



ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL
Facultad de Ingeniería en Electricidad y Computación

“DETERMINACIÓN DE LA CANTIDAD ADECUADA DE USUARIOS
POR TRANSFORMADOR DE POTENCIA EN ZONAS DE
GUAYAQUIL A NIVEL DE BAJA TENSIÓN CONSIDERANDO
EFICIENCIA ENERGÉTICA”

INFORME DE MATERIA DE GRADUACIÓN

Previo a la obtención del Título de:

INGENIERO EN ELECTRICIDAD ESPECIALIZACIÓN
POTENCIA

Presentado por:

CARLOS JAVIER BERNAL AVILA

WALTER VICENTE MARMOLEJO TIERRAS

Guayaquil – Ecuador

Año: 2015

AGRADECIMIENTO

A Dios, por habernos encaminarnos de la mejor manera para la culminación de este trabajo. A nuestros padres, por el apoyo durante todos nuestros años de estudio.

A nuestros profesores de la carrera de Potencia, en especial a nuestro profesor de la materia de graduación MSc. Douglas Aguirre que supo transmitirnos sus conocimientos y experiencias en el ámbito profesional.

A los Ingenieros de la Empresa Eléctrica de Guayaquil: Daniel Pesantes y John Jijón por facilitarnos la información requerida para la realización de este trabajo.

DEDICATORIA

A Dios, mi familia y amigos por la confianza, apoyo y aliento brindado en todos mis años de estudio.

Carlos Javier Bernal Avila

A mis padres, Rocío y Walter, que siempre me apoyaron sin medida alguna para que pueda culminar con éxito mi carrera profesional; a mis hermanos y a mi esposa Leidy, que con amor supo darme siempre una voz de aliento que me ayudara a salir adelante en todo momento.

Dedico este trabajo especialmente a mi hija Lucianita, que aunque siendo tan pequeña, siempre vi en ella mi más grande deseo de ser un profesional.

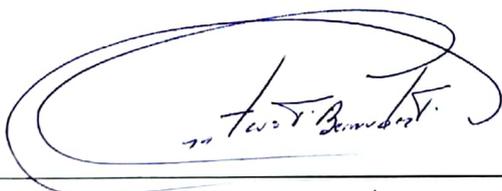
Walter Vicente Marmolejo Tierras

TRIBUNAL DE SUSTENTACIÓN



MSc. Douglas Aguirre H.

PROFESOR DE LA MATERIA DE GRADUACIÓN



MSc. Gustavo Bermúdez F.

PROFESOR DELEGADO POR LA UNIDAD ACADÉMICA

DECLARACIÓN EXPRESA

"La responsabilidad del contenido de este informe, nos corresponde exclusivamente; y el patrimonio intelectual del mismo a la ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL".

(Reglamento de exámenes y títulos profesionales de la ESPOL)



Carlos Javier Bernal Avila

WALTER MARMOLEJO.

Walter Vicente Marmolejo Tierras

RESUMEN

El uso de nuevas tecnologías en los sistemas eléctricos de distribución ayuda a mejorar la continuidad del servicio y confiabilidad en la toma de datos, como es el caso de los medidores con infraestructura de medición avanzada o AMI por sus siglas en inglés (Advanced Metering Infrastructure) los cuales están sustituyendo a los medidores electromecánicos tradicionales.

En Guayaquil, las ciudadelas Atarazana, Kennedy, Urdesa, Los Ceibos y Puerto Azul ya cuentan en su mayoría con estos equipos, instalados principalmente a clientes tipo residencial y comercial; razón por la cual se han elegido estos sectores para nuestro trabajo. Con la información del consumo de energía eléctrica de 218 usuarios residenciales, contenidos en 15 transformadores de distribución entre los 5 sectores, se ha procedido a encontrar un consumo promedio por abonado para cada sector.

Este trabajo está orientado a determinar la cantidad adecuada de usuarios residenciales para diferentes capacidades de transformadores de distribución, con funcionalidad para los próximos 10 años en cada uno de los sectores mencionados. Se analiza el estado actual del sistema y la inclusión de cocinas de inducción en todos los usuarios de la muestra, siguiendo las

consideraciones sugeridas en el manual de EBASCO publicado por la ESPO. Además se busca determinar el porcentaje de vida útil perdido y el porcentaje disponible en cada transformador bajo condiciones nominales, para saber si en el año horizonte existirá algún problema técnico por deterioro del aislamiento del equipo.

Conociendo la cantidad de usuarios adecuada, se pueden tomar acciones correctivas con la finalidad de aprovechar al máximo su capacidad y lograr una reducción en pérdidas de energía, que significa un beneficio económico para la empresa distribuidora y el país.

ÍNDICE GENERAL

AGRADECIMIENTO	I
DEDICATORIA	II
TRIBUNAL DE SUSTENTACIÓN	III
DECLARACIÓN EXPRESA	IV
RESUMEN.....	V
ÍNDICE GENERAL	VII
ABREVIATURAS	XIII
ÍNDICE DE TABLAS	XV
ÍNDICE DE FIGURAS	XIX
INTRODUCCIÓN.....	XXII
CAPÍTULO 1	
GENERALIDADES	1
1.1 Sistema de Distribución de Energía Eléctrica	1
1.2 Empresa Distribuidora de Energía Eléctrica	4
1.3 Transformador Eléctrico	7
1.3.1 Clases de Transformadores	9
1.3.1.1 Transformador de Distribución.....	10
1.3.1.2 Transformador Monofásico Convencional Tipo Poste	13
1.3.1.3 Transformador Monofásico Autoprotegido Tipo Poste	15

1.3.1.4 Transformador Monofásico Padmounted (Tipo Pedestal)	17
1.4 Características de las Cargas.....	18
1.4.1 Carga Instalada (CI).....	19
1.4.2 Potencia Instalada (PI).....	19
1.4.3 Demanda - D(t)	20
1.4.3.1 Demanda Máxima (DM).....	20
1.4.3.2 Demanda Promedio (Dp)	21
1.4.4 Curvas de Carga Diaria.....	21
1.4.5 Factor de Utilización (FU).....	23
1.4.6 Factor de Potencia (fp).....	23
1.4.7 Factor de Carga (F _C).....	24
1.4.8 Factor de Diversidad (F _{div})	24
1.4.9 Factor de Coincidencia (F _{co})	26
1.4.10 Factor de Perdidas (F _P).....	26
1.5 Pérdidas de Energía Eléctrica	27
1.5.1 Pérdidas Técnicas en Transformadores de Distribución	29
1.5.1.1 Pérdidas en Vacío	29
1.5.1.2 Pérdidas con Cargas	31
1.6 Medidores de Energía Eléctrica.....	31
1.6.1 Medición AMI en la CNEL-Guayaquil	33
1.7 Método Estadístico para la Selección de una Muestra	37

1.7.1 Muestreo Estadístico Aleatorio.....	38
1.7.2 Tamaño de la Muestra	39
1.8 Eficiencia Energética	42
1.8.1 Eficiencia Energética en el Ecuador	43
1.8.2 Eficiencia Energética en Sistemas de Distribución	44

CAPÍTULO 2

ESTADÍSTICAS DEL SECTOR ELÉCTRICO RESIDENCIAL POR ZONAS DE GUAYAQUIL.....	47
2.1 Energía del Sistema de Distribución de Guayaquil	48
2.1.1 Consumo de Energía de los Clientes de la CNEL-Guayaquil	49
2.1.2 Pérdida de Energía del Sistema de Distribución de Guayaquil.....	53
2.2 Consumidores Residenciales de Energía Eléctrica en Guayaquil.....	56
2.2.1 Clientes Residenciales en Guayaquil	56
2.2.2 Consumo de Energía de los Clientes Residenciales en Guayaquil.....	59
2.2.3 Crecimiento de la Demanda para Usuarios Residenciales en Guayaquil.....	61
2.3 Determinación de Usuarios Residenciales por Zonas en Guayaquil.....	62
2.3.1 Selección de la Muestra	63

2.3.2	Transformadores de Distribución Asociados a los Usuarios Residenciales de la muestra	65
2.3.3	Información General de la Muestra de los Transformadores de Distribución por Sectores	69
2.4	Potencia de la Muestra de Transformadores de Distribución por Zonas	71
2.4.1	Perfiles de Potencia Diarios de la Muestra de Transformadores por Sector.	73
2.4.2	Potencia Semanal de la Muestra de Transformadores por Sector	75
2.4.3	Potencia Mensual de la Muestra de Transformadores por Sector.	77
2.4.4	Potencia Anual de la Muestra de Transformadores por Sector.	79

CAPÍTULO 3

USUARIOS RESIDENCIALES ADECUADOS POR TRANSFORMADOR DE DISTRIBUCIÓN	81
3.1 Validación de la Muestra	81
3.2 Correlación de la Demanda de Potencia de los Transformadores de la Muestra	83
3.3 Obtención del Perfil de Potencia por Sector	86

3.3.1	Curvas de Potencia en la Atarazana	87	
3.3.2	Curvas de Potencia en la Kennedy	87	
3.3.3	Curvas de Potencia en Urdesa.....	87	
3.3.4	Curvas de Potencia en Los Ceibos	88	
3.3.5	Curvas de Potencia en Puerto Azul.....	88	
3.4	Energía Asociada a Usuarios Residenciales por Sector	89	
3.5	Determinación de Usuarios a Partir del Método de EBASCO	90	
3.6	Porcentaje de vida útil disponible de la muestra de transformador	97	
3.7	Pérdidas de Energía de la Muestra de Transformadores por Sector.....	101	
3.7.1	Consideraciones para la Determinación de las Pérdidas de Energía de los transformadores	102	
3.7.2	Pérdidas de Energía Actuales de los transformadores de la Muestra.....	105	
3.7.3	Pérdidas de Energía Propuesta de los transformadores de la Muestra	108	
CAPÍTULO 4			
ANÁLISIS DE RESULTADOS Y EVALUACIÓN ECONÓMICA DEL PROYECTO			115

4.1	Análisis del Cambio de la Cantidad de Usuarios por Transformador de Distribución	115
4.1.1	Análisis para el Sector de la Atarazana.....	117
4.1.2	Análisis para el Sector de la Kennedy.....	118
4.1.3	Análisis para el Sector de Urdesa	121
4.1.4	Análisis para el Sector de Los Ceibos.....	123
4.1.5	Análisis para el Sector de Puerto Azul	125
4.1.6	Análisis General para los Transformadores de todos los Sectores.....	127
4.2	Evaluación Económica	131
	CONCLUSIONES.....	138
	RECOMENDACIONES.....	142
	ANEXOS	144
	BIBLIOGRAFÍA.....	221

ABREVIATURAS

AMI:	Infraestructura Avanzada de Medición.
CENACE:	Centro Nacional de Control de Electricidad.
CIS:	Sistema de Información Comercial.
CNEL:	Corporación Nacional de Electricidad.
CONELEC:	Consejo Nacional de Electricidad.
cUSD:	centavos de dólar de los Estados Unidos de América.
DIEA:	Dirección de Estadísticas Ambientales.
EBASCO:	Electric Bond and Share Company.
GIS:	Sistema de Información Geográfico.
GLP:	Gas Licuado de Petróleo.
GW:	Gigavatios.
GWh:	Gigavatios-hora.
IEEE:	Instituto de Ingeniería Eléctrica y Electrónica.
INER:	Instituto Nacional de Eficiencia Energética y Energías Renovables.
kV:	kilovoltios.
kVA:	kilovoltamperios.
kVAR:	kilovoltamperios reactivos o kilovares.
kVARh:	kilovares-hora.

kW:	kilovatios.
kWh:	kilovatios-hora.
MCI:	Motor de Combustión Interna.
MDM-EE:	Meter Data Management Enterprise Edition.
MUSD:	Millones de dólares de los Estados Unidos de América.
MVA:	Megavoltamperios.
MW:	Megavatios.
MWh:	Megavatios-hora.
NATSIM:	Normas de Acometidas, Cuartos de Transformación y Sistemas de Medición.
NTE-INEN:	Norma Técnica Ecuatoriana–Instituto Ecuatoriano de Normalización.
pu:	per-unit o por unidad.
SEP:	Sistema Eléctrico de Potencia.
SNT:	Sistema Nacional de Transmisión.
trafo:	transformador.
V:	Voltio.
VA:	Voltamperios.
VAN:	Valor Actual Neto.
VAR:	Voltamperios reactivos.
W:	Watt o vatio.

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1	Características de la Infraestructura Eléctrica de la CNEL-Guayaquil [4]	6
Tabla 2	Capacidades Nominales de los Transformadores de Distribución [9]	12
Tabla 3	Valores estimados para el cálculo del tamaño de una muestra [19]	41
Tabla 4	Balance de Energía del Sistema de Distribución de la CNEL-Guayaquil [4]	49
Tabla 5	Historial del número de clientes por categoría y por año de Guayaquil [2]	50
Tabla 6	Historial del consumo de energía por categoría por año de Guayaquil [4]	51
Tabla 7	Historial de consumos promedios anuales por categoría de consumo de Guayaquil [4]	52
Tabla 8	Historial de consumos promedios mensuales por categoría de consumo Guayaquil [4]	52
Tabla 9	Pérdidas de energía por las etapas funcionales de la Eléctrica de Guayaquil (en la actualidad CNEL-Guayaquil) [22]	54

Tabla 10	Historial del balance de pérdidas de energía de la CNEL-Guayaquil [4].....	55
Tabla 11	Usuarios residenciales con medición AMI y no AMI por sector [24]	63
Tabla 12	Transformadores de distribución asociados al total de usuarios residenciales por sector [24]	66
Tabla 13	Muestra de transformadores con medición AMI por sector.....	68
Tabla 14	Datos Generales de la Muestra de Transformadores por Sector [25].....	70
Tabla 15	Muestra real de transformadores y usuarios residenciales por sector	82
Tabla 16	Rangos de Correlación de Datos [27].....	84
Tabla 17	Correlación de la Demanda en KVA entre los transformadores de la Muestra.....	85
Tabla 18	Energía y potencia promedio de un usuario residencial por sector	89
Tabla 19	Usuarios Adecuados por Transformador (Demanda sin cocinas).....	95
Tabla 20	Usuarios Adecuados por Transformador (Demanda con cocinas).....	96
Tabla 21	Porcentaje de pérdida y vida útil disponible de la muestra de transformadores para condiciones nominales.....	100

Tabla 22	Datos a utilizar de la muestra de transformadores por sector	102
Tabla 23	Pérdidas para Transformadores de Distribución Monofásicos [29]	105
Tabla 24	Parámetros para Cálculo de Pérdidas de Energía.....	106
Tabla 25	Pérdida de Energía Actual de los Transformadores de la Muestra por Sector.....	107
Tabla 26	Datos a Utilizar con la Selección Adecuada de Usuarios para Transformadores de Distribución.....	109
Tabla 27	Parámetros a Utilizar para la Determinación de las Pérdidas de Energía de los Transformadores de distribución con la Selección Adecuada de Usuarios.....	111
Tabla 28	Pérdida de Energía Propuesta de los Transformadores de Distribución Monofásicos.....	113
Tabla 29	Dimensionamiento de los Transformadores en la Atarazana con nuestra Propuesta	117
Tabla 30	Dimensionamiento de los Transformadores en la Kennedy con nuestra Propuesta	119
Tabla 31	Dimensionamiento de los Transformadores en Urdesa con nuestra Propuesta	121
Tabla 32	Dimensionamiento de los Transformadores en Los Ceibos con nuestra Propuesta	124

Tabla 33	Dimensionamiento de los Transformadores en Puerto Azul con nuestra Propuesta	126
Tabla 34	Balance General de Características de los Transformadores de la Muestra frente a la Solución Propuesta.....	129
Tabla 35	Contribuciones en KWh por central para el total de energía ahorrada en cada año	133
Tabla 36	Precios de generación y transmisión de la energía en KWh de acuerdo al tipo de central [3].....	135
Tabla 37	Equivalente monetario en USD de la energía ahorrada para cada año.	137

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.1	Esquema Básico de un Sistema Eléctrico de Potencia [2].....	3
Figura 1.2	Transformador de dos Devanados [6]	8
Figura 1.3	Clasificación de los Transformadores.....	9
Figura 1.4	Esquema Funcional de un Transformador de Distribución Monofásico [8].....	11
Figura 1.5	(a) Transformador monofásico convencional tipo poste y (b) Esquema Funcional del Transformador [8].....	14
Figura 1.6	(a) Transformador Monofásico Autoprotegido Tipo Poste y (b) Esquema Funcional del Transformador [8].....	16
Figura 1.7	Transformador monofásico Padmounted (Tipo Pedestal) [12].....	17
Figura 1.8	Influencia de las Características de la Carga en las Redes.....	19
Figura 1.9	Curva de Carga Diaria Típica [1]	22
Figura 1.10	Curvas de carga de diferentes usuarios y la curva de carga equivalente del grupo [1]	25
Figura 1.11	Clasificación de las Pérdidas de Energía	28
Figura 1.12	(a) Ciclo de Histéresis y (b) Corrientes Parásitas Presentes en un Transformador [14].....	30

Figura 1.13	Diagrama de bloques de la arquitectura AMI implementada en la CNEL-GuayaquiPI	36
Figura 1.14	Curva del Balance de Energía para un Transformador de Distribución Tomada de un Medidor AMI [17].....	36
Figura 2.1	Clientes Residenciales en Guayaquil	57
Figura 2.2	Clientes por categoría de consumo de la CNEL-Guayaquil.....	58
Figura 2.3	Historial de Consumo de Energía Promedio Mensual y por Abonado Residencial	60
Figura 2.4	Historial del Consumo de Energía Anual de Usuarios Residenciales en Guayaquil.....	62
Figura 2.5	Porcentaje de transformadores de distribución con medición AMI por sector.....	67
Figura 2.6	Plantilla de Datos para Perfil de Potencia Diario del Transformador.....	74
Figura 2.7	Plantilla de Datos para Gráfico de Barras de Potencia Promedio Semanal de c/trafo	76
Figura 2.8	Plantilla de Datos para Gráfico de Barras de Potencia Promedio Mensual de c/trafo.....	78
Figura 2.9	Plantilla de Datos para Gráfico de Barras de Potencia Promedio Anual de c/trafo	80

Figura 3.1	Porcentaje de vida útil de la muestra de transformadores al 28/2/2015	101
Figura 4.1	Energía Bruta Disponible en el País según su Fuente de Generación [3].....	132

INTRODUCCIÓN

Este trabajo contiene la información de la cantidad de usuarios residenciales adecuados por transformador de distribución de 25, 37.5, 50, 75 y 100 kVA en las ciudadelas Atarazana, Kennedy, Urdesa, Los Ceibos y Puerto Azul de la ciudad de Guayaquil, utilizando el método propuesto en el manual de EBASCO.

Con registros de energía activa y reactiva de 218 clientes residenciales contenidos en 15 transformadores de distribución y repartidos en los 5 sectores, se obtuvieron resultados para dos casos; primero analizando el estado actual del sistema y segundo, considerando la inclusión de cocinas de inducción en todos usuarios de la muestra.

En el capítulo 1 se detallan los principios, definiciones, consideraciones y demás conceptos que se han empleado en este trabajo, con el fin de conocer y entender el significado de cada uno de los términos descritos en el mismo.

En el capítulo 2 se detallan las estadísticas del sector residencial en Guayaquil, como por ejemplo: historial de consumo energético y número de

usuarios; también se muestran los perfiles de consumo de energía de la muestra de transformadores seleccionados para cada sector, la cual se la determino en este mismo apartado.

El capítulo 3 muestra el procedimiento realizado para obtener el número adecuado de usuarios por sector usando el método de EBASCO; la vida útil disponible en los transformadores que contienen la muestra de usuarios y las pérdidas producidas por dichos transformadores.

Finalmente en el capítulo 4 se hace una evaluación del ahorro de energía obtenido, producto de reemplazar ciertos transformadores y el beneficio económico que esto representa para el país.

CAPÍTULO 1

GENERALIDADES

En este capítulo nos hemos enfocado específicamente a la elaboración de la descripción conceptual de todos los términos involucrados en este proyecto de tesis, es decir, podemos encontrar las definiciones básicas de cada uno de los temas y subtemas necesarios para el entendimiento o interpretación del contenido de nuestro trabajo.

1.1 Sistema de Distribución de Energía Eléctrica

Un Sistema Eléctrico de Potencia (SEP) está compuesto de varias etapas: generación, transmisión, distribución y utilización de la energía eléctrica, y tiene como objetivo principal transportar la energía desde las centrales de generación hasta las subestaciones de distribución y finalmente entregarla al usuario o consumidor.

El Sistema de Distribución de Energía Eléctrica se define como la parte del sistema eléctrico de potencia encargado del suministro de energía desde la subestación de distribución hasta los usuarios finales.

Aproximadamente las 2/3 partes de la inversión total del sistema de potencia, están dedicados a la parte de distribución, lo que implica necesariamente un trabajo cuidadoso en el planeamiento, diseño y construcción, y en la operación del sistema de distribución [1].

En esta etapa del sistema eléctrico es donde podemos encontrar los porcentajes más grandes de pérdidas de energía debido a la gran cantidad de elementos que lo conforman, incluyendo los niveles de tensión que se manejan.

En el Sistema Eléctrico de Potencia del Ecuador, se tienen los siguientes niveles de voltaje (ver Figura 1.1):

- Generación: 13.8 kV.
- Transmisión: 138 kV. – 230 kV.
- Subtransmisión: 69 kV.
- Distribución en medio voltaje: 6.3 kV. – 13.8 kV. – 22 kV.
- Distribución en bajo voltaje: 220 / 127 V. – 240 / 120 V.

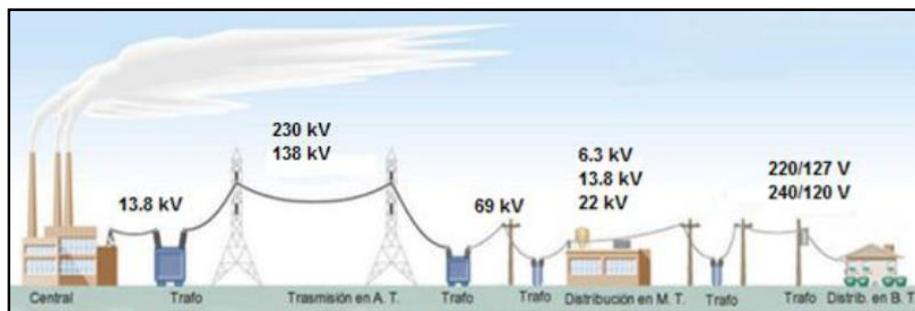


Figura 1.1 Esquema Básico de un Sistema Eléctrico de Potencia [2]

El sistema de distribución eléctrico se encuentra conformado por las siguientes partes:

- *Subestaciones receptoras secundarias:* Aquí se transforma la energía recibida de las líneas de subtransmisión y dan origen a los circuitos de distribución primarios.
- *Circuitos primarios:* Recorren cada uno de los sectores urbanos y rurales proveyendo potencia a los transformadores de distribución.
- *Transformadores de distribución:* Se conectan a un circuito primario y suministran servicio a los consumidores o abonados conectados al circuito secundario.
- *Circuito secundario:* Se encargan de distribuir la energía a los usuarios.

En este informe nos hemos enfocado específicamente en el sistema de distribución eléctrico de la ciudad de Guayaquil, en donde hemos analizado la cargabilidad de una muestra de transformadores de distribución (monofásicos) que dan servicio a usuarios residenciales

1.2 Empresa Distribuidora de Energía Eléctrica

Las empresas distribuidoras de energía eléctrica son las encargadas de proporcionar el servicio eléctrico adecuado (niveles de voltajes) a los usuarios o consumidores finales, dentro de su área de concesión o servicio.

