

Anexo A
Resolución AN No. 5661-Elec
De 22 de octubre de 2012

ANEXO A
RESOLUCIÓN AN No. 5661-ELEC
DE 22 DE OCTUBRE DE 2012

PARÁMETROS Y CRITERIOS UTILIZADOS PARA DETERMINAR EL INGRESO MÁXIMO PERMITIDO PARA EL ÁREA DONDE SE DESARROLLARÁN LOS PROYECTOS DEL PROGRAMA DE ELECTRIFICACIÓN RURAL.

1. EMPRESAS COMPARADORAS

Se utilizaron los procedimientos indicados en el Régimen Tarifario, la misma metodología y base de datos de la Federal Energy Regulatory Commission (FERC), para determinar las empresas comparadoras, las ecuaciones de eficiencia y los parámetros para ajustar los dólares internacionales a balboas, que se utilizaron en la última revisión tarifaria.

Debido a las características de las zonas donde la Oficina de Electrificación Rural promueve la electrificación de viviendas, poblados con pocos clientes y bajo consumo de electricidad, para el cálculo del Ingreso Máximo Permitido, se requiere discriminar de las empresas comparadoras a que se refiere la Resolución AN No.3564-Elec de 22 de junio de 2010, aquellas que tienen un Índice de Demanda Máxima por cliente menor, tomándose como referencia aquellas con un índice menor a 0.005 (MW/cliente).

De esta forma, de las 132 empresas consideradas para la revisión tarifaria pasada, resultaron 58 empresas comparadoras con un índice menor a 0.005 (MW/cliente), para determinar las ecuaciones de eficiencia para los costos de administración, costos de operación y mantenimiento de distribución y para los costos de comercialización de estas zonas.

Para determinar las pérdidas estándar en distribución, se utilizó la misma metodología de la revisión tarifaria para el periodo de julio de 2010 a junio de 2014, donde se seleccionaron aquellas con un porcentaje de pérdidas mayor de 8%, quedando en este caso 5 empresas comparadoras.

Las características técnicas y financieras de las empresas comparadoras que a continuación se listan, se utilizarán para establecer las ecuaciones de eficiencia requeridas para estimar los ingresos máximos permitidos para el periodo hasta junio de 2014, relacionados con el valor agregado de distribución y comercialización establecidos en el artículo 98 del Texto único de la Ley 6 de 3 de febrero de 1997 y en el Régimen Tarifario vigente, para la expansión de las líneas de distribución de los proyectos de electrificación promovidos por la Oficina de Electrificación Rural:

No.	EMPRESA
1	Alaska Electric Light and Power Company
2	Atlantic City Electric Company
3	Avista Corporation
4	Bangor Hydro-Electric Company

Anexo A
Resolución AN No. 5661-Elec
De 22 de octubre de 2012

No.	EMPRESA
5	Black Hills Power, Inc.
6	Black Hills/Colorado Electric Utility Company, LP
7	Central Hudson Gas & Electric Corporation
8	Central Illinois Light Company
9	Central Vermont Public Service Corporation
10	Chugach Electric Association, Inc.
11	Columbus Southern Power Company
12	Connecticut Light and Power Company, The
13	Consolidated Edison Company of New York, Inc.
14	Consumers Energy Company
15	Duke Energy Ohio, Inc.
16	El Paso Electric Company
17	Fitchburg Gas and Electric Light Company
18	Golden State Water Company
19	Granite State Electric Company
20	Green Mountain Power Corporation
21	Gulf Power Company
22	Hawaii Electric Light Company, Inc.
23	Hawaiian Electric Company, Inc.
24	Illinois Power Company
25	Madison Gas and Electric Company
26	Massachusetts Electric Company
27	MAUI Electric Company, Limited
28	MDU Resources Group, Inc.
29	MidAmerican Energy Company
30	New York State Electric & Gas Corporation
31	Niagara Mohawk Power Corporation
32	Northern States Power Company (Minnesota)
33	NorthWestern Corporation
34	Northwestern Wisconsin Electric Company
35	NSTAR Electric Company
36	Otter Tail Corporation
37	Pacific Gas And Electric Company
38	Pennsylvania Electric Company
39	Pioneer Power and Light Company
40	Portland General Electric Company
41	Public Service Company of Colorado
42	Public Service Company of New Hampshire
43	Public Service Company of New Mexico
44	Puget Sound Energy, Inc.
45	Rochester Gas and Electric Corporation
46	San Diego Gas & Electric Company
47	Sierra Pacific Power Company, d/b/a NV Energy
48	Southern California Edison Company

Anexo A
Resolución AN No. 5661-Elec
De 22 de octubre de 2012

No.	EMPRESA
49	The Narragansett Electric Company
50	The United Illuminating Company
51	Tucson Electric Power Company
52	Unitil Energy Systems, Inc.
53	UNS Electric, Inc.
54	Upper Peninsula Power Company
55	Westar Energy, Inc.
56	Western Massachusetts Electric Company
57	Wisconsin Power and Light Company
58	Wisconsin Public Service Corporation

Las empresas comparadoras que se listan a continuación, se utilizarán para el cálculo de la ecuación de eficiencia de las pérdidas de energía en distribución para el periodo hasta junio de 2014, para la expansión de las líneas de distribución de los proyectos de electrificación promovidos por la Oficina de Electrificación Rural:

