de distribución en las subestaciones.
- b. Las líneas primarias de 13.8 kV.
- c. Los transformadores de distribución de 13.8 kV a baja tensión.
- d. Las redes de baja tensión.
- e. Las acometidas y medidores.

Se incluyen además las luminarias para el servicio de alumbrado público, que es un servicio distinto al de la distribución eléctrica. Los costos de las luminarias se imputan bajo la forma de un cargo fijo en un precio calculado del servicio de alumbrado público.

En cuanto a los costos que son independientes de la demanda de potencia y de energía de los usuarios y que por tal razón no se imputarán a la potencia y energía, sino que se cobrarán bajo la forma de un cargo fijo por usuario por mes, los cuadros muestran los costos por usuario de la acometida y del medidor, incluyendo su mantenimiento, junto con el costo unitario de la actividad comercial y de atención al público, para calcular el cargo fijo mencionado.

#### Proceso de imputación de costos

(La imputación de costos se hace en la hoja designada como "C" en el archivo TAROT.)

Hasta este punto, han quedado determinadas:

- a. las potencias horarias a la entrada y a la salida de cada módulo de red correspondientes a las curvas de carga típicas (ver Hoja DemC del archivo TAROT);
- b. las energías y demandas máximas anuales igualmente a la entrada y a la salida de cada módulo de red, para cada bloque horario de cada año del período de estudio (también en la Hoja DemC);
- c. las pérdidas de potencia y energía por módulo de red por bloque horario y por año (Hoja DemC); y
- d. los costos anuales de inversión, operación y mantenimiento de esos módulos de red (Hoja I).

Ello permite iniciar el proceso de imputación de costos a las potencias y energías servidas por la red de distribución, proceso que determinará los costos unitarios de la potencia y de la energía a la entrada de cada uno de los segmentos de consumo.

El proceso parte de las componentes del costo de generación, que son para la Distribución los costos unitarios de la potencia de punta del sistema y de las energías recibidas de la Generación en los bloques horarios de punta y de fuera de punta.

Los costos unitarios de la potencia y de la energía a la salida de un módulo de red en los períodos de punta y de fuera de punta respectivamente, son iguales al correspondiente costo a la entrada del módulo más el incremento debido a los costos propios del módulo. El costo de las pérdidas del módulo es igual a la cantidad de pérdidas, ya sea kW de potencia o MWh de energía, multiplicada por el correspondiente costo unitario a la entrada del módulo.

Como se buscan costos promedio para el período de estudio, se han traído a valor presente para el cálculo tanto los costos de las pérdidas como los costos anuales de inversión, operación y mantenimiento para cada módulo.

Si para un producto determinado  $W$  — potencia, o energía de un bloque horario particular — el costo unitario a la entrada de un módulo de red es  $c_e$ , entonces el correspondiente costo unitario de salida es:

$$c_s = \frac{c_e \cdot W + c_e \cdot w_{perd} + k_w \cdot C_{IOM}}{W} = c_e + \frac{c_e \cdot w_{perd}}{W} + \frac{k_w \cdot C_{IOM}}{W}$$

Donde  $W$  es la potencia o energía de salida y  $w_{perd}$  es la potencia o energía de pérdidas en el módulo,  $C_{IOM}$  es el valor presente del costo de inversión, operación y mantenimiento del módulo para el período de estudio, y  $k_w$  es una constante o “clave” que da la proporción en que los costos de inversión, operación y mantenimiento se cargarán al producto  $W$  particular de que se trate. La anterior expresión describe la manera como se calculó en Excel los costos unitarios de salida de los módulos a partir de los costos unitarios de entrada y de los costos propios del módulo. También las potencias y energías de salida se expresan en valor presente para este cálculo.

El estudio cargó los costos de inversión, operación y mantenimiento de los módulos de red a la potencia y a la energía de salida en las siguientes proporciones: para los transformadores de alta a media tensión, cargó el 60 por ciento a la potencia y el 40 por ciento a la energía del bloque horario de punta; para las redes de media tensión, el 75 por ciento a la potencia y el 25 a la energía del bloque de punta; y para los transformadores de distribución y las redes de baja tensión, el 100 por ciento a la potencia.

#### Efecto de ramificaciones en la red

Cuando hay ramificaciones en la red, por ejemplo a la salida del módulo de redes de media tensión, donde una rama va al segmento de consumo servido en media tensión y otra va al módulo de los transformadores de distribución, es necesario determinar cuánto contribuye cada rama a la demanda máxima vista por el módulo, a fin de que los costos cargados a esa demanda máxima se asignen a las ramas en esa misma proporción. La definición de libro de texto del Factor de Contribución que refleja la relación indicada es la siguiente:

$$D_{max} = \sum_{i=1}^n fC_i \cdot D_i$$

Donde  $D_{max}$  es la demanda máxima global,  $D_i$  es la demanda máxima de la rama  $i$ , y  $fC_i$  es el factor de contribución de esa rama. Si el costo unitario de la potencia a la salida del módulo de red de que se trate es  $c_s$ , el suministrador debe recuperar el costo total  $c_s \cdot D_{max}$  lo cual, en vista de la expresión anterior, implica:

$$c_s \cdot D_{max} = c_s \sum_{i=1}^n fC_i \cdot D_i = \sum_{i=1}^n (fC_i \cdot c_s) D_i$$

es decir, que el costo unitario aplicable a la demanda máxima de una rama es  $c_s$  multiplicado por el respectivo factor de contribución.

Normalmente, se entiende que el producto  $fC_i \cdot D_i$  es la potencia de la rama  $i$  en el momento de la demanda máxima general, de modo que el factor de contribución de la rama es igual a la demanda de la rama en esa hora particular dividida por la demanda máxima  $D_i$ . Para el estudio, se usó una definición diferente del factor de contribución, pero tal que sigue siendo válida la ecuación presentada arriba como definición de libro de texto. La idea es medir la contribución de las ramas a la demanda global no únicamente en la hora particular en que ésta alcanza su valor máximo, sino su contribución a la demanda global durante las doce horas de cada día laborable que constituyen el período horario de punta. Con base en ese criterio, el factor de contribución de la rama  $i$  resulta ser:

$$fC_i = \frac{\sum_{HP} \frac{P_{ih}}{D_i}}{\sum_{HP} \frac{P_h}{D_{max}}} = \frac{\sum_{HP} p_{ih}}{\sum_{HP} p_h}$$

Donde  $P_{ih}$  son las potencias horarias de la rama  $i$ , mientras que  $P_h$  representa las potencias horarias globales, y HP es el conjunto de horas que constituyen el período de punta. Las potencias en minúscula son las mismas potencias horarias, pero expresadas en p. u. de su respectiva demanda máxima. El factor de contribución de una rama viene dado entonces por el cociente de la suma de sus potencias horarias en p.u. durante el período de punta a la suma de las potencias horarias de la demanda global en p.u. durante el mismo período. En el estudio, se determinaron los factores de contribución para todas las ramificaciones y se calcularon los costos unitarios de la potencia para las ramas multiplicando el costo antes de la ramificación por el respectivo factor de contribución.

#### Costos unitarios del servicio a usuarios individuales

Una vez que, por el proceso de imputación de costos descrito, se han determinado los costos unitarios a la entrada de un segmento de consumo, se pasa a los costos unitarios del consumo de los usuarios individuales incorporando el costo de las pérdidas comerciales atribuibles al segmento y además, para el costo unitario de la potencia, multiplicando por el factor de coincidencia de la categoría de usuarios de que se trate.

Para un producto dado, potencia o energía, designado a continuación como  $W$ , el distribuidor debe recuperar su costo total dado por el producto de  $W$  por el costo unitario a la entrada del segmento de consumo,  $c \cdot W$ . Sin embargo, debido a la presencia de pérdidas comerciales, el distribuidor factura menos de  $W$ , de modo que debe incrementar proporcionalmente el costo unitario que aplicará a la cantidad facturada:

Donde  $t_{pc}$  es la tasa de pérdidas comerciales del segmento. Resulta entonces que para recuperar el total de sus costos, el distribuidor debe utilizar como costo unitario del consumo del usuario individual:

$$c' = \frac{c}{(1 - t_{pc})}$$

Además, para el caso de la potencia, es necesario tener en cuenta que las demandas máximas de los usuarios individuales no ocurren todas en el mismo momento. Esta característica se mide por el “factor de coincidencia”, definido por la relación:

$$fc = \frac{D_{max}}{\sum_i^n dmax_i}$$

Donde  $D_{max}$  es la demanda máxima global del segmento y  $dmax_i$  es la demanda máxima del usuario individual  $i$ . El factor de coincidencia es menor que 1. Si el costo unitario global de la potencia a la entrada del segmento es  $c$ , entonces el distribuidor para recuperar sus costos debe cobrar  $c \cdot D_{max}$ . La relación anterior implica entonces que:

$$c \cdot D_{max} = c \cdot fc \sum_{i=1}^n dmax_i = \sum_{i=1}^n (fc \cdot c) dmax_i$$

es decir, que el costo unitario de potencia aplicable a las demandas máximas de los usuarios individuales es igual al costo unitario global  $c$  a la entrada del segmento multiplicado por el factor de coincidencia aplicable. En suma, las relaciones entre los costos unitarios globales a la entrada del segmento de consumo y los costos unitarios aplicables a los usuarios individuales, identificados a continuación con prima son:

$$c'_p = \frac{fc \cdot c_p}{(1 - t_{pc})} \quad c'_{ei} = \frac{c_{ei}}{(1 - t_{pc})}$$

Donde  $c_p$  es el costo unitario de la potencia y  $c_{ei}$  es el costo unitario de la energía en el bloque horario  $i$ . Todos estos cálculos se encuentran en la Hoja C del archivo TAROT.

Los costos unitarios aplicables a los usuarios individuales son la base para la tarifa que se cobrará a esos usuarios. Como el estudio determinó separadamente los costos unitarios de la potencia por una parte y de la energía por otra, en los bloques horarios de punta y de fuera de punta, también la tarifa se puede definir bajo la forma de un precio de potencia y precios de energía diferenciados por bloque horario, es decir que los costos unitarios permiten definir una “tarifa horaria” donde ello se considere conveniente. Como los medidores necesarios para registrar separadamente la potencia y la energía consumida en diferentes bloques horarios son más caros que los medidores ordinarios, la tarifa horaria se justifica únicamente para consumos que exceden un cierto nivel.

Un posible criterio es el cargo que habría que hacer por kWh a los usuarios con ese tipo de tarifa para recuperar la inversión en el medidor. Un medidor ordinario usado para servicio residencial cuesta unos \$60 por unidad ya instalado. Si se supone una vida útil de 15 años, la anualidad calculada a una tasa del 12 por ciento es de \$8.81 y la correspondiente mensualidad de \$0.73, cantidad que dividida entre el consumo promedio residencial de 285 kWh por mes da un cargo por kWh de \$0.0026. Si el sistema de medición necesario para aplicar la tarifa horaria tiene un costo de \$300 por unidad y la misma vida útil, resulta que el cargo de \$0.0026 por kWh corresponde a un consumo mensual de 1,400 kWh que se podría considerar como el mínimo por debajo del cual no se justifica la aplicación de una tarifa horaria. RECO propone adoptar como umbral un consumo mensual de 2500 kWh.

Para los pequeños consumos, para los cuales no se justifica la sofisticada medición necesaria para facturar separadamente potencia y energía por bloque horario, se debe calcular a partir de los tres costos unitarios un solo costo por kWh. Este costo único por kWh debe ser tal que el distribuidor recupere la misma cantidad de dinero, es decir que, en promedio, para el usuario  $i$  con consumo mensual de energía  $W_i$  y demanda máxima  $dmax_i$ :

$$c \cdot W_i = c_p \cdot dmax_i + c_{e1}(f_{e1} \cdot W_i) + c_{e2}(f_{e2} \cdot W_i)$$

Donde  $c$  es el costo único que se busca calcular,  $c_p$  es el costo unitario de potencia,  $c_{eb}$  es el costo unitario de la energía en el bloque  $b$ , y las  $f_{eb}$  son constantes que dan la proporción en que el consumo global de energía de la categoría ocurre en el bloque horario  $b$ .  $f_{eb} = \frac{HU_b}{HU_{categoría}}$  donde  $HU$  son las horas de utilización de la demanda máxima. Las  $f_{eb}$  se determinaron en el estudio para todas las demandas y aparecen en los cuadros correspondientes en la hoja “DemC” del archivo de Excel TAROT.

Poniendo la demanda máxima en función de la energía y agrupando se obtiene:

$$c \cdot W_i = c_p \frac{W_i}{730 \cdot FCP} + (c_{e1} \cdot f_{e1} + c_{e2} \cdot f_{e2})W_i$$

$$c = \frac{c_p}{730 \cdot FCP} + (c_{e1} \cdot f_{e1} + c_{e2} \cdot f_{e2})$$

Donde FCP es el factor de carga promedio del usuario individual de la categoría de que se trate y 730 es el número promedio de horas en un mes o período de medición. Esta es la expresión utilizada en el estudio para calcular el costo “monómico” que aparece para cada categoría de usuarios en la tabla de la hoja “Ta” del archivo TAROT. Los valores del factor de carga individual promedio (FC individual promedio) se muestran en las tablas de la Hoja DemC que recogen los parámetros de cada categoría de demanda.

Finalmente, debe tenerse en cuenta los costos comerciales que el usuario impone al distribuidor — los costos independientes de la demanda de potencia y de energía. En la hoja “I” de TAROT se obtiene el costo unitario que se debe cargar a cada usuario por mes en forma de un cargo fijo.

### Introducción de un Subsidio Cruzado

RECO ha incorporado en las tarifas propuestas un subsidio cruzado dentro de la clase residencial, a favor de los usuarios que consumen no más de 150 kWh por mes. Este subsidio cruzado no afecta los precios a los consumidores no residenciales. Para financiar una reducción del 30 por ciento del precio, el recargo a los usuarios residenciales que consumen más de 150 kWh por mes resulta ser del 2.2 por ciento solamente.

### Fórmulas de Ajuste de las Tarifas a los Usuarios Finales

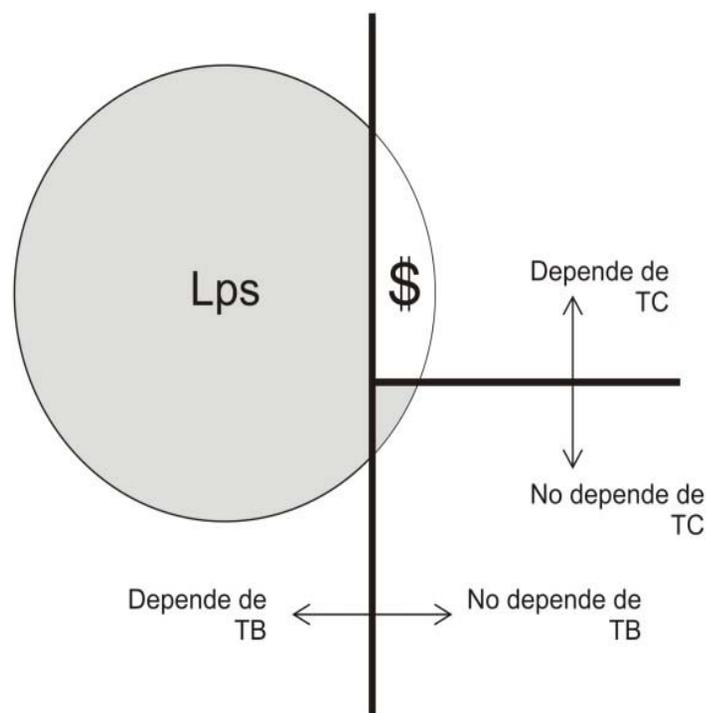
Las tarifas que se proponen van acompañadas de fórmulas de ajuste que permitirán modificar automáticamente dichas tarifas cada vez que por efecto de las variaciones del precio del diesel y de la tasa de cambio del lempira frente al dólar de los EE. UU. los costos unitarios promedio de la empresa difieran de su tarifa promedio. Para poder elaborar dichas fórmulas de ajuste, el presente estudio calculó a lo largo del proceso de imputación de costos, para cada una de las tres componentes de los costos unitarios — costo de potencia y dos costos de energía — unos índices que dan la proporción en que, por una parte, el correspondiente costo unitario depende de la respectiva componente de los costos de generación y, por otra, refleja costos en moneda extranjera.