La Corporación Nacional de Electricidad (CNEL) asumió, a partir del mes de marzo del 2009, los plenos derechos y obligaciones para operar en el sector eléctrico nacional como empresa distribuidora de electricidad luego de suscribir un contrato de licencia con el CONELEC. Esta decisión se ajusta a las disposiciones del Mandato Constituyente No. 15, del 23 de julio de 2008, que en su transitoria tercera faculta la fusión de empresas del Sector y determina que el ente Regulador facilite los mecanismos para su consecución [3].

En nuestro caso, la Empresa Distribuidora del servicio público de energía eléctrica en la ciudad de Guayaquil se llama “CNEL-

Guayaquil”, la cual entrega a los usuarios finales el suministro de energía con estándares de seguridad, calidad y confiabilidad adecuados. Las normas básicas que deberán cumplirse para garantizar las condiciones de seguridad y calidad del servicio para el suministro de electricidad serán las NATSIM (Normas de Acometidas, Cuartos de Transformación y Sistemas de Medición).

En la Tabla 1 se presentan las características técnicas (infraestructura eléctrica) en el campo de la generación, transmisión y distribución de la energía eléctrica con que ha contado la empresa eléctrica de Guayaquil desde el año 2010 hasta el 2013.

Tabla 1 Características de la Infraestructura Eléctrica de la CNEL-
Guayaquil [4]

CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS PRINCIPALES DE LA EMPRESA ELÉCTRICA DE GUAYAQUIL					
Año		2010	2011	2012	2013
Centrales de Generación	Cantidad (#)	3	3	3	3
	Potencia Nominal (MW)	236,07	236,07	236,07	236,07
	Potencia Efectiva (MW)	212,00	212,00	212,00	212,00
Subestaciones de Distribución (#)		-	36	36	37
Subestaciones de Distribución (MVA)		1.050,00	1.098,00	1.098,00	1.122,00
Número de Circuitos Primarios		-	156	163,00	166,00
Líneas de Subtransmisión (km)		229,00	301,00	301,00	235,77
Redes de medio voltaje (km)		1.142,00	2.136,83	2.176,52	2.234,30
Transformadores de Distribución	Monofásico (#)	23.039,00	28.887,00	29.716,00	30.569,00
	Trifásico (#)	915,00	1.433,00	1.521,00	1.607,00
	Total (MVA)	1.491,00	2.013,45	2.065,37	2.143,98
Redes de bajo voltaje (km)		-	-	2.674,00	2.786,22
Luminarias	Cantidad (#)	134.583,00	137.894,00	137.519,00	159.273,00
	Potencia (kW)	20.769,00	21.253,69	21.135,00	24.571,03
Acometidas		498.061,00	606.696,00	447.376,00	-
Medidores		571.964,00	606.697,00	-	-

En la ciudad de Guayaquil los circuitos primarios suministran potencia a los transformadores de distribución (monofásicos o trifásicos) a un voltaje de 13.800/7.967 V; mientras que los circuitos secundarios distribuyen energía a los usuarios residenciales a voltajes de 240/120 V.

1.3 Transformador Eléctrico

Es un equipo que permite aumentar o disminuir la tensión en un circuito eléctrico de corriente alterna, basándose en el fenómeno de la inducción electromagnética, sin alteración de la potencia. La potencia que ingresa al equipo, en el caso de un transformador ideal, es igual a la que se obtiene a la salida. Las máquinas reales presentan un pequeño porcentaje de pérdidas, las cuales dependen básicamente de su diseño y tamaño.

Está constituido por dos bobinas de material conductor, devanadas sobre un núcleo cerrado de material ferromagnético, pero aisladas entre sí eléctricamente. La única conexión entre las bobinas la constituye el flujo magnético común que se establece en el núcleo. El núcleo, generalmente, es fabricado bien sea de hierro o de láminas apiladas de acero eléctrico.

Las bobinas o devanados se conocen como primario y secundario según correspondan a la entrada o salida del sistema en cuestión, respectivamente. También existen transformadores con más devanados; en este caso, puede existir un devanado "terciario", de menor tensión que el secundario [6]. En la Figura 1.2 podemos observar la representación básica de un de un transformador eléctrico.

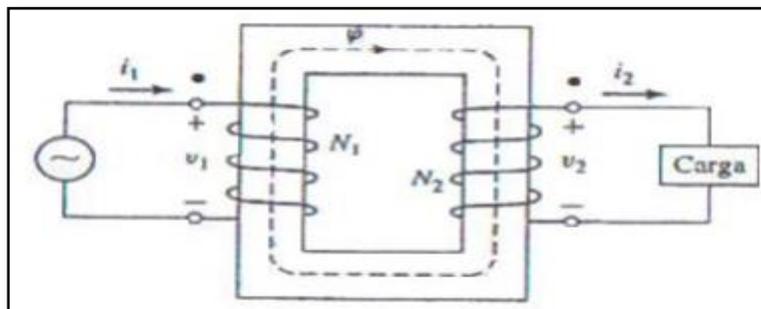


Figura 1.2 Transformador de dos Devanados [6]

$$v_1 = e_1 = N_1 * \frac{d\phi}{dt} \quad (1.1)$$

$$v_2 = e_2 = N_2 * \frac{d\phi}{dt} \quad (1.2)$$

$$\frac{v_1}{v_2} = \frac{N_1}{N_2} \Rightarrow N_1 * i_1 = N_2 * i_2 \quad (1.3)$$

Donde:

ϕ : Flujo en el núcleo que vincula ambos devanados.

$v_1; v_2$: Voltaje en los terminales respectivamente.

$e_1; e_2$: Voltajes instantáneos inducidos por la variación del flujo.

$N_1; N_2$: Número de espiras de los devanados primario y secundario.

$i_1; i_2$: Corriente en el devanado primario y secundario.

1.3.1 Clases de Transformadores

La clasificación de transformadores puede resultar muy extensa debido que pueden variar según su requerimiento. A continuación presentaremos en la Figura 1.3 como se clasifican los transformadores.

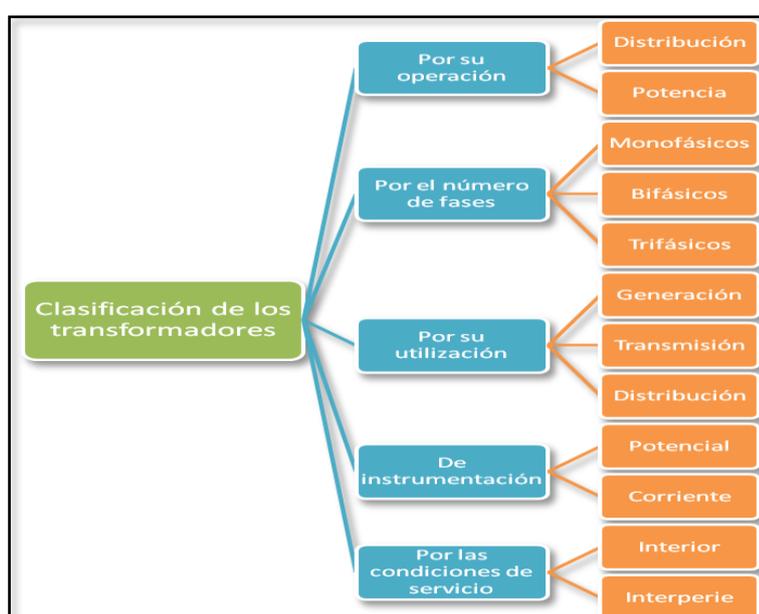


Figura 1.3 Clasificación de los Transformadores

En este informe nos hemos referido específicamente a los transformadores de distribución; ya que, nos encargamos de determinar la cantidad adecuada de usuarios por transformador de potencia en zonas de Guayaquil a nivel de baja tensión.

1.3.1.1 Transformador de Distribución

Los transformadores de distribución se conectan a un circuito primario (media tensión) y suministran servicio de energía eléctrica a los consumidores o abonados conectados al circuito secundario (baja tensión). Estos transformadores son de potencias iguales o inferiores a 500 kVA y de tensiones iguales o inferiores a 67.000 V, tanto monofásicos como trifásicos.

Los transformadores de distribución pueden ser monofásicos o trifásicos. Este equipo es el más importantes e indispensables para la red de distribución, por ser el responsable del suministro de la energía a los consumidores en baja tensión.

Para garantizar el desempeño óptimo de dichos transformadores, es necesario cumplir con las capacidades porcentuales de cargas, recomendadas por los fabricantes de los equipos, avalados por las normas nacionales e internacionales pertinentes [7].

En la Figura 1.4 se muestra el esquema funcional de un transformador de distribución monofásico.

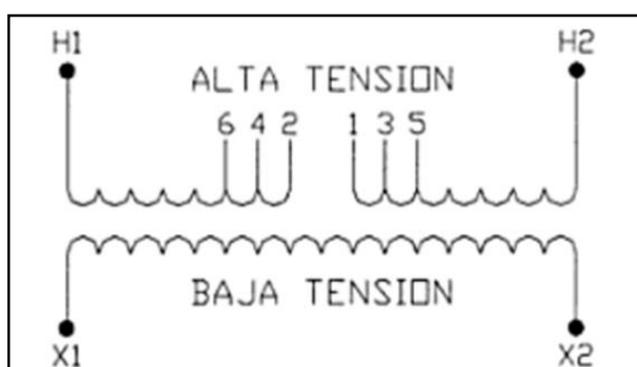


Figura 1.4 Esquema Funcional de un Transformador de Distribución Monofásico [8]

La empresa distribuidora de energía en la ciudad de Guayaquil es CNEL-Guayaquil; la cual usa transformadores de distribución (diferentes potencias) a nivel residencial que bajan el voltaje de 13.800 V (voltaje primario – media tensión) a 120/240 V (voltaje secundario – baja tensión).

La Norma Técnica Ecuatoriana (NTE – INEN) nos dice que, para los transformadores de distribución, los valores de potencia nominales son los que se muestran en la Tabla 2.

Tabla 2 Capacidades Nominales de los Transformadores de Distribución [9]

POTENCIA NOMINAL (KVA)	
MONOFÁSICO	TRIFÁSICO
3	15
5	30
10	45
15	50
25	60
37,5	75
50	100
75	112,5
100	125
167	150
250	160
333	200

En este informe sólo se han tomado en cuenta los transformadores de distribución monofásicos, ya que nuestro estudio es a nivel residencial. CNEL-Guayaquil utiliza solo transformadores de distribución monofásicos con potencias nominales de entre 5 y 75 kVA

Dentro de los transformadores de distribución existen cuatro tipos: transformador tipo pedestal, transformador tipo subestación, transformador tipo sumergible y transformador tipo poste. De entre estos tipos de transformadores el transformador de

distribución tipo poste es el más comúnmente empleado en los sistemas de distribución [8].

La CNEL-Guayaquil, utiliza básicamente tres tipos de transformadores de distribución monofásicos:

- Transformador Convencional Tipo Poste
- Transformador Autoprotegido Tipo Poste
- Transformador Padmounted (Tipo Pedestal)

1.3.1.2 Transformador Monofásico Convencional Tipo Poste

Los transformadores de este tipo (Figura 1.5 (a)) constan de núcleo y bobinas montados, de manera segura, en un tanque cargado con aceite; llevan hacia fuera las terminales necesarias que pasan a través de bujes apropiados.

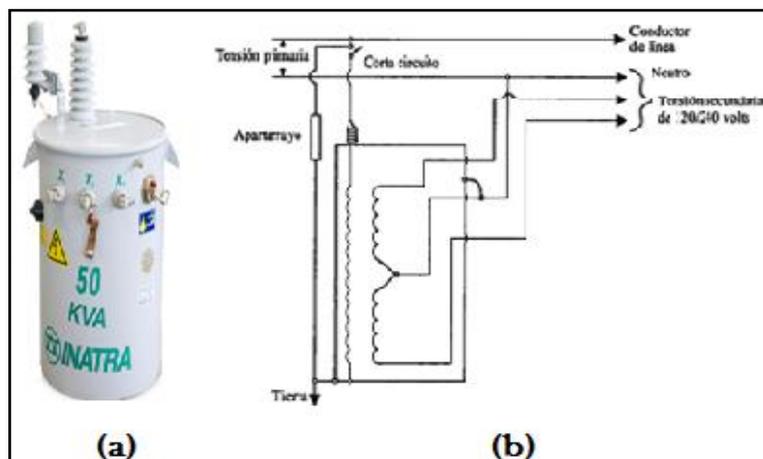


Figura 1.5 (a) Transformador monofásico convencional tipo poste y (b) Esquema Funcional del Transformador [8]

Los bujes de alto voltaje pueden ser dos, pero lo más común es usar un solo buje, además de una terminal de tierra en la pared del tanque conectada al extremo de tierra del devanado de alto voltaje para usarse en circuitos de varias tierras. El tipo convencional incluye solo la estructura básica del transformador sin equipo de protección alguna [10].

En la Figura 1.5 (b) se muestra el diagrama funcional de este tipo de transformador monofásico. La interrupción primaria del fusible proporciona un medio para detectar a simple vista los fusibles quemados en el sistema primario, y sirve también para desconectar

el transformador de la línea de alto voltaje; de forma manual, cuando así se desee, o automáticamente en el caso de falla interna de las bobinas.

1.3.1.3 Transformador Monofásico Autoprotegido Tipo Poste

El transformador autoprotegido (Figura 1.6 (a)) tiene un interruptor secundario de protección por sobrecarga y cortocircuito, controlado térmicamente y montado en su interior; un eslabón protector de montaje interno conectado en serie con el devanado de alto voltaje para desconectar el transformador de la línea en caso de falla interna de las bobinas, y uno o más pararrayos montados en forma integral en el exterior del tanque para protección por sobrevoltaje [10].

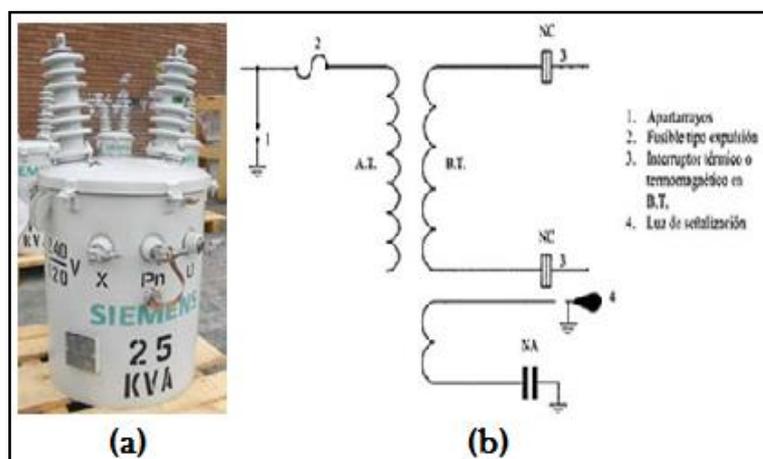


Figura 1.6 (a) Transformador Monofásico Autoprotegido Tipo Poste y (b) Esquema Funcional del Transformador [8]

En la Figura 1.6 (b) podemos observar el diagrama funcional de un transformador monofásico autoprotegido tipo poste. En todos estos transformadores, el interruptor 1`opera una lámpara de señal cuando se llega a una temperatura de devanado predeterminada, a manera de advertencia antes del disparo. Si no se atiende la señal y el cortocircuito dispara, puede restablecerse este y restaurarse la carga por medio de una pértiga. Es común que esto se logre con el ajuste normal del cortocircuito, pero si la carga se ha sostenido por un tiempo prolongado tal que haya permitido al aceite alcanzar una temperatura elevada, el cortocircuito

podrá dispararse de nuevo en breve o podrá ser imposible restablecerlo para que permanezca cerrado [10].

1.3.1.4 Transformador Monofásico Padmounted (Tipo Pedestal)

Estos transformadores han sido diseñados para uso exterior e interior según normas. Su hermeticidad y el estar conectados a líneas subterráneas de Alta y Baja Tensión, permite instalarlos en lugares de acceso público. Son compactos, seguros y su aspecto, comparativamente agradable, permite su instalación en lugares visibles [11]. En la Figura 1.7 podemos visualizar un transformador tipo pedestal.



Figura 1.7 Transformador monofásico Padmounted (Tipo Pedestal) [12]

El transformador padmounted brinda al usuario seguridad y estética al tener espacios reducidos para la construcción de cuartos de transformadores o se tenga una alimentación subterránea por parte de la empresa distribuidora de energía eléctrica. Es por esto que estos transformadores son ideales para urbanizaciones, edificios, centros comerciales, complejos hoteleros, hospitales, etc.

1.4 Características de las Cargas

En la Figura 1.8 se puede observar que las características de la carga influyen en los sistemas de potencia y distribución, más no en viceversa. Las características de las cargas expresan el comportamiento de los usuarios frente al sistema de distribución y por lo tanto, imponen las condiciones (donde está y como establece la demanda durante el período de carga). Las empresas de energía pueden realizar control sobre algunas cargas para evitar que el sistema colapse [1].

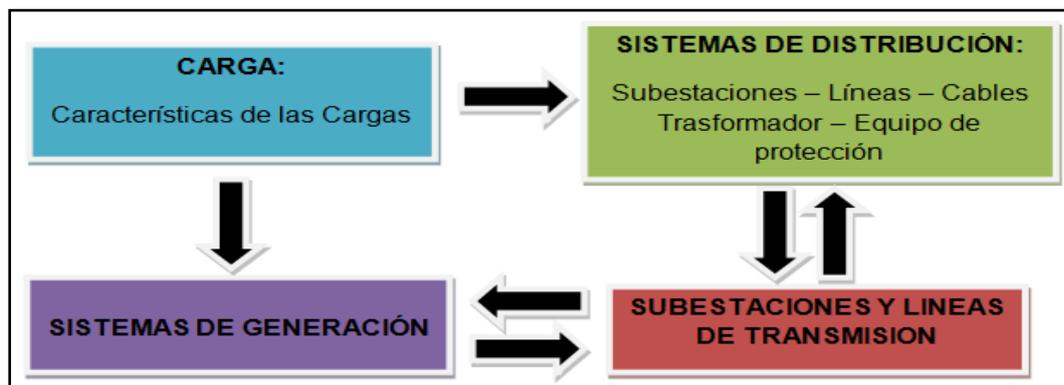


Figura 1.8 Influencia de las Características de la Carga en las Redes

1.4.1 Carga Instalada (CI)

Es la suma de todas las potencias nominales continuas de los aparatos de consumo conectados a un sistema o a parte de él.

Matemáticamente se indica como:

$$CI = \sum \text{Potencias nominales de las cargas} \quad (1.4)$$

En la Figura 1.9 se muestra su ubicación en la curva de carga diaria típica.

1.4.2 Potencia Instalada (PI)

Es la suma de las potencias nominales de los equipos (transformadores, generadores), instalados en redes que suministran la potencia eléctrica a las cargas (ver Figura 1.9).

1.4.3 Demanda - $D(t)$

Es la cantidad de potencia que un consumidor utiliza en cualquier momento (variable en el tiempo), es decir, es la potencia de una instalación eléctrica en los terminales receptores, tomada como un valor medio en un intervalo determinado. El período durante el cual se toma el valor medio se denomina intervalo de demanda. La duración que se fije en este intervalo dependerá del valor de demanda que se desee conocer [1].

La variación de la demanda en el tiempo para una carga dada origina el ciclo de carga que es una curva de carga (demanda vs tiempo).

1.4.3.1 Demanda Máxima (DM)

Es la mayor carga que se presenta en un sistema en un período de tiempo establecido. En la Figura 1.9, la máxima carga es la que se presenta a las 19:00h. Este parámetro ofrece mayor interés ya que aquí es donde se presenta la máxima caída de tensión en el sistema y por lo tanto, es cuando se presentan las mayores pérdidas de energía y potencia [1].

1.4.3.2 Demanda Promedio (Dp)

Es la relación entre el consumo de energía del usuario durante un intervalo dado y el intervalo mismo. Es una demanda constante sobre el período de tiempo especificado (ver Figura 1.9. La fórmula matemática para determinarla se muestra en la Ecuación 1.5.

$$D_P = \frac{\text{Energía consumida en el tiempo } T}{T} \quad (1.5)$$

1.4.4 Curvas de Carga Diaria

Las curvas de carga diaria están formadas por los picos obtenidos en intervalos de una hora para cada hora del día. Las curvas de carga diaria dan una indicación de las características de la carga en el sistema, sean estas residenciales, comerciales o industriales y de la forma en que se combinan para producir el pico [1].

El análisis de las curvas de carga diaria debe conducir a conclusiones similares a las curvas de carga anual, pero proporcionan mayores detalles sobre la forma en que han

venido variando durante el período histórico y constituye una base para determinar las tendencias predominantes de las cargas del sistema, permite seleccionar en forma adecuada los equipos de transformación en lo que se refiere a la capacidad límite de sobrecarga, tipo de enfriamiento para transformadores de subestaciones y límites de sobrecarga para transformadores de distribución.

En la Figura 1.9 se muestra una curva típica de carga obtenida en una subestación receptora primaria.

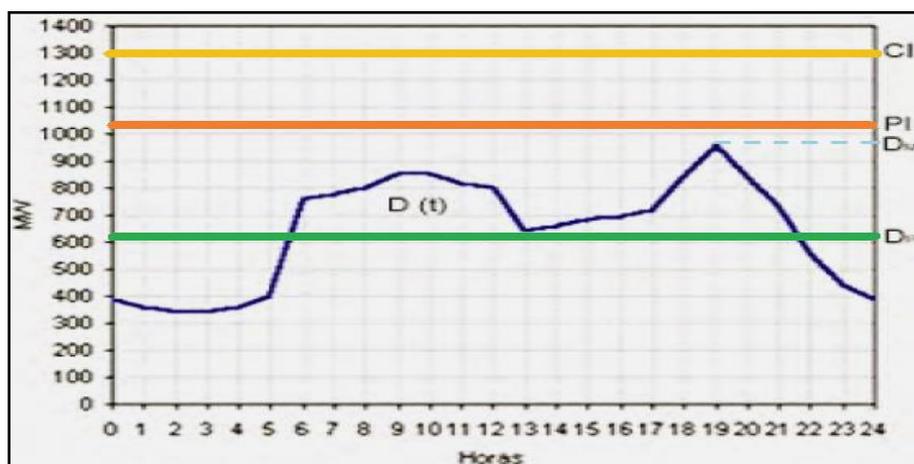


Figura 1.9 Curva de Carga Diaria Típica [1]

En este trabajo se han construido las curvas de carga diaria y diagramas de barras que reflejan la potencia semanal, mensual y anual de los trafos de distribución de la muestra seleccionada.

1.4.5 Factor de Utilización (FU)

Es la razón entre la demanda máxima y la potencia nominal del sistema (capacidad instalada), es decir:

$$FU = \frac{\text{Demanda máxima}}{\text{Potencia Instalada}} = \frac{D_M}{PI} \quad (1.6)$$

El factor de utilización indica la fracción de la capacidad del sistema que se ha utilizado durante el pico de carga en el intervalo considerado (utilización máxima del equipo o instalación) [1].

1.4.6 Factor de Potencia (fp)

Es la razón de la capacidad que tiene una carga para absorber potencia activa; es decir, es la relación entre la potencia activa (W, kW o MW) y la potencia aparente (VA, kVA, MVA), determinada en el sistema o en uno de sus componentes.

$$fp = \frac{\text{Potencia activa}}{\text{Potencia aparente}} \quad (1.7)$$

1.4.7 Factor de Carga (F_C)

Es la razón entre la demanda promedio en un intervalo de tiempo dado y la demanda máxima en el mismo intervalo de tiempo.

$$F_C = \frac{\text{Demanda promedio}}{\text{Demanda máxima}} = \frac{D_P}{D_M} ; 0 < F_C \leq 1 \quad (1.8)$$

El F_C indica el grado al cual el pico de la carga es sostenido durante el periodo. Esto quiere decir que si el factor de carga es 1, la curva de carga se mantiene constante, si el factor de carga es alto (por ejemplo 0.9), la curva de carga tiene muy pocas variaciones y en cambio si el factor de carga es bajo (por ejemplo 0.2), la curva de carga sufre muchas variaciones con picos y valles pronunciados [1].