No.	EMPRESA
1	Chugach Electric Association, Inc.
2	Golden State Water Company
3	Northwestern Wisconsin Electric Company
4	Pioneer Power and Light Company
5	Tucson Electric Power Company

2. ECUACIONES DE EFICIENCIA

2.1. ADMINISTRACIÓN, OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO

Con la información de las 58 empresas se elaboraron las ecuaciones de eficiencia, para los siguientes parámetros:

- Operación y Mantenimiento de Distribución
- Administración de Distribución
- Comercialización

Costos de Administración:

$$LN (ADM) = 5.41315 + 0.91332 * LN (C)$$

$$ADM = 224.33886 * C^{0.91332}$$

Costos de Operación y Mantenimiento de Distribución:

Anexo A
Resolución AN No. 5661-Elec
De 22 de octubre de 2012

$$LN(OM) = 3.68956 + 0.99092 * LN(D) - 1.14783 * LN(D/C)$$

$$OM = 40.02727 * D^{0.99092} * (D/C)^{-1.147837}$$

Costos de Comercialización:

$$LN(COM) = 3.21969 + 1.09839 * LN(C)$$

$$COM = 25.02060 * C^{1.09839}$$

Donde, C es el número de clientes, y D es la carga máxima a nivel de punto de inyección.

El tratamiento a la información (conversión de datos actualizados, conversión de datos de dólares internacionales a balboas, etc.) es el mismo utilizado para la última revisión tarifaria.

2.2. PÉRDIDAS

Para efectos de determinar las pérdidas estándar en distribución se utilizó la misma metodología de la revisión tarifaria para el periodo de julio de 2010 a junio de 2014, donde se seleccionaron cinco (5) empresas, listadas anteriormente, con un porcentaje de pérdidas mayor de 8%.

Pérdidas estándar o eficientes:

$$LN(EP) = -1.82679 + 0.96401 * LN(MWhD_t)$$

$$EP_t = 0.16093 * MWhD_t^{0.96401}$$

Donde, EP es la energía de pérdidas y $MWhD_t$ es la energía ingresada al sistema. Para calcular el PD% de la empresa se utilizan los valores que resultan de la ecuación anterior, respecto de la energía total ingresada. El porcentaje de pérdidas así obtenido es 9.38 %.

El costo monómico de abastecimiento para el cálculo del valor de las pérdidas se estimó en 141.49 B/. /MWh para el área de concesión de EDEMET y en 94.80 B/. /MWh para el área de concesión de EDECHI.

2.3. INVERSIONES

Las inversiones serán aportadas por la OER, las mismas no son consideradas en el cálculo de Ingreso Máximo Permitido.

2.4. ALUMBRADO PÚBLICO

Operación y Mantenimiento:

Anexo A
Resolución AN No. 5661-Elec
De 22 de octubre de 2012

Se calculó la existencia de 2,393 luminarias para el área de concesión de EDEMET y de 712 para el área de concesión de EDECHI, a partir de poner una luminaria cada 6 viviendas. Para reconocer el gasto de operación y mantenimiento se realizó un cálculo del costo que representa mantener las luminarias a estas áreas y este se estimó en B/. 27.00 por luminarias.

3. TASA DE RENTABILIDAD Y TASA DE DESCUENTO

No se calculará la rentabilidad sobre activos, puesto que la empresa distribuidora no realizará la inversión.

La tasa de descuento se calculó según lo establecido en el Artículo 98 del Texto Único de la Ley 6 y es la misma aprobada mediante Resolución No. AN No. 3563- Elec de 22 de junio de 2010, para el periodo de julio de 2010 a junio de 2014.

La tasa de descuento obtenida para calcular el Valor Presente Neto (VPN) de los valores de IMP fue de 10.44%.

El factor de descuento es:

Año 1	Año 2
0.95273	0.86267

4. BASE DE CAPITAL

Se determinó que el valor de aporte de capital de la empresa no será remunerado en este periodo.

5. INGRESO MÁXIMO PERMITIDO

Al Ingreso Máximo Permitido aprobado a la Empresa de Distribución Metro Oeste, S.A. mediante la Resolución AN No.3575-Elec de 25 de junio de 2010, por la suma de cuatrocientos setenta y tres millones quinientos once mil trescientos cincuenta y un balboas con cincuenta y cinco centésimos (B/.473,511,351.55), se adiciona la suma de un millón seiscientos veintiséis mil doscientos setenta y tres balboas con ochenta y seis centésimos (B/.1,626,273.86) según el detalle siguiente:

		Valor Corriente	Valor Presente
Distribución	Miles de B/.	1,282.24	1,106.15
Comercialización	Miles de B/.	345.40	297.97
Alumbrado Público	Miles de B/.	129.21	111.47
Sub-Total	Miles de B/.	1,756.85	1,515.59
Pérdidas Estándar En Distribución	Miles de B/.	128.31	110.69
Total	Miles de B/.	1,885.16	1,626.27
Energía Facturada	kWh	5,742,720	4,954,081
IMP Unitario (a junio 2009)	B/./kWh	0.32827	0.32827