Las dos variables externas que la Ley indica como base para el ajuste de las tarifas a los usuarios finales — el precio del combustible y la tasa de cambio — son variables independientes la una de la otra. Para el Distribuidor, el costo de sus compras de capacidad y energía a los costos unitarios de generación es un costo cien por ciento en moneda nacional, aún cuando la Generación tendrá fórmulas de ajuste automático para modificar las componentes del costo de generación, y una de las variables para tal ajuste será la tasa de cambio.

Los costos en moneda extranjera que forman parte del Valor Agregado de Distribución son costos de inversión, operación y mantenimiento de módulos de red, cargados directamente a los productos, potencia y energía, a la salida de esos módulos, o son parte del costo de las pérdidas de energía y potencia en los módulos, cuyo valor monetario viene dado por los correspondientes costos unitarios a la entrada del módulo. Estos últimos pueden, en efecto, reflejar los costos en moneda extranjera de la inversión, operación y mantenimiento de los módulos de red de voltaje superior. En suma, todos los costos en moneda extranjera cargados a la potencia y a la energía que forman parte del Valor Agregado de Distribución se originan en la inversión, operación y mantenimiento de las redes. Finalmente, también los costos comerciales (costos independientes de la demanda de potencia y energía del abonado) contendrán una componente en moneda extranjera porque incluyen inversiones en medidores, acometidas, etc, y los costos de su mantenimiento.

En cuanto a la otra variable usada para el ajuste, los costos de generación, los costos unitarios a la entrada del módulo de líneas de media tensión son las componentes de dichos costos. A la salida de ese módulo se habrán incorporado a los costos unitarios de potencia y de energía componentes de inversión, operación y mantenimiento del módulo y lo mismo ocurre con los costos a la salida de los módulos de red que ocupan posiciones inferiores en la cadena, de modo que la proporción en que esos costos unitarios dependen de los costos de generación irá disminuyendo. Los costos resultantes de ingresos de ventas de energía no recuperables podrían ser capitalizados.

La siguiente figura ilustra la composición de los costos unitarios con base en los dos criterios indicados para servir de base a los ajustes de las tarifas.



La parte de un costo unitario que es función de los costos de generación es proporcional al respectivo costo unitario de la potencia o de la energía componente de dicha tarifa:

$$f_{TB} \cdot c = k_{TB} \cdot TB$$

Donde  $f_{TB}$  es el factor que da la proporción en que el costo unitario  $c$  depende del costo de generación,  $TB$  es el respectivo costo unitario componente de los costos de generación y  $k_{TB}$  es la constante de proporcionalidad. De la misma manera, la parte de un costo unitario que refleja su componente en moneda extranjera es proporcional a la tasa de cambio:

$$x \cdot c = k_{TC} \cdot TC$$

Donde  $x$  representa la proporción en que el costo unitario  $c$  refleja costos en moneda extranjera,  $TC$  es la tasa de cambio y  $k_{TC}$  es la constante de proporcionalidad.

Si se designa por  $r$  el complemento a 1 de  $f_{TB}$  y por  $n$  el complemento a 1 de  $x$ , el costo unitario  $c$  puede expresarse como:

$$c = f_{TB} \cdot c + r \cdot c = f_{TB} \cdot c + r \cdot c(x + n)$$

$$\text{Con } f_{TB} + r = 1 \quad \text{y} \quad x + n = 1$$

En la anterior expresión de  $c$  se ha descompuesto ese costo unitario en la porción  $f_{TB}c$  que depende del costo de generación y en la porción  $rc$  que no depende del mismo, y se ha descompuesto además esta última porción en sus componentes en moneda extranjera y en moneda nacional.

$$c = f_{TB} \cdot c + rx \cdot c + nr \cdot c$$

Introduciendo la proporcionalidad con  $TB$  y con  $TC$ :

$$c = k_{TB} \cdot TB + rk_{TC} \cdot TC + rn \cdot c$$

Al momento del cálculo original:

$$f_{TB_o} \cdot c_o = k_{TB} \cdot TB_o \Rightarrow k_{TB} = \frac{f_{TB_o} \cdot c_o}{TB_o}$$

$$x_o \cdot c_o = k_{TC} \cdot TC_o \Rightarrow k_{TC} = \frac{x_o \cdot c_o}{TC_o}$$

$$nr \cdot c = n_o r_o \cdot c_o$$

Sustituyendo estos resultados en la anterior expresión de  $c$ ,

$$c = \frac{f_{TB_o} \cdot c_o}{TB_o} TB + \frac{x_o r_o \cdot c_o}{TC_o} TC + n_o r_o \cdot c_o$$

$$c = \left( f_{TB_o} \frac{TB}{TB_o} + x_o r_o \frac{TC}{TC_o} + n_o r_o \right) c_o$$

Esta última constituye la fórmula de ajuste de cada uno de los costos unitarios que sirven de base a las tarifas a los usuarios finales. Los coeficientes de la fórmula de ajuste se calculan a partir de los índices  $f_{TB_o}$ ,  $r_o$ ,  $x_o$  y  $n_o$ . Dichos índices se calcularon para cada costo unitario a cada paso del proceso de imputación de costos contenido en la hoja "C" del archivo TAROT.

Los valores de los parámetros  $f_{TB}$  y  $x$  que intervienen en la fórmula de ajuste corresponden a la estructura del valor original  $c_o$  del costo unitario de que se trate. Al producirse variaciones de los costos de generación y de la tasa de cambio, se modifica no sólo el valor del costo unitario, sino también su estructura. Por ejemplo, si la tasa de cambio aumenta, un mismo costo en dólares se expresa en una cantidad de lempiras mayor que la original, de modo que el costo global expresado en lempiras tiene ahora una mayor componente en moneda extranjera (la componente en lempiras no se ajusta, de modo que permanece invariable). Sin embargo, los valores de  $f_{TB}$  y de  $x$  que figuran en las fórmulas se refieren siempre a la estructura del costo  $c_o$  resultante del cálculo original.

Los valores de  $f_{TB}$  y de  $x$  correspondientes a cada uno de los costos unitarios de salida de un módulo se obtienen como promedios ponderados de los valores de  $f_{TB}$  y de  $x$  de las componentes de costo que intervienen en el cálculo de tales costos unitarios de salida. La componente en moneda extranjera del costo unitario de salida  $c_s$  correspondiente al producto  $W$ , que puede ser potencia o energía, es:

$$x_s = \frac{x_e(c_e \cdot W) + x_e(c_e \cdot w_{perd}) + x_M \cdot k_w \cdot C_{IOM}}{c_e \cdot W + c_e \cdot w_{perd} + k_w \cdot C_{IOM}}$$

De la misma manera:

$$f_{TB_s} = \frac{f_{TB_e}(c_e \cdot W) + f_{TB_e}(c_e \cdot w_{perd}) + 0 \cdot k_w \cdot C_{IOM}}{c_e \cdot W + c_e \cdot w_{perd} + k_w \cdot C_{IOM}}$$

Donde el subíndice  $e$  indica cantidades a la entrada del módulo, el subíndice  $s$  cantidades a la salida del módulo y donde  $k_w$  es la "clave" que determina qué porción de los costos de inversión, operación y mantenimiento del módulo se cargarán al producto  $W$ . El cero que multiplica a  $k_w \cdot C_{IOM}$  en esta última expresión indica que los costos de inversión y de operación y mantenimiento de redes no dependen de los costos de generación.

El cálculo de los coeficientes de las fórmulas de ajuste para cada precio individual que figura en las tarifas a los usuarios finales se hace en la tabla al final de la Hoja C de TAROT. Cada vez que cambian los parámetros  $TB$  y  $TC$ , TAROT permite obtener inmediatamente el nuevo valor correspondiente a la tarifa promedio. Cada vez que la diferencia entre la tarifa promedio anterior y la nueva exceda el 5 por ciento, RECO prodecerá a modificar el ajuste a aplicar en la facturación.

**ANEXOS**

- I. Datos sobre la demanda por segmento de consumo.
- II. Activos de Distribución y costos de Administración, Inversión, Operación y Mantenimiento.

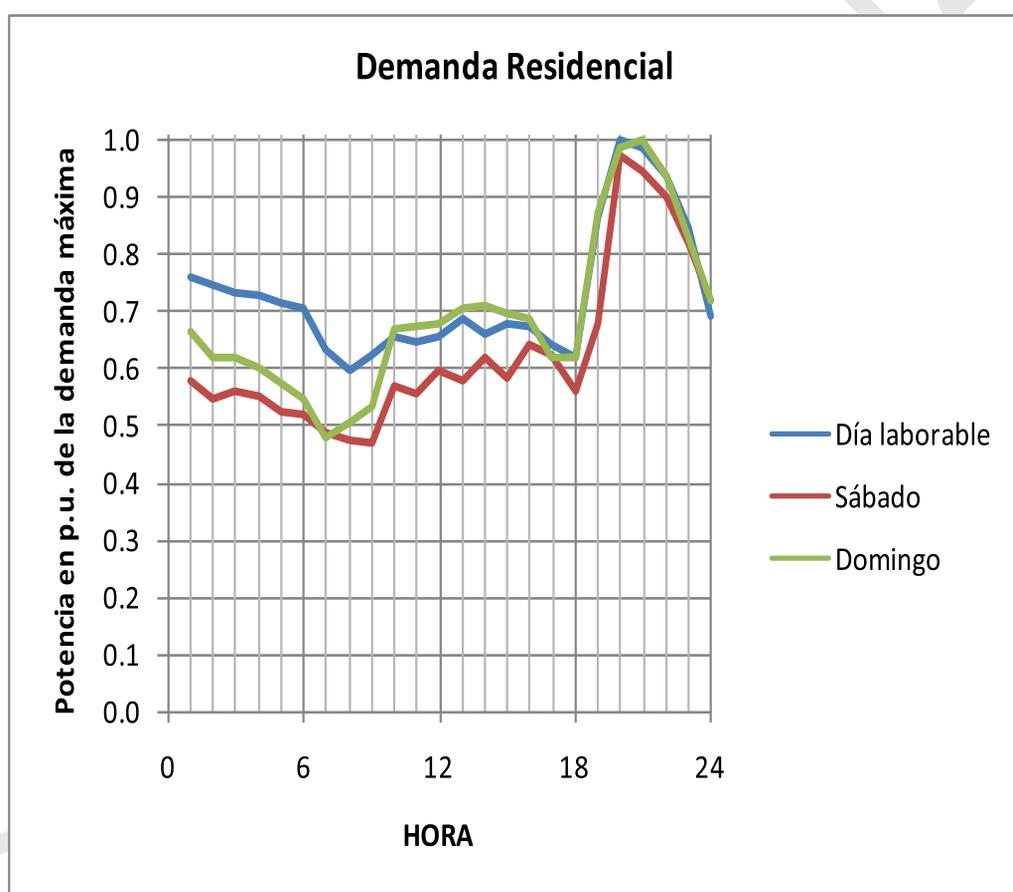
**ANEXO I**

**Datos sobre la Demanda por Segmento de Consumo**

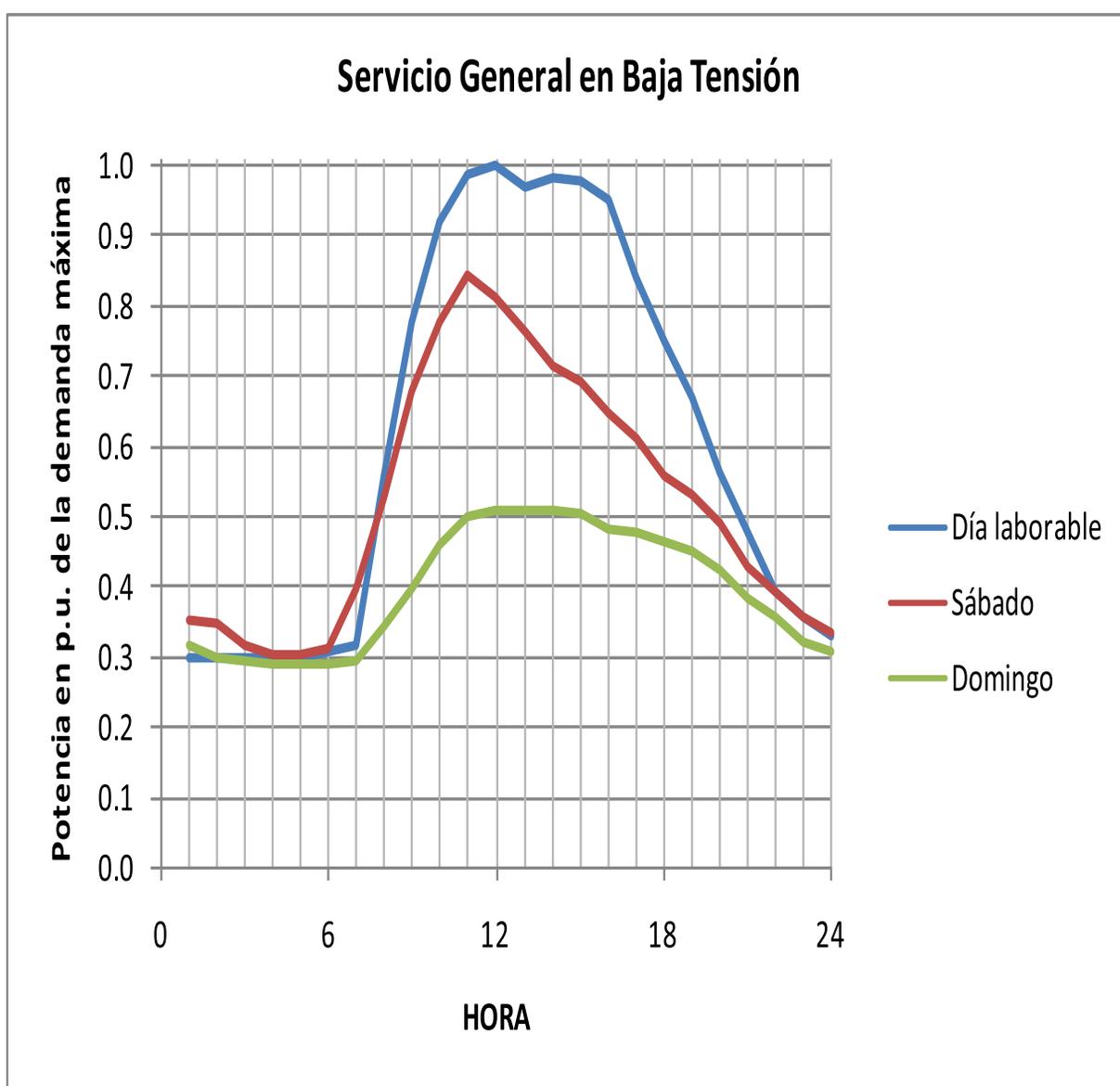
Para todas las curvas de carga, el código de colores es el siguiente:

Azul: día de semana; Rojo: sábado; Verde: domingo o día feriado

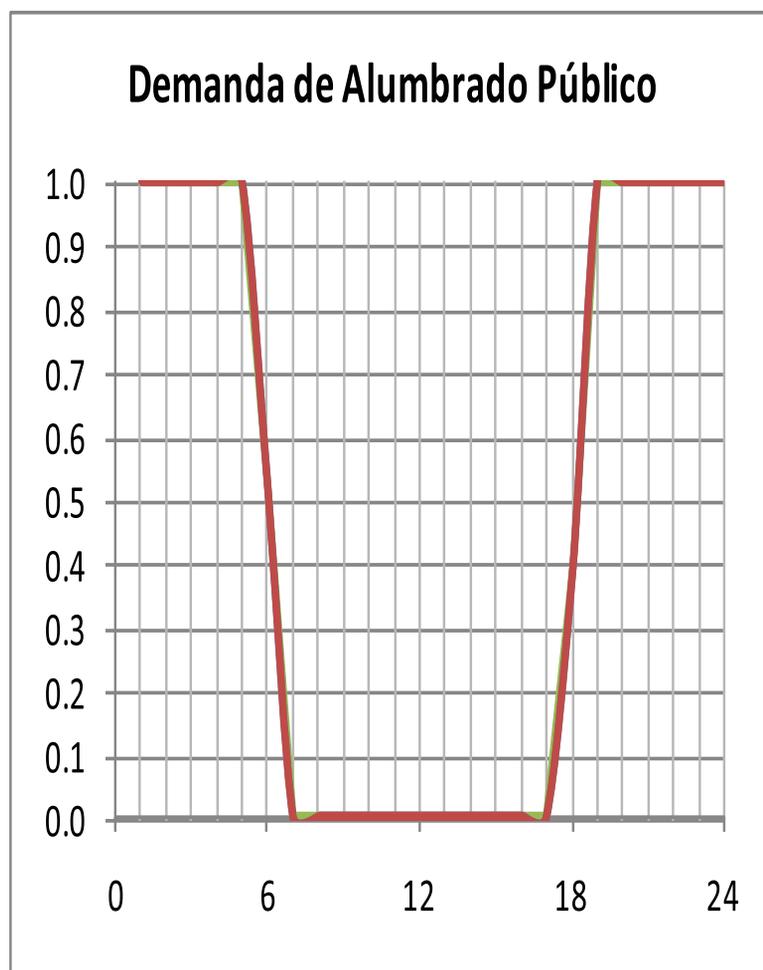
Todas las demandas horarias están expresadas en p.u. de la respectiva demanda máxima.