1.4.8 Factor de Diversidad (F_{div})

Cuando muchos consumidores son alimentados por una misma red, deberá tomarse en cuenta el concepto de diversidad de carga ya que sus demandas máximas no coinciden en el tiempo. En la Figura 1.10 se muestran las curvas de carga diaria de 3 usuarios de la misma categoría con demandas máximas

parecidas pero no coincidentes en el tiempo pues tienen costumbres diferentes.

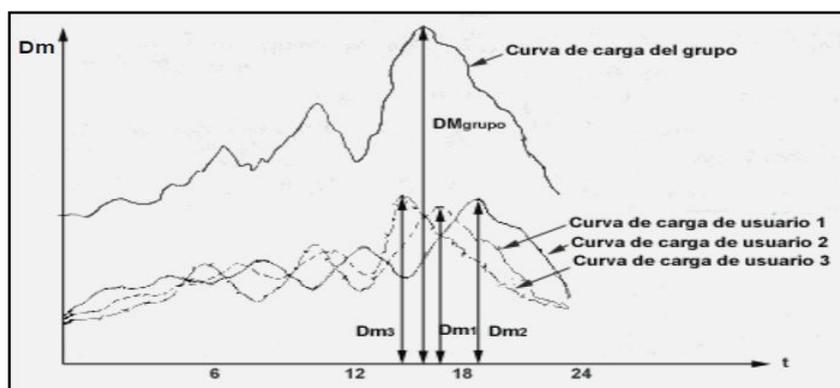


Figura 1.10 Curvas de carga de diferentes usuarios y la curva de carga equivalente del grupo [1]

Esta diversidad entre las demandas máximas de un mismo grupo de cargas se establece por medio del factor de diversidad, definido como la razón entre la sumatoria de las demandas máximas individuales y la demanda máxima del conjunto o grupo de usuarios (llamada también demanda máxima coincidente) [1].

Matemáticamente al F_{div} lo podemos definir de la siguiente manera:

$$F_{div} = \frac{\sum_{i=1}^n D_{Mi}}{D_{Mgrupo}} \quad (1.9)$$

1.4.9 Factor de Coincidencia (Fco)

Es la relación entre la demanda máxima coincidente de un grupo de consumidores y la suma de las demandas de potencia máxima de consumidores individuales que conforman el grupo, ambos tomados en el mismo punto de alimentación para el mismo tiempo.

$$F_{co} = \frac{D_{Mgrupo}}{\sum_{i=1}^n D_{Mi}} = \frac{1}{F_{div}} \quad (1.10)$$

1.4.10 Factor de Perdidas (Fp)

Es el porcentaje de tiempo requerido por la carga pico para producir las mismas pérdidas que las producidas por las cargas reales sobre un período de tiempo especificado. El factor de pérdidas puede ser calculado de las siguientes relaciones:

- Para cargas lineales:

$$F_p = F_c \quad (1.11)$$

- Para cargas pico muy cortas:

$$F_p = F_c^2 \quad (1.12)$$

- Para sistemas de transmisión:

$$F_p = 0,3F_p + 0,7F_c^2 \quad (1.13)$$

- Para sistemas de distribución:

$$F_p = 0,15F_p + 0,85F_c^2 \quad (1.14)$$

Donde F_c es el factor de carga, el cual se lo determinó en la Ecuación 1.8.

1.5 Pérdidas de Energía Eléctrica

El problema con las pérdidas de energía reside especialmente en la servicio de las empresas eléctricas, es decir en su eficiencia y optimización de recursos. Las pérdidas de energía son comunes en los sistemas eléctricos, debido a que ningún sistema es ideal; estas pérdidas se convierten en un problema muy grave cuando sobrepasan ciertos límites.

Podemos definir entonces a las pérdidas eléctricas, como aquella energía que se pierde en cada etapa funcional del sistema de distribución más, las pérdidas no técnicas o comerciales producidas por la falta de medición y/o facturación a usuarios que se aprovisionan de

energía en forma ilegal o cuyos sistemas de medición sufren algún daño [13].

Las pérdidas de energía eléctrica se clasifican en técnicas y no técnicas. En la Figura 1.11 se muestra con más detalles la clasificación de las pérdidas de energía.

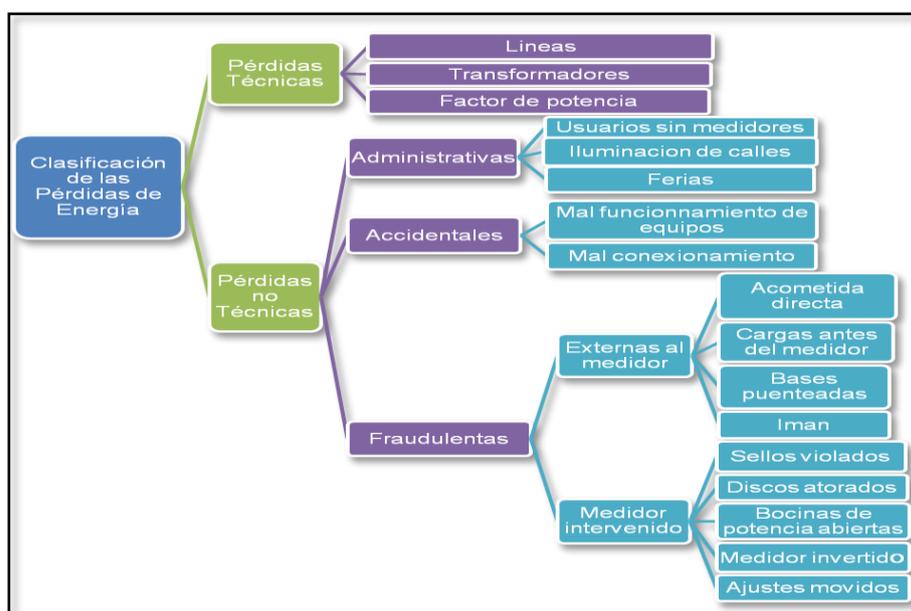


Figura 1.11 Clasificación de las Pérdidas de Energía

Como se busca determinar la cantidad de usuarios adecuados por transformador de distribución, entonces nos hemos enfocado más a la sección de pérdidas técnicas de energía que se encuentran en dichos transformadores.

1.5.1 Pérdidas Técnicas en Transformadores de Distribución

Los transformadores tienen pérdidas en vacío que se producen debido a las variaciones de voltaje a la que se encuentra operando la carga; así como pérdidas con carga, que se producen debido a las variaciones de potencia a las que se encuentra operando la dicha carga. La pérdida en vacío en un transformador es independiente de la carga, mientras que la pérdida con carga variará proporcionalmente con el cuadrado de la corriente.

1.5.1.1 Pérdidas en Vacío

Estas pérdidas se deben principalmente por el cambio o variación de la tensión al cual el equipo está conectado (no depende de la variación de la carga); y este puede ser un transformador o máquinas eléctricas [13]. Las pérdidas en vacío son llamadas también pérdidas estáticas.

Las pérdidas en vacío en un transformador son las llamadas pérdidas en el hierro y se dan debido a:

- *Los ciclos de histéresis:* al someter un material magnético a un flujo variable se produce una imantación que se mantiene al cesar el flujo variable, lo que provoca una pérdida de energía (ver Figura 1.12 (a)).
- *Corriente parásitas (corrientes de Foucault):* En el núcleo del transformador se genera una fuerza electromotriz inducida que origina corrientes que circulan en el mismo sentido dando lugar a el denominado efecto Joule (ver Figura 1.12 (b))

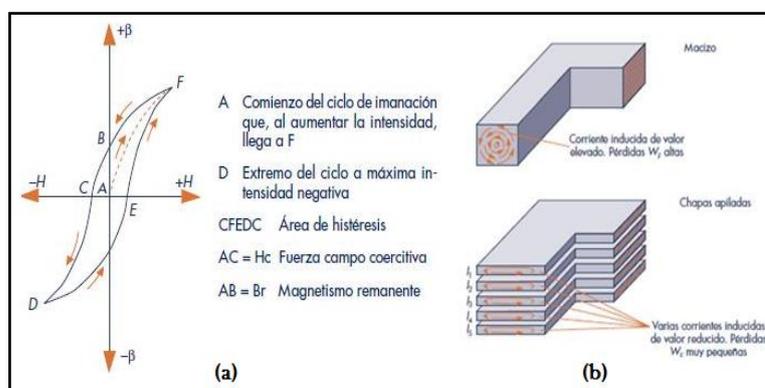


Figura 1.12 (a) Ciclo de Histéresis y (b) Corrientes Parásitas Presentes en un Transformador [14]

1.5.1.2 Pérdidas con Cargas

Se las denomina también pérdidas asociadas con la variación de la demanda (pérdidas dinámicas). Este tipo de pérdidas son aquellas que se encuentran relacionadas con las corrientes que circulan por los elementos del sistema (efecto joule); cada componente del sistema tiene asociada una resistencia a sus características técnicas y tipo de material componente de la misma que al combinarse con la corriente producen éstas pérdidas [13].

Las pérdidas con carga en un transformador son las llamadas pérdidas en el cobre del bobinado y son la suma de las potencias pérdidas en los bobinados. Se deben a la disipación de calor que se producen en los devanados.

1.6 Medidores de Energía Eléctrica

Hoy en día la electricidad es un servicio sumamente importante; es por eso que debe existir un sistema de medición que establezca una relación económica entre las empresas de generación, transmisión y distribución y los consumidores o usuarios finales [15].

Los medidores de energía sirven básicamente para medir el consumo de energía eléctrica. Los medidores de energía se pueden clasificar en varios tipos, ya sea por su construcción, clase de precisión, tipo de energía que mide y conexión a la red eléctrica.

Los medidores de energía eléctrica básicamente se clasifican en tres grupos:

- Medidores Electromecánicos.
- Medidores electromecánicos con registrador electrónico
- Medidores totalmente electrónicos.

En este informe específicamente se ha hecho énfasis a los medidores de la empresa distribuidora de la energía eléctrica de la ciudad de Guayaquil (CNEL-Guayaquil), tomando como referencia sólo el servicio eléctrico a nivel residencial de varios sectores de la ciudad.

La CNEL-Guayaquil utiliza dos clases de medidores eléctricos, los medidores electromecánicos y electrónicos sólo con registro de energía activa y medidores electrónicos con registros de energía activa, reactiva, demanda y Tiempo de Uso (TOU) (en la NATSIM 2012 podemos encontrar los diferentes tipos de medidores que posee la

CNEL-Guayaquil) [16]. Para nuestro análisis nos hemos enfocado específicamente a los medidores electrónicos, ya que son estos los que nos proveerán la información requerida.

1.6.1 Medición AMI en la CNEL-Guayaquil

La Infraestructura Avanzada de Medición (AMI) permite la interacción del sistema de información comercial de la Empresa (CIS) con bancos y cajas de cobro así como con los medidores de energía de los usuarios finales. Este flujo continuo de información permite agilizar los procesos de corte y reconexión así como la presentación en tiempo real sobre consumos y tendencias.

La arquitectura AMI se implementó utilizando medidores de energía de tres fabricantes diferentes:

- *Medidores Elster*, instalados en su mayoría en sectores como “Vía a la Costa”, Los Ceibos, Cumbres, Miraflores, Bellavista, Ferroviaria, La Garzota y La Alborada
- *Medidores Itron*, instalados en su mayoría en varios sectores del Centro de la ciudad y unos pocos en el Barrio Centenario.

- *Medidores GE-Trilliant*, instalados en su mayoría en sectores como Urdesa, Kennedy, La Atarazana y La FAE.

Nota: No en toda la ciudad de Guayaquil tenemos medición AMI, aproximadamente tenemos unos 44.000 de 578.000 usuarios residenciales con dicha medición, esto representa apenas el 7,61% de los usuarios residenciales totales en la ciudad; mientras que el 92,39% restante aún poseen medidores electromecánicos.

Los medidores de un mismo fabricante conforman redes inalámbricas por las cuales viaja la información hasta puntos de recolección de información denominados concentradores.

El flujo de información entre los medidores y el concentrador es bidireccional, los medidores envían datos de consumo de energía o mensajes de alarma al concentrador y este, quien se comunica por fibra óptica con el sistema de control de energía de la Empresa, puede enviar señales de corte o de reconexión a los medidores. La comunicación entre un medidor y el concentrador se realiza a través de una cadena de comunicación compuesta por otros medidores [17].

Los concentradores, dependiendo del fabricante (Elster, Itron o Trilliant), se comunican cada uno con un software de gestión diferente. Los concentradores para los medidores Itron se gestionan con el software OpenWay. Los concentradores para los medidores Elster se gestionan con Energy-Axis y para los medidores GE-Trilliant se utiliza SerViewCom. La interacción con cada uno de estos programas se hace a través de servicios Web.

El CIS no es el único programa que debe interactuar con los tres gestores de medidores previamente mencionados (OpenWay, Energy-Axis y SerViewCom). También deben hacerlo el sistema de información geográfica (GIS) y el servidor Web (UDC). El GIS proporciona la localización geográfica de cada medidor y el UDC permite a los usuarios finales realizar consultas en línea sobre datos de consumo y facturación. Para integrar el software de gestión de los medidores, se incluye un interlocutor llamado “manejador de datos de medidores MDM-EE (Meter Data Management Enterprise Edition) de Itron” (ver Figura 1.13) [17].

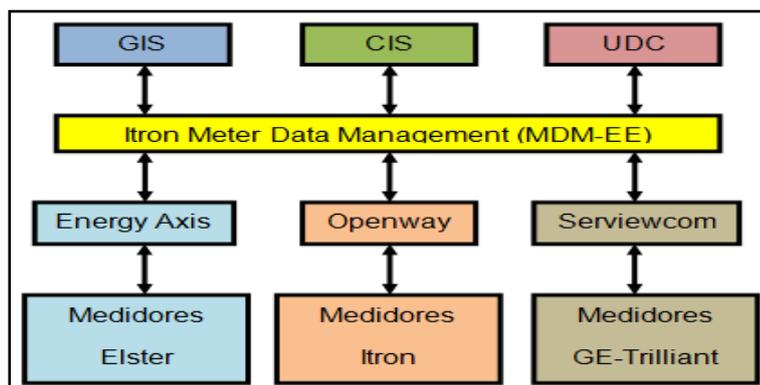


Figura 1.13 Diagrama de bloques de la arquitectura AMI implementada en la CNEL-Guayaquil

La arquitectura implementada involucra también medidores en los transformadores de distribución. Este medidor permite monitorear, a intervalos de 15 minutos, la diferencia entre la energía entregada por el transformador de distribución y la energía demandada por los consumidores conectados a dicho transformador (ver Figura 1.14).



Figura 1.14 Curva del Balance de Energía para un Transformador de Distribución Tomada de un Medidor AMI [17]

En este informe sólo hemos analizado a los sectores con medición AMI. El estudio básicamente se ha basado en analizar la cargabilidad de varios trafos de distribución y la de los usuarios residenciales asociados al mismo. Los sectores en estudio fueron: Atarazana, Kennedy, Urdesa Los Ceibos y Puerto Azul.

1.7 Método Estadístico para la Selección de una Muestra

La utilidad de los métodos estadísticos para la selección de una muestra son importantes, debido a que nos permiten conocer cuál es el porcentaje de una población o universo de estudio que debe analizarse con el fin de hacer inferencias sobre la misma; es decir conseguir una muestra en donde sus propiedades sean extrapolables a la población.

Existen dos métodos para seleccionar muestras de poblaciones: cuando la selección de la muestra se deja al criterio del analista nos encontramos con los métodos de muestreo a juicio o a criterio (muestreo no aleatorio; mientras que si la elección de la muestra se realiza mediante procedimientos que sugieren el uso de la rama de la estadística tenemos los métodos o criterios de muestreo estadístico (muestreo aleatorio).

Para efectos de nuestro trabajo se ha empleado el muestreo estadístico aleatorio, ya que se ha obtenido una muestra de transformadores de distribución que representan al universo total de los mismos que se encuentran en cada sector donde se ha seleccionado dicha muestra.

1.7.1 Muestreo Estadístico Aleatorio

El método para seleccionar una muestra aleatoria a partir de una población o universo se conoce como muestreo. Cuando el muestreo aleatorio cumple con la condición de que todos los elementos de la población tienen alguna oportunidad de ser escogidos en la muestra, si la probabilidad correspondiente a cada sujeto de la población es conocida de antemano, recibe el nombre de muestreo probabilístico [18].

Dentro de los métodos de muestreo probabilísticos encontramos los siguientes tipos:

- *Muestreo aleatorio simple*: Forman parte de este tipo de muestreo todos aquellos métodos para los que se puede calcular la probabilidad de extracción de cualquiera de las muestras posibles.

- *Muestreo sistemático*: Se utiliza cuando el universo o población es de gran tamaño, o ha de extenderse en el tiempo.
- *Muestreo estratificado*: Consiste en la división previa de la población de estudio en grupos o clases que se suponen homogéneos con respecto a alguna característica de las que se van a estudiar.
- *Muestreo por etapas múltiples*: Esta técnica es la única opción cuando no se dispone de lista completa de la población de referencia.
- *Muestreo por conglomerados*: Se utiliza cuando la población se encuentra dividida, de manera natural, en grupos que se supone que contienen toda la variabilidad de la población.

1.7.2 Tamaño de la Muestra

Es el número de sujetos que componen la muestra extraída de una población. Al definir el tamaño de la muestra, nosotros deberemos procurar que ésta información sea representativa, válida y confiable y al mismo tiempo nos represente un mínimo costo. Por lo tanto, el tamaño de la muestra estará delimitado

por los objetivos del estudio y las características de la población, además de los recursos y el tiempo de que se dispone [19].

Para determinar el tamaño de la muestra debemos seguir los siguientes pasos:

1. Determinar el nivel de confianza (Z) con que se desea trabajar.
2. Estimar las características del fenómeno investigado. Donde deberemos considerar la probabilidad de que ocurra el evento (p) y la de que no se realice (q); siempre tomando en consideración que la suma de ambos valores $p + q$ será invariablemente siempre igual a 1, cuando no contemos con suficiente información, le asignaremos $p = 0,5$ y $q = 0,5$.
3. Determinar el grado de error máximo aceptable en los resultados de la investigación. Éste puede ser hasta del 10%; ya que variaciones superiores al 10% reducen la validez de la información.
4. Se aplica la fórmula del tamaño de la muestra de acuerdo con el tipo de población. Como el tipo de población para este trabajo es finita, se ha utilizado la siguiente ecuación:

$$n = \frac{p \cdot q \cdot Z^2 \cdot N}{e^2 \cdot N + p \cdot q \cdot Z^2} \quad (1.15)$$

Donde:

n: Tamaño de la muestra.

p: Probabilidad de estar en la muestra.

q: Probabilidad de no estar en la muestra.

Z: Nivel de confianza.

N: Total de la población.

e: Error estándar de la estimación.

Tabla 3 Valores estimados para el cálculo del tamaño de una muestra [19]

TABLA DE VALORES ESTIMADOS PARA EL CÁLCULO DEL TAMAÑO DE UNA MUESTRA							
Certeza	95%	94%	93%	92%	91%	90%	80%
Z	1,96	1,88	1,81	1,75	1,69	1,65	1,28
Z²	3,8416	3,5344	3,2761	3,0625	2,8561	2,7225	1,6384
e	0,05	0,06	0,07	0,08	0,09	0,1	0,2
e²	0,0025	0,0036	0,0049	0,0064	0,0081	0,01	0,04

En la Tabla 3 podemos encontrar los valores estimados para el cálculo del tamaño de una muestra con respecto a un tipo de población finita. Los valores que se encuentran sombreados son aquellos que se han empleado para la realización de este trabajo.

1.8 Eficiencia Energética

Para el sistema eléctrico, eficiencia energética consiste en aprovechar de la mejor manera el insumo eléctrico, para reducir el consumo de energía empleando los mejores medios posibles.

La producción y consumo de la energía eléctrica están estrechamente ligados al uso eficiente de la energía la cual se ve reflejada en un ahorro monetario tanto para las empresas generadoras como para los consumidores finales

La eficiencia energética está relacionada con todo el ciclo energético, desde la generación y transmisión de la energía hasta su distribución y consumo; hace referencia al uso de sistemas y estrategias que permiten reducir las pérdidas asociadas a todas y cada una de estas fases. Esto supone actuaciones tan dispares como utilizar sistemas de conversión de energía primaria más eficientes, emplear líneas de transporte y distribución con menores pérdidas energéticas, mejorar la conversión de la electricidad en los aparatos destinados al consumo y el fomento de un uso racional de la energía [20].

1.8.1 Eficiencia Energética en el Ecuador

El Ecuador no es la excepción entre los países del mundo que apunta al aprovechamiento óptimo y razonable de la energía eléctrica, muestra de esto es el Instituto Nacional de Eficiencia Energética y Energías Renovables “INER” encargado de fomentar la investigación en materia de eficiencia energética; y la Dirección Nacional de Eficiencia Energética, que tiene como misión promover el uso eficiente y sustentable de la energía en todas sus formas a través de la generación e implementación de políticas, planes y proyectos.

Dado que en los últimos años ha existido un aumento en el precio de la energía eléctrica, así como de los combustibles, es necesario analizar medidas que permitan disminuir los costos de generación, transmisión y distribución, generando ahorros de energía sustentables en el tiempo, y de manera responsable con el medio ambiente. Esto traerá muchos beneficios para el país y permitirá cumplir y seguir llevando a cabo las metas que el gobierno se ha propuesto para los próximos años como alcanzar que el 93% del suministro de energía sea de origen hidroeléctrico, nuevas centrales de energías alternativas, sustitución de cocinas de GLP por cocinas eléctricas, disminuir a

11% las pérdidas de electricidad en los sistemas de distribución a nivel nacional, para lograr la meta del Plan Nacional del Buen Vivir, al 2013 y alcanzar soberanía energética.

La Eficiencia Energética se ha venido desarrollando a través de diferentes programas y proyectos promovidos por el actual Gobierno a nivel de sustitución tecnológica (tales como el proyecto de Focos Ahorradores, Plan Renova y el proyecto piloto de cocinas de inducción.) de gestión y con la transformación de los hábitos culturales de la población [21].

1.8.2 Eficiencia Energética en Sistemas de Distribución

Se puede dirigir mejoras a cada uno de los componentes o conjunto de equipos que constituyen el sistema de distribución, como las subestaciones reductoras, líneas de media y baja tensión, alumbrado público, transformadores, equipos de protección y medición; pero entraremos en mayor detalle en el uso de los transformadores de distribución.

El incremento en la eficiencia de los transformadores está orientado hacia opciones de diseño, prácticas de ingeniería y

técnicas de fabricación relacionadas con la reducción de las pérdidas en el núcleo y en los bobinados.

Para efectos de este trabajo, se ha hecho énfasis a la eficiencia energética en transformadores de distribución mediante la práctica de la ingeniería; es decir, hemos propuesto un método de selección adecuada del número de usuarios residenciales vinculados a cada transformador, de manera que se puedan reducir las pérdidas que estos producen, y de esta manera aumentar la eficiencia del sistema de distribución.

Se estima que el 2% de la energía a nivel mundial se pierde en los transformadores de distribución. En el caso de Ecuador la energía bruta generada y de la interconexión con Colombia y Perú en el año 2014 fue de 25.143,95 GWh; el 2% son aproximadamente 503 GWh.

Según la norma IEEE C57.12.00, la eficiencia de un transformador está representada por la siguiente ecuación:

$$\eta = \frac{P_{nom} \cdot f c \cdot 1000}{P_{nom} \cdot f c \cdot 1000 + NLL + LL \cdot f c^2 \cdot T} \quad (1.16)$$

Donde:

η = Eficiencia del transformador [0/1]

F_c = Factor de carga [0/1]

P_{nom} = Potencia nominal del transformador en [kVA]

NLL = Pérdidas sin carga del transformador en [W]

LL = Pérdidas con carga del transformador en [W]

T = Factor de corrección de temperatura.