Anexo A
Resolución AN No. 5661-Elec
De 22 de octubre de 2012

IMP Unitario (a junio 2012)	B./kWh	0.38101	0.38101
-----------------------------	--------	---------	---------

Al Ingreso Máximo Permitido aprobado a la Empresa de Distribución Chiriquí, S.A., mediante la Resolución AN No.3575-Elec de 25 de junio de 2010 por la suma de ciento cuatro millones ochocientos setenta y seis mil seiscientos noventa y ocho balboas con sesenta y tres centésimos (B/.104,876,698.63), se adiciona la suma de cuatrocientos ochenta y tres mil ochocientos ochenta y tres balboas con sesenta y cuatro centésimos (B/.483,883.64) según el detalle siguiente:

		Valor Corriente	Valor Presente
Distribución	Miles de B/.	405.62	349.91
Comercialización	Miles de B/.	91.25	78.72
Alumbrado Público	Miles de B/.	38.46	33.18
Sub-Total	Miles de B/.	535.32	461.81
Pérdidas Estándar En Distribución	Miles de B/.	25.59	22.07
Total	Miles de B/.	560.91	483.88
Energía Facturada	kWh	1,709,280	1,474,547
IMP Unitario (a junio 2009)	B./kWh	0.32816	0.32816
IMP Unitario (a junio 2012)	B./kWh	0.37967	0.37967

El valor de Pérdidas Estándar en redes de distribución es un valor calculado con el porcentaje de pérdidas estándar fijado y el precio monómico de la energía estimado para el periodo. El precio monómico de acuerdo a las reglas es revisado semestralmente en base a los costos reales.

El Ingreso Máximo Permitido (IMPER) de la Empresa de Distribución Metro Oeste, S.A. y de la Empresa de Distribución Chiriquí, S.A., se calculó considerando que toda la red está construida y los clientes conectados, bajo el esquema de que la Oficina de Electrificación Rural pondrá los fondos para la inversión en redes, instalaciones domiciliarias y la conexión de los clientes.

En los Apéndices 1 y 2 se adjunta el resumen del cálculo de cada empresa.

6. PERIODO TARIFARIO

El IMP para los Proyectos de Electrificación Rural (IMPER) es en adición al aprobado mediante la Resolución AN No.3575-Elec del 25 de junio de 2010 a la Empresa de Distribución Metro Oeste, S.A. y a la Empresa de Distribución Chiriquí, S.A., para el periodo de julio de 2010 a junio de 2014.

7. CARGOS TARIFARIOS Y FACTURACIÓN

En el periodo hasta junio de 2014, los cargos tarifarios correspondientes a la actividad de distribución y comercialización de estos proyectos será la tarifa que corresponda para la concesión respectiva.

Anexo A
Resolución AN No. 5661-Elec
De 22 de octubre de 2012

Los cargos tarifarios que corresponden al resto de los componentes (transmisión, pérdidas en transmisión, generación, alumbrado público-consumo) serán similares a las tarifas que pagan el resto de los clientes de las áreas de concesión respectivas.

La Empresa de Distribución Metro Oeste, S.A. y la Empresa de Distribución Chiriquí, S.A., deben establecer una codificación en su sistema de facturación que permita identificar a los clientes resultantes de la expansión de las líneas de distribución para los proyectos de electrificación promovidos por la Oficina de Electrificación Rural, con el objeto de dar seguimiento a la revisión tarifaria y a la cuantificación del aporte del Estado a la operación de darse el caso.

Es decir, los clientes de esta área pagarán la misma tarifa que paga el resto de los clientes de la concesión y para ello el Estado hará un Aporte para compensar las diferencias entre el IMPER y el Ingreso Real con los cargos de distribución, comercialización y pérdidas de energía de la tarifa vigente que se facture a los clientes. De igual forma para el resto de los componentes de la tarifa.

8. ACTUALIZACIÓN DENTRO DEL PERIODO TARIFARIO

Los cálculos del IMP Unitario de Distribución y del IMP Unitario de Pérdidas para los Proyectos de Electrificación Rural de la Empresa de Distribución Metro Oeste, S.A. y la Empresa de Distribución Chiriquí, S.A., se revisarán y aprobarán para cada periodo de vigencia de las fórmulas tarifarias, según establece el Artículo 95 del Texto Único de la Ley 6 de 3 de febrero de 1997.

Los valores del IMP Unitario de Distribución y del IMP Unitario de Pérdidas de los Proyectos de Electrificación Rural se ajustarán semestralmente como se indica a continuación:

- IMP Unitarios de Distribución (sin pérdidas) se actualizará con el Índice de Precios al Consumidor (IPC) publicado por la Contraloría General de la República para los periodos correspondientes con la fórmula siguiente:

$$IMP_U \text{ Distribución }_p = IMP_U \text{ Distribución }_{p-1} \times \frac{IPC_{p-2}}{IPC_{p-3}} \left[\frac{B/.}{kWh} \right]$$

Donde:

IMP_U Distribución: IMP_U Distribución sin pérdidas de energía

p: Semestre en el cual se aplicará el cargo actualizado.

p-1: Semestre anterior al semestre en el cual se aplicará el cargo actualizado.

p-2: Semestre anterior al semestre p-1.

p-3: Semestre anterior al semestre p-2.