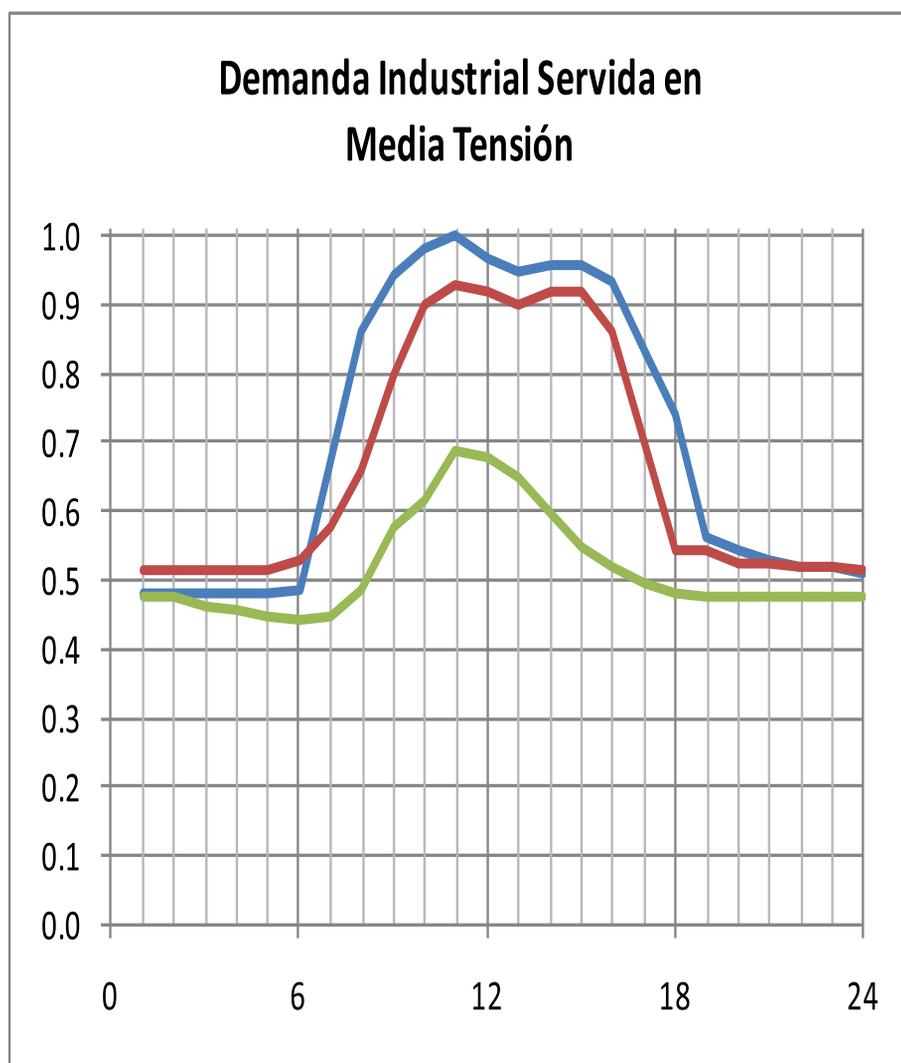
DEMANDA RESIDENCIAL					
Horas de Utilización Anuales				Total	Parámetros
Días	Punta	No Punta			
Laborables	2260.5	2120.4		4381.0	Factor de Carga: 70.7% FC individual promedio: 25.5% Factor de coincidencia: 36.0% Factor de Contribución: 87.2% partici pérdidas comerciales: 59.6% pérdidas comerciales: 7.67%
Sábados	0.0	785.7		785.7	
Domingos	0.0	1027.2		1027.2	
Totales	2260.5	3933.3		6193.8	
Proporción	0.365	0.635		1.000	
Número de usuarios; energía anual, MWh; Dmax, kW					
1	2	3	4	5	Factor FC residencial: 1
13,451	14,124	14,830	15,571	16,350	
40,878	43,058	45,354	47,772	50,319	
6,600	6,952	7,322	7,713	8,124	



SERVICIO GENERAL EN BAJA TENSION					
Horas de Utilización Anuales				Total	Parámetros
Días	Punta	No Punta			
Laborables	2,396.9	1,267.9		3,664.8	Factor de Carga: 55.9% FC individual promedio: 24.6% Factor de coincidencia: 44.0% Factor de Contribución: 92.5% partici pérdidas comerciales: 17.6% pérdidas comerciales: 6.71%
Sábados	0.0	648.6		648.6	
Domingos	0.0	587.6		587.6	
Totales	2,396.9	2,504.1		4,901.0	
Proporción	0.489	0.511		1.000	
Número de usuarios; energía anual, MWh; Dmax, kW					
1	2	3	4	5	Factor FC comercial: 1
1,574	1,621	1,670	1,720	1,772	
13,836	14,672	15,558	16,498	17,495	
2,823	2,994	3,174	3,366	3,570	



DEMANDA DE ALUMBRADO PÚBLICO					
Horas de Utilización Anuales				Total	Parámetros
Días	Punta	No Punta			
Laborables	1104.4	1882.5		2986.9	Factor de Carga: 49.6% FC individual promedio: 49.6% Factor de coincidencia: 100.0% Factor de Contribución: 42.6% partici pérdidas comerciales: 0%
Sábados	0.0	618.8		618.8	
Domingos	0.0	737.8		737.8	
Totales	1104.4	3239.1		4343.5	
Proporción	0.254	0.746		1.000	
<b>Número de usuarios; energía anual, MWh; Dmax, kW</b>					
<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>4</b>	<b>5</b>	
1	1	1	1	1	
1,379	1,424	1,470	1,518	1,568	
317	328	338	349	361	



DEMANDA SERVIDA EN MEDIA TENSIÓN					
Horas de Utilización Anuales				Total	Parámetros
Días	Punta	No Punta			
Laborables	2381.3	1852.9		4234.2	Factor de Carga: 66.6% FC individual promedio: 48.6% Factor de coincidencia: 73.0% Factor de Contribución: 85.6% partici pérdidas comerciales: 22.7% pérdidas comerciales: 5.06%
Sábados	0.0	825.2		825.2	
Domingos	0.0	773.4		773.4	
Totales	2381.3	3451.5		5832.7	
Proporción	0.408	0.592		1.000	
Número de usuarios; energía anual, MWh; Dmax, kW					
1	2	3	4	5	
61	63	65	67	69	
23,621	25,039	26,542	28,135	29,824	
4,050	4,293	4,550	4,824	5,113	Factor FC industrial: 1.0000

**ANEXO II**

**Activos de Distribución y Costos de Inversión, Administración, Operación y Mantenimiento**

COSTOS DE INVERSIÓN, OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO, RED DE DISTRIBUCIÓN PRIMARIA, LINEAS												
Tipo de línea	Longitud km	Longitud por cliente m	Costo del primario \$/km	Costo de Líneas \$miles	Costo de servidumbre \$miles	Costo Total de Red Existente \$miles	Costo de O&M \$miles/año	Anualidades de Inversión y O&M, KUS\$, para año 1= 2009				
								Año				
								1	2	3	4	5
<b>Primario solo</b>												
Tres fases	59	5.4	18,150	1,068.1	2,824.8	3,892.9	106.8	593.1	593.1	593.1	593.1	593.1
Dos fases	12	1.1	15,510	182.6	565.0	747.5	18.3	111.2	111.2	111.2	111.2	111.2
Una fase	88	8.0	11,800	1,035.3	4,211.5	5,246.9	103.5	751.7	751.7	751.7	751.7	751.7
<b>Total</b>	<b>158</b>	<b>14.5</b>	<b>45,460</b>	<b>2,286.0</b>	<b>7,601.3</b>	<b>9,887.3</b>	<b>228.6</b>	<b>1,456.1</b>	<b>1,456.1</b>	<b>1,456.1</b>	<b>1,456.1</b>	<b>1,456.1</b>
<b>Primario con sec 10</b>												
Tres fases	9	0.8	22,050	188.7	308.2	496.9	18.9	81.9	81.9	81.9	81.9	81.9
Dos fases	3	0.3	19,420	62.3	102.7	165.1	6.2	27.2	27.2	27.2	27.2	27.2
Una fase	12	1.1	15,750	185.4	282.5	467.9	18.5	78.0	78.0	78.0	78.0	78.0
<b>Total</b>	<b>24</b>	<b>2.2</b>	<b>57,220</b>	<b>436.5</b>	<b>693.4</b>	<b>1,129.8</b>	<b>43.6</b>	<b>3,099.2</b>	<b>3,099.2</b>	<b>3,099.2</b>	<b>3,099.2</b>	<b>3,099.2</b>
<b>Gran Total</b>	<b>181.9</b>	<b>16.7</b>	<b>102,680</b>	<b>2,722.5</b>	<b>8,294.6</b>	<b>11,017.1</b>	<b>272.2</b>	<b>3,099.2</b>	<b>3,099.2</b>	<b>3,099.2</b>	<b>3,099.2</b>	<b>3,099.2</b>
<b>Nuevos Activos</b>												
<b>2009</b>												
<b>2010</b>												
<b>2011</b>												
<b>2012</b>												
<b>2013</b>												
<b>Invs. acumulada, k\$</b>	<b>700.0</b>	<b>1,400.0</b>	<b>2,100.0</b>	<b>2,800.0</b>	<b>3,500.0</b>			<b>166.6</b>	<b>333.1</b>	<b>499.7</b>	<b>666.2</b>	<b>832.8</b>

	RESUMEN ANUALIDADES RED DE MEDIA TENSIÓN					Valor Presente
	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	
Terminales existentes	104	104	104	104	51	345.6
Nuevas terminales	0	165	330	412	412	862.1
<b>Total terminales</b>	<b>104</b>	<b>269</b>	<b>434</b>	<b>516</b>	<b>464</b>	<b>1,207.7</b>
Redes existentes	3,099.2	3,099.2	3,099.2	3,099.2	3,099.2	11,172.0
Extensiones de red	166.6	333.1	499.7	666.2	832.8	1,665.9
<b>Total redes</b>	<b>3,266</b>	<b>3,432</b>	<b>3,599</b>	<b>3,765</b>	<b>3,932</b>	<b>12,837.8</b>
<b>GRAN TOTAL</b>	<b>3,370</b>	<b>3,701</b>	<b>4,033</b>	<b>4,282</b>	<b>4,396</b>	<b>14,045.5</b>

COSTOS DE INVERSION, OPERACION Y MANTENIMIENTO, MODULO DE TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCION										
Capacidad Unitaria KVA	Cantidad	Capacidad total KVA	Costo Unitario \$/KVA	Costo transformrs existentes \$miles	Costo de O&M \$miles/año	Anualidades de Inversión y O&M, KUS\$, para año 1= 2009				
						Año				
						1	2	3	4	5
5	20	100	200.00	20.0	0.40	3.2	3.2	3.2	3.2	3.2
10	33	330	208.00	68.6	1.37	10.8	10.8	10.8	10.8	10.8
15	269	4035	178.00	718.2	14.36	113.4	113.4	113.4	113.4	113.4
25	246	6150	124.00	762.6	15.25	120.4	120.4	120.4	120.4	120.4
37.5	117	4387.5	97.00	425.6	8.51	67.2	67.2	67.2	67.2	67.2
50	198	9900	104.00	1,029.6	20.59	162.6	162.6	162.6	162.6	162.6
75	33	2475	85.00	210.4	4.21	33.2	33.2	33.2	33.2	33.2
100	25	2500	75.00	187.5	3.75	29.6	29.6	29.6	29.6	29.6
300	2	600	50.00	30.0	0.60	4.7	4.7	4.7	4.7	4.7
500	2	1000	35.00	35.0	0.70	5.5	5.5	5.5	5.5	5.5
945	31,477.5	110.79	3,487.5	69.75						
Transformds Existentes						550.8	550.8	550.8	550.8	550.8
Adiciones						5.5	11	17	22	28
Totales						556.3	561.9	567.5	573.2	578.9

MÓDULO DE REDES DE BAJA TENSIÓN												
Tipo de Línea	Longitud km	Longitud por cliente m	Costo \$/km secundario	Costo Líneas \$miles	Costo de servidumbre \$miles	Costo Total de Red Existente \$miles	Costo de O&M \$miles/año	Añalidades de Inversión y O&M, KUS\$, para año 1= 2009				
								Año				
								1	2	3	4	5
<b>Secundario 1Ø + Pri</b>												
Cortacircuitos	8.56	0.8	5,525	113.7	0.0	113.7	11.4	27.1	27.1	27.1	27.1	27.1
Pararrayos	3.21	0.3	6,500	50	0.0	50	5.0	11.9	11.9	11.9	11.9	11.9
Condensadores	11.77	1.1	7,250	10	0.0	10.0	1.0	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4
<b>Totales</b>	<b>23.54</b>	<b>2.2</b>	<b>173.7</b>	<b>173.7</b>	<b>0.0</b>	<b>173.7</b>	<b>17.4</b>	<b>41.3</b>	<b>41.3</b>	<b>41.3</b>	<b>41.3</b>	<b>41.3</b>
<b>Secundario solo</b>	<b>44.94</b>	<b>4.1</b>	<b>12,200</b>	<b>549,268</b>	<b>2157.12</b>	<b>2705,388</b>	<b>54.8</b>	<b>389.3</b>	<b>389.3</b>	<b>389.3</b>	<b>389.3</b>	<b>389.3</b>
<b>Gran Total</b>	<b>68.48</b>	<b>6.3</b>	<b>722.0</b>	<b>722.0</b>	<b>2157.1</b>	<b>2879.1</b>	<b>72.2</b>	<b>430.6</b>	<b>430.6</b>	<b>430.6</b>	<b>430.6</b>	<b>430.6</b>
<b>Nueva inversión</b>	<b>2009</b>	<b>2010</b>	<b>2011</b>	<b>2012</b>	<b>2013</b>							
<b>Acumulada, K\$</b>	2000.0	4000.0	6000.0	8000.0	10000.0			46.8	93.6	140.3	187.1	233.9
								477.4	524.2	571.0	617.7	664.5