CAPÍTULO 2

ESTADÍSTICAS DEL SECTOR ELÉCTRICO RESIDENCIAL POR ZONAS DE GUAYAQUIL

En este capítulo se muestra información histórica del sistema de distribución eléctrico de la ciudad de Guayaquil, específicamente para usuarios residenciales. También se ha descrito el modelo de consumo de energía (métodos estadísticos) de los abonados residenciales para varios sectores de la ciudad, es decir, se ha determinado la muestra de usuarios residenciales y los transformadores asociados a ellos, a los cuales se ha hecho un análisis del histórico del consumo de energía durante un año para que luego se determinaran los perfiles de carga de los mismos.

2.1 Energía del Sistema de Distribución de Guayaquil

En esta sección se ha indicado la disponibilidad y destino que tuvo la energía recibida por el sistema de distribución de Guayaquil, esto quiere decir, aquella energía recibida de vías diferentes por la CNEL-Guayaquil para ser entregada a los usuarios finales. En la transición entre la energía recibida y energía entregada, se producen un sin número de pérdidas en el sistema de distribución, las cuales son también una parte importante a considerar en todo este sistema [3].

A continuación se presentan las etapas funcionales de la energía en el sistema de distribución de la CNEL-Guayaquil.

- *Energía Disponible en el Sistema:* Energía comprada en el Mercado Eléctrico + Energía comprada a autogeneradoras + Energía generada no incorporada al Mercado Eléctrico + Energía comprada a otra distribuidora + Energía recibida para Terceros.
- *Energía Entregada a Consumidores Finales:* Energía facturada a Clientes Regulados (energía entregada a los usuarios que se encuentran sujetos al pliego tarifario) + Energía facturada a Clientes No Regulados (energía entregada a los usuarios que no se encuentran sujetos al pliego tarifario) + Energía entregada a

terceros (energía que se entrega a los usuarios no regulados por el pliego tarifario.

- *Perdidas en el Sistema:* Energía disponible en el sistema menos la Energía entregada a consumidores Finales.

Tabla 4 Balance de Energía del Sistema de Distribución de la CNEL-Guayaquil [4]

BALANCE DE ENERGÍA DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN DE LA EMPRESA ELÉCTRICA DE GUAYAQUIL					
Año	2010	2011	2012	2013	2014
Disponible en el Sistema (GWh)	4.653,98	4.850,38	5.000,26	5.150,22	5.540,297
Facturada a Clientes Regulados(GWh)	3.815,855	4.076,686	4.259,585	4.468,262	4.865,466
Facturada a Clientes No Regulados(GWh)	-	-	-	-	-
Energía Entregada a Terceros (GWh)	55,897	58,601	57,128	56,585	49,264
Pérdidas Sistema (GWh)	782,226	715,097	683,548	625,373	625,567

En la Tabla 4 se puede observar el historial del balance de energía en GWh del sistema de distribución de Guayaquil desde el año 2010 hasta el 2014, estos datos estadísticos son publicados por el Consejo Nacional de Electricidad (CONELEC) en su página web.

2.1.1 Consumo de Energía de los Clientes de la CNEL-Guayaquil

Los consumidores finales (clientes regulados y no regulados) están clasificados de la siguiente manera: usuarios residenciales, comerciales, industriales, alumbrado público y otros.

Para clientes regulados, el CONELEC establece el pliego tarifario que la empresa eléctrica aplicará por la prestación del servicio público de energía; mientras que para el caso de los clientes no regulados, las tarifas las establece el CENACE mediante un contrato a término.

Tabla 5 Historial del número de clientes por categoría y por año de Guayaquil [2]

NÚMERO DE CLIENTES POR CATEGORÍA DE CONSUMO DE GUAYAQUIL					
Año	2010	2011	2012	2013	2014
Residencial	493.254	523.337	554.040	574.048	577.761
Comercial	68.206	71.739	74.320	74.692	76.234
Industrial	3.206	2.847	2.825	2.768	2.672
A. Público	42	44	38	3	1
Otros	2.299	2.568	3.101	3.839	4.104
Total	567.007	600.535	634.324	655.350	660.772

En la Tabla 5 se puede observar cómo va variando el número de abonados por categoría con respecto a los años (2010-2014). Nos podemos fijar que los usuarios residenciales y comerciales van aumentando conforme pasan los años, mientras que los usuarios industriales presentan una disminución; se observa también los clientes totales por año.

Estos clientes finales presentan sus consumos de energía anual en GWh por categoría en la siguiente tabla.

Tabla 6 Historial del consumo de energía por categoría por año de Guayaquil [4]

CONSUMO DE ENERGÍA POR CATEGORÍA DE CONSUMO DE GUAYAQUIL (GWH)					
Año	2010	2011	2012	2013	2014
Residencial	1.107,893	1.166,449	1.229,172	1.266,105	1.428,894
Comercial	886,491	949,935	1.008,247	1.145,077	1.264,371
Industrial	1.449,599	1.507,211	1.583,040	1.529,029	1.669,265
A. Público	103,615	110,773	113,066	113,966	126,367
Otros	268,26	342,32	326,06	414,08	376,569
Total	3.815,855	4.076,686	4.259,585	4.468,262	4.865,466

En la Tabla 6 podemos observar cómo va aumentando el consumo de energía desde el año 2010 hasta el 2014, siendo los usuarios industriales la categoría que más energía consume, seguido de los usuarios residenciales y comerciales; también podemos observar la energía total consumida por todos los clientes de las distintas categorías (energía facturada a clientes regulados).

Con los valores de la Tabla 5 y Tabla 6 podemos establecer los consumos promedios de energía por categoría por abonado por año y por mes; esto lo hacemos dividiendo el consumo total por categoría para el total de clientes de la misma categoría.

Tabla 7 Historial de consumos promedios anuales por categoría de consumo de Guayaquil [4]

CONSUMO PROMEDIO ANUAL POR CATEGORÍA DE CONSUMO DE GUAYAQUIL (MWH/CLIENTE)					
Año	2010	2011	2012	2013	2014
Residencial	2,246	2,229	2,219	2,206	2,473
Comercial	12,997	13,242	13,566	15,331	16,585
Industrial	452,151	529,403	560,368	552,395	624,724
A. Público	2.467,03	2.517,56	2.975,43	37.988,75	126.366,89
Otros	116,684	133,301	105,147	107,863	91,756
Total	6,73	6,788	6,715	6,818	7,363

Tabla 8 Historial de consumos promedios mensuales por categoría de consumo Guayaquil [4]

CONSUMO PROMEDIO MENSUAL POR GRUPO DE CONSUMO DE GUAYAQUIL (KWH/CLIENTE)					
Año	2010	2011	2012	2013	2014
Residencial	187,17	185,74	184,88	183,80	206,10
Comercial	1.083,10	1.103,46	1.130,52	1.277,55	1.382,12
Industrial	37.679,32	44.116,95	46.697,34	46.032,91	52.060,42
A. Público	205.585,87	209.797,01	247.952,54	3.165.729,17	10.530.574,17
Otros	9.723,68	11.108,43	8.762,23	8.988,55	7.646,37
Total	560,82	565,70	559,60	568,18	613,61

En la Tabla 7 y Tabla 8 se muestra el historial de consumo anual/cliente y mensual/cliente respectivamente por categoría de consumo, desde el año 2010 hasta el 2014. Se observa en la Tabla 8 como el consumo promedio residencial mensual/abonado va disminuyendo hasta el año 2013, mientras que en el 2014 el consumo promedio aumentó 22,3 KWh con respecto al año anterior. La potencia residencial promedio mensual consumida en el 2014 sería de 8,59 kW/abonado.

2.1.2 Pérdida de Energía del Sistema de Distribución de Guayaquil

Como todo sistema eléctrico, el sistema de distribución también presenta pérdidas de energía, estas pérdidas se dividen en dos grupos: las pérdidas técnicas, que es la energía que se pierde en cada una de las etapas funcionales del sistema como en subtransmisión, subestaciones, redes de media tensión, transformadores de distribución, luminarias, acometidas y medidores; y las pérdidas no técnicas o comerciales, las cuales se producen por falta de medición, hurto de energía y la no facturación a usuarios cuyos sistemas de medición sufren algún tipo de daño o alteración.

Las pérdidas en el sistema de distribución de la CNEL-Guayaquil vienen dadas por la diferencia entre la energía recibida por el sistema y la energía registrada en los equipos de medición de los consumidores finales.

Tabla 9 Pérdidas de energía por las etapas funcionales de la Eléctrica de Guayaquil (en la actualidad CNEL-Guayaquil) [22]

PÉRDIDAS DE ENERGÍA EN LAS DIFERENTES ETAPAS FUNCIONALES DE LA EMPRESA ELÉCTRICA DE GUAYAQUIL		
Energía Disponible en el Sistema (GWH)		4.653,98
Alto Voltaje	Líneas de ST (GWH)	27,32
Medio Voltaje	S/E (GWH)	8,8
	Redes Primarias (GWH)	57,48
	Pérdidas No Técnicas (GWH)	68,97
Bajo Voltaje	Transformadores (GWH)	126,45
	Redes Secundarias (GWH)	162,31
	Alumbrado Público (GWH)	16,09
	Acometidas (GWH)	4,6
	Medidores (GWH)	5,98
	Pérdidas No Técnicas (GWH)	304,23
Total de Pérdidas	Técnicas (GWH)	409,02
	No Técnicas (GWH)	373,2
	Sistema (GWH)	782,23

En la Tabla 9 se muestran las pérdidas de energía por etapas funcionales de la empresa eléctrica de Guayaquil a diciembre del 2010 (no se presentan datos más actuales debido que a partir del 2011 el CONELEC obvió mostrar los datos desglosados de esta manera); esto es, que muestran las pérdidas (GWh) por nivel de voltaje en cada elemento que conforma el sistema de distribución de la CNEL-Guayaquil.

Uno de los datos que más nos interesa resaltar, son las pérdidas por transformadores de distribución que en el año 2010

ascienden a 126,45 GWh.; con el dato de la cantidad de trafos de distribución que poseía la empresa eléctrica de Guayaquil en el año 2010 (Tabla 9), podemos aproximar las pérdidas por transformador de distribución en ese mismo año a 408,68 kWh/mes y 4.904,2 kWh/año.

Tabla 10 Historial del balance de pérdidas de energía de la CNEL-Guayaquil [4]

BALANCE DE PÉRDIDAS DE ENERGÍA DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN DE LA EMPRESA ELÉCTRICA DE GUAYAQUIL						
Año	2010	2011	2012	2013	2014	
Disponible en el Sistema (GWh)	4.653,98	4.850,38	5.000,26	5.150,22	5.540,297	
Pérdidas Sistema (GWh)	Pérdidas Técnicas	409,03	429,85	444,24	461,18	481,44
	Pérdidas No Técnicas	373,20	285,25	239,31	164,19	144,13
	Pérdidas Totales	782,23	715,10	683,55	625,37	625,57
Pérdidas Sistema (%)	Pérdidas Técnicas	8,79	8,86	8,88	8,95	8,69
	Pérdidas No Técnicas	8,02	5,88	4,79	3,19	2,60
	Pérdidas Totales	16,81	14,74	13,67	12,14	11,29
* Los porcentajes de pérdidas en el sistema se los establece con respecto a la energía disponible en el mismo.						

En la Tabla 10 se muestra el historial de las pérdidas de energía técnicas y no técnicas en GWh y en porcentaje con respecto a la energía disponible en el sistema. Podemos observar también que las pérdidas técnicas son mayores que las no técnicas y que las pérdidas totales en el sistema en el último año ascienden a 625,57 GWh y esto corresponde al 11,29 % de la

energía disponible en el sistema de distribución de la CNEL-Guayaquil.

2.2 Consumidores Residenciales de Energía Eléctrica en Guayaquil

El consumo de energía eléctrica para el sector residencial se encuentra repartido en un 49% en iluminación, 46% en equipos (electrodomésticos principales), y un 5% en otros (dispositivos que pueden estar presentes en un hogar diferentes a los electrodomésticos, como un secador de pelo, una computadora o pequeños electrodomésticos de cocina).

2.2.1 Clientes Residenciales en Guayaquil

La categoría de cliente residencial corresponde al servicio eléctrico destinado exclusivamente al uso doméstico de los consumidores, es decir, en la residencia de la unidad familiar independiente del tamaño de la carga conectada. También se incluyen a los consumidores de escasos recursos económicos y bajos consumos que tienen integrada a sus viviendas una pequeña actividad comercial o artesanal. [23]

Los clientes o usuarios residenciales por lo general van aumentando año tras año, y en su portal web el CONELEC publica el crecimiento de los abonados por categoría de

consumo y por empresa distribuidora del servicio de energía; en este caso nos interesa el crecimiento de clientes residenciales que ha tenido la Empresa Eléctrica de Guayaquil con el pasar de los años.

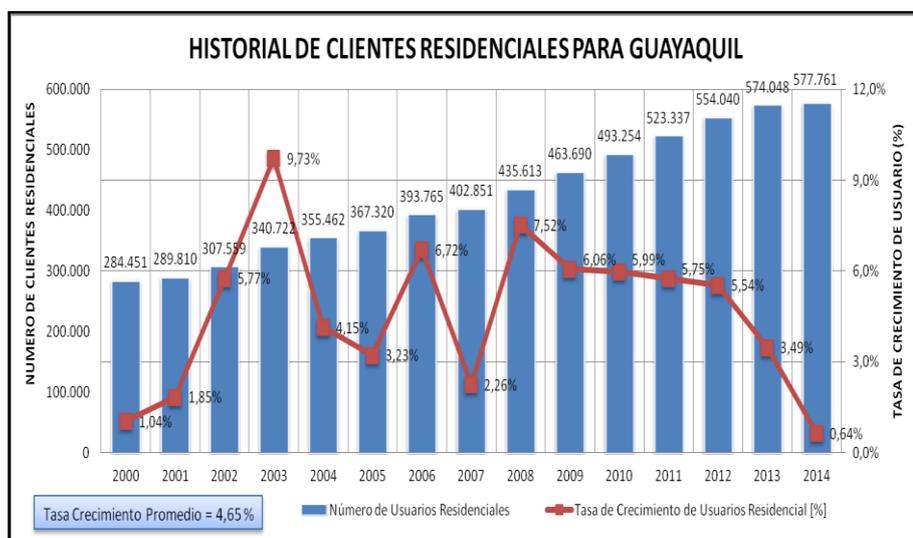


Figura 2.1 Clientes Residenciales en Guayaquil

En la Figura 2.1 podemos observar cómo va aumentando la cantidad de usuarios residenciales a medida que transcurren los años; también podemos observar la variación o tasa de crecimiento de este tipo de usuarios con respecto al año anterior. Se puede observar cómo en el último año, la cantidad de abonados aumentó con respecto al 2013 apenas un 0,64 %, pero sin embargo el consumo residencial en el 2014 si se incrementó considerablemente, esto quiere decir que aunque los

usuarios no crecieron de manera considerable, el consumo de energía si aumentó; la tasa de crecimiento de clientes residenciales promedio desde el 2000 hasta el 2014 se estableció en 4,65 %.

Según el portal web del CONELEC, a diciembre del 2014, la Empresa Eléctrica de Guayaquil (CNEL-Guayaquil) cuenta con un aproximado de 577.761 clientes de la categoría residencial, los cuales representan el 87,44 % del total de clientes.

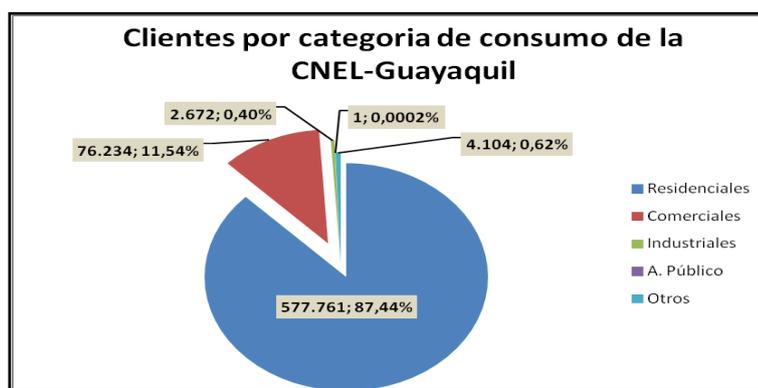


Figura 2.2 Clientes por categoría de consumo de la CNEL-Guayaquil

En la Figura 2.2 se muestran los porcentajes por categoría de consumo de la empresa de Guayaquil con respecto al total de clientes que posee la distribuidora. Podemos observar que los mayores consumidores del servicio de energía son los abonados residenciales.

2.2.2 Consumo de Energía de los Clientes Residenciales en Guayaquil

De acuerdo con el informe presentado por la Dirección de Estadísticas Ambientales DIEA a Junio del 2012 (último informe presentado); de las principales ciudades del Ecuador, Guayaquil es la que registra el consumo de energía promedio más alto por hogar (182,41 KWh/mes) y un costo en dólares mensual de \$19,42. Cabe recalcar que se ha mencionado ésta información desactualizada del DIEA, ya que la misma no ha presentado informes más actuales y para la realización de este trabajo se necesita tener una fuente extra de información que nos permita validar los datos.

El CONELEC en su portal web, muestra para el 2014 el consumo de energía y la cantidad de usuarios residenciales que posee la Empresa Eléctrica de Guayaquil; por lo tanto, se puede calcular un valor aproximado de consumo de 206,1 KWh-mes por abonado (ver Tabla 8). De la misma manera se puede calcular un aproximado del costo mensual en dólares por abonado ya que se tiene la información del precio medio anual

en dólares de clientes con tarifa residencial (9,71 c/kWh), lo que nos da un valor aproximado de \$20,01.

En la siguiente figura se muestra el historial desde el año 2000 al 2014 del promedio de consumo de energía mensual en kWh por abonado residencial en la ciudad de Guayaquil.



Figura 2.3 Historial de Consumo de Energía Promedio Mensual y por Abonado Residencial

En la Figura 2.3 podemos observar que el consumo promedio de energía va variando año tras año y que no muestra una tendencia fija, en el último año podemos apreciar cómo ha aumentado el consumo de energía con respecto a los anteriores.

2.2.3 Crecimiento de la Demanda para Usuarios Residenciales en Guayaquil

El consumo de energía para el sector residencial en Guayaquil al igual que en demás ciudades, presenta una tendencia de crecimiento, lo cual nos dice que a medida que pasa el tiempo, los abonados aumentan la carga eléctrica en sus hogares.

Para este informe, es necesario saber la tendencia futura del consumo de energía, ya que se necesita proyectar la carga de los usuarios residenciales vinculados a cada transformador de la muestra por sector a por lo menos 10 años; por esto debemos saber la variación del consumo de energía de años anteriores y establecer una tasa de crecimiento promedio.

La Empresa Eléctrica de Guayaquil por medio del CONELEC establece que para el 2014 la tasa de crecimiento de consumo de energía a nivel residencial se ubicó en 12,9%, esto es 162,79 GWh por encima del 2013 (ver Figura 2.4)

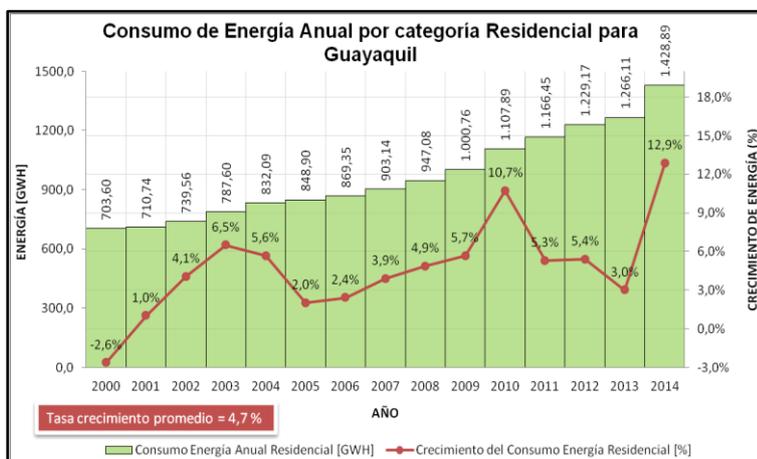


Figura 2.4 Historial del Consumo de Energía Anual de Usuarios Residenciales en Guayaquil

En la figura anterior podemos apreciar cómo ha ido creciendo la demanda de energía a nivel residencial, mientras que la tasa de crecimiento de la demanda posee variaciones distintas cada año y no necesariamente va creciendo. Podemos observar también que la tasa promedio de crecimiento se ubica en 4,7%, que es el valor que utilizaremos para este trabajo.

2.3 Determinación de Usuarios Residenciales por Zonas en Guayaquil

Para determinar la muestra de usuarios residenciales de nuestro informe, hay que considerar que el universo de datos a tomar en cuenta, debe estar conformado sólo por los clientes que tengan instalados medidores AMI.

Para nuestro estudio, se han seleccionado a las ciudadelas: Urdesa, Kennedy, Atarazana, Los Ceibos y Puerto Azul, ya que la mayoría de los usuarios de estos sectores ya cuenta con medidores inteligentes.

Tabla 11 Usuarios residenciales con medición AMI y no AMI por sector [24]

USUARIOS RESIDENCIALES CON MEDICIÓN AMI Y NO AMI POR SECTOR				
Sector	Usuarios con AMI	Usuarios sin AMI	Usuarios Totales	Cobertura con AMI
Atarazana	2.289	29	2.318	98,75%
Kennedy	3.746	61	3.807	98,40%
Urdesa	7.189	89	7.278	98,78%
Los Ceibos	3.047	21	3.068	99,32%
Puerto Azul	1.978	8	1.986	99,60%
Total	18.249	208	18.457	98,87%

En la Tabla 11 se muestran el total de usuarios residenciales por sector estudiado, el total de usuarios con medidores AMI y no AMI y el porcentaje de usuarios por sector que ya poseen los medidores inteligentes con respecto al total de usuarios en cada zona. Como podemos visualizar, casi la mayoría de los sectores ya tienen los medidores AMI, y es por esto, que anteriormente se dijo que estos sectores fueron elegidos para nuestro análisis.

2.3.1 Selección de la Muestra

Como ya se indicó en la sección 1.7 del capítulo 1, para la selección de la muestra de nuestra investigación, se ha empleado el método del Muestreo Aleatorio, el cual nos ha

permitido elegir una muestra al azar a partir del total de abonados residenciales existentes en los sectores escogidos, que ya poseen los medidores inteligentes (AMI); es decir la muestra será aplicada a un total de usuarios residenciales de 18.249 abonados, repartidos entre los 5 sectores escogidos para realizar este informe (Tabla 11)

Se ha utilizado este método por la facilidad para conseguir la muestra representativa de usuarios de nuestro sector de estudio. A continuación procederemos a aplicar la Ecuación 1.15 que nos permite seleccionar la muestra requerida.

Los valores de los parámetros requeridos para la obtención del tamaño de la muestra se presentan a continuación:

- ✓ $p = 0,5$;
- ✓ $q = 0,5$;
- ✓ $Z = 1,88$;
- ✓ $N = 18.249$ abonados;
- ✓ $e = 0,06$

$$n = \frac{0,5 * 0,5 * 1,88^2 * 18.249}{0,06^2 * 18.249 + 0,5 * 0,5 * 1,88^2}$$

$$n \approx 242 \text{ usuarios residenciales}$$

La muestra se ha obtenido con un nivel de confianza del 94% (ver Tabla 3), lo cual nos refleja la cantidad de aproximadamente 242 usuarios residenciales, los cuales deberán estar vinculados a diferentes transformadores de distribución monofásicos que se encuentran en los sectores analizados.

2.3.2 Transformadores de Distribución Asociados a los Usuarios Residenciales de la muestra

Un transformador de distribución se dimensiona de manera que satisfaga la demanda en kW de todos los usuarios asociados al mismo, incluyendo la tasa de crecimiento, ya sean comerciales, industriales o residenciales.