Anexo A
Resolución AN No. 5661-Elec
De 22 de octubre de 2012

- El IMP Unitario de pérdidas se actualizará con los costos de abastecimiento monómicos (CAMonómico)¹ para los periodos correspondientes, de acuerdo con la fórmula siguiente:

$$IMP_{U,Pérdidas_p} = IMP_{U,0}Pérdidas_p \times \frac{CA_{Monómico_{p-1}}}{CA_{Monómico_o}} \left[\frac{B/.}{kWh} \right]$$

Donde:

IMP: IMP de pérdidas de energía

p: Semestre en el cual se aplicará el cargo actualizado.

p-1: Semestre anterior al semestre en el cual se aplicará el cargo actualizado.

o: Semestre del IMP original.

$$CA_{Monómico_{p-1}} = CMM_{p-1} + CTrans_{p-1} + PTrans_{p-1}$$

CMM_t: es el costo monómico (incluyendo potencia y energía en el sistema de generación y demás costos del mercado mayorista) en $\left[\frac{B/.}{MWh} \right]$.

CTrans: es el costo unitario en el sistema de transmisión en $\left[\frac{B/.}{MWh} \right]$.

PTrans: es el costo de las pérdidas en transmisión en $\left[\frac{B/.}{MWh} \right]$.

$$CA_{Monómico_o} = CMM_o + CTrans_o + PTrans_o$$

Para el caso de los sistemas aislados se segregará para utilizar el costo monómico (CMM) de los costos de generación para suplir el área y no tendrá costos del sistema de transmisión ni de pérdidas del sistema de transmisión.

¹ Se refiere a los costos totales de potencia, energía, servicios auxiliares y transmisión dividido entre la suma de la energía total (contratada y Mercado Ocasional).

Anexo A
Resolución AN No. 5661-Elec
De 22 de octubre de 2012

APÉNDICE 1
CÁLCULO DEL IMP
EMPRESA DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA METRO-OESTE, S.A. (EDEMET)

Anexo A
 Resolución AN No. 5661-Elec
 De 22 de octubre de 2012

CUADRO No. 1

EDEMET PROYECTOS DE ELECTRIFICACIÓN RURAL

INGRESO MÁXIMO PERMITIDO = IMP

(En miles de Balboas)

EDEMET	2012	2013
IPSD	641.12	641.12
IMPCO	172.70	172.70
ALUMPU	64.61	64.61
IPPD	64.15	64.15
IMP	942.58	942.58

VALOR PRESENTE NETO DEL INGRESO MÁXIMO PERMITIDO		
DISTRIBUCIÓN	Miles de B/.	1,106.15
COMERCIALIZACIÓN	Miles de B/.	297.97
ALUMBRADO PÚBLICO	Miles de B/.	111.47
SUB TOTAL	Miles de B/.	1,515.59
PÉRDIDAS ESTÁNDAR	Miles de B/.	110.69
TOTAL	Miles de B/.	1,626.27

IMP (AÑO TARIFARIO)		
IMP Junio 2009	B/.kWh	0.32827
IMP Diciembre 2009	B/.kWh	0.33040
IMP Junio 2010	B/.kWh	0.33734
IMP Diciembre 2010	B/.kWh	0.34668
IMP Junio 2011	B/.kWh	0.35923
IMP Diciembre 2011	B/.kWh	0.36857
IMP Junio 2012	B/.kWh	0.38101

Anexo A
Resolución AN No. 5661-Elec
De 22 de octubre de 2012

CUADRO No. 2

EDEMET PROYECTOS DE ELECTRIFICACIÓN RURAL

INGRESO MÁXIMO PERMITIDO POR DISTRIBUCIÓN = IMPD

En miles de Balboas

SISTEMA PRINCIPAL		Año 1	Año 2
Operación y Mantenimiento	OM	308.42	308.42
Administración	ADM	332.70	332.70
	IPSD	641.12	641.12
Pérdidas en Distribución	(PD%) * MWhD * CMM	64.15	64.15
	IPPD	64.15	64.15
	IMPD	705.27	705.27

INGRESO MÁXIMO PERMITIDO POR COMERCIALIZACIÓN = IPCO

En miles de Balboas

COMERCIALIZACIÓN		Año 1	Año 2
Comercialización	COM	172.70	172.70
	IPCO	172.70	172.70

INGRESO MÁXIMO PERMITIDO POR ALUMBRADO PÚBLICO = ALUMPU

En miles de Balboas

ALUMBRADO PÚBLICO		Año 1	Año 2
Operación y Mantenimiento	OMalum	64.61	64.61
	ALUMPU	64.61	64.61

Anexo A
Resolución AN No. 5661-Elec
De 22 de octubre de 2012

CUADRO No. 3

EDEMET PROYECTOS DE ELECTRIFICACIÓN RURAL

PARÁMETROS Y VALORES UTILIZADOS EN EL CÁLCULO DE LOS INGRESOS PERMITIDOS

PARÁMETROS		UNIDADES	2012	2013
Tasa de Descuento	TC/RR	%	10.44%	10.44%
Operación y Mantenimiento de AP	O&Malum	B/-Luminaria	27.00	27.00