MÓDULO DE ACOMETIDAS Y MEDIDORES											
Número de Usuarios Iniciales	Costo acometida instalada, \$	Costo medidor instalado, \$	Costo total conexión, \$	Costo de O&M \$/año/conex	Costo Comercializ \$/año/conex	Costo 40 días de ventas \$/año	Anualidades de Inversión y O&M, KUS\$, para año 1=2009				
							Año				
							1	2	3	4	5
10,900	20.00	60.0	80.00	1.6	15.0	19.2	30.76	30.76	30.76	30.76	30.76
Totales							30.76	30.76	30.76	30.76	30.76

Interés plazo de pago= 0.0147945

2.56

MÓDULO DE ALUMBRADO PÚBLICO										
Número Inicial de Luminarias	Costo luminaria instalada, \$	Costo total luminarias \$miles	Costo de O&M k\$/año	Anualidades de Inversión y O&M, KUS\$, para año 1=2009						
				Año						
				1	2	3	4	5		
1,451	200.00	290	29.0	69	69	69	69	69		
Adiciones										
Totales				69	69	69	69	69		

3.97

- [1] Solicitud: 2016-017941  
 [2] Fecha de presentación: 02/05/2016  
 [3] Solicitud de registro de: MARCA DE FÁBRICA  
**A.- TITULAR**  
 [4] Solicitante: ROWA PHARMACEUTICALS, LTD.  
 [4.1] Domicilio: CO, CORK, IRLANDA  
 [4.2] Organizada bajo las Leyes de: IRLANDA  
**B.- REGISTRO EXTRANJERO**  
 [5] Registro básico: NO TIENE OTROS REGISTROS  
**C.- ESPECIFICACIONES DE LA DENOMINACIÓN**  
 [6] Denominación y [6.1] Distintivo: ROWATANAL

## ROWATANAL

- [7] Clase Internacional: 5  
 [8] Protege y distingue:  
 Productos farmacéuticos y veterinarios, productos higiénicos para la medicina, sustancias dietéticas para uso médico, alimentos para bebés, emplastos, material para apósitos, material para empastar los dientes y para improntas dentales.  
**D.- APODERADO LEGAL**  
 [9] Nombre: Francisco Antonio Galdámez Monge

### USO EXCLUSIVO DE LA OFICINA

Lo que se pone en conocimiento público para efectos de ley correspondiente. Artículo 88 de la Ley de Propiedad Industrial.

- [11] Fecha de emisión: 16 de mayo del año 2016.  
 [12] Reservas: No tiene reservas.

Abogado **Franklin Omar López Santos**  
 Registrador(a) de la Propiedad Industrial

9, 24 J. y 11 J. 2016.

- 1/ Solicitud: 16-16539  
 2/ Fecha de presentación: 22-04-16  
 3/ Solicitud de registro de: MARCA DE SERVICIO  
**A.- TITULAR**  
 4/ Solicitante: GRUPO INDUSTRIAL EURO AMERICANO, S. A. DE C.V.(GIEA)  
 4.1/ Domicilio: ROATÁN, ISLAS DE LA BAHÍA.  
 4.2/ Organizada bajo las Leyes de:  
**B.- REGISTRO EXTRANJERO**  
 5/ Registro básico:  
 5.1/ Fecha:  
 5.2/ País de origen:  
 5.3/ Código país:  
**C.- ESPECIFICACIONES DE LA DENOMINACIÓN**  
 6/ Denominación y 6.1/ Distintivo: BUCCANEER Y DISEÑO



- 6.2/ Reivindicaciones:  
 7/ Clase Internacional: 36  
 8/ Protege y distingue:  
 Negocios inmobiliarios.  
 8.1/ Página adicional.  
**D.- APODERADO LEGAL**  
 9/ Nombre: LILIAN ESTEFANI IRIAS  
**E.- SUSTITUYE PODER**  
 10/ Nombre:

### USO EXCLUSIVO DE LA OFICINA

Lo que se pone en conocimiento público para efectos de ley correspondiente. Artículo 88 de la Ley de Propiedad Industrial.

- [11] Fecha de emisión: 02-06-2016  
 [12] Reservas:

Abogado **FRANKLIN OMAR LÓPEZ SANTOS**  
 Registrador(a) de la Propiedad Industrial

11, 26 J. y 10 A. 2016.

## La EMPRESA NACIONAL DE ARTES GRÁFICAS

le ofrece los siguientes servicios:

*LIBROS*

*TARJETAS DE PRESENTACIÓN*

*FOLLETOS*

*CARÁTULAS DE ESCRITURAS*

*TRIFOLIOS*

*CALENDARIOS*

*FORMAS CONTINUAS*

*EMPASTES DE LIBROS*

*AFICHES*

*REVISTAS.*

*FACTURAS*

# Avance

## Próxima Edición

- 1) *Acuerda:* Autorizar las actuaciones realizadas por la ciudadana **MONICA PATRICIA HIDALGO WELCHEZ**, Secretaria General de esta dependencia, en los diversos Expedientes que se tramitan ante esta Dirección con miras a brindar el impulso procesal oficioso a los mismos.

*¡Pronto tendremos!*

- A) *Suplemento Corte Suprema de Justicia.*

## CENTROS DE DISTRIBUCIÓN:

LA CEIBA	SAN PEDRO SULA	CHOLUTECA
La Ceiba, Atlántida, barrio Solares Nuevos, Ave. Colón, edificio Pina, 2a. planta, Aptos. A-8 y A-9 Tel.: 443-4484	Salida a Puerto Cortés, Centro Comercial "Los Castaños". Teléfono: 25519910.	Choluteca, Choluteca, barrio La Esperanza, calle principal, costado Oeste del Campo AGACH Tel.: 782-0881

*La Gaceta está a la vanguardia de la tecnología, ahora ofreciendo a sus clientes el servicio en versión digital a nivel nacional e internacional en su página web [www.lagaceta.hn](http://www.lagaceta.hn)*

*Para mayor información llamar al Tel.: 2230-1339 o al correo: [gacetadigitalhn@gmail.com](mailto:gacetadigitalhn@gmail.com)*

*Contamos con:*

1. Suscripción por seis meses Lps. 1,000.00
2. Suscripción por 1 año Lps. 2,000.00

**El Diario Oficial La Gaceta circula de lunes a sábado**

**Tels.: 2230-6767, 2230-1120, 2291-0357 y 2291-0359**

### Suscripciones:

Nombre: \_\_\_\_\_  
 Dirección: \_\_\_\_\_  
 Teléfono: \_\_\_\_\_  
 Empresa: \_\_\_\_\_  
 Dirección Oficina: \_\_\_\_\_

**Remita sus datos a: Empresa Nacional de Artes Gráficas  
 precio unitario: Lps. 15.00**

Empresa Nacional de Artes Gráficas  
(E.N.A.G.)

## Sección “B”

### **REGLAMENTO ESPECIAL QUE REGIRA LAS RELACIONES CONTRACTUALES ENTRE EL PATRONATO NACIONAL DE LA INFANCIA (PANI) Y LAS ORGANIZACIONES NO GUBERNAMENTALES DE DESARROLLO (ONGD)**

EL CONSEJO DIRECTIVO DEL PATRONATO NACIONAL DE LA INFANCIA (CODIPANI),

**CONSIDERANDO:** Que el Patronato Nacional de la Infancia (PANI), es una institución autónoma con personalidad jurídica y patrimonio propio, creada con el propósito de coadyuvar en la ejecución de las políticas de Estado relacionadas con el bienestar físico, mental y social de la población materno-infantil, juventud, adulto mayor, y en general personas con manifiesta condición de discapacidad, de acuerdo con los planes nacionales de desarrollo económico social.

**CONSIDERANDO:** Que en consonancia con la Ley Especial de Fomento para las Organizaciones No Gubernamentales de Desarrollo (ONGD), comprendida en el Decreto No. 32-2011, y en base a lo expuesto en el Artículo 78 constitucional, de que el Estado de Honduras reconoce el Derecho Fundamental a la Libertad de Asociación de los particulares para fines lícitos, las ONGD son entes independientes del gobierno y su colaboración con el Estado tomará en cuenta las políticas o estrategias públicas en materia de desarrollo, bajo un marco de libertad y voluntariedad, en actividades que correspondan a los propósitos y objetivos de cada organización, a través de mecanismos equitativos y justos, actuando con sujeción a los principios de la democracia participativa en el sentido interno, así como en temas de transparencia y rendición de cuentas frente a sus miembros y a la población en general; asimismo, cuando perciban y manejen bienes o fondos públicos, deben rendir cuentas ante los órganos competentes creados para ese fin de conformidad con las leyes vigentes en el país.

**CONSIDERANDO:** Que derivado de la Ley de Transparencia y Acceso a la Información Pública, creada mediante Decreto No. 170-2006, el funcionamiento de las políticas públicas y el desempeño de las instituciones gubernamentales conlleva el monitoreo de las decisiones del Gobierno y sus costos implícitos,

la aplicación de los conceptos de transparencia y rendición de cuentas se constituyen como herramientas fundamentales que acompañan a las sociedades democráticas, facultando a cada uno de sus habitantes para exigir el buen funcionamiento del Gobierno, además de salvaguardar el principio de equidad, al evitar los actos de corrupción y poner a toda la sociedad bajo las mismas circunstancias.

**CONSIDERANDO:** Que el Consejo Directivo del Patronato Nacional de la Infancia (CODIPANI), es la máxima autoridad de la Institución, responsable de la dirección y administración superior de la misma, hace suyo el fundamento central de los derechos inherentes a todos los seres humanos: **la dignidad de la persona humana**, y en ejercicio de las atribuciones que le confiere el Artículo 17, inciso c), contenido en la Ley Orgánica del Patronato Nacional de la Infancia, Decreta: Expedir el siguiente **REGLAMENTO ESPECIAL QUE REGIRA LAS RELACIONES CONTRACTUALES ENTRE EL PATRONATO NACIONAL DE LA INFANCIA (PANI) Y LAS ORGANIZACIONES NO GUBERNAMENTALES DE DESARROLLO (ONGD)**.

#### Título I

#### GENERALIDADES

#### Capítulo I

#### OBJETO Y AMBITO DE APLICACION

Artículo 1. Objeto. El presente Reglamento tiene por objeto establecer instancias, mecanismos, instrumentos, requisitos y procedimientos adecuados para el funcionamiento de las relaciones contractuales que el Patronato Nacional de la Infancia (PANI) establezca con diferentes Organizaciones No Gubernamentales de Desarrollo (ONGD), para ejecutar proyectos sociales que coadyuven a los esfuerzos del Estado de Honduras para garantizar la protección del binomio madre e hijo en situación de riesgo social, el bienestar de adultos mayores económicamente desfavorecidos, el desarrollo integral de jóvenes y personas en condición de discapacidad.

Artículo 2. Ámbito de aplicación. Siendo que el presente Reglamento desarrolla los contenidos expresados en el articulado

de la Ley Orgánica del PANI, que en ningún caso podrán ir contra los principios, objeto social y la filosofía que se deriva de los mismos, por tanto, las ONGD que en uso de su derecho a la libertad de asociación y reunión, participen voluntariamente sometiendo propuestas de proyectos por iniciativa propia o interesándose en los que tenga enlistados este ente del Estado, quedarán indistintamente sujetas a todas y cada una de las disposiciones establecidas en este Reglamento.

## Título II

### ORGANIZACIONES NO GUBERNAMENTALES DE DESARROLLO

#### Capítulo I

#### DEFINICION, TIPOS DE ORGANIZACION Y NATURALEZA

Artículo 3. Definición: Para efectos del presente Reglamento, las ONGD son toda entidad de carácter privado, apolítica en el sentido partidario, sin fines de lucro y sin objetivos preponderantemente gremiales, laborales o religiosos; con diferentes objetivos que contribuyan al desarrollo humanitario e integral de la población y otros afines definidos por sus integrantes. Son creadas independientemente de los gobiernos locales, regionales y nacionales, así como también de organismos internacionales de cooperación bilateral o multilateral.

Artículo 4. Naturaleza. Las organizaciones reguladas en este Reglamento, tendrán finalidad social y no de lucro, pudiendo ser nacionales e internacionales, inscritas en el órgano correspondiente de la Secretaría de Derechos Humanos, Justicia, Gobernación y Descentralización.

Artículo 5. Tipos de organizaciones. Conforme lo establece la Ley Especial de fomento para las Organizaciones No Gubernamentales de Desarrollo, las organizaciones de Sociedad Civil sometidas a dicha Ley, son las ONGD sean estas fundaciones o asociaciones sin fines de lucro y que reúnan los requisitos establecidos en la Ley, con excepción de partidos políticos, iglesias, sectas, cooperativas, patronatos, sindicatos, colegios profesionales, empresas asociativas que formen parte del Sector Social de la Economía (SSE), organizaciones gremialistas y las demás que no respondan a lo dispuesto en la normativa o que están sujetas a regulación especial.

## Capítulo II

### DERECHOS, OBLIGACIONES, REQUISITOS PARA INSCRIPCION, EVALUACION Y SELECCION, Y SUSCRIPCION DE CONVENIOS O CONTRATOS CON ONGD

Artículo 6. Derechos de las organizaciones sociales. Sin perjuicio de los derechos garantizados en la Constitución y la Ley, las ONGD tendrán derecho a:

1. Formar parte del banco de datos del PANI, siempre y cuando cumplan con los requisitos de inscripción establecidos en este Reglamento y la normativa legal vigente.
2. Someter propuestas para ejecutar proyectos para beneficio del interés social, llenando todos los requerimientos exigidos en este instrumento y las leyes.

Artículo 7. Obligaciones de las organizaciones. Sin perjuicio de las obligaciones establecidas en otras disposiciones normativas, las organizaciones no gubernamentales de desarrollo tendrán las siguientes obligaciones:

1. Cumplir con la Constitución, la Ley, sus estatutos y demás disposiciones vigentes.
2. Contribuir en el ámbito de sus objetivos, para el mejoramiento de las condiciones de vida de la población, especialmente de aquellos sectores que hayan sido excluidos o discriminados.
3. Dar fiel cumplimiento a cada una de las cláusulas descritas en el convenio o contrato para ejecutar un proyecto.
4. Entregar al PANI la documentación e información establecida en este Reglamento, en forma completa y clara.
5. Cumplir las obligaciones asumidas con el PANI y con la sociedad, para el diseño, ejecución y control de proyectos en beneficio de la colectividad.
6. Informar conforme se establezca en el convenio o contrato, sobre el grado de ejecución presupuestaria y física de los proyectos.
7. Rendir cuentas ante el PANI de la ejecución del proyecto, en el entendido que la obligación de los directivos de rendir dichas cuentas se cumplirá respecto del período de sus funciones, aun cuando éstas hubieren finalizado.

8. Organizar, sistematizar y conservar tanto en físico como en digital y por un período de (5) años, todo tipo de documentación e información generada por la ejecución de un proyecto.
9. Llevar conforme al año fiscal registros contables actualizados según las normas nacionales.
10. Suscribir una letra de cambio o bien un pagaré, como garantía de la ejecución y cumplimiento de los convenios o contratos con el propósito de garantizar la ejecución del proyecto y la calidad de los beneficios en tiempo y forma.