En la realidad ningún cliente consume la misma cantidad de energía, e inclusive su característica de consumo no es la misma por sectores; por esta razón no se tiene un número establecido de usuarios por transformador.

Para el desarrollo de este trabajo se ha considerado transformadores monofásicos de la misma cantidad de usuarios por categoría residencial en todas las zonas de estudio, solamente para definir un número de transformadores de distribución que contenga a la muestra de clientes obtenidos,

indiferente de la capacidad en KVA o cualquier otro parámetro eléctrico o constructivo.

La cantidad de transformadores de distribución (con y sin AMI) que dan servicio a los usuarios en cada uno de los sectores que se está analizando, se detallan en la siguiente tabla:

Tabla 12 Transformadores de distribución asociados al total de usuarios residenciales por sector [24]

TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN CON Y SIN MEDICIÓN AMI POR SECTOR				
Sector	Trafos con AMI	Trafos sin AMI	Trafos totales	Cobertura con AMI
Atarazana	71	2	73	97,26%
Kennedy	334	13	347	96,25%
Urdesa	543	47	590	92,03%
Los Ceibos	297	7	304	97,70%
Puerto Azul	240	1	241	99,59%
Total	1485	70	1555	95,50%

En la Tabla 12 se muestran el total de transformadores por sector estudiado, el total de trafos con medición AMI y no AMI y la cobertura de trafos por sector que ya poseen los medidores inteligentes con respecto al total de trafos (con y sin AMI) en cada zona. Como podemos visualizar, casi la mayoría de los sectores ya tienen también transformadores con medidores AMI.

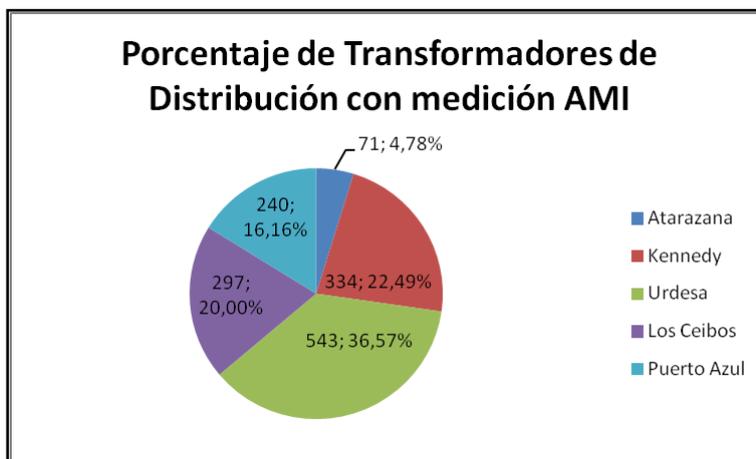


Figura 2.5 Porcentaje de transformadores de distribución con medición AMI por sector

En el gráfico de pastel que se muestra en la Figura 2.5 podemos observar el porcentaje de transformadores de distribución y por sector que ocupan con respecto a la cantidad total de trafos con medición AMI.

Asumiendo un promedio de 15 clientes de categoría residencial por transformador de distribución, obtenemos un total de 16 transformadores de distribución, que representan el total de toda la muestra.

$$TOTAL DE TRAFOS = \frac{MUESTRA (n)}{USUARIOS POR TRAFOS} = \frac{242}{15}$$

$$TOTAL DE TRAFOS \approx 16 u$$

Al elegir de manera aleatoria esta cantidad de transformadores, implícitamente ocurre lo mismo con los abonados residenciales, de esta manera se garantiza que cada transformador contenga a todos sus usuarios asociados y que no quede ningún cliente aislado dentro de la muestra.

El total de transformadores a analizar estarán repartidos de acuerdo al valor porcentual representativo de clientes con medición AMI con respecto al total de clientes con dicha medición en cada una de las ciudadelas.

Tabla 13 Muestra de transformadores con medición AMI por sector

SELECCIÓN DE LA MUESTRA DE TRANSFORMADORES POR SECTOR				
Sector	Usuarios con medición AMI	Porcentaje de la Muestra	Usuarios de la Muestra	Trafos de la Muestra
Atarazana	2.289	12,54%	30	2
Kennedy	3.746	20,53%	50	3
Urdesa	7.189	39,39%	95	6
Los Ceibos	3.047	16,70%	41	3
Puerto Azul	1.978	10,84%	26	2
Total	18.249	100,00%	242	16

En la Tabla 13 se muestra como quedan distribuidos finalmente el número de la muestra de transformadores por cada sector, asumiendo 15 personas asociadas a los mismos. Observamos también que la ciudadela Urdesa es la que posee la muestra con

mayor número de transformadores, debido a que a este sector pertenece la mayor muestra de usuarios residenciales.

2.3.3 Información General de la Muestra de los Transformadores de Distribución por Sectores

Es necesario conocer la información básica de los transformadores que son parte de nuestro análisis, como por ejemplo: la ubicación, el código, la capacidad, el tipo, número de usuarios vinculados, potencia de las luminarias vinculadas, número de transformadores por sector, fecha de instalación y alimentador al que pertenece.

Estos datos nos servirán de mucho a la hora de realizar estudios como: perfiles de carga, determinación adecuada de usuarios, análisis de pérdidas, etc. Los datos de los transformadores por sector a utilizar para el desarrollo y modelamiento de este trabajo se han mostrado en la Tabla 14.

Tabla 14 Datos Generales de la Muestra de Transformadores por Sector [25]

SECTOR	TRAFO	CÓDIGO TRAFO	FECHA INSTALACIÓN	CANTIDAD USUARIOS	POTENCIA (KVA)	POTENCIA TOTAL LUMINARIAS (KW)	1F/3F	TIPO	ALIMENTADOR
ATARAZANA	Trafo 1	13/5808	15/06/2011	29	50	0,500	1F	AUTOPROTEGIDO	ATARAZANA 3
	Trafo 2	13/21693	04/09/2008	34	50	0,800	1F	AUTOPROTEGIDO	ATARAZANA 3
KENNEDY	Trafo 1	13/27455	10/11/2012	16	50	0,200	1F	AUTOPROTEGIDO	KENNEDY
	Trafo 2	13/27236	25/01/2013	29	50	0,270	1F	CONVENCIONAL	OLIMPO
	Trafo 3	UKN II T-98	27/05/2011	11	50	0,250	1F	AUTOPROTEGIDO	MIGUEL H. ALCIVAR
URDESA	Trafo 1	13/8748	12/07/2010	8	50	1,000	1F	AUTOPROTEGIDO	URDESA
	Trafo 2	13/16220	27/01/2009	11	50	1,000	1F	CONVENCIONAL	URDESA
	Trafo 3	T-11848	14/09/2011	6	50	0,000	1F	CONVENCIONAL	URDESA
	Trafo 4	T-08581	07/02/2008	13	50	1,200	1F	AUTOPROTEGIDO	LOMAS
	Trafo 5	13/27045	20/08/2013	8	25	0,750	1F	AUTOPROTEGIDO	LOMAS
LOS CEIBOS	Trafo 1	13/25920	22/03/2011	13	50	0,750	1F	AUTOPROTEGIDO	CEIBOS
	Trafo 2	13/25913	17/03/2011	13	50	1,000	1F	AUTOPROTEGIDO	SANTA CECILIA
	Trafo 3	13/24272	21/04/2009	10	50	1,375	1F	AUTOPROTEGIDO	CEIBOS
PUERTO AZUL	Trafo 1	13/18242	08/10/2013	10	50	0,000	1F	AUTOPROTEGIDO	PUERTO AZUL
	Trafo 2	13/24797	10/06/2011	11	50	0,000	1F	AUTOPROTEGIDO	PUERTO AZUL

Los circuitos de la red eléctrica a la que alimenta cada transformador de la muestra fueron descargados del Sistema Gtechnology o GIS (Sistema de Información Geográfico), el cual es un software que permite ingresar información gráfica y a la vez sus atributos, tanto para las redes eléctricas de distribución como para la cartografía en donde están ubicadas dichas redes. Por lo tanto el GIS nos ha proporcionado la localización geográfica de cada transformador con su respectivo medidor.

En los Anexos C1 al C5, podemos observar la red secundaria vinculada al transformador de distribución con sus respectivos abonados (incluye además número de lámparas y códigos de los medidores) los cuales están representados por su medidor de consumo AMI; esta red secundaria está pintada de color rojo, y la ubicación del transformador con su respectivo medidor están dadas por el círculo verde pintado sobre los mismos.

2.4 Potencia de la Muestra de Transformadores de Distribución por Zonas

La Empresa Eléctrica de Guayaquil (CNEL-Guayaquil) nos proporcionó los datos de energía activa y reactiva cada 15 minutos y de un año (2014), de los transformadores de distribución de la muestra de las

distintas ciudadelas en estudio (hay cerca de 34.500 datos aproximadamente). Gran parte de estos datos de energía pertenecen a la suma del consumo en kWh de cada usuario que se encuentra vinculado a cada uno de los transformadores seleccionados; otra pequeña parte de energía pertenece al consumo de las luminarias conectadas a dichos transformadores.

Con los datos recibidos de la empresa eléctrica, se procedió a construir las curvas o perfiles de cargas diarias, semanales, mensuales y anuales de cada uno de los transformadores de distribución pertenecientes a la muestra en cada sector. Estos perfiles se construyeron a partir de los datos de energía de cada trafo; estas curvas o perfiles construidos son de: potencia activa, reactiva y aparente o compleja de cada transformador de la muestra por sector. Cabe recalcar que los datos con valores de cero, no se tomaron en cuenta para la construcción de los perfiles, ya que al obtener los promedios, dichos valores de cero nos harían tener resultados erróneos).

2.4.1 Perfiles de Potencia Diarios de la Muestra de Transformadores por Sector.

Para los perfiles de carga de la muestra de transformadores por sector, se llevaron los datos de energía en KWh a su equivalente en potencia en kW cada 15 minutos, esto se lo hizo dividiendo la energía para $0,25h = 15min$.

Debido a que tenemos aproximadamente 34.500 datos por cada transformador y para cada sector (excepto para la Atarazana Kennedy y Urdesa que poseen aproximadamente 29.000 datos ya que no se poseen lecturas de los meses de enero y febrero) se ha procedido a sacar un promedio de consumo con datos que van desde las 00:00h hasta las 23:45h (cada 15 min) de cada día que tuvo el año 2014; es decir, sacaremos el equivalente a un día (con datos desde 00:00h hasta las 23:45h) con promedios de consumo en kW de cada transformador de la muestra elegida. De esta manera reduciríamos nuestros datos de 34.500 a tan solo 96, que es el número de datos promedios que tendríamos en un día de consumo con respecto al año 2014.

A continuación se presenta en la Figura 2.6 la forma de la plantilla de los datos de potencia promedio de cada transformador para la construcción del perfil de carga.

PLANTILLA DE DATOS PARA PERFIL DE POTENCIA DIARIO DEL TRANSFORMADOR							
HORA	KW,KVAR,KVA	HORA	KW,KVAR,KVA	HORA	KW,KVAR,KVA	HORA	KW,KVAR,KVA
0:00	-	6:00	-	12:00	-	18:00	-
0:15	-	6:15	-	12:15	-	18:15	-
0:30	-	6:30	-	12:30	-	18:30	-
0:45	-	6:45	-	12:45	-	18:45	-
1:00	-	7:00	-	13:00	-	19:00	-
1:15	-	7:15	-	13:15	-	19:15	-
1:30	-	7:30	-	13:30	-	19:30	-
1:45	-	7:45	-	13:45	-	19:45	-
2:00	-	8:00	-	14:00	-	20:00	-
2:15	-	8:15	-	14:15	-	20:15	-
2:30	-	8:30	-	14:30	-	20:30	-
2:45	-	8:45	-	14:45	-	20:45	-
3:00	-	9:00	-	15:00	-	21:00	-
3:15	-	9:15	-	15:15	-	21:15	-
3:30	-	9:30	-	15:30	-	21:30	-
3:45	-	9:45	-	15:45	-	21:45	-
4:00	-	10:00	-	16:00	-	22:00	-
4:15	-	10:15	-	16:15	-	22:15	-
4:30	-	10:30	-	16:30	-	22:30	-
4:45	-	10:45	-	16:45	-	22:45	-
5:00	-	11:00	-	17:00	-	23:00	-
5:15	-	11:15	-	17:15	-	23:15	-
5:30	-	11:30	-	17:30	-	23:30	-
5:45	-	11:45	-	17:45	-	23:45	-

Figura 2.6 Plantilla de Datos para Perfil de Potencia Diario del Transformador

Una vez que hemos obtenido todos los datos de consumo de potencia activa, reactiva y aparente o compleja, se ha procedido a graficar el perfil de carga diario de la muestra de los transformadores seleccionados en los sectores de la Atarazana, Kennedy, Urdesa, Los Ceibos y Puerto Azul (ver Anexo D1); en estas curvas podemos observar el comportamiento de la demanda de cada transformador con respecto a la hora en que se ha usado. En estos perfiles de carga podemos, para cada transformador por sector podemos encontrar datos como

demanda máxima y mínima con su respectiva hora, tanto para la potencia activa, reactiva y aparente.

2.4.2 Potencia Semanal de la Muestra de Transformadores por Sector

Tomando los aproximadamente 34.500 datos (excepto para la Atarazana, Kennedy y Urdesa que poseen aproximadamente 29.000 datos ya que no hay registro de lecturas en los meses de enero y febrero) de potencia de cada 15 min y de cada día del 2014 que se determinaron en la sección anterior para cada transformador de la muestra, partiremos para la construcción del gráfico de barras de potencia promedio semanal para dicha muestra.

Para filtrar los datos; en primer lugar se han sumado los datos de potencia desde las 00:00h hasta las 23:45h para cada día, esto quiere decir que tendremos 365 datos (excepto para la Atarazana Kennedy y Urdesa que poseen 306 datos) equivalentes a los días del año; luego sacaremos un promedio por cada día que tiene una semana (lunes, martes, miércoles y así sucesivamente hasta el domingo), para así finalmente

obtener sólo 7 datos de potencia (KW,KVAR y KVA) por cada transformador de la muestra y para cada sector.

A continuación se presenta en la Figura 2.7 la forma de la plantilla de los datos de potencia promedio semanal de cada transformador para la construcción del diagrama de barras de los mismos.

PLANTILLA DE DATOS PARA DIAGRAMA DE POTENCIA PROMEDIO SEMANAL DE CADA TRANSFORMADOR		
DIA	FECHA	KW,KVAR,KVA
MIÉRCOLES	01/01/2014	-
JUEVES	02/01/2014	-
VIERNES	03/01/2014	-
SÁBADO	04/01/2014	-
DOMINGO	05/01/2014	-
LUNES	06/01/2014	-
MARTES	07/01/2014	-
.	.	-
.	.	-
.	.	-
JUEVES	25/12/2014	-
VIERNES	26/12/2014	-
SÁBADO	27/12/2014	-
DOMINGO	28/12/2014	-
LUNES	29/12/2014	-
MARTES	30/12/2014	-
MIÉRCOLES	31/12/2014	-

DIA	KW,KVAR,KVA
LUNES	-
MARTES	-
MIÉRCOLES	-
JUEVES	-
VIERNES	-
SÁBADO	-
DOMINGO	-

Figura 2.7 Plantilla de Datos para Gráfico de Barras de Potencia Promedio Semanal de c/trafo

Una vez que hemos obtenido todos los datos de consumo de potencia activa, reactiva y aparente o compleja, se ha procedido construir el gráfico de barras de potencia promedio semanal de la muestra de los transformadores seleccionados en los sectores de la Atarazana, Kennedy, Urdesa, Los Ceibos y Puerto Azul

(ver Anexo D2); en estos diagramas podemos observar el comportamiento de la variación de la demanda de cada transformador con respecto a los días que se ha usado. En estos diagramas de barras de potencia podemos también, para cada transformador por sector podemos encontrar datos como demanda máxima y mínima con su respectivo día, tanto para la potencia activa, reactiva y aparente.

2.4.3 Potencia Mensual de la Muestra de Transformadores por Sector.

Para la construcción del gráfico de barras de potencia promedio mensual para la muestra de transformadores por cada sector, partiremos tomando de la sección anterior los 365 datos de potencia de cada transformador (excepto para la Atarazana Kennedy y Urdesa que poseen 306 días) equivalentes a los días del año 2014; luego sacaremos un promedio por cada día que tiene un mes (1,2,3,...,30 y 31)), para así finalmente obtener sólo 31 datos de potencia (KW,KVAR y KVA) por cada transformador de la muestra y para cada sector.

A continuación se presenta en la Figura 2.8 la forma de la plantilla de los datos de potencia promedio mensual de cada

transformador para la construcción del diagrama de barras de los mismos.

PLANTILLA DE DATOS PARA DIAGRAMA DE POTENCIA PROMEDIO MENSUAL DE CADA TRANSFORMADOR					
DÍA	FECHA	KW,KVAR,KVA		DIA	KW,KVAR,KVA
MIÉRCOLES	01/01/2014	-	→	1	-
JUEVES	02/01/2014	-		2	-
VIERNES	03/01/2014	-		3	-
SÁBADO	04/01/2014	-		4	-
DOMINGO	05/01/2014	-		5	-
LUNES	06/01/2014	-		6	-
MARTES	07/01/2014	-		7	-
.
.
.
JUEVES	25/12/2014	-		25	-
VIERNES	26/12/2014	-		26	-
SÁBADO	27/12/2014	-		27	-
DOMINGO	28/12/2014	-		28	-
LUNES	29/12/2014	-		29	-
MARTES	30/12/2014	-		30	-
MIÉRCOLES	31/12/2014	-		31	-

Figura 2.8 Plantilla de Datos para Gráfico de Barras de Potencia Promedio Mensual de c/trafo

Una vez que hemos obtenido todos los datos de consumo de potencia activa, reactiva y aparente o compleja, se ha procedido construir el gráfico de barras de potencia promedio mensual de la muestra de los transformadores seleccionados en los sectores de la Ataraza, Kennedy, Urdesa, Los Ceibos y Puerto Azul (ver Anexo D3).

2.4.4 Potencia Anual de la Muestra de Transformadores por Sector.

Para la construcción del gráfico de barras de potencia promedio anual para la muestra de transformadores por cada sector, partiremos otra vez tomando los 365 datos de potencia de cada transformador (excepto para la Atarazana, Kennedy y Urdesa que poseen 306 datos) equivalentes a los días del año 2014; luego en cambio sumaremos los datos de potencia de cada día que tiene cada mes; es decir, que al final tendremos 12 datos de potencia (KW, KVAR y KVA) por cada transformador de la muestra y para cada sector, que equivalen a los meses que tiene un año (para Atarazana, Kennedy y Urdesa habrán 10 datos).

A continuación se presenta en la Figura 2.9 la forma de la plantilla de los datos de potencia promedio anual de cada transformador para la construcción del diagrama de barras de los mismos.

PLANTILLA DE DATOS PARA DIAGRAMA DE POTENCIA PROMEDIO ANUAL DE CADA TRANSFORMADOR			
DIA	FECHA	KW, KVAR, KVA	
MIÉRCOLES	01/01/2014	-	
JUEVES	02/01/2014	-	
VIERNES	03/01/2014	-	
SÁBADO	04/01/2014	-	
DOMINGO	05/01/2014	-	
LUNES	06/01/2014	-	
MARTES	07/01/2014	-	
.	.	.	
.	.	.	
.	.	.	
JUEVES	25/12/2014	-	
VIERNES	26/12/2014	-	
SÁBADO	27/12/2014	-	
DOMINGO	28/12/2014	-	
LUNES	29/12/2014	-	
MARTES	30/12/2014	-	
MIÉRCOLES	31/12/2014	-	

MES	KW, KVAR, KVA
ENERO	-
FEBRERO	-
MARZO	-
ABRIL	-
MAYO	-
JUNIO	-
JULIO	-
AGOSTO	-
SEPTIEMBRE	-
OCTUBRE	-
NOVIEMBRE	-
DICIEMBRE	-

Figura 2.9 Plantilla de Datos para Gráfico de Barras de Potencia Promedio Anual de c/trafo

Una vez que hemos obtenido todos los datos de consumo de potencia activa, reactiva y aparente o compleja, se ha procedido a construir el gráfico de barras de potencia promedio mensual de la muestra de los transformadores seleccionados en los sectores de la Ataraza, Kennedy, Urdesa, Los Ceibos y Puerto Azul (ver Anexo D4).

CAPÍTULO 3

USUARIOS RESIDENCIALES ADECUADOS POR TRANSFORMADOR DE DISTRIBUCIÓN

De acuerdo a las características de consumo de los abonados residenciales en cada sector, criterios, métodos y experiencias profesionales relacionadas al tema, se puede determinar un estimado de usuarios por transformador de distribución. En este capítulo se detalla el procedimiento con el cual se determinó la cantidad adecuada de usuarios.

3.1 Validación de la Muestra

En el capítulo anterior se consideró dentro de las zonas de estudio un aproximado de 15 abonados residenciales por transformador de distribución, indiferente de la capacidad en KVA que estos puedan tener; esto con el objetivo de obtener la cantidad de transformadores en

los que esperábamos este contenida el total de la muestra de usuarios residenciales.

Con la información recibida por parte de la Empresa Eléctrica de Guayaquil, se pudo conocer la cantidad real de abonados residenciales vinculados a la muestra de transformadores solicitados, así como los datos técnicos de cada uno y el consumo de potencia del alumbrado público. De manera que, el número de transformadores y la cantidad de usuario por sector con los que se espera obtener los perfiles de carga y el consumo promedio de energía, han quedado definido de la siguiente manera:

Tabla 15 Muestra real de transformadores y usuarios residenciales por sector

Sector	Trafos Esperados	Trafos Recibidos	Usuarios Esperados	Usuarios Recibidos	% de la Muestra
Atarazana	2	2	30	63	210%
Kennedy	3	3	45	56	124%
Urdesa	6	5	90	42	47%
Los Ceibos	3	3	45	36	80%
Puerto Azul	2	2	30	21	70%

Se puede ver que la muestra de usuarios esperados mejoró en los sectores de la Kennedy y Atarazana, mientras que en el resto de sectores la muestra de usuarios esperados se redujo. El caso más bajo se presentó en Urdesa, esto quiere decir que se obtendrán los modelos

de curvas de carga usando un 47% de los 90 usuarios esperados inicialmente.

Dentro del procedimiento para la obtención de las curvas de carga y consumo promedio de energía por sector, en ningún transformador se ha considerado el consumo de energía del alumbrado público.

Dadas estas consideraciones, se ha procedido a encontrar las curvas de carga promedio por usuario residencial para cada uno de los sectores.

3.2 Correlación de la Demanda de Potencia de los Transformadores de la Muestra

Se considera que dos variables de tipo cuantitativo presentan correlación la una respecto de la otra cuando los valores de una ellas varíen sistemáticamente con respecto a los valores homónimos de la otra [26].

Al obtener la correlación entre el consumo de potencia aparente de todos los transformadores de la muestra, se puede identificar cuales presentan un comportamiento similar y cuáles no. Esto nos da la pauta para pensar que los hábitos de consumos entre los usuarios

residenciales cuyos transformadores tienen una alta correlación son parecidos y que puede existir una proporción entre el perfil de carga de cada uno. Los valores de correlación para los transformadores se muestran en La Tabla 17.

Con esto podemos notar que la potencia consumida por los transformadores de la muestra en los sectores de la Atarazana y la Kennedy son los que presentan una mayor correlación, de ahí la correlación entre la mayoría de los transformadores es normal y alta. Entre los transformadores de Los ceibos y Atarazana se observa que la correlación es negativa, dando a entender que no tienen un comportamiento en común. La siguiente tabla muestra el rango el rango en que se encuentran las correlaciones encontradas.