IMPULSORES DE COSTOS	UNIDADES	BASE	Año 1	Año 2
Demanda Máxima	MW	1.84	1.84	1.84
Energía Facturada	MWh	2,871.36	2,871.36	2,871.36
Energía ingresada al sist.	MWh	4,834.98	4,834.98	4,834.98
Clientes	No. clientes	3,988	3,988	3,988
Intensidad (demanda/clientes)	kW/cliente	0.46	0.46	0.46
Costo de la Energía en el Mercado Mayorista	USD\$/MWh	141.49	141.49	141.49
Cantidad de Luminarias			2,393	2,393

COSTOS EFICIENTES		UNIDADES	Año 1	Año 2
Administración	ADM	En Balboas	332,696.50	332,696.50
Operación y Mantenimiento	OMD	En Balboas	308,423.12	308,423.12
Comercialización	COM	En Balboas	172,700.49	172,700.49
Pérdidas	PD%	%	9.38%	9.38%

Anexo A
Resolución AN No. 5661-Elec
De 22 de octubre de 2012

CUADRO No.4

EDEMET PROYECTOS DE ELECTRIFICACIÓN RURAL

COEFICIENTES DE LAS REGRESIONES		OMD	OMC	ADM
Exp usu	Única		1.098394354	0.913322687
Exp pot	Única	0.990924221		
Exp INT	Única	-1.147834776		
Constante	Única	3.689560865	3.219699391	5.41315767

COSTOS SIN AJUSTES			AREA	Año 1	Año 2
	USU	POT		B/.	B/.
ADM	100.00%	100.00%	Única	436,069.66	436,069.66
OMD	100.00%	100.00%	Única	494,177.33	494,177.33
COM	100.00%	100.00%	Única	225,604.00	225,604.00

SALARIOS	Año 1	Año 2
Costo Laboral Relativo 2009	32.11%	32.11%
ADM	34.46%	34.46%
O&M Dist	52.75%	52.75%
O&M Com	28.61%	28.61%

MAT. No Comerc. Internac. (locales)	Año 1	Año 2	% de Mat Nacional dentro del total de Materiales
PPA 2009	62.40%	62.40%	
ADM	16.39%	16.39%	25.00%
O&M Dist	4.73%	4.73%	10.00%
O&M Com	10.71%	10.71%	15.00%

Activos y costos con ajuste salarial y por materiales	Año 1	Año 2
	B/.	B/.
ADM	332,696.50	332,696.50
O&M Dist	308,423.12	308,423.12
O&M Com	172,700.49	172,700.49

Anexo A
Resolución AN No. 5661-Elec
De 22 de octubre de 2012

CUADRO No.5
EDEMET PROYECTOS DE ELECTRIFICACIÓN RURAL

ÍNDICE DE PRECIOS AL CONSUMIDOR NACIONAL URBANO
 Índice de Precios Octubre 2002=100

	2009	2010	2011	2011
Enero.....	121.1	124.8	130.8	138.8
Febrero.....	121.5	125.1	131.3	139.7
Marzo.....	122.3	125.6	132.5	140.9
Abril.....	122.8	126.0	133.9	141.9
Mayo.....	122.4	126.3	134.4	142.5
Junio.....	123.0	126.4	134.6	142.8
Julio.....	123.6	127.8	134.7	
Agosto.....	124.0	128.5	135.3	
Septiembre.....	123.3	128.5	136.3	
Octubre.....	123.6	128.7	136.6	
Noviembre.....	123.7	129.0	137.8	
Diciembre.....	123.8	129.9	138.1	

Las ponderaciones utilizadas para el cálculo del Índice Nacional Urbano, se basan en los gastos de consumo de 8,455 hogares de diferentes niveles de ingreso mensual, investigados en la "Encuesta de Ingresos y Gastos de los Hogares", realizada en en los distritos de Panamá y San Miguelito y algunas áreas urbanas de los distritos de Colón, La Chorrera, Aguadulce, Chitré, Santiago, David y Changuinola en 1997/98