Artículo 8. El procedimiento a seguir en la selección de las organizaciones para la ejecución de proyectos de ayuda social comprende las etapas siguientes:

- Etapa de Inscripción
- Etapa de Evaluación y Selección
- Etapa de Suscripción del convenio o contrato

Artículo 9. El PANI, establecerá y tendrá un banco de datos actualizado de Organizaciones No Gubernamentales de Desarrollo (ONGD), el cual será alimentado por todas aquellas organizaciones que al momento de presentar su solicitud de inscripción cumplan con:

1. Etapa de inscripción que comprende la Solicitud de Inscripción dirigida al Consejo Directivo del Patronato Nacional de la Infancia (CODIPANI) a través de la Dirección Ejecutiva del PANI, firmada por el representante legal de la organización y debidamente autenticada la firma por ministro fedatario.
2. Llenar el Formulario de Inscripción conteniendo los siguientes datos:

Acreditación Legal:

- a) Copia fotostática, debidamente autenticada de la personalidad jurídica o escritura de constitución de la organización.
- b) Nombre de la organización,
- c) Nombre del representante legal (entendiéndose que puede ser el presidente de la organización o persona que acredite poder general de representación, o carta poder para representar a la misma).

- d) Generales del representante.
- e) Croquis, dirección exacta.
- f) Fecha de fundación y número de la personería jurídica,
- g) Constancia de registro de la organización, extendida por la Unidad de Registro y Seguimiento de Asociaciones Civiles (URSAC), actualizada a la fecha de solicitud de inscripción.
- h) Constancia actualizada de presentación de los Informes Contables y Financieros ante la URSAC.
- i) Constancia de Registro de la Junta Directiva ante la URSAC, acompañada además de los documentos de identidad de cada uno de los miembros.
- j) Fotocopia de la Tarjeta de Identidad y Constancia Vecinal del representante legal.
- k) Constancia de permiso de operación.
- l) Copia de RTN de la organización y del Representante Legal.
- m) Registro de beneficiario SIAFI, si fueran los fondos pagados por SEFIN.
- n) Constancia de no tener juicios pendientes con el Estado, extendida por la Procuraduría General de la República (PGR)
- o) Constancia emitida por el Ministerio Público de no tener ninguna denuncia o requerimientos pendientes.
- p) Balances Generales y Estados de Resultados de los últimos dos ejercicios económicos, debidamente auditados por empresa de auditoría o perito mercantil/contador público debidamente colegiado.
- q) Constancia de registro de la Oficina Nacional de Contrataciones y Adquisiciones del Estado ONCAE.
- r) Referencia de proyectos ejecutados o realizados.
- s) Copia de actas de recepción de las obras ejecutadas durante los últimos dos años, con indicación de sus presupuestos, características y lugares de ejecución si los tuviera, en caso de haber ejecutado proyecto anteriormente.
- t) Nómina o planilla de asociados con indicación de categoría.
- u) Certificación del órgano societario correspondiente, indicando la composición del capital social (firmada por el solicitante o su representante legal).
- v) Declaración jurada de no tener parentesco dentro del cuarto grado de consanguinidad y segundo de afinidad, con los miembros que conforman el Consejo Directivo

del PANI y con el Director o Subdirector Ejecutivo de la misma entidad.

Acreditación técnica:

- a) Hoja de vida de la ONGD y de su personal técnico.
- b) Plan Operativo Anual de la institución.
- c) Resumen de las actividades desarrolladas durante los dos (2) últimos años.
- d) Perfiles de proyectos a desarrollar con recursos canalizados por el PANI, según el Formulario para Perfil de Proyecto.
- e) Diagnóstico preliminar del área geográfica de acción de la ONGD.
- f) Diagnóstico preliminar del sector de trabajo de la ONGD (salud, agropecuario, educación, infraestructura, etc.).
- g) Cobertura poblacional.
- h) Metodología de trabajo.
- i) Sistemas de evaluación a utilizarse.

**Observaciones:**

- 1. Queda a discreción del Comité de Apoyo Técnico solicitar cualesquiera otra información adicional relacionada con la acreditación legal y técnica de la ONGD.**
- 2. La ONGD que no cuente con experiencia podrá solicitar su inscripción, acreditando solamente aquellos documentos de rigor consistentes en su creación y existencia legal.**

Artículo 10. Para la etapa de selección y evaluación, el CODIPANI con el propósito de favorecer a la mejor toma de decisiones que optimicen la utilización de los recursos disponibles para la implementación de proyectos, conformará un Comité de Apoyo Técnico, con funcionarios y empleados del Patronato Nacional de la Infancia (PANI) que se mencionan a continuación: El Director Ejecutivo o Subdirector, Gerente de Planificación, Gerente de Presupuesto, Gerente Administrativo, Gerente Financiero, Asesor Legal y Auditor Interno, con funciones definidas como partes integrantes, para aprobar o improbar inscripciones o proyectos, siendo fundamental que se cumplan en un 100% cada uno de los requisitos establecidos en el artículo anterior, sin menoscabo de que según lo establezca el Comité y conforme al documento que faltare, la ONGD tendrá un tiempo prudencial para presentar aquella documentación subsanable que por alguna razón no fue incluida con la solicitud de inscripción. (Se exceptúa lo establecido en el Artículo 9, bajo el numeral 2 de Observaciones).

Funciones del Comité de Apoyo Técnico:

- a) Definir los procedimientos de evaluación para las ONGD que realicen el proceso de inscripción. Dichos procedimientos de evaluación formarán parte de este Reglamento. Asimismo, cuando se sometan propuestas de proyectos deberán ser analizados los criterios descritos en la tabla siguiente, donde la nota mínima para poder ser considerada la propuesta deberá ser de 80%:

**Tabla de Evaluación de Proyectos**

No.	Descripción	Puntuación (%)
1.	Título del proyecto.	5
2.	Justificación del proyecto.	15
3.	Descripción del proyecto: objetivos general y específicos, y resultados.	15
4.	Marco institucional: describir las diferentes instituciones que participarán en el proyecto y cuál sería su rol.	10
5.	Personas destinatarias: cuántas, quiénes, desagregación por razón de sexo y edad, si son afrohondureños o pertenecen a alguna etnia, describir un poco la situación de la gente, localización física, ámbito territorial, entre otras circunstancias que permitan conocer la condición de la población meta.	15
6.	Actividades y tareas.	20
7.	Presupuesto.	20
	<b>TOTAL</b>	<b>100%</b>

- b) Realizar las evaluaciones pertinentes a las ONGD inscritas.
- c) Poner a disposición de las dependencias del PANI a que haya lugar, el registro de las ONGD capacitadas para ejecutar proyectos.
- d) Realizar las notificaciones a las ONGD, a través de la Dirección o Subdirección Ejecutiva, que han sido seleccionadas para ejecutar proyectos con el PANI.
- e) Levantar actas de las reuniones.
- f) Levantar la base de datos que contenga el registro de las ONGD que formarán parte del staff de ejecutores de la institución.
- g) Emitir resolución a las ONGD de haber sido aceptadas como ejecutoras.

## Partes integrantes:

- El Director Ejecutivo o Subdirector  
Se encargará de presentar y proponer al Comité las solicitudes de las ONGD que hayan cumplido con los requisitos exigidos para inscripción en la base de datos del PANI, así como también aquellas iniciativas de proyecto que dichas organizaciones presenten, siempre y cuando se encuentren dentro del marco de acción y competencias del PANI.
- Gerente de Planificación  
Con facultades para asesorar al Consejo Directivo, al Director y a todas las dependencias del PANI en las diversas áreas de planificación y desarrollo que conlleva la puesta en práctica de proyectos sociales para elevar la calidad de vida de los sectores menos favorecidos, que constituyen la población meta de la institución.
- Gerente de Presupuesto  
Responsable de evaluar la ejecución del presupuesto asignado, así como proponer las modificaciones presupuestales que se requieran para el cumplimiento de las metas y objetivos contenidos en los planes institucionales.
- Gerente de Administración  
Priorizará los proyectos, gestionando los mismos de manera efectiva, conforme a una alineación estratégica, a fin de que sean ejecutados en tiempo y forma.
- Gerente Financiero  
Orientará sobre el uso y distribución de los recursos captados, que de una manera equitativa ayuden a la mayor

cobertura de personas que viven en pobreza y en extrema pobreza.

- Asesor Legal  
Asistir al CODIPANI con relación a las peticiones realizadas por las ONGD, brindando instrucción en cuanto a los derechos y obligaciones que emanen de un acto.
- Auditor Interno  
Encargado de velar por la transparencia y legalidad de las acciones del Comité de Apoyo Técnico.

Artículo 11. El Comité de Apoyo Técnico será presidido por la persona sobre la cual recae la Dirección Ejecutiva o Subdirección Ejecutiva de la institución, quien expondrá al resto de integrantes sobre las solicitudes recibidas, ya sea para inscripción o para ejecutar proyectos, extremos que serán ventilados a lo interno del Comité hasta haber llegado a un consenso sobre los mismos. De igual manera, cuando sea necesario por la complejidad de un tema, podrá requerirse la presencia de un experto en la materia en cuestión, el que deberá ser designado por los Miembros del CODIPANI según el área que ellos representen en dicho organismo y de acuerdo a la naturaleza del proyecto. De todo lo discutido, se levantará un acta, misma que figurará como punto de agenda en las reuniones ordinarias del CODIPANI, salvo casos excepcionales de urgencia con ocasión de un caso fortuito o fuerza mayor, debidamente acreditados podrán presentarse de manera extraordinaria.

Artículo 12. Las reuniones del Comité de Apoyo Técnico se llevarán a cabo una vez al mes, previo a las reuniones del CODIPANI, siempre que existan dichas solicitudes.

Artículo 13. Las decisiones del Comité de Apoyo Técnico serán colegiadas, requiriéndose la simple mayoría para tomar una decisión. Asimismo, queda establecido que para efectos de reunión deberá contarse con la totalidad de sus miembros, quienes podrán excepcionalmente delegar en otra persona su comparecencia. En caso de empate el miembro que presida dicho comité tendrá voto de calidad.

Artículo 14. Los proyectos que después de evaluados sean seleccionados por el Comité de Apoyo Técnico, se presentarán ante el CODIPANI con el propósito de que sean discutidos y aprobados. Todo lo anterior, deberá constar en acta, señalando lo procedente.

Artículo 15. El proceso de suscripción del convenio o contrato se hará una vez que se ha determinado la elegibilidad y factibilidad financiera de un proyecto, se elabora el documento de convenio o contrato estableciendo de forma clara y ordenada las obligaciones que competen a cada una de las partes. Dicho convenio o contrato, debe ser revisado por el área de legal conjuntamente con la documentación soporte para acreditar que se han reunido todos los requisitos dispuestos en este Reglamento y la normativa legal aplicable.

Artículo 16. Acreditados todos los extremos, el convenio o contrato se traslada al despacho de la Dirección Ejecutiva para la correspondiente firma. Una vez firmado el documento, se regresa al área legal para firma del ejecutor, de donde retornará a la Dirección Ejecutiva para su custodia.

Artículo 17. Los fondos financiados por el PANI para la ejecución de proyectos, tendrán como origen el “Convenio de Cooperación entre el Gobierno de la República de Honduras y el Gobierno de Canadá” (Decreto 183-2011), sin menoscabo de cualquier otra fuente ya sea interna o externa, y se desembolsarán conforme a lo pactado en el convenio o contrato. Para transparencia, se harán de manera parcial según se vayan haciendo las revisiones e inspecciones por parte de las unidades técnicas del PANI, quienes emitirán dictamen de satisfacción o no del progreso en la ejecución tanto presupuestaria como de obra.

Dichas revisiones e inspecciones se llevarán a cabo de acuerdo al plazo de cumplimiento de cada proyecto en particular o cuando se considere oportuno hacerlo, estipulándose de manera expresa, tal circunstancia en el convenio o contrato.

Por su parte los informes de avance que debe rendir cada ONGD al PANI, quedan también sujetos a lo que se pacte en el convenio o contrato en virtud de la duración de cada proyecto, o según se estime necesario hacerlo.

Artículo 18. Una vez finalizado el proyecto, las Organizaciones No Gubernamentales de Desarrollo, dentro del plazo de treinta días calendario, quedan obligadas a presentar un informe y la liquidación correspondiente de los fondos ante el PANI, así como el respectivo informe de auditoría, entendiéndose que se extenderá por parte del PANI la constancia de solvencia respectiva y el finiquito del proyecto, si ello procediere.

Artículo 19. Garantía de la ejecución y cumplimiento de los convenios o contratos para protección de los recursos del Estado. Para garantizar que las organizaciones cumplan con la ejecución

de los proyectos y garanticen la calidad de los beneficios que se otorguen a la población meta, éstas suscribirán una Letra de Cambio o Pagaré por el monto financiado por el PANI, mismo que puede tener una duración de seis (6) meses hasta doce (12) meses de acuerdo al tipo de proyecto ejecutado, en el entendido de que dichos documentos serán devueltos a la organización una vez que a satisfacción del PANI, se haya cumplido con todo lo pactado en el convenio o contrato.

### Capítulo III DE LAS AUDITORÍAS

Artículo 20. El CODIPANI definirá en el momento de aprobación del proyecto si se requerirá una auditoría, la que en todo caso se realizará dentro de los dos (2) primeros meses, después de finalizados los mismos, entendiéndose que los costos de dicha auditoría estarán comprendidos dentro del presupuesto del proyecto.

Artículo 21. La firma auditora que se contrate, deberá hacerse con el consentimiento y aprobación del PANI.

Artículo 22. En caso de que la auditoría refleje inconsistencias o irregularidades, deberá darse traslado de las mismas al representante legal de la ONGD, para que en un plazo de quince (15) días calendario se pronuncie debidamente sobre el pliego que contenga tales inconsistencias o irregularidades, y proceda a realizar los respectivos descargos.

Si a consideración del PANI la situación en controversia ha quedado subsanada, se aceptará el informe de auditoría emitido, dándose por concluido satisfactoriamente el proyecto, caso contrario, se seguirá el procedimiento establecido que al efecto menciona el Artículo 25 del presente Reglamento.

Todo lo anterior, sin perjuicio de las auditorías a posteriori que realicen los diferentes órganos contralores del Estado.

### Capítulo IV DISPOSICIONES GENERALES

Artículo 23. En virtud de ser el derecho una materia cambiante por tratarse fundamentalmente de regular las acciones del hombre en sociedad, las situaciones no previstas en este Reglamento, a que pudiera haber lugar, serán resueltas en sesiones de CODIPANI, dejando la constancia debida de lo acordado en actas.

Artículo 24. El PANI, tendrá la obligación de llevar un registro actualizado de todas las actividades relacionadas con las ONGD con las cuales ejecute proyectos, por ello llevará un inventario de las concesiones suscritas y la vigencia de las mismas, las partes, observaciones, logros, alcances, practicará monitoreo de las concesiones y establecerá la viabilidad de las mismas.

Artículo 25. Los conflictos que pudieren derivarse de la ejecución de los convenios suscritos, serán resueltos en primera instancia por diálogo entre las partes contratantes, siguiendo luego el procedimiento establecido para ello en la Ley de Conciliación y Arbitraje, al cual deberán someterse voluntariamente las partes contratantes.

Artículo 26. Este Reglamento ha sido elaborado conforme a la normativa nacional e internacional que faculta al Patronato Nacional de la Infancia (PANI), para convenir y ejecutar proyectos eminentemente de carácter social sin fines de lucro, no sujetos por ello a las disposiciones contenidas en la Ley de Contratación del Estado y su Reglamento, en virtud de tratarse de iniciativas que coadyuvan a los esfuerzos del Estado de Honduras para garantizar el cumplimiento del principio rector del INTERES SUPERIOR DEL NIÑO, en consonancia con lo establecido en la Convención de Viena, conforme la cual, los Estados adquieren obligaciones que deben ser cumplidas de buena fe sin invocar disposiciones de su derecho interno.

Artículo 27. El presente Reglamento entrará en vigencia una vez que haya sido aprobado el mismo por el CODIPANI; y deberá ser publicado en "La Gaceta", Diario Oficial de la República de Honduras.