Tabla 16 Rangos de Correlación de Datos [27]

Valor	Significado
-1	Correlación negativa grande y perfecta
-0,9 a -0,99	Correlación negativa muy alta
-0,7 a -0,89	Correlación negativa alta
-0,4 a -0,69	Correlación negativa moderada
-0,2 a -0,39	Correlación negativa baja
-0,01 a -0,19	Correlación negativa muy baja
0	Correlación nula
0,01 a 0,19	Correlación positiva muy baja
0,2 a 0,39	Correlación positiva baja
0,4 a 0,69	Correlación positiva moderada
0,7 a 0,89	Correlación positiva alta
0,9 a 0,99	Correlación positiva muy alta
1	Correlación positiva grande y perfecta

Tabla 17 Correlación de la Demanda en KVA entre los transformadores de la Muestra

SECTOR		ATARAZANA		KENNEDY			URDESA					LOS CEIBOS			PUERTO AZUL	
		TRAFO		1	2	1	2	3	1	2	3	4	5	1	2	3
ATARAZANA	1	1,00														
	2	0,93	1,00													
KENNEDY	1	0,93	0,97	1,00												
	2	0,94	0,99	0,96	1,00											
	3	0,77	0,90	0,86	0,90	1,00										
URDESA	1	0,60	0,75	0,72	0,79	0,71	1,00									
	2	0,82	0,93	0,93	0,93	0,92	0,83	1,00								
	3	0,48	0,54	0,38	0,58	0,54	0,65	0,53	1,00							
	4	0,93	0,96	0,97	0,95	0,79	0,75	0,90	0,46	1,00						
	5	0,73	0,79	0,84	0,81	0,70	0,76	0,79	0,22	0,80	1,00					
LOS CEIBOS	1	-0,04	0,15	0,25	0,14	0,11	0,52	0,29	-0,13	0,23	0,51	1,00				
	2	0,79	0,66	0,65	0,63	0,31	0,28	0,44	0,28	0,75	0,42	-0,10	1,00			
	3	0,48	0,69	0,73	0,69	0,70	0,87	0,82	0,27	0,68	0,82	0,74	0,14	1,00		
PUERTO AZUL	1	0,62	0,79	0,76	0,81	0,76	0,95	0,86	0,56	0,77	0,80	0,56	0,31	0,90	1,00	
	2	0,80	0,86	0,92	0,85	0,68	0,68	0,82	0,18	0,90	0,82	0,44	0,67	0,78	0,74	1,00

3.3 Obtención del Perfil de Potencia por Sector

Se han obtenido modelos de curvas que representan el consumo promedio de potencia diaria, semanal, mensual y anual, de un usuario residencial propio de cada sector. Los valores que modelan cada una de estas curvas provienen de la información de todos los transformadores y usuarios asociados indicados en la Tabla 15.

De acuerdo al programa de eficiencia energética para cocción por inducción impulsada por el gobierno, también se ha considerado el efecto que las cocinas tendrán sobre el modelo actual en cada sector, esperando que a mediano plazo todos los usuarios vinculados a la muestra de transformadores cuenten con uno de estos equipos. En este trabajo se utilizan 3,00 KW y 3,06 KVAR a factor de potencia 0,7 por cocina, según valores promedios considerados en el país; y se definen 3 intervalos de tiempos (6:00 a 6:30, 11:15 a 12:00 y 18:15 a 19:00) donde se estima van a ser utilizadas por los usuarios.

Los modelos obtenidos con la implementación de las cocinas de inducción, dan la pauta para la selección de la capacidad en KVA y de los usuarios adecuados por transformador de distribución, satisfaciendo el nuevo perfil de carga.

3.3.1 Curvas de Potencia en la Atarazana

Las curvas promedios de potencia diaria, semanal, mensual y anual en la Atarazana, se muestran en el Anexo E1 y han sido construidas con los datos de 63 usuarios residenciales, y para cada perfil se muestran dos casos: primero con el modelo de carga por abonado en estado actual y segundo incluyendo el uso de la cocina de inducción para el mismo abonado.

3.3.2 Curvas de Potencia en la Kennedy

Las curvas promedios de potencia diaria, semanal, mensual y anual en la Kennedy, se muestran en el Anexo E2 y han sido construidas con los datos de 56 usuarios residenciales, y para cada perfil se muestran dos casos: primero con el modelo de carga por abonado en estado actual y segundo incluyendo el uso de la cocina de inducción para el mismo abonado.

3.3.3 Curvas de Potencia en Urdesa

Las curvas promedios de potencia diaria, semanal, mensual y anual en la Urdesa, se muestran en el Anexo E3 y han sido construidas con los datos de 42 usuarios residenciales, y para cada perfil se muestran dos casos: primero con el modelo de

carga por abonado en estado actual y segundo incluyendo el uso de la cocina de inducción para el mismo abonado.

3.3.4 Curvas de Potencia en Los Ceibos

Las curvas promedios de potencia diaria, semanal, mensual y anual en Los Ceibos, se muestran en el Anexo E4 y han sido construidas con los datos de 36 usuarios residenciales, y para cada perfil se muestran dos casos: primero con el modelo de carga por abonado en estado actual y segundo incluyendo el uso de la cocina de inducción para el mismo abonado.

3.3.5 Curvas de Potencia en Puerto Azul

Las curvas promedios de potencia diaria, semanal, mensual y anual en Puerto Azul, se muestran en el Anexo E5 y han sido construidas con los datos de 21 usuarios residenciales, y para cada perfil se muestran dos casos: primero con el modelo de carga por abonado en estado actual y segundo incluyendo el uso de la cocina de inducción para el mismo abonado.

3.4 Energía Asociada a Usuarios Residenciales por Sector

El consumo de energía de todos los usuarios incluidos en este trabajo nos permite tener una idea del consumo promedio por hogar de acuerdo a cada sector. Si bien la curva de carga del sector residencial tiene un comportamiento “típico”, ningún abonado tiene el mismo consumo de energía, ya que eso depende de factores como el nivel socioeconómico, número de habitantes en el hogar, hábitos de consumo, entre otros.

El siguiente cuadro muestra el consumo promedio de energía activa (KWH) y reactiva (KVARH) con su respectiva potencia promedio asociada para un usuario residencial de cada sector.

Tabla 18 Energía y potencia promedio de un usuario residencial por sector

Sector	KWH Mensual	KVARH Mensual	KW Mensual	KVAR Mensual	FP
Urdesa	777,38	370,10	1,07	0,51	0,90
Kennedy	315,53	113,69	0,43	0,16	0,94
Atarazana	283,63	166,83	0,39	0,23	0,86
Los Ceibos	937,62	312,81	1,29	0,43	0,95
Puerto Azul	856,22	187,65	1,17	0,26	0,98

3.5 Determinación de Usuarios a Partir del Método de EBASCO

El manual de EBASCO [28] es una guía para el sector eléctrico, principalmente para el área de distribución, publicado en Nueva York por Electrical World MCGraw-Hill, y cuyos resultados son en base a la experimentación de diferentes compañías americanas dedicadas a la construcción y diseños de equipos eléctricos.

Las fórmulas contenidas en este manual logran determinar una capacidad en KVA para un transformador, a partir del número de usuarios residenciales y de su respectivo consumo promedio de energía en KWH/mes.

El método empieza asignando una potencia activa pico (KW) por usuario, equivalente a los KWH/mes consumidos. La Ecuación 3.1 muestra esta relación.

$$KW_{PICO} = \frac{KWH/mes}{49,7*(KWH/mes)^{0,154}} \quad (3.1)$$

Luego se determina la potencia activa pico (KWn) del conjunto de usuarios, usando la Ecuación 3.2.

$$KW_n = KW_{PICO} * N * C_N \quad (3.2)$$

$$C_N = 0,38 + \frac{0,62}{N} \quad (3.3)$$

Donde:

KW_n = Potencia activa pico del conjunto de usuarios

N = Número de usuarios residenciales

C_N = Factor de coincidencia

La potencia aparente en KVA demandada por los N usuarios se obtiene de la siguiente expresión:

$$Demanda\ KVA = \frac{KW_n}{fp} \quad (3.4)$$

Donde:

Demanda kVA = potencia aparente en KVA actual, para los N usuarios.

fp = Factor de potencia del transformador, cuyo valor se recomienda estar entre 0,85 y 0,9

Si bien la demanda en KVA determinada en la Ecuación 3.4 es un valor estimado del consumo actual de los N usuarios, la capacidad del transformador se selecciona considerando el crecimiento de la

demanda y el año horizonte al que se espera, la demanda alcance la capacidad nominal del transformador.

Dicho esto, la potencia nominal del transformador en KVA está sujeta a la Ecuación 3.5 y las capacidades comerciales disponibles en el mercado.

$$KVA_{TRAFO} = Demanda\ KVA * (1 + TC)^n \quad (3.5)$$

Dónde:

kVA_{TRAFO} = es la capacidad nominal del transformador en KVA

TC = tasa de crecimiento de la potencia para el sector de estudio

n = tiempo horizonte en años, al que se espera la demanda sea próxima a la nominal del transformador

Si bien el procedimiento antes descrito sirve para obtener la capacidad del transformador, es posible seguir un proceso similar reordenando las mismas ecuaciones para encontrar el número de usuarios residenciales adecuados según la capacidad del transformador que se vaya a instalar.

En este trabajo se considera la proyección de la carga del transformador para 10 años, a una tasa de crecimiento del 4,71%; obtenida del crecimiento de la demanda residencial en Guayaquil desde el año 2000 y que se muestra en la Figura 2.1. Los transformadores a utilizar serán monofásicos con capacidades nominales de 25, 37.5, 50, 75 y 100 KVA para todos los sectores.

Con las consideraciones antes mencionadas empezamos por obtener los KW_{PICO} con la Ecuación 3.1, utilizando los consumos promedios de energía mensual mostrados en la Tabla 18 según el sector que se vaya a analizar.

Encontramos la demanda en KVA de la Ecuación 3.5 utilizando la respectiva tasa de crecimiento, los años de proyección y la capacidad del transformador a utilizar.

$$Demanda\ KVA = \frac{KVA_{TRAFO}}{(1+0.0471)^{10}} \quad (3.6)$$

De la Ecuación 3.4 se obtienen los KW_n , con el valor encontrado en la Ecuación 3.6 y el fp de la Tabla 18 en el mismo sector

La Ecuación 3.2 relaciona los KW_{PICO} y KW_n con el número de usuarios, que es lo que deseamos encontrar. En esta misma ecuación también se puede reemplazar la Ecuación 3.3 y finalmente obtener una sola expresión que relacione a todas las variables antes mencionadas.

La fórmula para encontrar el número de usuarios está dada por la Ecuación 3.7.

$$N = \frac{\frac{KW_n}{KW_{PICO}} - 0,62}{0,38} \quad (3.7)$$

De esta manera se obtuvo la cantidad adecuada de usuarios residenciales para cada sector y para diferentes capacidades de transformadores. En la Tabla 19 y Tabla 20 se muestran los resultados obtenidos empleando este método.

Tabla 19 Usuarios Adecuados por Transformador (Demanda sin cocinas)

SECTOR	25 KVA	37,5 KVA	50 KVA	75 KVA	100 KVA
ATARAZANA	13	21	28	43	58
KENNEDY	13	21	28	43	58
URDESA	5	8	12	18	25
LOS CEIBOS	4	7	10	16	22
PUERTO AZUL	5	8	12	18	25

Las ciudadelas Atarazana y Kennedy tienen la misma cantidad de usuarios para cada transformador, esto se respalda con el valor de correlación encontrado en la Tabla 17 que anticipaba un comportamiento semejante en estos sectores. Además son también los dos con mayor número de usuarios por transformador, indiferente de la capacidad. Lo mismo sucedió respecto al número de usuarios por transformador para las ciudadelas Urdesa y Puerto Azul, sin embargo estos dos sectores poseen menos usuarios por transformador que en la Atarazana y Kennedy. El comportamiento en Los Ceibos es similar al de Urdesa o Puerto Azul pero con una cantidad menor de usuarios.

Tabla 20 Usuarios Adecuados por Transformador (Demanda con cocinas)

SECTOR	25 KVA	37,5 KVA	50 KVA	75 KVA	100 KVA
ATARAZANA	7	11	15	23	32
KENNEDY	7	11	15	23	32
URDESA	4	6	9	14	19
LOS CEIBOS	3	6	8	13	18
PUERTO AZUL	4	6	9	14	19

Al considerar la demanda con las cocinas de inducción, se puede ver una reducción de usuarios por capacidad del transformador en todos los sectores; en el caso de la Atarazana y Kennedy el número de usuarios se redujo casi el 50% en relación a los usuarios con demanda sin cocinas, en todas las capacidades. Para Urdesa, Puerto Azul y Los Ceibos la reducción es de un 70% aproximadamente.

Esto nos da una pauta del efecto que tendrán las cocinas cuando todos los usuarios adquieran uno de estos equipos. La reducción de abonados por transformador es significativa y cuando esto suceda, se deberá analizar y comprobar la capacidad disponible en el resto de transformadores de distribución, no solo de estas ciudadelas sino de todo Guayaquil; con la finalidad de que no estén operando con sobrecargas o picos sostenidos durante muchos periodos de tiempo.

3.6 Porcentaje de vida útil disponible de la muestra de transformador

En términos técnicos, hablar de la vida útil es referirse a la pérdida del aislamiento en el transformador y no a la depreciación o desgaste físico en si del equipo; ya que de esto depende su correcto funcionamiento.

El deterioro del aislamiento se mide en porcentaje, y se puede encontrar mediante pruebas en laboratorios, o con fórmulas que involucran parámetros y consideraciones que dan un estimado de este valor. La primera opción (con la que se puede obtener un valor más real) no es muy práctica ya que habría que desconectar el equipo y ser llevado a un laboratorio. La segunda opción es más aconsejable y su estimación se fundamenta en la norma IEEE C57.91-1995 sobre cargabilidad de transformadores sumergidos en aceite mineral.

Considerando que en este trabajo no se están analizando características constructivas, o de pruebas a transformadores, se ha procedido a estimar simplemente el porcentaje de pérdida de vida útil bajo condiciones nominales; de manera que se tenga una idea de cómo se encuentran actualmente los transformadores. Se asume que el tiempo de funcionamiento de un transformador de distribución sin repotenciarlo, es de 20 años. Usando la Ecuación 3.8 se obtiene el porcentaje de pérdida al que se deprecia diariamente.

$$\%PVU_{NOMINAL} = \frac{1}{(n*365)} * 100 \quad (3.8)$$

Donde:

$\%PVU_{NOMINAL}$ = Porcentaje de pérdida de vida útil diaria en condiciones nominales

n = Tiempo de funcionamiento del transformador en años.

Para un tiempo de funcionamiento de 20 años y operando a condiciones nominales o inferiores, el transformador de distribución diariamente se deprecia un 0,0137%. Con esta información se obtuvo el porcentaje de pérdida de vida útil al 28 de febrero del 2015 para los transformadores de la muestra, resultados que se muestran en la Tabla 21.

La Figura 3.1 muestra gráficamente el porcentaje de vida útil que se ha perdido de acuerdo a las consideraciones ya mencionadas, y el porcentaje de vida útil del que disponen los transformadores a partir del 1 de marzo del 2015. Mayor porcentaje de pérdida de vida útil presenta el transformador 2 de la Atarazana y el transformador 4 de Urdesa, mientras que el menor porcentaje de pérdida de vida útil está en el

transformador 4 de Urdesa y transformador 1 de Puerto Azul. El porcentaje promedio de vida útil disponible en la muestra de transformadores es del 80%.

Tabla 21 Porcentaje de pérdida y vida útil disponible de la muestra de transformadores para condiciones nominales

SECTOR	TRAFO	CAPACIDAD EN KVA	FECHA DE INSTALACIÓN	DÍAS EN FUNCIONAMIENTO	%PVU _{NOMINAL} (por día)	% PERDIDA DE VIDA ÚTIL AL 28/2/2015	% VIDA ÚTIL DISPONIBLE	TIEMPO DE VIDA ÚTIL (condiciones nominales)
ATARAZANA	Trafo 1	50	15/06/2011	1354	0,0137	19%	81%	No más de 16 años
	Trafo 2	50	04/09/2008	2368		32%	68%	No más de 14 años
KENNEDY	Trafo 1	50	10/11/2012	840		12%	88%	No más de 18 años
	Trafo 2	50	25/01/2013	764		10%	90%	No más de 18 años
	Trafo 3	50	27/05/2011	1373		19%	81%	No más de 16 años
URDESA	Trafo 1	50	12/07/2010	1692		23%	77%	No más de 15 años
	Trafo 2	50	27/01/2009	2223		30%	70%	No más de 14 años
	Trafo 3	50	14/09/2011	1263		17%	83%	No más de 17 años
	Trafo 4	50	07/02/2008	2578		35%	65%	No más de 13 años
	Trafo 5	25	20/08/2013	557		8%	92%	No más de 18 años
LOS CEIBOS	Trafo 1	50	22/03/2011	1439		20%	80%	No más de 16 años
	Trafo 2	50	17/03/2011	1444		20%	80%	No más de 16 años
	Trafo 3	50	21/04/2009	2139		29%	71%	No más de 14 años
PUERTO AZUL	Trafo 1	50	08/10/2013	508		7%	93%	No más de 19 años
	Trafo 2	50	10/06/2011	1359	19%	81%	No más de 16 años	

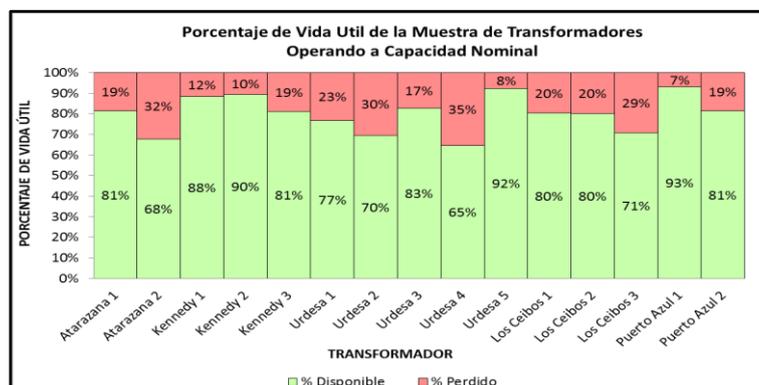


Figura 3.1 Porcentaje de vida útil de la muestra de transformadores al 28/2/2015

3.7 Pérdidas de Energía de la Muestra de Transformadores por Sector

En esta sección se ha determinado las pérdidas técnicas totales de energía que se producen en un transformador de distribución, es decir, las pérdidas que se presentan debido a la variación del voltaje (pérdidas en el hierro) y de la carga (pérdidas en el cobre) a la que se encuentra operando el transformador.

Si los transformadores de distribución no son dimensionados de manera correcta para abastecer de energía a los usuarios, dichos transformadores presentarán más pérdidas de las normales; es decir, debemos de optimizar el rendimiento del transformador para que de esta manera no se desperdicie energía, la cual se ve reflejada en gastos extra de dinero para la empresa distribuidora.

3.7.1 Consideraciones para la Determinación de las Pérdidas de Energía de los transformadores

Para determinar las pérdidas de energía de la muestra de transformadores que se generan actualmente y con la selección adecuada de usuarios (con cocina y sin cocina de inducción) debemos de considerar ciertos parámetros.

Tabla 22 Datos a utilizar de la muestra de transformadores por sector

DATOS A UTILIZAR DE LOS TRANSFORMADORES DE LA MUESTRA POR SECTOR							
SECTOR	TRAFO	CAPACIDAD NOMINAL (KVA)	USUARIOS POR TRANSFORMADOR ACTUALMENTE	D. PROMEDIO (KVA)		D. MÁXIMA (KVA)	
				SIN COCINA	CON COCINA	SIN COCINA	CON COCINA
ATARAZANA	Trafo 1	50	29	16,03	28,83	30,08	152,20
	Trafo 2	50	35	12,27	27,04	28,24	166,82
KENNEDY	Trafo 1	50	16	9,18	15,86	27,45	89,93
	Trafo 2	50	29	13,35	25,65	37,30	152,12
	Trafo 3	50	11	3,07	7,86	15,94	58,5
URDESA	Trafo 1	50	8	11,07	14,40	37,67	65,47
	Trafo 2	50	11	12,75	16,68	37,47	70,00
	Trafo 3	50	6	4,94	7,47	18,74	53,20
	Trafo 4	50	13	14,81	19,35	46,80	84,33
	Trafo 5	25	8	5,84	8,76	21,12	46,41
LOS CEIBOS	Trafo 1	50	13	22,35	28,01	53,99	98,67
	Trafo 2	50	10	11,10	15,85	39,29	71,25
	Trafo 3	50	13	15,37	20,57	52,20	95,51
PUERTO AZUL	Trafo 1	50	10	11,46	15,25	34,19	67,68
	Trafo 2	50	11	13,78	18,06	47,23	80,71

En la Tabla 22 podemos observar principalmente los parámetros para calcular las pérdidas de energía como son: la demanda

promedio y demanda máxima, tanto con cocinas y sin cocinas de inducción para cada transformador de la muestra por sector; estos parámetros se los extrajo de los datos cada 15 min de energía que fueron proporcionados para cada transformador por la empresa eléctrica.

Mediante el factor de carga de los transformadores podemos evaluar de manera general la cargabilidad de los mismos y por ende, podemos también determinar el factor de pérdidas, el cual nos ayudará a encontrar las pérdidas de energía de los transformadores de la muestra por sector. La relación entre el factor de carga F_c y el factor de pérdidas F_p para sistemas de distribución, está dada por la Ecuación 1.14.

Para determinar y analizar las pérdidas de energía existentes en los transformadores de distribución, se ha recurrido al Manual de “EBASCO”, en donde nos muestra que las pérdidas de energía por año, vienen dadas según la siguiente ecuación:

$$Pe = 8760 * [P_{fe} + P_{cu} * (FU)^2 * F_p] [kWh/año] \quad (3.9)$$

Donde:

P_e = Pérdida de energía anual del transformador en kWh

P_{fe} = Pérdidas en el hierro en kW a voltaje nominal

P_{cu} = Pérdidas en el cobre en kW a potencia nominal

FU = Factor de utilización o demanda pico en p.u.

F_p = Factor de pérdidas

Para efectos de este trabajo, se ha considerado que cada transformador está conectado a su voltaje nominal, por lo tanto las pérdidas en el hierro son fijas; mientras que las pérdidas en el cobre sí varían debido a que los transformadores no están trabajando a su capacidad nominal.

Las fórmulas para determinar el factor de utilización y el factor de carga son la Ecuación 1.6 y la Ecuación 1.8 respectivamente y se las especificó en el capítulo 1, en la sección de características de las cargas.

Los valores máximos de pérdidas técnicas para transformadores de distribución monofásicos para distinta capacidad, están dados según la NTE (Norma Técnica Ecuatoriana) INEN 2114.

Tabla 23 Pérdidas para Transformadores de Distribución Monofásicos [29]

PÉRDIDAS PARA TRANSFORMADORES MONOFÁSICOS, CLASE MEDIO VOLTAJE ≤ 25 KVF-F/ CLASE BAJO VOLTAJE $\leq 1,2$ KVF-F REFERIDOS A 85° C			
Potencia Nominal (kVA)	Po (W)	Pc (W)	Pt (W)
3	21	70	91
5	31	91	122
10	52	142	194
15	68	192	260
25	98	289	387
37,5	130	403	533
50	160	512	672
75	214	713	927
100	263	897	1160
167	379	1360	1739

Como se puede observar en la Tabla 23 que a medida que los transformadores son de mayor capacidad, estos requieren de núcleos más grandes, es por esto que las pérdidas en vacío aumentan; como se aumenta también la capacidad nominal del transformador, las pérdidas en el cobre aumentan de la misma manera ya que los devanados están soportando aún más corriente.

3.7.2 Pérdidas de Energía Actuales de los transformadores de la Muestra

Aplicando las fórmulas que se detallan en la sección 3.7.1 podemos obtener todos los parámetros que se necesitan para

determinar las pérdidas de energía actuales de los transformadores de nuestra muestra.