E- datos estimados por EDEMET en actualización tarifaria julio-diciembre de 2012

Anexo A
Resolución AN No. 5661-Elec
De 22 de octubre de 2012

CUADRO # 6: EDEMET – PROYECTOS DE ELECTRIFICACIÓN RURAL						
NUM	PROVINCIA	DISTRITO	CORREGIMIENTO	POBLADO	# VIV	Distribuidora
1	Coclé	Penonomé	Cabuya	Cabuya-Mata Palo	35	EDEMET
1	Coclé	La Pintada	El Harino	Santa Marta	157	EDEMET
1	Coclé	La Pintada	Llano Grande	Las Minas	93	EDEMET
1	Coclé	Natá	El Caño	Virulí	47	EDEMET
1	Coclé	Natá	Guzman	Otoal	52	EDEMET
1	Coclé	Penonomé	Chiguirí Arriba	Tambo-Sabana Larga-Chiguirí Abajo-San Pedro	500	EDEMET
1	Coclé	Penonomé	Pajonal	Pajonal (Avenida Domínguez)	46	EDEMET
1	Coclé	Penonomé	Pajonal	Nanzal abajo	39	EDEMET
1	Coclé	Penonomé	Toabré	Tucue	89	EDEMET
1	Coclé	Penonomé	Tulú	Las Minas deTulú	141	EDEMET
1	Coclé	Antón	Santa Rita	Los Aguilares	12	EDEMET
1	Coclé	Antón	Cabuya	Los Alveo	29	EDEMET
1	Coclé	La pintada	Llano Grande	La Venta	8	EDEMET
1	Coclé	Penonomé	Toabré	La Calendaria	33	EDEMET
1	Coclé	Olá	Olá	San Juan	13	EDEMET
1	Coclé	Antón	Juan Díaz	El Jobo (Ext.)	10	EDEMET
1	Coclé	Antón	El Chirú	Llano Sánchez	9	EDEMET
1	Coclé	Penonomé	Tulú	El Limón	65	EDEMET
TOTAL = 18 PROYECTOS					1378	
1	Herrera	Las Minas	Leones	Cordillera-Los Helechales	55	EDEMET
1	Herrera	Ocú	Cerro Largo	El Pájaro - El Rascador	46	EDEMET
1	Los Santos	Las Tablas	Palmira	Palmira total	40	EDEMET
1	Los Santos	Pedasí	Mariabé	Playa Mariabé	47	EDEMET
1	Los Santos	Tonosí	Altos de Guera	Los Zatrales	38	EDEMET
1	Los Santos	Tonosí	Cañas	Sector Isla Cañas	40	EDEMET
1	Los Santos	Tonosí	La Tronosa	Guayabo/Barracon	36	EDEMET
TOTAL = 7 PROYECTOS					302	
1	Panamá	La Chorrera	Obaldía	Las Lajas	13	EDEMET
1	Panamá	Capira	Capira	Polanco a Cerro Cermeño	52	EDEMET
1	Panamá	Capira	Cacao	Trinidad de Las Minas-Vista Alegre 2	62	EDEMET
1	Panamá	Capira	Cacao	Vista Alegre	94	EDEMET
1	Panamá	Capira	Ciri de los Sotos	Ciricito Abajo	80	EDEMET
1	Panamá	Capira	Ciri Grande	Bajo Bonito	55	EDEMET
1	Panamá	Capira	Ciri Grande	Ciri Grande-Las Negritas	44	EDEMET

Anexo A
Resolución AN No. 5661-Elec
De 22 de octubre de 2012

CUADRO # 6: EDEMET – PROYECTOS DE ELECTRIFICACIÓN RURAL						
NUM	PROVINCIA	DISTRITO	CORREGIMIENTO	POBLADO	# VIV	Distribuidora
1	Panamá	Capira	Ciri Grande	Gasparillal-La Conga (pste 377-2555D)	56	EDEMET
1	Panamá	Capira	Ciri Grande	La Conga	62	EDEMET
1	Panamá	Capira	La Trinidad	Faldares-Los Cañones-La Humidad	43	EDEMET
1	Panamá	Capira	La Trinidad	Nueva Arenosa2 -Laja Lisas (TX 337-253D)	39	EDEMET
1	Panamá	Capira	Lídice	Filipinas	42	EDEMET
1	Panamá	Chame	Sorá	Manglarito	71	EDEMET
1	Panamá	Panamá	Chilibre	Victoriano Lorenzo	79	EDEMET
1	Panamá	Panamá	Ancón	Valle de San Francisco	220	EDEMET
TOTAL = 15 PROYECTOS					1,012	
1	Veraguas	Atalaya	La Carrillo	La Carrillo	50	EDEMET
1	Veraguas	Atalaya	La Carrillo	Las Animas	45	EDEMET
1	Veraguas	Calobre	Calobre	Capellanía-El Limón	46	EDEMET
1	Veraguas	Calobre	Calobre	San José	52	EDEMET
1	Veraguas	Calobre	El Potrero	El Espinal - El Potrero	59	EDEMET
1	Veraguas	Cañazas	Cañazas	Santa Rosa	36	EDEMET
1	Veraguas	La Mesa	Bisvalles	Los Valdeses	43	EDEMET
1	Veraguas	La Mesa	La Mesa	Canto del Llano	35	EDEMET
1	Veraguas	La Mesa	San Bartolo	La Hueca Arriba	40	EDEMET
1	Veraguas	Las Palmas	El Rincón	El Pino Del Cobre	40	EDEMET
1	Veraguas	San Francisco	San Juan	El Cristo Arriba y Abajo	43	EDEMET
1	Veraguas	Santa Fé	Santa Fé	El Pedregoso	35	EDEMET
1	Veraguas	Soná	Bahia Honda	Bahia Honda	133	EDEMET
1	Veraguas	Soná	El Marañón	El Limón	39	EDEMET
1	Veraguas	Soná	Río Grande	Quebrada Grande	50	EDEMET
1	Veraguas	Soná	Cativá	Agua Fría	6	EDEMET
1	Veraguas	Soná	Guarumal	San Andrés	24	EDEMET
1	Veraguas	Soná	La Soledad	Coibita	18	EDEMET
1	Veraguas	Soná	Río Grande	La Primavera	8	EDEMET
1	Veraguas	Soná	Río Grande	Los Valdeces-Los Ñopos	30	EDEMET
1	Veraguas	Soná	Río Grande	Madre Vieja Total	48	EDEMET
1	Veraguas	Soná	Río Grande	Río Grande	32	EDEMET
1	Veraguas	Soná	Río Grande	Quebrada Santa Catalina	10	EDEMET
1	Veraguas	Soná	Río Grande	Arrimadero	22	EDEMET
1	Veraguas	Soná	Rodeo Viejo	Bajos del Cobre	34	EDEMET
1	Veraguas	Soná	Rodeo Viejo	Bajos del Cobre	32	EDEMET
1	Veraguas	Soná	Rodeo Viejo	La Pascuala	10	EDEMET