Dado en el salón de sesiones del Consejo Directivo del PANI, en la ciudad de Tegucigalpa, M.D.C., a los doce días del mes de mayo del año dos mil dieciséis.

**Doctor Francis Rafael Contreras**  
Presidente del CODIPANI

**Licenciado Jorge Antonio Coello Herdocia**  
Secretario, Por Ley del CODIPANI

11 J. 2016.

1/ Solicitud: 6220-2016  
2/ Fecha de presentación: 10/02/2016  
3/ Solicitud de registro de: MARCA DE FÁBRICA  
A.- TITULAR  
4/ Solicitante: CULTIVOS AGRICOLAS LAS SABILAS, S. DE R.L. (CUASA)  
4.1/ Domicilio: ALDEA LA ESPERANZA, MUNICIPIO DE OROCUINA, DEPARTAMENTO DE CHOLUTECA, HONDURAS.  
4.2/ Organizada bajo las Leyes de: Honduras  
B.- REGISTRO EXTRANJERO  
5/ Registro básico:  
5.1 Fecha:  
5.2 País de Origen:  
5.3 Código País:  
C.- ESPECIFICACIONES DE LA DENOMINACIÓN  
6/ Denominación y 6.1/ Distintivo: BHINDI Y DISEÑO



6.2/ Reivindicaciones:  
Se protege diseño y color según Etiqueta.  
7/ Clase Internacional: 31  
8/ Protege y distingue:  
Frutas y vegetales frescos, incluyendo semillas y plantas naturales, incluyendo productos agrícolas y hortícolas no comprendidos en otra clase.  
8.1/ Página Adicional  
D.- APODERADO LEGAL.  
9/ Nombre: Leonor Isabel Pineda Jarquin  
E.- SUSTITUYE PODER.  
10/ Nombre:  
**USO EXCLUSIVO DE LA OFICINA**  
Lo que se pone en conocimiento público para efectos de ley correspondiente. Artículo 88 de la Ley de Propiedad Industrial.  
11/ Fecha de emisión: 01-04-16.  
12/ Reservas:

Abogada **Eda Suyapa Zelaya Valladares**  
Registrador(a) de la Propiedad Industrial

9, 24 J. y 11 J. 2016.

1/ Solicitud: 6088-2016  
2/ Fecha de presentación: 10/02/2016  
3/ Solicitud de registro de: MARCA DE FÁBRICA  
A.- TITULAR  
4/ Solicitante: CULTIVOS AGRICOLAS LAS SABILAS, S. DE R.L. (CUASA)  
4.1/ Domicilio: ALDEA LA ESPERANZA, MUNICIPIO DE OROCUINA, DEPARTAMENTO DE CHOLUTECA, HONDURAS.  
4.2/ Organizada bajo las Leyes de: Honduras  
B.- REGISTRO EXTRANJERO  
5/ Registro Básico:  
5.1 Fecha:  
5.2 País de Origen:  
5.3 Código País:  
C.- ESPECIFICACIONES DE LA DENOMINACIÓN  
6/ Denominación y 6.1/ Distintivo: CUASA Y DISEÑO



6.2/ Reivindicaciones:  
7/ Clase Internacional:  
8/ Protege y distingue:  
Frutas y vegetales frescos, incluyendo semillas y plantas naturales, incluyendo productos agrícolas y hortícolas no comprendidos en otras clases.  
8.1/ Página Adicional  
D.- APODERADO LEGAL.  
9/ Nombre: Leonor Isabel Pineda Jarquin  
E.- SUSTITUYE PODER.  
10/ Nombre:  
**USO EXCLUSIVO DE LA OFICINA**  
Lo que se pone en conocimiento público para efectos de ley correspondiente. Artículo 88 de la Ley de Propiedad Industrial.  
11/ Fecha de emisión: 14-03-2016.  
12/ Reservas: No se protege "CULTIVOS AGRICOLAS LAS SABILAS Y CULTIVOS CON VALOR".

Abogado **Franklin Omar López Santos**  
Registrador(a) de la Propiedad Industrial

9, 24 J. y 11 J. 2016.

# Marcas de Fábrica

[1] Solicitud: 2015-014327  
 [2] Fecha de presentación: 13/04/2015  
 [3] Solicitud de registro de: MARCA DE FÁBRICA  
**A.- TITULAR**  
 [4] Solicitante: CARLOS BUITRAGO BUITRAGO  
 [4.1] Domicilio: CL. 21 A No. 69 B-86, BOGOTA, D.C., COLOMBIA  
 [4.2] Organizada bajo las Leyes de: COLOMBIA  
**B.- REGISTRO EXTRANJERO**  
 [5] Registro Básico: NO TIENE OTROS REGISTROS  
**C.- ESPECIFICACIONES DE LA DENOMINACIÓN**  
 [6] Denominación y [6.1] Distintivo: CAPIBELL Y DISEÑO



[7] Clase Internacional: 3  
 [8] Protege y distingue:  
 Dentífricos; champús; acondicionadores; fijadores para el cabello; jabones; jabones de tocador; detergentes que no sean para procesos de fabricación ni para uso médico; preparaciones para limpiar y pulir; perfumes; productos de perfumería; maquillaje; productos de maquillaje; preparaciones cosméticas para el baño; cosméticos; removedores de esmalte de uñas; removedores de maquillaje; lociones capilares; preparaciones para tratamientos capilares; lociones para uso cosmético; cremas cosméticas; geles para uso cosmético; talco de tocador; productos de tocador.  
**D.- APODERADO LEGAL**  
 [9] Nombre: Arturo Zacapa

#### USO EXCLUSIVO DE LA OFICINA

Lo que se pone en conocimiento público para efectos de ley correspondiente. Artículo 88 de la Ley de Propiedad Industrial.

[11] Fecha de emisión: 29 de junio del año 2016.  
 [12] Reservas: No tiene reservas.

Abogado **Franklin Omar López Santos**  
 Registrador(a) de la Propiedad Industrial

11, 26 J. y 10 A. 2016.

1/ No. Solicitud: 15089-16  
 2/ Fecha de presentación: 12-04-2016  
 3/ Solicitud de registro de: MARCA DE FÁBRICA  
**A.- TITULAR**  
 4/ Solicitante: CAMPAS SERVICES LTD.  
 4.1/ Domicilio: Nasáu, Mancomunidad de las Bahamas  
 4.2/ Organizada bajo las Leyes de: MANCOMUNIDAD DE LAS BAHAMAS  
**B.- REGISTRO EXTRANJERO**  
 5/ Registro básico:  
 5.1/ Fecha:  
 5.2/ País de origen:  
 5.3/ Código país:  
**C.- ESPECIFICACIONES DE LA DENOMINACIÓN**  
 6/ Denominación y 6.1/ Distintivo: MAGIA BLANCA Y DISEÑO



6.2/ Reivindicaciones:  
 7/ Clase Internacional: 05  
 8/ Protege y distingue:  
 Productos farmacéuticos, veterinarios o higiénicos; productos higiénicos y sanitarios para uso médico, productos dietéticos para niños y enfermos; material para vendajes; materiales para empastar dientes y para improntas dentales; desinfectantes; desinfectantes para uso higiénico; desinfectantes químicos para inodoros; productos para eliminar animales dañinos; fungicidas; limpiador desinfectante para mascotas; toallitas desinfectantes; detergentes para uso médico; toallitas impregnadas de cloro; preparaciones para destruir malas hierbas y los animales dañinos.  
**D.- APODERADO LEGAL**  
 9/ Nombre: Arturo Zacapa  
**E.- SUSTITUYE PODER**  
 10/ Nombre:

#### USO EXCLUSIVO DE LA OFICINA

Lo que se pone en conocimiento público para efectos de ley correspondiente. Artículo 88 de la Ley de Propiedad Industrial.

[11] Fecha de emisión: 09-05-2016.  
 [12] Reservas:

Abogado **Franklin Omar López Santos**  
 Registrador(a) de la Propiedad Industrial

11, 26 J. y 10 A. 2016.

1/ No. Solicitud: 16-16591  
 2/ Fecha de presentación: 22-04-16  
 3/ Solicitud de registro de: MARCA DE FÁBRICA  
**A.- TITULAR**  
 4/ Solicitante: PHILIP MORRIS BRANDS SÀRL  
 4.1/ Domicilio: Quai Jeanrenaud 3, 2000 Neuchâtel, Suiza  
 4.2/ Organizada bajo las Leyes de: Suiza  
**B.- REGISTRO EXTRANJERO**  
 5/ Registro básico:  
 5.1/ Fecha:  
 5.2/ País de origen:  
 5.3/ Código país:  
**C.- ESPECIFICACIONES DE LA DENOMINACIÓN**  
 6/ Denominación y 6.1/ Distintivo: DISEÑO ESPECIAL



6.2/ Reivindicaciones:  
 7/ Clase Internacional: 34  
 8/ Protege y distingue:  
 Tabaco en bruto o manufacturado; productos del tabaco, incluyendo puros, cigarrillos, cigarrillos para enrollar sus propios cigarrillos, tabaco para pipa, tabaco para masticar, tabaco para inhalar, cigarrillos aromatizados (kretek); tabaco en polvo (snus); sucedáneos del tabaco (para uso no médico); artículos para fumadores, incluyendo papel y cilindros para cigarrillos, filtros, recipientes, cajas y ceniceros, pipas, aparatos de bolsillo para enrollar cigarrillos, encendedores, fósforos o cerillas.  
**D.- APODERADO LEGAL**  
 9/ Nombre: Arturo Zacapa  
**E.- SUSTITUYE PODER**  
 10/ Nombre:

#### USO EXCLUSIVO DE LA OFICINA

Lo que se pone en conocimiento público para efectos de ley correspondiente. Artículo 88 de la Ley de Propiedad Industrial.

[11] Fecha de emisión: 06-06-16.  
 [12] Reservas:

Abogada **Eda suyapa Zelaya Valladares**  
 Registrador(a) de la Propiedad Industrial

11, 26 J. y 10 A. 2016.

1/ No. Solicitud: 2016-20395  
 2/ Fecha de presentación: 17-05-2016  
 3/ Solicitud de registro de: MARCA DE FÁBRICA  
**A.- TITULAR**  
 4/ Solicitante: PHILIP MORRIS BRANDS SÀRL  
 4.1/ Domicilio: Quai Jeanrenaud 3, 2000 Neuchâtel, Suiza  
 4.2/ Organizada bajo las Leyes de: Suiza  
**B.- REGISTRO EXTRANJERO**  
 5/ Registro básico:  
 5.1/ Fecha:  
 5.2/ País de origen:  
 5.3/ Código país:  
**C.- ESPECIFICACIONES DE LA DENOMINACIÓN**  
 6/ Denominación y 6.1/ Distintivo: HEET

# HEET

6.2/ Reivindicaciones:  
 7/ Clase Internacional: 09  
 8/ Protege y distingue:  
 Baterías para cigarrillos electrónicos; baterías para aparatos electrónicos utilizados para calentar tabaco, cargadores para aparatos electrónicos utilizados para calentar tabaco; cargadores USB para aparatos electrónicos utilizados para calentar tabaco; cargadores de carro para cigarrillos electrónicos; cargadores de carro para aparatos electrónicos utilizados para calentar tabaco; cargadores de batería para cigarrillos electrónicos.  
**D.- APODERADO LEGAL**  
 9/ Nombre: Arturo Zacapa  
**E.- SUSTITUYE PODER**  
 10/ Nombre:

#### USO EXCLUSIVO DE LA OFICINA

Lo que se pone en conocimiento público para efectos de ley correspondiente. Artículo 88 de la Ley de Propiedad Industrial.

[11] Fecha de emisión: 08-06-2016.  
 [12] Reservas:

Abogado **Franklin Omar López Santos**  
 Registrador(a) de la Propiedad Industrial

11, 26 J. y 10 A. 2016.

1/ No. Solicitud: 47237-2015  
 2/ Fecha de presentación: 07-12-2015  
 3/ Solicitud de registro de: MARCA DE FÁBRICA  
**A.- TITULAR**  
 4/ Solicitante: PHILIP MORRIS BRANDS SÀRL  
 4.1/ Domicilio: Quai Jeanrenaud 3, 2000 Neuchâtel, Suiza  
 4.2/ Organizada bajo las Leyes de: Suiza  
**B.- REGISTRO EXTRANJERO**  
 5/ Registro básico:  
 5.1/ Fecha:  
 5.2/ País de origen:  
 5.3/ Código país:  
**C.- ESPECIFICACIONES DE LA DENOMINACIÓN**  
 6/ Denominación y 6.1/ Distintivo: CLEARSEAL Y DISEÑO



*ClearSeal*

6.2/ Reivindicaciones:  
 7/ Clase Internacional: 34  
 8/ Protege y distingue:  
 Tabaco, en bruto o manufacturado; productos del tabaco, incluyendo puros, cigarros, cigarrillos, tabaco para enrollar sus propios cigarros, tabaco para pipa, tabaco para masticar, tabaco para inhalar, cigarrillos aromatizados (kretek); tabaco en polvo (snus); sucedáneos del tabaco (para uso no médico); cigarrillos electrónicos; productos de tabaco calentado; aparatos electrónicos para calentar cigarrillos o tabaco con el fin de liberar un aerosol con nicotina para inhalar, y sus partes; artículos para fumadores, papel para cigarrillos, cilindros para cigarrillos, filtros para cigarrillos, recipientes para tabaco, cajas para cigarrillos, ceniceros, pipas, aparatos de bolsillo para enrollar cigarrillos, encendedores, fósforos o cerillas.  
 8.1/ Página adicional.  
**D.- APODERADO LEGAL**  
 9/ Nombre: Arturo Zacapa  
**E.- SUSTITUYE PODER**  
 10/ Nombre:

**USO EXCLUSIVO DE LA OFICINA**

Lo que se pone en conocimiento público para efectos de ley correspondiente. Artículo 88 de la Ley de Propiedad Industrial.

11/ Fecha de emisión: 29-06-2016.  
 12/ Reservas:

Abogado Franklin Omar López Santos  
 Registrador(a) de la Propiedad Industrial

11, 26 J. y 10 A. 2016.

1/ No. Solicitud: 47239-2015  
 2/ Fecha de presentación: 07-12-2015  
 3/ Solicitud de registro de: MARCA DE FÁBRICA  
**A.- TITULAR**  
 4/ Solicitante: PHILIP MORRIS BRANDS SÀRL  
 4.1/ Domicilio: Quai Jeanrenaud 3, 2000 Neuchâtel, Suiza  
 4.2/ Organizada bajo las Leyes de: Suiza  
**B.- REGISTRO EXTRANJERO**  
 5/ Registro básico:  
 5.1/ Fecha:  
 5.2/ País de origen:  
 5.3/ Código país:  
**C.- ESPECIFICACIONES DE LA DENOMINACIÓN**  
 6/ Denominación y 6.1/ Distintivo: CLEAR TIP Y DISEÑO



*ClearTip*

6.2/ Reivindicaciones:  
 7/ Clase Internacional: 34  
 8/ Protege y distingue:  
 Tabaco, en bruto o manufacturado; productos del tabaco, incluyendo puros, cigarros, cigarrillos, tabaco para enrollar sus propios cigarros, tabaco para pipa, tabaco para masticar, tabaco para inhalar, cigarrillos aromatizados (kretek); tabaco en polvo (snus); sucedáneos del tabaco (para uso no médico); cigarrillos electrónicos; productos de tabaco calentado; aparatos electrónicos para calentar cigarrillos o tabaco con el fin de liberar un aerosol con nicotina para inhalar, y sus partes; artículos para fumadores, papel para cigarrillos, cilindros para cigarrillos, filtros para cigarrillos, recipientes para tabaco, cajas para cigarrillos, ceniceros, pipas, aparatos de bolsillo para enrollar cigarrillos, encendedores, fósforos o cerillas.  
 8.1/ Página adicional.  
**D.- APODERADO LEGAL**  
 9/ Nombre: Arturo Zacapa  
**E.- SUSTITUYE PODER**  
 10/ Nombre:

**USO EXCLUSIVO DE LA OFICINA**

Lo que se pone en conocimiento público para efectos de ley correspondiente. Artículo 88 de la Ley de Propiedad Industrial.