Tabla 24 Parámetros para Cálculo de Pérdidas de Energía

SECTOR	TRAFO	CAPACIDAD NOMINAL (KVA)	FACTOR CARGA (Fc)		FACTOR PERDIDA (Fp)	FACTOR UTILIZACIÓN (FU)
			INDIVIDUAL	PROMEDIO		
ATARAZANA	Trafo 1	50	0,533	0,484	0,321	60,16%
	Trafo 2	50	0,434		0,226	56,48%
KENNEDY	Trafo 1	50	0,334	0,295	0,145	54,90%
	Trafo 2	50	0,358		0,163	74,60%
	Trafo 3	50	0,193		0,060	31,88%
URDESA	Trafo 1	50	0,294	0,298	0,117	75,34%
	Trafo 2	50	0,340		0,149	74,94%
	Trafo 3	50	0,264		0,099	37,48%
	Trafo 4	50	0,316		0,133	93,60%
	Trafo 5	25	0,277		0,106	84,48%
LOS CEIBOS	Trafo 1	50	0,414	0,330	0,208	107,98%
	Trafo 2	50	0,283		0,110	78,58%
	Trafo 3	50	0,294		0,118	104,40%
PUERTO AZUL	Trafo 1	50	0,335	0,313	0,146	68,38%
	Trafo 2	50	0,292		0,116	94,46%

En la Tabla 24 podemos observar los valores de factor de carga, pérdida y utilización; estos valores nos servirán para ingresarlos en la fórmula de pérdidas de energía y así obtener los resultados deseados.

Tabla 25 Pérdida de Energía Actual de los Transformadores de la Muestra por Sector

PERDIDA DE ENERGÍA DE LOS TRANSFORMADORES DE LA MUESTRA POR SECTOR						
SECTOR	TRAFO	CAPACIDAD NOMINAL (KVA)	PERDIDAS MÁXIMAS DE POTENCIA POR TRANSFORMADOR (KW)		PERDIDAS DE ENERGÍA ACTUAL (KWH/AÑO)	
			Po	Pcu	INDIVIDUAL	TOTAL
ATARAZANA	Trafo 1	50	0,16	0,512	1923	3648
	Trafo 2	50	0,16	0,512	1724	
KENNEDY	Trafo 1	50	0,16	0,512	1598	4834
	Trafo 2	50	0,16	0,512	1807	
	Trafo 3	50	0,16	0,512	1429	
URDESA	Trafo 1	50	0,16	0,512	1701	7916
	Trafo 2	50	0,16	0,512	1778	
	Trafo 3	50	0,16	0,512	1464	
	Trafo 4	50	0,16	0,512	1923	
	Trafo 5	25	0,098	0,289	1051	
LOS CEIBOS	Trafo 1	50	0,16	0,512	2488	6173
	Trafo 2	50	0,16	0,512	1707	
	Trafo 3	50	0,16	0,512	1978	
PUERTO AZUL	Trafo 1	50	0,16	0,512	1707	3574
	Trafo 2	50	0,16	0,512	1866	

En la Tabla 25 podemos observar en las dos últimas columnas el resultado de las pérdidas de energía individuales de cada transformador de la muestra seleccionada y las pérdidas totales por sector; estas pérdidas vienen dadas en kWh/año, y son las que aproximadamente cada año se pierden debido al efecto joule y magnetización del núcleo del transformador, las cuales representan a las pérdidas técnicas que se producen en los mismos.

3.7.3 Pérdidas de Energía Propuesta de los transformadores de la Muestra

En esta sección se han determinado las pérdidas de energía para los transformadores de distribución con la selección adecuada de usuarios que se desarrolló en el subcapítulo 3.5. Cabe recalcar que para la determinación de pérdidas de energía se ha considerado lo siguiente: se ha calculado de las pérdidas de energía con y sin la inclusión de las cocinas de inducción.

Tabla 26 Datos a Utilizar con la Selección Adecuada de Usuarios para Transformadores de Distribución

SECTOR	CAPACIDAD DEL TRANSFORMADOR (KVA)	USUARIOS ADECUADOS POR TRANSFORMADOR		D. PROMEDIO TOTAL POR TRANSFORMADOR POR SECTOR (KVA)		D. MÁXIMA TOTAL POR TRANSFORMADOR SECTOR (KVA)	
		SIN COCINA	CON COCINA	SIN COCINA	CON COCINA	SIN COCINA	CON COCINA
ATARAZANA	25	13	7	5,85	6,23	12,09	35,45
	37,5	21	11	9,45	9,79	19,54	55,70
	50	28	15	12,60	13,35	26,05	75,96
	75	43	23	19,35	20,47	40,00	116,47
	100	58	32	26,10	28,48	53,96	162,04
KENNEDY	25	13	7	5,98	6,30	20,27	39,43
	37,5	21	11	9,66	9,90	32,75	61,96
	50	28	15	12,88	13,50	43,66	84,49
	75	43	24	19,78	21,60	67,06	135,19
	100	58	32	26,68	28,80	90,45	180,25
URDESA	25	5	4	5,85	5,64	19,62	27,73
	37,5	8	6	9,36	8,46	31,39	41,60
	50	12	9	14,04	12,69	47,09	62,40
	75	18	14	21,06	19,74	70,64	97,07
	100	25	19	29,25	26,79	98,11	131,73
LOS CEIBOS	25	4	3	5,36	5,31	16,24	22,07
	37,5	7	6	9,38	10,62	28,42	44,15
	50	10	8	13,40	14,16	40,61	58,86
	75	16	13	21,44	23,01	64,97	95,65
	100	22	18	29,48	31,86	89,33	132,44
PUERTO AZUL	25	5	4	6,15	6,64	19,65	29,51
	37,5	8	6	9,84	9,96	31,44	44,27
	50	12	9	14,76	14,94	47,16	66,40
	75	18	14	22,14	23,24	70,73	103,29
	100	25	19	30,75	31,54	98,24	140,18

En la Tabla 26 podemos observar los valores de demanda promedio y demanda máxima para la selección adecuada de usuarios para las diferentes capacidades de transformadores de distribución monofásicos, tanto con cocinas y sin cocinas de

inducción. La demanda promedio se la obtuvo al multiplicar el número de usuarios adecuados (para cada capacidad del transformador) por la demanda promedio por usuario para cada sector de la muestra; mientras que la demanda máxima se la determinó al dividir la demanda promedio para el factor de carga para cada sector.

Una vez que tenemos los datos necesarios, procederemos a determinar los valores de los parámetros necesarios para obtener las pérdidas de energía para cada capacidad de transformador.

Tabla 27 Parámetros a Utilizar para la Determinación de las Pérdidas de Energía de los Transformadores de distribución con la Selección Adecuada de Usuarios

SECTOR	CAPACIDAD DEL TRANSFORMADOR (KVA)	FACTOR CARGA (Fc)		FACTOR PERDIDAS (Fp)		FACTOR UTILIZACIÓN (FU)	
		SIN COCINA	CON COCINA	SIN COCINA	CON COCINA	SIN COCINA	CON COCINA
ATARAZANA	25	0,484	0,176	0,271	0,053	48,38%	141,79%
	37,5					52,10%	148,54%
	50					52,10%	151,91%
	75					53,34%	155,29%
	100					53,96%	162,04%
KENNEDY	25	0,295	0,160	0,118	0,046	81,09%	157,72%
	37,5					87,33%	165,23%
	50					87,33%	168,98%
	75					89,41%	180,25%
	100					90,45%	180,25%
URDESA	25	0,298	0,203	0,120	0,066	78,49%	110,93%
	37,5					83,72%	110,93%
	50					94,18%	124,80%
	75					94,18%	129,42%
	100					98,11%	131,73%
LOS CEIBOS	25	0,330	0,241	0,142	0,085	64,97%	88,29%
	37,5					75,80%	117,72%
	50					81,21%	117,72%
	75					86,63%	127,53%
	100					89,33%	132,44%
PUERTO AZUL	25	0,313	0,225	0,130	0,077	78,59%	118,04%
	37,5					83,83%	118,04%
	50					94,31%	132,80%
	75					94,31%	137,72%
	100					98,24%	140,18%

En la Tabla 27 podemos observar los valores de los factores de carga, pérdidas y utilización (con y sin cocinas de inducción) para las diferentes capacidades de transformadores de distribución monofásicos que cuentan con la selección adecuada

de usuarios. Como podemos observar se tiene un mismo factor de carga y por ende un mismo factor de pérdidas para todas las capacidades de transformadores, esto se debe a que se escogió factor de carga promedio por cada sector, ya que se asume que el comportamiento de la demanda para los usuarios reales en la actualidad es proporcional a la demanda para la selección adecuada de usuarios (indiferente de la capacidad del transformador). Los valores de factores de utilización están en porcentaje y nos indican que tanto se está utilizando el transformador.

Una vez teniendo todos los parámetros necesarios para determinar las pérdidas de energía con la solución propuesta, procederemos a realizar el cálculo.

Tabla 28 Pérdida de Energía Propuesta de los Transformadores de Distribución Monofásicos

SECTOR	CAPACIDAD DEL TRANSFORMADOR (KVA)	USUARIOS ADECUADOS POR TRANSFORMADOR		PERDIDAS MÁXIMAS DE POTENCIA POR TRAFÓ (KW)		PERDIDA DE ENERGÍA PROPUESTA (KWH/AÑO)	
		SIN COCINA	CON COCINA	P _o	P _{cu}	SIN COCINA	CON COCINA
ATARAZANA	25	13	7	0,098	0,289	1019	1126
	37,5	21	11	0,130	0,403	1399	1549
	50	28	15	0,160	0,512	1732	1946
	75	43	23	0,214	0,713	2357	2667
	100	58	32	0,263	0,897	2925	3390
KENNEDY	25	13	7	0,098	0,289	1055	1146
	37,5	21	11	0,130	0,403	1457	1579
	50	28	15	0,160	0,512	1806	1986
	75	43	24	0,214	0,713	2465	2801
	100	58	32	0,263	0,897	3064	3470
URDESA	25	5	4	0,098	0,289	1046	1063
	37,5	8	6	0,130	0,403	1436	1424
	50	12	9	0,160	0,512	1880	1860
	75	18	14	0,214	0,713	2541	2562
	100	25	19	0,263	0,897	3214	3199
LOS CEIBOS	25	4	3	0,098	0,289	1010	1027
	37,5	7	6	0,130	0,403	1427	1556
	50	10	8	0,160	0,512	1822	1932
	75	16	13	0,214	0,713	2540	2741
	100	22	18	0,263	0,897	3195	3479
PUERTO AZUL	25	5	4	0,098	0,289	1062	1129
	37,5	8	6	0,130	0,403	1462	1517
	50	12	9	0,160	0,512	1921	2009
	75	18	14	0,214	0,713	2598	2784
	100	25	19	0,263	0,897	3291	3489

En la Tabla 28 podemos observar en las dos últimas columnas el resultado de las pérdidas de energía con la solución propuesta de la selección adecuada de usuarios (con y sin cocinas de inducción) para las diferentes capacidades de

transformadores de distribución. Las pérdidas vienen dadas en kWh/año y nos indican la cantidad de energía promedio que se pierde en todo un año debido a variaciones de voltaje y variaciones de la carga a las que se encuentra sometido el transformador; también podemos observar que las pérdidas de los transformadores que tienen involucradas las cocinas de inducción son mayores a las que no las tienen aunque la cantidad de usuarios sean diferentes pero, básicamente esto se debe a que la inclusión de las cocinas de inducción elevan la carga del transformador y por ende elevan las pérdidas de energía.

CAPÍTULO 4

ANÁLISIS DE RESULTADOS Y EVALUACIÓN ECONÓMICA DEL PROYECTO

A los resultados obtenidos del capítulo, resulta necesario relacionarlos con la parte económica y valorar el beneficio económico que estos ahorros representan para el país. De igual manera sirve para establecer bajo qué condiciones se puede obtener un mayor beneficio.

4.1 Análisis del Cambio de la Cantidad de Usuarios por Transformador de Distribución

La selección adecuada de usuarios por transformador de distribución se la ha hecho con el fin de mejorar la eficiencia de las redes de distribución de energía para diferentes sectores de Guayaquil, mediante

la disminución de las pérdidas que se producen al tener transformadores con mal dimensionamiento.

En esta sección se ha analizado como han variado las características de los transformadores con el número de usuarios y capacidad actuales, con respecto al cambio de la cantidad de usuarios y capacidad propuestos; es decir, se mostrarán los transformadores que deben ser cambiados por otra capacidad o trafos a los cuales hay que quitarle o adicionarle usuarios según nuestra propuesta de cambio.

Para el análisis de las pérdidas de energía de los transformadores con la solución propuesta, sólo se consideró el hecho de que las cocinas de inducción aún no se han instalado (pérdidas sin cocinas), debido que es la única manera de comprobar si es que se obtienen ahorros de energía con nuestra propuesta, ya que las condiciones de demanda actuales para los transformadores son para usuarios que no poseen dichas cocinas.

4.1.1 Análisis para el Sector de la Atarazana

Según la muestra seleccionada, para el sector de la Atarazana tenemos un 210% de la muestra con dos transformadores de distribución.

En la Tabla 29 se ha mostrado básicamente como quedarían la capacidad, el factor de utilización y las pérdidas de energía (por trafo y por usuario) de cada transformador seleccionado en la Atarazana al aplicar nuestra propuesta.

Tabla 29 Dimensionamiento de los Transformadores en la Atarazana con nuestra Propuesta

SECTOR DE LA ATARAZANA					
TRANSFORMADOR		TRAFO 1	TRAFO 2	TOTAL	
CAPACIDAD NOMINAL (KVA)	ACTUAL	50	50	-	
	PROPUESTO	50	75	-	
USUARIOS POR TRANSFORMADOR	ACTUAL	29	35	-	
	PROPUESTO	28	43	-	
FACTOR DE UTILIZACIÓN (FU)	ACTUAL	60%	56%	-	
	PROPUESTO	52%	53%	-	
PERDIDA DE ENERGÍA (KWH/AÑO)	POR TRAFO	ACTUAL	1923	1724	3648
		PROPUESTO	1732	2357	4089
	POR USUARIO	ACTUAL	66	49	116
		PROPUESTO	62	55	117

Para el transformador 1 se ha mantenido la misma capacidad de 50 kVA del transformador ya que la selección adecuada de usuarios es de 28 abonados y es la más cercana a los 29

usuarios que tiene actualmente ese trafo; el factor de utilización se redujo un poco debido a la reducción de un usuario en el transformador, y las pérdidas de energía por usuario también se redujeron.

Para el transformador 2 se ha cambiado la capacidad del transformador con uno de 75 kVA con 43 usuarios adecuados, esto nos deja un sobrante de 8 usuarios, lo cual nos permitiría conectar más abonados a dicho transformador (no se eligió la misma capacidad de 50 kVA ya que hubiésemos tenido que redistribuir a 7 usuarios faltantes en otro transformador más cercano). El factor de utilización disminuye muy poco debido a que la capacidad del trafo aumentó y la cantidad de usuarios también lo hizo; mientras que las pérdidas de energía por usuario aumentaron.

4.1.2 Análisis para el Sector de la Kennedy

Según la muestra seleccionada, para el sector de la Kennedy tenemos un 124% de la muestra con tres transformadores de distribución.

En la Tabla 30 se ha mostrado básicamente como quedarían la capacidad, el factor de utilización y las pérdidas de energía (por trafo y por usuario) de cada transformador seleccionado en la Atarazana al aplicar nuestra propuesta.

Tabla 30 Dimensionamiento de los Transformadores en la Kennedy con nuestra Propuesta

SECTOR DE LA KENNEDY						
TRANSFORMADOR		TRAFO 1	TRAFO 2	TRAFO 3	TOTAL	
CAPACIDAD NOMINAL (KVA)	ACTUAL	50	50	50	-	
	PROPUESTO	37,5	50	25	-	
USUARIOS POR TRANSFORMADOR	ACTUAL	16	29	11	-	
	PROPUESTO	21	28	13	-	
FACTOR DE UTILIZACIÓN (FU)	ACTUAL	55%	75%	32%	-	
	PROPUESTO	87%	87%	81%	-	
PERDIDA DE ENERGÍA (KWH/AÑO)	POR TRAFO	ACTUAL	1598	1807	1429	4834
		PROPUESTO	1457	1806	1055	4318
	POR USUARIO	ACTUAL	100	62	130	292
		PROPUESTO	69	65	81	215

Para el transformador 1 se ha cambiado la capacidad del transformador con uno de 37,5 kVA con 21 usuarios adecuados, esto nos deja un sobrante de 5 usuarios, lo cual nos permitiría conectar más abonados a dicho transformador (no se eligió la misma capacidad de 50 kVA ya que hubiésemos tenido un sobrante de 12 abonados y eso sería colocar un transformador sobre dimensionado). El factor de utilización aumenta debido a

la disminución de la capacidad del trafo; mientras las pérdidas de energía por usuario disminuyeron.

Para el transformador 2 se ha mantenido la misma capacidad de 50 kVA del transformador ya que la selección adecuada de usuarios es de 28 abonados y es la más cercana a los 29 usuarios que tiene actualmente ese trafo; el factor de utilización aumenta debido a que el promedio de la demanda por usuario en ese sector es mayor a la consumida realmente en promedio por cada usuario en ese trafo; las pérdidas de energía por usuario también se aumentan.

Para el transformador 3 se ha cambiado la capacidad del transformador con uno de 25 kVA con 13 usuarios adecuados, esto nos deja un sobrante de 2 usuarios, lo cual nos permitiría conectar más abonados a dicho transformador (no se eligió la misma capacidad de 50 kVA ya que hubiésemos tenido un sobrante de 17 abonados y eso sería colocar un transformador sobre dimensionado). El factor de utilización aumenta debido a la disminución de la capacidad del trafo; mientras las pérdidas de energía por usuario disminuyeron.

4.1.3 Análisis para el Sector de Urdesa

Según la muestra seleccionada, para el sector de Urdesa tenemos un 47% de la muestra con cinco transformadores de distribución.

En la Tabla 31 se muestra básicamente como quedarían la capacidad, el factor de utilización y las pérdidas de energía (por trafo y por usuario) de cada transformador seleccionado en la Atarazana al aplicar nuestra propuesta.

Tabla 31 Dimensionamiento de los Transformadores en Urdesa con nuestra Propuesta

SECTOR DE URDESA								
TRANSFORMADOR		TRAFO 1	TRAFO 2	TRAFO 3	TRAFO 4	TRAFO 5	TOTAL	
CAPACIDAD NOMINAL (KVA)	ACTUAL	50	50	50	50	25	-	
	PROPUESTO	37,5	50	37,5	50	37,5	-	
USUARIOS POR TRANSFORMADOR	ACTUAL	8	11	6	13	8	-	
	PROPUESTO	8	12	8	12	8	-	
FACTOR DE UTILIZACIÓN (FU)	ACTUAL	75%	75%	37%	94%	84%	-	
	PROPUESTO	84%	94%	84%	94%	78%	-	
PERDIDA DE ENERGÍA (KWH/AÑO)	POR TRAFO	ACTUAL	1701	1778	1464	1923	1051	7916
		PROPUESTO	1436	1880	1436	1880	1436	8069
	POR USUARIO	ACTUAL	213	162	244	148	131	897
		PROPUESTO	180	157	180	157	180	852

Para el transformador 1 se ha cambiado la capacidad del transformador con uno de 37,5 kVA con 8 usuarios adecuados. El factor de utilización aumenta debido a la disminución de la capacidad del trafo; mientras las pérdidas de energía por usuario disminuyeron.

Para el transformador 2 se ha mantenido la misma capacidad de 50 kVA del transformador ya que la selección adecuada de usuarios es de 12 abonados y es la más cercana a los 11 usuarios que tiene actualmente ese trafo; el factor de utilización aumenta debido a la disminución de la capacidad del trafo; mientras las pérdidas de energía por usuario disminuyeron.

Para el transformador 3 se ha cambiado la capacidad del transformador con uno de 37,5 kVA con 12 usuarios adecuados, esto nos deja un sobrante de 2 usuarios, lo cual nos permitiría conectar más abonados a dicho transformador (no se eligió la misma capacidad de 50 kVA ya que hubiésemos tenido un sobrante de 6 abonados y eso sería colocar un transformador sobre dimensionado). El factor de utilización aumenta debido a la disminución de la capacidad del trafo; mientras las pérdidas de energía por usuario disminuyeron.

Para el transformador 4 se ha mantenido la misma capacidad de 50 kVA del transformador ya que la selección adecuada de usuarios es de 12 abonados y es la más cercana a los 13 usuarios que tiene actualmente ese trafo. El factor de utilización se mantiene ya que prácticamente no se ha hecho mayores modificaciones para este trafo; mientras que las pérdidas de energía por usuario aumentaron muy poco con respecto a la condición actual.

Para el transformador 5 se ha cambiado la capacidad del transformador con uno de 37,5 kVA con 8 usuarios adecuados (no se eligió la misma capacidad de 25 kVA ya que hubiésemos tenido un déficit de 3 usuarios). El factor de utilización disminuye debido a que la capacidad del trafo aumentó ($FU = D_{max}/kVA_n$); mientras las pérdidas de energía por usuario aumentaron con respecto a la condición actual.

4.1.4 Análisis para el Sector de Los Ceibos

Según la muestra seleccionada, para el sector de Los Ceibos tenemos un 80% de la muestra con tres transformadores de distribución.

En la Tabla 32 se muestra básicamente como quedarían la capacidad, el factor de utilización y las pérdidas de energía (por trafo y por usuario) de cada transformador seleccionado en la Atarazana al aplicar nuestra propuesta.

Tabla 32 Dimensionamiento de los Transformadores en Los Ceibos con nuestra Propuesta

SECTOR DE LOS CEIBOS						
TRANSFORMADOR		TRAFO 1	TRAFO 2	TRAFO 3	TOTAL	
CAPACIDAD NOMINAL (KVA)	ACTUAL	50	50	50	-	
	PROPUESTO	75	50	75	-	
USUARIOS POR TRANSFORMADOR	ACTUAL	13	10	13	-	
	PROPUESTO	16	10	16	-	
FACTOR DE UTILIZACIÓN (FU)	ACTUAL	108%	79%	104%	-	
	PROPUESTO	87%	81%	87%	-	
PERDIDA DE ENERGÍA (KWH/AÑO)	POR TRAFO	ACTUAL	2488	1707	1978	6173
		PROPUESTO	2540	1822	2540	6903
	POR USUARIO	ACTUAL	191	171	152	514
		PROPUESTO	159	182	159	500

Para el transformador 1 se ha cambiado la capacidad del transformador con uno de 75 kVA con 16 usuarios adecuados (no se eligió la misma capacidad de 50 kVA ya que hubiésemos tenido un déficit de 3 usuarios). El factor de utilización disminuye debido a que la capacidad del trafo aumentó ($FU = D_{max}/kVA_n$); mientras las pérdidas de energía por usuario disminuyeron.

Para el transformador 2 se ha mantenido la misma capacidad de 50 kVA del transformador ya que la selección adecuada de usuarios es de 10 abonados ya que es el mismo número que tiene actualmente ese trafo. El factor de utilización prácticamente se mantiene ya que no se han hecho mayores modificaciones para este trafo; mientras las pérdidas de energía por usuario aumentaron.

Para el transformador 3 se ha cambiado la capacidad del transformador con uno de 75 kVA con 16 usuarios adecuados (no se eligió la misma capacidad de 50 kVA ya que hubiésemos tenido un déficit de 3 usuarios). El factor de utilización disminuye debido a que la capacidad del trafo aumentó ($FU = D_{max}/kVA_n$); mientras las pérdidas de energía por usuario aumentaron.

4.1.5 Análisis para el Sector de Puerto Azul

Según la muestra seleccionada, para el sector de la Atarazana tenemos un 70% de la muestra con dos transformadores de distribución.