Anexo A
Resolución AN No. 5661-Elec
De 22 de octubre de 2012

CUADRO # 6: EDEMET – PROYECTOS DE ELECTRIFICACIÓN RURAL						
NUM	PROVINCIA	DISTRITO	CORREGIMIENTO	POBLADO	# VIV	Distribuidora
1	Comarca Ngobe Bugle	Ñurum	Cerro Pelao	Cerro Pelao	120	EDEMET
1	Comarca Ngobe Bugle	Ñurum	Agua de Salud	El Peñón	103	EDEMET
1	Comarca Ngobe Bugle	Ñurum	Cerro Pelao	La Mesita	53	EDEMET
TOTAL = 30 PROYECTOS					1,296	
Total de viviendas EDEMET					3,988	

Anexo A
Resolución AN No. 5661-Elec
De 22 de octubre de 2012

APÉNDICE 2
CÁLCULO DEL IMP
EMPRESA DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA CHIRIQUÍ, S.A. (EDECHI)

Anexo A
 Resolución AN No. 5661-Elec
 De 22 de octubre de 2012

CUADRO No. 1
EDECHI PROYECTOS DE ELECTRIFICACIÓN RURAL

INGRESO MÁXIMO PERMITIDO = IMP

(En miles de Balboas)

EDECHI	2012	2013
IPSD	202.81	202.81
IMPCO	45.63	45.63
ALUMPU	19.23	19.23
IPPD	12.79	12.79
IMP	280.46	280.46

VALOR PRESENTE NETO DEL INGRESO MÁXIMO PERMITIDO		
DISTRIBUCIÓN	Miles de B/.	349.91
COMERCIALIZACIÓN	Miles de B/.	78.72
ALUMBRADO PÚBLICO	Miles de B/.	33.18
SUB TOTAL	Miles de B/.	461.81
PÉRDIDAS ESTÁNDAR	Miles de B/.	22.07
TOTAL	Miles de B/.	483.88

IMP (AÑO TARIFARIO)		
IMP Junio 2009	B/./kWh	0.32816
IMP Diciembre 2009	B/./kWh	0.33003
IMP Junio 2010	B/./kWh	0.33618
IMP Diciembre 2010	B/./kWh	0.34554
IMP Junio 2011	B/./kWh	0.35838
IMP Diciembre 2011	B/./kWh	0.36667
IMP Junio 2012	B/./kWh	0.37967

Anexo A
Resolución AN No. 5661-Elec
De 22 de octubre de 2012

CUADRO No. 2
EDECHI PROYECTOS DE ELECTRIFICACIÓN RURAL

INGRESO MÁXIMO PERMITIDO POR DISTRIBUCIÓN = IMPD

En miles de Balboas

SISTEMA PRINCIPAL		Año 1	Año 2
Operación y Mantenimiento	OM	92.82	92.82
Administración	ADM	109.99	109.99
	IPSD	202.81	202.81
Pérdidas en Distribución	(PD%) * MWhD * CMM	12.79	12.79
	IPPD	12.79	12.79
	IMPD	215.60	215.60

INGRESO MÁXIMO PERMITIDO POR COMERCIALIZACIÓN = IPCO

En miles de Balboas

COMERCIALIZACIÓN		Año 1	Año 2
Comercialización	COM	45.63	45.63
	IPCO	45.63	45.63

INGRESO MÁXIMO PERMITIDO POR ALUMBRADO PÚBLICO = ALUMPU

En miles de Balboas

ALUMBRADO PÚBLICO		Año 1	Año 2
Operación y Mantenimiento	OMalum	19.23	19.23
	ALUMPU	19.23	19.23

Anexo A
Resolución AN No. 5661-Elec
De 22 de octubre de 2012

CUADRO No. 3
EDECHI PROYECTOS DE ELECTRIFICACIÓN RURAL

PARÁMETROS Y VALORES UTILIZADOS EN EL CÁLCULO DE LOS INGRESOS PERMITIDOS

PARÁMETROS		UNIDADES	2012	2013
Tasa de Descuento	TC/RR	%	10.44%	10.44%
Operación y Mantenimiento de AP	O&Malum	B/.-Luminaria	27.00	27.00

IMPULSORES DE COSTOS	UNIDADES	BASE	Año 1	Año 2
Demanda Máxima	MW	0.55	0.55	0.55
Energía Facturada	MWh	854.64	854.64	854.64
Energía ingresada al sist.	MWh	1,439.10	1,439.10	1,439.10
Clientes	No. clientes	1,187	1,187	1,187
Intensidad (demanda/clientes)	kW/cliente	0.46	0.46	0.46
Costo de la Energía en el Mercado Mayorista	USD\$/MWh	94.80	94.80	94.80
Cantidad de Luminarias			712	712

COSTOS EFICIENTES		UNIDADES	Año 1	Año 2
Administración	ADM	En Balboas	109,992.34	109,992.34
Operación y Mantenimiento	OMD	En Balboas	92,815.20	92,815.20
Comercialización	COM	En Balboas	45,625.09	45,625.09
Pérdidas	PD%	%	9.38%	9.38%