11/ Fecha de emisión: 29-06-2016.  
 12/ Reservas:

Abogado Franklin Omar López Santos  
 Registrador(a) de la Propiedad Industrial

11, 26 J. y 10 A. 2016.

1/ No. Solicitud: 47238-2015  
 2/ Fecha de presentación: 07-12-2015  
 3/ Solicitud de registro de: MARCA DE FÁBRICA  
**A.- TITULAR**  
 4/ Solicitante: PHILIP MORRIS BRANDS SÀRL  
 4.1/ Domicilio: Quai Jeanrenaud 3, 2000 Neuchâtel, Suiza  
 4.2/ Organizada bajo las Leyes de: Suiza  
**B.- REGISTRO EXTRANJERO**  
 5/ Registro básico:  
 5.1/ Fecha:  
 5.2/ País de origen:  
 5.3/ Código país:  
**C.- ESPECIFICACIONES DE LA DENOMINACIÓN**  
 6/ Denominación y 6.1/ Distintivo: FLIPPACK

**FLIPPACK**

6.2/ Reivindicaciones:  
 7/ Clase Internacional: 34  
 8/ Protege y distingue:  
 Tabaco, en bruto o manufacturado; productos del tabaco, incluyendo puros, cigarros, cigarrillos, tabaco para enrollar sus propios cigarros, tabaco para pipa, tabaco para masticar, tabaco para inhalar, cigarrillos aromatizados (kretek); tabaco en polvo (snus); sucedáneos del tabaco (para uso no médico); cigarrillos electrónicos; productos de tabaco calentado; aparatos electrónicos para calentar cigarrillos o tabaco con el fin de liberar un aerosol con nicotina para inhalar, y sus partes; artículos para fumadores, papel para cigarrillos, cilindros para cigarrillos, filtros para cigarrillos, recipientes para tabaco, cajas para cigarrillos, ceniceros, pipas, aparatos de bolsillo para enrollar cigarrillos, encendedores, fósforos o cerillas.  
 8.1/ Página adicional.  
**D.- APODERADO LEGAL**  
 9/ Nombre: Arturo Zacapa  
**E.- SUSTITUYE PODER**  
 10/ Nombre:

**USO EXCLUSIVO DE LA OFICINA**

Lo que se pone en conocimiento público para efectos de ley correspondiente. Artículo 88 de la Ley de Propiedad Industrial.

11/ Fecha de emisión: 29-06-2016.  
 12/ Reservas:

Abogado Franklin Omar López Santos  
 Registrador(a) de la Propiedad Industrial

11, 26 J. y 10 A. 2016.

1/ No. Solicitud: 15091-16  
 2/ Fecha de presentación: 12-04-2016  
 3/ Solicitud de registro de: MARCA DE FÁBRICA  
**A.- TITULAR**  
 4/ Solicitante: CAMPAS SERVICES LTD.  
 4.1/ Domicilio: Nasáu, Mancomunidad de Las Bahamas  
 4.2/ Organizada bajo las Leyes de: MANCOMUNIDAD DE LAS BAHAMAS  
**B.- REGISTRO EXTRANJERO**  
 5/ Registro básico:  
 5.1/ Fecha:  
 5.2/ País de origen:  
 5.3/ Código país:  
**C.- ESPECIFICACIONES DE LA DENOMINACIÓN**  
 6/ Denominación y 6.1/ Distintivo: MAGIA BLANCA CAMPOS DE LIMON Y ETIQUETA



6.2/ Reivindicaciones:  
 7/ Clase Internacional: 03  
 8/ Protege y distingue:  
 Preparaciones para blanquear, otras sustancias para color y otras sustancias para lavar la ropa; preparaciones para limpiar, pulir, desengrasar y raspar; jabones; jabones desinfectantes; cloro; cloro en gel; detergentes que no sean para procesos de fabricación ni para uso médico; paños de limpieza impregnados con detergente; productos de perfumería, aceites esenciales, cosméticos, lociones capilares; dentífricos.  
 8.1/ Página adicional.  
**D.- APODERADO LEGAL**  
 9/ Nombre: Arturo Zacapa  
**E.- SUSTITUYE PODER**  
 10/ Nombre:

**USO EXCLUSIVO DE LA OFICINA**

Lo que se pone en conocimiento público para efectos de ley correspondiente. Artículo 88 de la Ley de Propiedad Industrial.

11/ Fecha de emisión: 09-05-2016.  
 12/ Reservas:

Abogado Franklin Omar López Santos  
 Registrador(a) de la Propiedad Industrial

11, 26 J. y 10 A. 2016.

1/ No. Solicitud: 15087-16  
2/ Fecha de presentación: 12-04-2016  
3/ Solicitud de registro de: MARCA DE FÁBRICA

**A.- TITULAR**

4/ Solicitante: CAMPAS SERVICES LTD.

4.1/ Domicilio: Nasáu, Mancomunidad de las Bahamas

4.2/ Organizada bajo las Leyes de: MANCOMUNIDAD DE LAS BAHAMAS

**B.- REGISTRO EXTRANJERO**

5/ Registro básico:

5.1/ Fecha:

5.2/ País de origen:

5.3/ Código país:

**C.- ESPECIFICACIONES DE LA DENOMINACIÓN**

6/ Denominación y 6.1/ Distintivo: MAGIA BLANCA CAMPOS DE LAVANDA Y ETIQUETA



6.2/ Reivindicaciones:

7/ Clase Internacional: 03

8/ Protege y distingue:

Preparaciones para blanquear, otras sustancias para color y otras sustancias para lavar la ropa; preparaciones para limpiar, pulir, desengrasar y raspar; jabones; jabones desinfectantes; cloro; cloro en gel; detergentes que no sean para procesos de fabricación ni para uso médico; paños de limpieza impregnados con detergente; productos de perfumería, aceites esenciales, cosméticos, lociones capilares; dentífricos.

**D.- APODERADO LEGAL**

9/ Nombre: Arturo Zacapa

E.- SUSTITUYE PODER

10/ Nombre:

**USO EXCLUSIVO DE LA OFICINA**

Lo que se pone en conocimiento público para efectos de ley correspondiente. Artículo 88 de la Ley de Propiedad Industrial.

11/ Fecha de emisión: 09-05-2016.

12/ Reservas:

Abogado Franklin Omar López Santos  
Registrador(a) de la Propiedad Industrial

11, 26 J. y 10 A. 2016.

1/ No. Solicitud: 15086-16  
2/ Fecha de presentación: 12-04-2016  
3/ Solicitud de registro de: MARCA DE FÁBRICA

**A.- TITULAR**

4/ Solicitante: CAMPAS SERVICES LTD.

4.1/ Domicilio: Nasáu, Mancomunidad de las Bahamas

4.2/ Organizada bajo las Leyes de: MANCOMUNIDAD DE LAS BAHAMAS

**B.- REGISTRO EXTRANJERO**

5/ Registro básico:

5.1/ Fecha:

5.2/ País de origen:

5.3/ Código país:

**C.- ESPECIFICACIONES DE LA DENOMINACIÓN**

6/ Denominación y 6.1/ Distintivo: MAGIA BLANCA CASCADA DE FLORES Y ETIQUETA



6.2/ Reivindicaciones:

7/ Clase Internacional: 03

8/ Protege y distingue:

Preparaciones para blanquear, otras sustancias para color y otras sustancias para lavar la ropa; preparaciones para limpiar, pulir, desengrasar y raspar; jabones; jabones desinfectantes; cloro; cloro en gel; detergentes que no sean para procesos de fabricación ni para uso médico; paños de limpieza impregnados con detergente; productos de perfumería, aceites esenciales, cosméticos, lociones capilares; dentífricos.

**D.- APODERADO LEGAL**

9/ Nombre: Arturo Zacapa

E.- SUSTITUYE PODER

10/ Nombre:

**USO EXCLUSIVO DE LA OFICINA**

Lo que se pone en conocimiento público para efectos de ley correspondiente. Artículo 88 de la Ley de Propiedad Industrial.

11/ Fecha de emisión: 09-05-2016.

12/ Reservas:

Abogado Franklin Omar López Santos  
Registrador(a) de la Propiedad Industrial

11, 26 J. y 10 A. 2016.

1/ No. Solicitud: 15090-16  
2/ Fecha de presentación: 12-04-2016  
3/ Solicitud de registro de: MARCA DE FÁBRICA

**A.- TITULAR**

4/ Solicitante: CAMPAS SERVICES LTD.

4.1/ Domicilio: Nasáu, Mancomunidad de las Bahamas

4.2/ Organizada bajo las Leyes de: MANCOMUNIDAD DE LAS BAHAMAS

**B.- REGISTRO EXTRANJERO**

5/ Registro básico:

5.1/ Fecha:

5.2/ País de origen:

5.3/ Código país:

**C.- ESPECIFICACIONES DE LA DENOMINACIÓN**

6/ Denominación y 6.1/ Distintivo: MAGIA BLANCA Y ETIQUETA



6.2/ Reivindicaciones:

7/ Clase Internacional: 03

8/ Protege y distingue:

Preparaciones para blanquear, otras sustancias para color y otras sustancias para lavar la ropa; preparaciones para limpiar, pulir, desengrasar y raspar; jabones; jabones desinfectantes; cloro; cloro en gel; detergentes que no sean para procesos de fabricación ni para uso médico; paños de limpieza impregnados con detergente; productos de perfumería, aceites esenciales, cosméticos, lociones capilares; dentífricos.

**D.- APODERADO LEGAL**

9/ Nombre: Arturo Zacapa

E.- SUSTITUYE PODER

10/ Nombre:

**USO EXCLUSIVO DE LA OFICINA**

Lo que se pone en conocimiento público para efectos de ley correspondiente. Artículo 88 de la Ley de Propiedad Industrial.

11/ Fecha de emisión: 09-05-2016.

12/ Reservas:

Abogado Franklin Omar López Santos  
Registrador(a) de la Propiedad Industrial

11, 26 J. y 10 A. 2016.

1/ No. Solicitud: 13581-16  
2/ Fecha de presentación: 01/04/16  
3/ Solicitud de registro de: MARCA DE SERVICIOS

**A.- TITULAR**

4/ Solicitante: GMG NICARAGUA, S.A.

4.1/ Domicilio: Granada, Nicaragua

4.2/ Organizada bajo las Leyes de: Nicaragua

**B.- REGISTRO EXTRANJERO**

5/ Registro básico:

5.1/ Fecha:

5.2/ País de origen:

5.3/ Código país:

**C.- ESPECIFICACIONES DE LA DENOMINACIÓN**

6/ Denominación y 6.1/ Distintivo: VERDUGO ASISTENCIA Y DISEÑO



6.2/ Reivindicaciones:

7/ Clase Internacional: 36

8/ Protege y distingue:

Servicios de Seguros de Asistencia Médica, incluyendo visita médica domiciliar, traslado médico terrestre, envío de medicamentos a domicilio, urgencias dentales; Servicios de Seguros de asistencia en el hogar, incluyendo trabajos de cerrajería, trabajos de vidriería, trabajos de plomería, trabajos eléctricos, soporte técnico en hogar o en línea; Servicios de Seguros de Asistencia Vial, incluyendo remolque, asistencia en carretera, cerrajería, traslado médico terrestre.

**8.1/ Página adicional.****D.- APODERADO LEGAL**

9/ Nombre: Gustavo Adolfo Zacapa

E.- SUSTITUYE PODER

10/ Nombre:

**USO EXCLUSIVO DE LA OFICINA**

Lo que se pone en conocimiento público para efectos de ley correspondiente. Artículo 88 de la Ley de Propiedad Industrial.

11/ Fecha de emisión: 06-06-16.

12/ Reservas:

Abogada Eda Suyapa Zelaya Valladares  
Registrador(a) de la Propiedad Industrial

11, 26 J. y 10 A. 2016.

1/ No. Solicitud: 15085-16  
2/ Fecha de presentación: 12-04-2016  
3/ Solicitud de registro de: MARCA DE SERVICIO

**A.- TITULAR**

4/ Solicitante: CAMPAS SERVICES LTD.

4.1/ Domicilio: Nasáu, Mancomunidad de las Bahamas

4.2/ Organizada bajo las Leyes de: MANCOMUNIDAD DE LAS BAHAMAS

**B.- REGISTRO EXTRANJERO**

5/ Registro básico:

5.1/ Fecha:

5.2/ País de origen:

5.3/ Código país:

**C.- ESPECIFICACIONES DE LA DENOMINACIÓN**

6/ Denominación y 6.1/ Distintivo: MAGIA BLANCA Y DISEÑO



6.2/ Reivindicaciones:

7/ Clase Internacional: 01

8/ Protege y distingue:

Productos químicos destinados a la industria, la ciencia, la agricultura, la fotografía, la horticultura, la silvicultura; abonos para las tierras; composiciones para extintores; materias curtientes; sustancias abrasivas destinadas a la industria; hipoclorito de sodio.

**D.- APODERADO LEGAL**

9/ Nombre: Arturo Zacapa

E.- SUSTITUYE PODER

10/ Nombre:

**USO EXCLUSIVO DE LA OFICINA**

Lo que se pone en conocimiento público para efectos de ley correspondiente. Artículo 88 de la Ley de Propiedad Industrial.

11/ Fecha de emisión: 10/05/16.

12/ Reservas:

Abogada Lesbia Enoe Alvarado Bardales  
Registrador(a) de la Propiedad Industrial

11, 26 J. y 10 A. 2016.

1/ Solicitud: 16-11376  
 2/ Fecha de presentación: 14-03-16  
 3/ Solicitud de registro de: MARCA DE SERVICIO  
**A.- TITULAR**  
 4/ Solicitante: Willis Group Limited  
 4.1/ Domicilio: 51 Calle Lime, Lóndres EC3M 7DQ, Reino Unido.  
 4.2/ Organizada bajo las Leyes de: Reino Unido  
**B.- REGISTRO EXTRANJERO**  
 5/ Registro Básico:  
 5.1 Fecha:  
 5.2 País de Origen:  
 5.3 Código País:  
**C.- ESPECIFICACIONES DE LA DENOMINACIÓN**  
 6/ Denominación y 6.1/ Distintivo: WILLIS TOWERS WATSON

## WILLIS TOWERS WATSON

6.2/ Reivindicaciones:  
 7/ Clase Internacional: 36  
 8/ Protege y distingue:  
 Servicios financieros; servicios de inversión; servicios de seguros y reaseguros; servicios de corretaje de seguros y reaseguros; servicios de suscripción de seguros y reaseguros; gestión de riesgos; servicios actuales; consultoría actuarial; servicios de consultoría en relación con seguros, gestión de riesgos financieros, servicios financieros, inversiones, compensaciones y beneficios para los empleados, planes de beneficio para los empleados, planes de reparto de utilidades de los empleados, planes de compra de acciones para los empleados, planes de ahorro, pensión y planes de retiro para los empleados, planes de servicios dentales, cuidados de salud y recetas médicas para los empleados; administración de los planes de beneficios para los empleados, servicios de investigación y de información financiera; servicios financieros, riesgo directo y gestión de riesgos de seguros; servicios de investigación e información financiera; servicios de gestión de reclamos de seguros; servicios de seguros en la naturaleza de gestión de control de pérdidas de otros; servicios de manejo de riesgo, principalmente análisis de portafolio de seguros y optimización de portafolio de seguros; consejos para gestión de riesgos empresarial (conocido como ERN por sus siglas en inglés) que incluye servicios de consultoría en asistencia legal, regulatoria y requisitos de calificaciones de agencia.  
 8.1/ Página Adicional:  
**D.- APODERADO LEGAL.**  
 9/ Nombre: FERNANDO GODOY  
**E.- SUSTITUYE PODER**  
 10/ Nombre:

### USO EXCLUSIVO DE LA OFICINA

Lo que se pone en conocimiento público para efectos de ley correspondiente. Artículo 88 de la Ley de Propiedad Industrial.

11/ Fecha de emisión: 02-06-2016  
 12/ Reservas:

Abogado **FRANKLIN OMAR LÓPEZ SANTOS**  
 Registrador(a) de la Propiedad Industrial

11, 26 J. y 10 A. 2016.

1/ Solicitud: 39154-2015  
 2/ Fecha de presentación: 05-10-2015  
 3/ Solicitud de registro de: MARCA DE FÁBRICA  
**A.- TITULAR**  
 4/ Solicitante: Buscemi, LLC.  
 4.1/ Domicilio: 528 N. San Vicente Blvd. West Hollywood, CA 90048 USA.  
 4.2/ Organizada bajo las Leyes de: Estados Unidos de América  
**B.- REGISTRO EXTRANJERO**  
 5/ Registro Básico:  
 5.1 Fecha:  
 5.2 País de Origen:  
 5.3 Código País:  
**C.- ESPECIFICACIONES DE LA DENOMINACIÓN**  
 6/ Denominación y 6.1/ Distintivo: BUSCEMI

## BUSCEMI

6.2/ Reivindicaciones:  
 7/ Clase Internacional: 25  
 8/ Protege y distingue:  
 Vestidos, calzados, sombrerería, ropa en general.  
 8.1/ Página Adicional:  
**D.- APODERADO LEGAL.**  
 9/ Nombre: FERNANDO GODOY  
**E.- SUSTITUYE PODER**  
 10/ Nombre:

### USO EXCLUSIVO DE LA OFICINA

Lo que se pone en conocimiento público para efectos de ley correspondiente. Artículo 88 de la Ley de Propiedad Industrial.

11/ Fecha de emisión: 23/12/15  
 12/ Reservas:

Abogada **LESBIA ENOE ALVARADO BARDALES**  
 Registrador(a) de la Propiedad Industrial

11, 26 J. y 10 A. 2016.

1/ Solicitud: 39153-2015  
 2/ Fecha de presentación: 05-10-2015  
 3/ Solicitud de registro de: MARCA DE FÁBRICA  
**A.- TITULAR**  
 4/ Solicitante: Buscemi, LLC.  
 4.1/ Domicilio: 528 N. San Vicente Blvd. West Hollywood, CA 90048 USA.  
 4.2/ Organizada bajo las Leyes de: Estados Unidos de América  
**B.- REGISTRO EXTRANJERO**  
 5/ Registro Básico:  
 5.1 Fecha:  
 5.2 País de Origen:  
 5.3 Código País:  
**C.- ESPECIFICACIONES DE LA DENOMINACIÓN**  
 6/ Denominación y 6.1/ Distintivo: BUSCEMI

## BUSCEMI

6.2/ Reivindicaciones:  
 7/ Clase Internacional: 18

8/ Protege y distingue:  
 Cuero e imitaciones de cuero, productos de estas materias no comprendidos en otras clases; pieles de animales; baúles y maletas; paraguas, sombrillas y bastones; fustas y guarnicionería.  
 8.1/ Página Adicional:  
**D.- APODERADO LEGAL.**  
 9/ Nombre: FERNANDO GODOY  
**E.- SUSTITUYE PODER**  
 10/ Nombre:

### USO EXCLUSIVO DE LA OFICINA

Lo que se pone en conocimiento público para efectos de ley correspondiente. Artículo 88 de la Ley de Propiedad Industrial.

11/ Fecha de emisión: 23/12/15  
 12/ Reservas:

Abogada **LESBIA ENOE ALVARADO BARDALES**  
 Registrador(a) de la Propiedad Industrial

11, 26 J. y 10 A. 2016.

1/ Solicitud: 39386-2015  
 2/ Fecha de presentación: 12-10-2015  
 3/ Solicitud de registro de: MARCA DE FÁBRICA  
**A.- TITULAR**  
 4/ Solicitante: BUSCEMI, LLC.  
 4.1/ Domicilio: 528 N. San Vicente Blvd. West Hollywood, CA 90048 USA.  
 4.2/ Organizada bajo las Leyes de: Estados Unidos de América  
**B.- REGISTRO EXTRANJERO**  
 5/ Registro Básico:  
 5.1 Fecha:  
 5.2 País de Origen:  
 5.3 Código País:  
**C.- ESPECIFICACIONES DE LA DENOMINACIÓN**  
 6/ Denominación y 6.1/ Distintivo: BUSCEMI

## BUSCEMI

6.2/ Reivindicaciones:  
 7/ Clase Internacional: 09  
 8/ Protege y distingue:  
 Aparatos e instrumentos científicos, náuticos, geodésicoa, fotográficos, cinematográficos, ópticos, de pesar, de medida, de señalización, de control (inspección), de socorro (salvamento) y de enseñanza, lentes de sol.  
 8.1/ Página Adicional:  
**D.- APODERADO LEGAL.**  
 9/ Nombre: FERNANDO GODOY  
**E.- SUSTITUYE PODER**  
 10/ Nombre:

### USO EXCLUSIVO DE LA OFICINA

Lo que se pone en conocimiento público para efectos de ley correspondiente. Artículo 88 de la Ley de Propiedad Industrial.

11/ Fecha de emisión: 23/12/15  
 12/ Reservas:

Abogada **LESBIA ENOE ALVARADO BARDALES**  
 Registrador(a) de la Propiedad Industrial

11, 26 J. y 10 A. 2016.

1/ Solicitud: 16-11375  
 2/ Fecha de presentación:  
 3/ Solicitud de registro de: MARCA DE SERVICIO  
**A.- TITULAR**  
 4/ Solicitante: Willis Group Limited  
 4.1/ Domicilio: 51 Calle Lime, Lóndres EC3M 7DQ, Reino Unido.  
 4.2/ Organizada bajo las Leyes de: Reino Unido  
**B.- REGISTRO EXTRANJERO**  
 5/ Registro Básico:  
 5.1 Fecha:  
 5.2 País de Origen:  
 5.3 Código País:  
**C.- ESPECIFICACIONES DE LA DENOMINACIÓN**  
 6/ Denominación y 6.1/ Distintivo: WILLIS TOWERS WATSON

## WILLIS TOWERS WATSON

6.2/ Reivindicaciones:  
 7/ Clase Internacional: 35  
 8/ Protege y distingue:  
 Los siguientes servicio; gestión de empresas y negocios comerciales; servicios de consultoría de negocios; consultoría de gestión empresarial; gestión de riesgos comerciales; servicios de información empresarial; servicios de consultoría en los campos de gestión de riesgos empresarial, recursos humanos, personal, efectividad de fuerza laboral, evaluación del trabajo de los empleos, comunicación empleador-empleado, seguridad laboral, reubicación laboral, gestión de negocios y operaciones, planes de contingencia, planes estratégicos, operaciones, fusiones y adquisiciones, estructura organizacional y reorganización, desarrollo de productos y mercados; servicios de análisis y estudio de mercado; servicios de tercerización; administración y compilación de información de bases de datos computarizadas; reportes y estudios de mercado; estudios de conductas de mercado y encuestas; preparación de informes comerciales; preparación personalizada de materiales de comunicación entre empleador y empleados.  
 8.1/ Página Adicional:  
**D.- APODERADO LEGAL.**  
 9/ Nombre: FERNANDO GODOY  
**E.- SUSTITUYE PODER**  
 10/ Nombre:

### USO EXCLUSIVO DE LA OFICINA

Lo que se pone en conocimiento público para efectos de ley correspondiente. Artículo 88 de la Ley de Propiedad Industrial.

11/ Fecha de emisión: 02-06-2016  
 12/ Reservas:

Abogado **FRANKLIN OMAR LÓPEZ SANTOS**  
 Registrador(a) de la Propiedad Industrial

11, 26 J. y 10 A. 2016.

[1] Solicitud: 2016-022239  
 [2] Fecha de presentación: 31/05/2016  
 [3] Solicitud de registro de: MARCA DE FÁBRICA  
 A.- TITULAR

[4] Solicitante: FAES FARMA, S.A.  
 [4.1] Domicilio: AVENIDA AUTONOMÍA 10, 48940, LEIOA (BIZKAIA), ESPAÑA, España.  
 [4.2] Organizada bajo las Leyes de: ESPAÑA

B.- REGISTRO EXTRANJERO  
 [5] Registro básico: NO TIENE OTROS REGISTROS  
 C.- ESPECIFICACIONES DE LA DENOMINACIÓN

[6] Denominación y [6.1] Distintivo: HIDROFEROL

HIDROFEROL

[7] Clase Internacional: 5  
 [8] Protege y distingue:  
 Productos farmacéuticos para uso humano.

D.- APODERADO LEGAL  
 [9] Nombre: MARIA LOURDES PERALTA

USO EXCLUSIVO DE LA OFICINA

Lo que se pone en conocimiento público para efectos de ley correspondiente. Artículo 88 de la Ley de Propiedad Industrial.

[11] Fecha de emisión: 15 de junio del año 2016  
 [12] Reservas: No tiene reservas.

Abogado FRANKLIN OMAR LÓPEZ SANTOS  
 Registrador(a) de la Propiedad Industrial

11, 26 J. y 10 A. 2016.

[1] Solicitud: 2016-012324  
 [2] Fecha de presentación: 18/03/2016  
 [3] Solicitud de registro de: MARCA DE FÁBRICA  
 A.- TITULAR

[4] Solicitante: COMPAÑIA FARMACEUTICA, MC, S.A.  
 [4.1] Domicilio: COL. TILOARQUE, COSTADO OESTE DEL EDIFICIO PLAZA MILLENIUM, COMAYAGÜELA, Honduras.

[4.2] Organizada bajo las Leyes de: HONDURAS  
 B.- REGISTRO EXTRANJERO  
 [5] Registro básico: NO TIENE OTROS REGISTROS  
 C.- ESPECIFICACIONES DE LA DENOMINACIÓN  
 [6] Denominación y [6.1] Distintivo: MUSPRILAX

MUSPRILAX

[7] Clase Internacional: 5  
 [8] Protege y distingue:  
 Productos farmacéuticos para uso humano.

D.- APODERADO LEGAL  
 [9] Nombre: MARIA LOURDES PERALTA

USO EXCLUSIVO DE LA OFICINA

Lo que se pone en conocimiento público para efectos de ley correspondiente. Artículo 88 de la Ley de Propiedad Industrial.

[11] Fecha de emisión: 6 de junio del año 2016.  
 [12] Reservas: No tiene reservas.

Abogada LESBIA ENOE ALVARADO BARDALES  
 Registrador(a) de la Propiedad Industrial

11, 26 J. y 10 A. 2016.

[1] Solicitud: 2016-012325  
 [2] Fecha de presentación: 18/03/2016  
 [3] Solicitud de registro de: MARCA DE FÁBRICA  
 A.- TITULAR

[4] Solicitante: COMPAÑIA FARMACEUTICA, MC, S.A.  
 [4.1] Domicilio: COL. TILOARQUE, COSTADO OESTE DEL EDIFICIO PLAZA MILLENIUM, COMAYAGÜELA, Honduras.

[4.2] Organizada bajo las Leyes de: HONDURAS  
 B.- REGISTRO EXTRANJERO  
 [5] Registro básico: NO TIENE OTROS REGISTROS  
 C.- ESPECIFICACIONES DE LA DENOMINACIÓN  
 [6] Denominación y [6.1] Distintivo: RELAXTRES

RELAXTRES

[7] Clase Internacional: 5  
 [8] Protege y distingue:

Productos farmacéuticos para uso humano.

D.- APODERADO LEGAL  
 [9] Nombre: MARIA LOURDES PERALTA

USO EXCLUSIVO DE LA OFICINA

Lo que se pone en conocimiento público para efectos de ley correspondiente. Artículo 88 de la Ley de Propiedad Industrial.

[11] Fecha de emisión: 6 de junio del año 2016.  
 [12] Reservas: No tiene reservas.

Abogado FRANKLIN LOPEZ SANTOS  
 Registrador(a) de la Propiedad Industrial

11, 26 J. y 10 A. 2016.

[1] Solicitud: 2016-019434  
 [2] Fecha de presentación: 11/05/2016  
 [3] Solicitud de registro de: MARCA DE FÁBRICA  
 A.- TITULAR

[4] Solicitante: LABORATORIOS FRANCELIA, S. DE R.L. DE C.V.  
 [4.1] Domicilio: ENTRADA AL PEDREGAL, COLONIA JARDINES DE TONCONTÍN, COMAYAGÜELA, Honduras.

[4.2] Organizada bajo las Leyes de: HONDURAS  
 B.- REGISTRO EXTRANJERO  
 [5] Registro básico: NO TIENE OTROS REGISTROS  
 C.- ESPECIFICACIONES DE LA DENOMINACIÓN  
 [6] Denominación y [6.1] Distintivo: IBUDOL

IBUDOL

[7] Clase Internacional: 5  
 [8] Protege y distingue:  
 Productos farmacéuticos y veterinarios; productos higiénicos para la medicina; sustancias dietéticas para uso médico, alimentos para bebés; emplastos, material para apósitos; material para empastar los dientes y para improntas dentales; desinfectantes; productos para la destrucción de animales dañinos; fungicidas, herbicidas.

D.- APODERADO LEGAL  
 [9] Nombre: MARIA LOURDES PERALTA

USO EXCLUSIVO DE LA OFICINA

Lo que se pone en conocimiento público para efectos de ley correspondiente. Artículo 88 de la Ley de Propiedad Industrial.

[11] Fecha de emisión: 27 de mayo del año 2016.  
 [12] Reservas: No tiene reservas.

Abogada LESBIA ENOE ALVARADO BARDALES  
 Registrador(a) de la Propiedad Industrial

11, 26 J. y 10 A. 2016.

[1] Solicitud: 2016-018070  
 [2] Fecha de presentación: 03/05/2016  
 [3] Solicitud de registro de: REGISTRO DE EMBLEMA  
 A.- TITULAR

[4] Solicitante: MERCANTIL FARMACEUTICA, S.A. (MEFASA).  
 [4.1] Domicilio: TEGUCIGALPA, Honduras.  
 [4.2] Organizada bajo las Leyes de: HONDURAS

B.- REGISTRO EXTRANJERO  
 [5] Registro básico: NO TIENE OTROS REGISTROS  
 C.- ESPECIFICACIONES DE LA DENOMINACIÓN  
 [6] Denominación y [6.1] Distintivo: EMBLEMA

 mefasafarma

[7] Clase Internacional: 0  
 [8] Protege y distingue:  
 Representación, licencia, compra, importación, promoción, distribución, venta, comercialización de productos farmacéuticos y cosméticos; representación de casas y/o firmas comerciales e industriales de la industria farmacéutica nacional o extranjera.

D.- APODERADO LEGAL  
 [9] Nombre: MARIA LOURDES PERALTA

USO EXCLUSIVO DE LA OFICINA

Lo que se pone en conocimiento público para efectos de ley correspondiente. Artículo 88 de la Ley de Propiedad Industrial.

[11] Fecha de emisión: 6 de junio del año 2016.  
 [12] Reservas: Se reivindican los colores amarillo pantone p109C; azul pantone 300C; gris, pantone negro (80% opacidad) y el diseño que consiste en un isotipo de colores azul y amarillo.

Abogada EDA SUYAPA ZELAYA VALLADARES  
 Registrador(a) de la Propiedad Industrial

11, 26 J. y 10 A. 2016.