Anexo A
 Resolución AN No. 5661-Elec
 De 22 de octubre de 2012

**CUADRO No.4
 EDECHI PROYECTOS DE ELECTRIFICACIÓN RURAL**

COEFICIENTES DE LAS REGRESIONES		OMD	OMC	ADM	
Exp usu	Única		1.098394354	0.913322687	
Exp pot	Única	0.990924221			
Exp INT	Única	-1.147834776			
Constante	Única	3.689560865	3.219699391	5.41315767	
COSTOS SIN AJUSTES			AREA	Año 1	Año 2
	USU	POT		B/.	B/.
ADM	100.00%	100.00%	Única	144,168.41	144,168.41
OMD	100.00%	100.00%	Única	148,715.08	148,715.08
COM	100.00%	100.00%	Única	59,601.47	59,601.47
SALARIOS	Año 1	Año 2			
Costo Laboral Relativo 2009	32.11%	32.11%			
ADM	34.46%	34.46%			
O&M Dist	52.75%	52.75%			
O&M Com	28.61%	28.61%			
MAT. No Comerc. Internac. (locales)	Año 1	Año 2	% de Mat Nacional dentro del total de Materiales		
PPA 2009	62.40%	62.40%			
ADM	16.39%	16.39%	25.00%		
O&M Dist	4.73%	4.73%	10.00%		
O&M Com	10.71%	10.71%	15.00%		
Activos y costos con ajuste salarial y por materiales	Año 1	Año 2			
	B/.	B/.			
ADM	109,992.34	109,992.34			
O&M Dist	92,815.20	92,815.20			
O&M Com	45,625.09	45,625.09			

Anexo A
Resolución AN No. 5661-Elec
De 22 de octubre de 2012

CUADRO No.5
EDECHI PROYECTOS DE ELECTRIFICACIÓN RURAL

ÍNDICE DE PRECIOS AL CONSUMIDOR RESTO URBANO
 Índice de Precios Octubre 2002=100

	2009	2010	2011	2011
Enero.....	121.2	123.9	129.9	138.4
Febrero.....	121.5	124.1	130.4	138.8
Marzo.....	122.1	124.7	131.5	140.2
Abril.....	122.6	124.9	132.5	140.7
Mayo.....	122.3	125.2	133.0	141.3
Junio.....	122.7	125.7	134.0	142.0
Julio.....	123.2	126.9	134.3	
Agosto.....	123.6	127.1	134.6	
Septiembre.....	123.2	127.1	135.4	
Octubre.....	123.2	127.5	135.6	
Noviembre.....	123.3	128.1	136.5	
Diciembre.....	123.4	129.2	137.1	

E
E

Las ponderaciones utilizadas para el cálculo del Índice se basan en los gastos de consumo de 6,499 hogares de diferentes niveles de ingreso mensual, investigados en la "Encuesta de Ingresos y Gastos de los Hogares", realizada en algunas áreas urbanas de los distritos de Colón, La Chorrera, Aguadulce, Chitré, Santiago, David y Changuinola en 1997/98.

E- datos estimados por EDECHI en actualización tarifaria julio-diciembre de 2012

Anexo A
Resolución AN No. 5661-Elec
De 22 de octubre de 2012

Cuadro No. 6: EDECHI – Proyectos de Electrificación Rural						
NUM	PROVINCIA	DISTRITO	CORREGIMIENTO	POBLADO	# VIV	Distribuidora
1	Bocas del Toro	Chiriquí Grande	Miramar	Miramar-Punta Robalo	234	EDECHI
1	Bocas del Toro	Chiriquí Grande	Punta Peña	Cañazas	119	EDECHI
TOTAL = 2 PROYECTOS					353	
1	Chiriquí	Bugaba	Gomez	San Miguel Exquisito	43	EDECHI
1	Chiriquí	David	Cochea	El Higo de Cochea	37	EDECHI
1	Chiriquí	Dolega	Algarrobos	Bejuco	41	EDECHI
1	Chiriquí	Dolega	Rovira	Loma Alta	54	EDECHI
1	Chiriquí	Dolega	Tinajas	Los Palomos	48	EDECHI
1	Chiriquí	Gualaca	Gualaca	Loma Grande	46	EDECHI
1	Chiriquí	Gualaca	Hornitos	Fortuna	40	EDECHI
1	Chiriquí	Remedios	Nancito	Sardina-Potrero de Olla	93	EDECHI
1	Chiriquí	Renacimiento	Río Sereno	Miraflores Oeste	48	EDECHI
1	Chiriquí	Renacimiento	Río Sereno	Union Internacional	51	EDECHI
1	Chiriquí	Renacimiento	Santa Clara	Santa Clara Oeste	37	EDECHI
1	Chiriquí	Tolé	Lajas	Quebrada de lajas	42	EDECHI
1	Chiriquí	Mironó	Quebrada del Loro	Loro Centro	54	EDECHI
1	Ngabë Bügle	Nole Duima	Hato Chamí	Oma	200	EDECHI
TOTAL = 14 PROYECTOS					834	
Total de viviendas - EDECHI					1,187	