En la Tabla 33 se muestra básicamente como quedarían la capacidad, el factor de utilización y las pérdidas de energía (por

trafo y por usuario) de cada transformador seleccionado en la Atarazana al aplicar nuestra propuesta.

Tabla 33 Dimensionamiento de los Transformadores en Puerto Azul con nuestra Propuesta

SECTOR DE PUERTO AZUL					
TRANSFORMADOR		TRAFO 1	TRAFO 2	TOTAL	
CAPACIDAD NOMINAL (KVA)	ACTUAL	50	50	-	
	PROPUESTO	50	50	-	
USUARIOS POR TRANSFORMADOR	ACTUAL	10	11	-	
	PROPUESTO	12	12	-	
FACTOR DE UTILIZACIÓN (FU)	ACTUAL	68%	94%	-	
	PROPUESTO	94%	94%	-	
PERDIDA DE ENERGÍA (KWH/AÑO)	POR TRAFO	ACTUAL	1707	1866	3574
		PROPUESTO	1921	1921	3842
	POR USUARIO	ACTUAL	171	170	340
		PROPUESTO	160	160	320

Para el transformador 1 se ha mantenido la misma capacidad de 50 kVA del transformador ya que la selección adecuada de usuarios es de 12 abonados y es la más cercana a los 10 usuarios que tiene actualmente ese trafo (podemos adicionar a 2 usuarios más a este transformador); el factor de utilización aumenta debido a que el promedio de la demanda por usuario en ese sector es mayor a la consumida realmente en promedio por cada usuario en ese trafo y también porque la demanda creció al aumentar el número de usuarios; las pérdidas de energía por usuario también se aumentan; mientras que las

pérdidas de energía por usuario disminuyeron un poco con respecto a la condición actual.

Para el transformador 2 se ha mantenido la misma capacidad de 50 kVA del transformador ya que la selección adecuada de usuarios es de 12 abonados y es la más cercana a los 11 usuarios que tiene actualmente ese trafo. El factor de utilización se mantiene ya que prácticamente no se ha hecho mayores modificaciones para este trafo; mientras que las pérdidas de energía por usuario disminuyeron un poco con respecto a la condición actual.

4.1.6 Análisis General para los Transformadores de todos los Sectores

Según la muestra seleccionada para los cinco sectores de estudio, tenemos un 74% de la muestra total de usuarios contenidos en quince transformadores de distribución

En la Tabla 34 podemos observar la diferencia entre las características que tendrían los transformadores de la muestra de cada sector en base a la solución propuesta, con respecto al estado operativo actual de los mismos; se muestran parámetros

como número de usuarios vinculados a los mismo con respecto a su capacidad nominal y las pérdidas que estos producen, tanto para el estado actual, propuesto y propuesto parcial (pérdidas de energía propuesta de los transformadores con respecto a la cantidad de usuarios que existen actualmente).

Tabla 34 Balance General de Características de los Transformadores de la Muestra frente a la Solución Propuesta

SECTOR	TRAFO	CAPACIDAD NOMINAL (KVA)		USUARIOS POR TRANSFORMADOR		PERDIDA DE ENERGÍA ACTUAL (KWH/AÑO)				
		ACTUAL	PROPUESTO	ACTUAL	PROPUESTO	POR USUARIO		POR TRAFO		
						ACTUAL	PROPUESTO	ACTUAL	PROPUESTO PARCIAL*	PROPUESTO
ATARAZANA	Trafo 1	50	50	29	28	66	62	1923	1794	1732
	Trafo 2	50	75	35	43	49	55	1724	1918	2357
KENNEDY	Trafo 1	50	37,5	16	21	100	69	1598	1110	1457
	Trafo 2	50	50	29	28	62	65	1807	1871	1806
	Trafo 3	50	25	11	13	130	81	1429	893	1055
URDESA	Trafo 1	50	37,5	8	8	213	180	1701	1436	1436
	Trafo 2	50	50	11	12	162	157	1778	1723	1880
	Trafo 3	50	37,5	6	8	244	180	1464	1077	1436
	Trafo 4	50	50	13	12	148	157	1923	2037	1880
	Trafo 5	25	37,5	8	8	131	180	1051	1436	1436
LOS CEIBOS	Trafo 1	50	75	13	16	191	159	2488	2064	2540
	Trafo 2	50	50	10	10	171	182	1707	1822	1822
	Trafo 3	50	75	13	16	152	159	1978	2064	2540
PUERTO AZUL	Trafo 1	50	50	10	12	171	160	1707	1601	1921
	Trafo 2	50	50	11	12	170	160	1866	1761	1921
* Pérdidas de energía propuesta de los transformadores con respecto a la cantidad de usuarios que existen actualmente.							TOTAL	26144	24608	27222

Con respecto a las pérdidas de los transformadores (pérdidas técnicas) de la muestra para cada sector, se puede evidenciar claramente que en la mayoría de los trafos propuestos, estas pérdidas son menores (pérdidas propuestas parciales) con respecto a las generadas actualmente (pérdidas actuales), y esto se ve reflejado en el total de las pérdidas para ambas condiciones.

Podemos decir entonces que con la solución propuesta en este trabajo, se puede optimizar el funcionamiento de los transformadores, ya que como se justificó en la tabla anterior, las pérdidas en estado actual de todos los trafos de la muestra (15 unidades) ascendían a 26.144 kWh/año, mientras que con la solución propuesta hemos obtenido 24.608 kWh/año; por lo tanto hemos alcanzado un ahorro de 1.536 kWh/año.

Tal vez los ahorros de pérdidas de energía no fueron muy altos ya que nuestra muestra apenas fue de 15 trafos, pero al llevar esta solución propuesta a nivel macro, o sea para todos los trafos de distribución de los sectores estudiados y por qué no, a demás sectores en Guayaquil, seguramente obtendremos

ahorros de energía significativos, lo que se refleja en un ahorro de dinero a la empresa distribuidora y al país en general.

4.2 Evaluación Económica

Con el número adecuado de usuarios por transformador se logró mejorar algunos factores e índices eléctricos, haciendo su funcionamiento mucho más eficiente, pero sobretodo se consigue una disminución de las pérdidas de energía lo cual representa un ahorro monetario tanto para la empresa distribuidora como para el país. Como se mencionó en la sección anterior el ahorro de energía es de 1.536 GWh-año para el conjunto de transformadores de la muestra.

Para encontrar el beneficio económico en dólares americanos (USD) producto de no generar ni transmitir esta energía, se considerará el porcentaje de aportación de energía de las diferentes fuentes de generación del país. Teniendo en cuenta que se prevé la inauguración de nuevas centrales de generación y proyectos emblemáticos que cambiarán el mapa energético en el país, nos limitamos a realizar el análisis económico tomando como año horizonte el 2019, ya que luego de este año se esperan cambios significativos en la energía disponible de cada fuente de generación.

El beneficio esperado se obtendrá en base al supuesto de que las pérdidas [KWh] y el costo de generación y transmisión [cUSD/KWh] se mantendrán constantes para los 5 años de estudios.

La producción de energía en el país y el porcentaje de acuerdo al tipo de central según el informe del CONELEC 2013, se muestran en el siguiente diagrama circular.

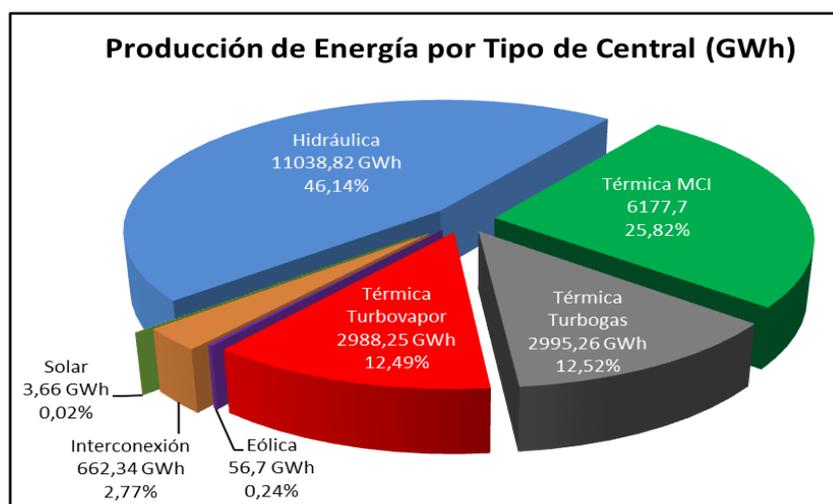


Figura 4.1 Energía Bruta Disponible en el País según su Fuente de Generación [3]

Como se observa en la Figura 4.1 el 46,14% de la energía proviene de centrales hidroeléctricas, el 50,83% de centrales térmicas en general, el 0,24% proviene de centrales eólicas, un 2,77% representa la interconexión con Colombia y Perú; y el 0,02% de la energía proviene de fuentes fotovoltaicas. También se aprecia que aún prevalece la

generación térmica en el país, sin embargo habrá una reducción con la aparición de las nuevas centrales hidroeléctricas.

El ahorro de energía obtenido representado según los porcentajes de participación de cada fuente de generación, se muestran en la siguiente tabla:

Tabla 35 Contribuciones en KWh por central para el total de energía ahorrada en cada año

TIPO DE CENTRAL	2015	2016	2017	2018	2019
Hidráulica	708,77	708,77	708,77	708,77	708,77
Térmica MCI	396,65	396,65	396,65	396,65	396,65
Térmica Turbogas	192,32	192,32	192,32	192,32	192,32
Térmica Turbovapor	191,87	191,87	191,87	191,87	191,87
Eólica	3,64	3,64	3,64	3,64	3,64
Interconexión	42,53	42,53	42,53	42,53	42,53
Solar	0,23	0,23	0,23	0,23	0,23
TOTAL	1536	1536	1536	1536	1536

Las dos principales fuentes que aportan energía son las centrales térmicas combinadas con 780,84 KWh, seguido de las hidroeléctricas con 708,77 KWh

Con los costos de generación de las diferentes centrales se determinó el equivalente en dólares americanos de la energía producida. Estos valores fueron obtenidos de la Resolución 004-11 del CONELEC donde

se fijan dichos precios de energía producidos con recursos renovables no convencionales (hidroeléctrica, eólica, fotovoltaica, biomasa) y cuyos valores se mantendrán fijos hasta el 2027.

En el caso de las centrales térmicas, el costo del KWh depende de los costos variables de producción, por esta razón no existe un valor único para todas las centrales ya que dependen del tipo de combustible que utilicen. Los precios para las centrales térmicas se determinaron a partir de la relación del total de energía producida en GWh y el total de energía facturada en MUSD tomando como referencia a las empresas TERMOGUAYAS y ELECTROQUIL cuyo funcionamiento son con MCI y Turbogás respectivamente. Se consideró el costo del KWh para central térmica a turbovapor igual a la de turbogás, debido a una falta de información mejor detallada.

De la misma manera se obtuvo el costo promedio de transporte de la energía en KWh de acuerdo al total de energía recibida (18.089,87 GWh) y la cantidad facturada (67,57MUSD) por el SNT a Diciembre del 2013.

Los precios de generación y transmisión según las consideraciones realizadas, se muestran en la Tabla 36.

Tabla 36 Precios de generación y transmisión de la energía en KWh de acuerdo al tipo de central [3]

TIPO DE CENTRAL	COSTO GENERACIÓN \$ USD/KWh	COSTO TRANSMISIÓN \$ USD/KWh	TOTAL \$ USD/KWh
Hidráulica	0,0621	0,003735	0,065835
Térmica MCI*	0,087	0,003735	0,090735
Térmica Turbogas*	0,1653	0,003735	0,169035
Térmica Turbovapor*	0,1653	0,003735	0,169035
Eólica	0,0913	0,003735	0,095035
Interconexión*	0,1179	0,003735	0,121635
Solar	0,4003	0,003735	0,404035

Los valores monetarios se obtuvieron usando el costo total en \$ USD/KWh que incluye el precio de la generación y transmisión de la energía.

Se sabe que el valor del dinero cambia con el tiempo, por ende, los ahorros obtenidos en cada año a partir del 2016 hasta el 2019 son relativos y deben ser actualizados respecto al año actual usando la fórmula del valor actual neto (VAN) mostrada a continuación:

$$VAN = -C_0 + \sum_{t=1}^n \frac{F_t}{(1+i)^t} \quad (4.1)$$

Dónde:

VAN = Valor Actual Neto

C_0 = Inversión inicial

F_t = Flujo neto en el año "t"

i = Tasa de interés o de descuento en p.u.

Teniendo en cuenta que las de las empresas generadoras, transmisoras y distribuidoras de energía son administradas por el gobierno central, se considerará para el caso de Guayaquil que la empresa distribuidora cuenta con transformadores disponibles para ser reemplazados y de esta manera tener que la inversión inicial será nula.

En la Tabla 37 se muestra el equivalente en dólares de la energía ahorrada en los diferentes años y el valor actual neto (VAN) de dichos ahorros considerando una tasa de interés del 15% para cada una de las fuentes de generación.

Tabla 37 Equivalente monetario en USD de la energía ahorrada para cada año.

TIPO DE CENTRAL	2015	2016	2017	2018	2019	VAN
Hidráulica	46,66	46,66	46,66	46,66	46,66	156,42
Térmica MCI	35,99	35,99	35,99	35,99	35,99	120,64
Térmica Turbogas	32,51	32,51	32,51	32,51	32,51	108,97
Térmica Turbovapor	32,43	32,43	32,43	32,43	32,43	108,72
Eólica	0,35	0,35	0,35	0,35	0,35	1,16
Interconexión	5,17	5,17	5,17	5,17	5,17	17,34
Solar	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,32
TOTAL						513,57

El beneficio económico que se obtendría para el país al no generar ni transmitir 1.536 KWh cada año hasta el 2019 producto de realizar el cambio en los transformadores propuesto en la sección 4.1 de este capítulo, es de \$ 513,57 USD

Esta cantidad resulta algo mínimo ya que solo considera los quince transformadores incluidos en la muestra. De realizarse un reemplazo de transformadores a mayor escala en las 5 zonas de estudio o inclusive más sectores dentro de Guayaquil, se obtendría un ahorro mucho mayor de energía y una mayor cantidad de ahorro en dinero.

CONCLUSIONES

1. Del análisis de correlación se obtuvo un valor alto de este factor entre los transformadores pertenecientes al mismo sector, mientras que entre transformadores de sectores diferentes los valores de correlación eran menores; esto último se debe a los hábitos de consumos de los clientes y a la posibilidad de que en uno de los transformadores se encuentre un usuario con características comerciales.
2. El consumo de energía más alto se presentó en Los Ceibos, con un promedio de 937,62 kWh/mes por abonado residencial. Considerando que en este sector predominan clientes de nivel socioeconómico alto, es de esperarse que su consumo energético sea uno de los más altos en la ciudad; mientras que el consumo de energía más baja se presentó en

la Atarazana, con un promedio de 283,63 kWh/mes por abonado residencial.

3. Al encontrar la cantidad adecuada de usuarios por transformador y compararlos con los abonados actuales, se pudo ver que para algunos casos esta cantidad era muy cercana, lo que nos lleva a concluir que el método utilizado es válido para cada una de las capacidades de los transformadores que se propusieron.
4. La selección adecuada de usuarios para los transformadores de distribución incluyendo las cocinas de inducción son menores en relación al número de abonados adecuados sin la inclusión de las mismas; esto se debe lógicamente al aumento de la demanda de energía que producen estas cocinas; incluso hay sectores como la Atarazana y Kennedy en donde el número de usuarios por trafo con cocinas disminuye a casi a la mitad con respecto a los usuarios sin cocinas, lo que nos deja ver que en estos sectores la demanda tiende a elevarse significativamente al menos en horas en donde se utiliza dichas cocinas.
5. Con respecto a las pérdidas obtenidas en el capítulo 3 y según el análisis hecho el capítulo 4, podemos decir que nuestro proyecto es

confiable con respecto a la reducción de pérdidas obtenidas con la selección adecuada de usuarios para los transformadores estudiados en cada sector; las pérdidas en estado actual ascendieron a 26.144 kWh/año aproximadamente, mientras que la energía perdida propuesta es de 24.608 kWh/año (pérdida de energía por transformador propuesta parcial); esto nos da un ahorro en pérdidas de 1.536 kWh/año, las cuales representan el 5,88% de las pérdidas generadas actualmente.

6. Los ahorros de energía y el equivalente monetario obtenidos con la propuesta de cambio de transformadores, resultó ser una pequeña cantidad en kWh y en dólares, debido a que solo se está proponiendo reemplazar un pequeño número de los muchos transformadores de distribución que hay en los cinco sectores de estudio; y porque se está considerando los ahorros solo hasta el 2019, debido a que para esa fecha el mapa energético del país habrá cambiado producto de la puesta en funcionamiento de nuevas centrales de generación.
7. El incremento en la eficiencia de los transformadores está orientado hacia opciones de diseño, prácticas de ingeniería y técnicas de fabricación; en este caso se ha aumentado la eficiencia de varios transformadores mediante la aplicación de la ingeniería, es decir,

mediante métodos numéricos se ha calculado el número adecuados de usuarios con los que el trafa trabajaría de una manera más óptima y sin producir demasiadas pérdidas.

RECOMENDACIONES

1. Mejorar el nivel de confianza por encima del 95% para la determinación de la muestra, con la finalidad de mejorar la cantidad de usuarios por sector y obtener un modelo mucho más confiable.
2. Utilizar para los cálculos la información de potencia y energía (activa y reactiva) de los usuarios residenciales de por lo menos dos años.
3. Utilizar programas de ingeniería con capacidad para manipular millones de datos, y así obtener de los perfiles y promedios de carga de manera más rápida. En este trabajo se utilizó Microsoft Excel 2010 pero resulto no ser la herramienta más adecuada
4. Dentro del cambio de transformadores propuestos, existen algunos equipos con capacidad disponible en los que se pueden adicionar

usuarios de tal manera que se pueda aprovechar al máximo su capacidad y a su vez dejarlos operando con los respectivos usuarios adecuados.

5. Las proyecciones de carga no sean mayores a diez años para no tener subutilizado el transformador demasiado tiempo, ya que esto contribuye a las pérdidas de energía.
6. Considerar la potencia activa y reactiva de las cocinas de inducción para futuros proyectos, ya que ambas potencia influyen directamente en la cargabilidad y en el pico máximo que logre alcanzar el transformador.
7. Proponer el cambio de la mayoría de transformadores dentro de los sectores de estudios, de esta manera se obtendrán mayores ahorros en pérdidas de energía y también un beneficio económico mucho más significativo para el país.

ANEXOS

ANEXO A. Valores Utilizados en la Construcción de las Curvas de Potencia para Transformadores y Usuarios Residenciales por Sector

ANEXO A1. ATARAZANA

DATOS DE CURVA DIARIA

KW HORA	TRAFO 1			TRAFO 2			PROMEDIO POR USUARIO		
	KW	KVAR	KVA	KW	KVAR	KVA	KW	KVAR	KVA
0:00	14,27	9,05	16,90	12,25	5,37	13,38	0,42	0,23	0,48
0:15	13,62	8,73	16,17	11,96	5,38	13,11	0,41	0,22	0,46
0:30	13,13	8,56	15,67	11,49	5,34	12,67	0,39	0,22	0,45
0:45	12,85	8,45	15,38	11,19	5,27	12,37	0,38	0,22	0,44
1:00	12,73	8,48	15,29	10,78	5,18	11,96	0,37	0,22	0,43
1:15	12,47	8,44	15,06	10,53	5,22	11,75	0,37	0,22	0,42
1:30	12,38	8,44	14,98	10,19	5,12	11,40	0,36	0,22	0,42
1:45	12,01	8,37	14,64	9,84	5,10	11,08	0,35	0,21	0,41
2:00	11,86	8,32	14,48	9,52	5,10	10,80	0,34	0,21	0,40
2:15	11,61	8,25	14,25	9,23	5,09	10,55	0,33	0,21	0,39
2:30	11,48	8,23	14,12	8,91	4,97	10,20	0,32	0,21	0,39
2:45	11,40	8,23	14,06	8,67	4,93	9,97	0,32	0,21	0,38
3:00	11,12	8,11	13,77	8,56	4,93	9,88	0,31	0,21	0,37
3:15	10,88	8,15	13,59	8,37	4,81	9,65	0,31	0,21	0,37
3:30	10,77	8,28	13,58	8,19	4,76	9,47	0,30	0,21	0,37
3:45	10,73	8,31	13,58	8,05	4,70	9,32	0,30	0,21	0,36
4:00	10,62	8,22	13,43	7,92	4,72	9,22	0,29	0,21	0,36
4:15	10,46	8,21	13,30	7,88	4,66	9,16	0,29	0,20	0,36
4:30	10,40	8,22	13,26	7,82	4,59	9,07	0,29	0,20	0,35
4:45	10,39	8,28	13,28	7,67	4,54	8,91	0,29	0,20	0,35
5:00	10,63	8,30	13,49	7,70	4,59	8,96	0,29	0,20	0,36
5:15	10,69	8,24	13,50	7,67	4,57	8,93	0,29	0,20	0,36
5:30	10,82	8,24	13,60	7,55	4,45	8,76	0,29	0,20	0,35
5:45	10,71	8,30	13,55	7,58	4,49	8,81	0,29	0,20	0,35
6:00	10,61	8,33	13,49	7,64	4,43	8,83	0,29	0,20	0,35
6:15	10,62	8,28	13,46	7,80	4,36	8,94	0,29	0,20	0,35
6:30	10,47	8,20	13,29	8,03	4,30	9,11	0,29	0,20	0,35
6:45	10,49	8,21	13,32	8,22	4,31	9,28	0,30	0,20	0,36
7:00	10,89	8,48	13,80	8,37	4,40	9,45	0,31	0,20	0,37
7:15	10,80	8,61	13,81	8,50	4,43	9,58	0,31	0,21	0,37
7:30	11,06	8,83	14,15	9,20	4,51	10,24	0,32	0,21	0,38
7:45	11,35	8,99	14,49	9,15	4,59	10,24	0,33	0,22	0,39
8:00	12,29	9,54	15,56	8,61	4,69	9,80	0,33	0,23	0,40
8:15	12,41	9,75	15,78	8,52	4,69	9,73	0,33	0,23	0,40
8:30	12,11	9,60	15,45	8,65	4,69	9,84	0,33	0,23	0,40
8:45	12,05	9,38	15,27	8,70	4,75	9,91	0,33	0,22	0,40
9:00	11,74	9,21	14,92	8,69	4,83	9,95	0,32	0,22	0,39
9:15	11,76	9,23	14,95	8,78	4,92	10,06	0,33	0,22	0,40
9:30	11,89	9,26	15,08	8,98	4,85	10,21	0,33	0,22	0,40
9:45	12,07	9,23	15,19	9,02	4,77	10,20	0,33	0,22	0,40
10:00	12,08	9,04	15,09	9,17	4,88	10,39	0,34	0,22	0,40
10:15	12,06	8,98	15,03	9,42	4,99	10,66	0,34	0,22	0,41
10:30	12,18	9,03	15,16	9,45	4,95	10,66	0,34	0,22	0,41
10:45	12,30	9,16	15,33	9,63	5,04	10,87	0,35	0,23	0,41

11:00	12,55	9,11	15,51	9,71	5,07	10,95	0,35	0,23	0,42
11:15	12,69	9,03	15,57	9,91	5,13	11,16	0,36	0,22	0,42
11:30	12,90	9,06	15,77	9,95	5,19	11,22	0,36	0,23	0,43
11:45	13,12	9,09	15,96	10,12	5,24	11,40	0,37	0,23	0,43
12:00	13,38	9,21	16,24	10,25	5,30	11,54	0,38	0,23	0,44
12:15	13,62	9,20	16,44	10,36	5,29	11,63	0,38	0,23	0,44
12:30	13,82	9,17	16,58	10,54	5,29	11,80	0,39	0,23	0,45
12:45	13,85	9,13	16,59	10,74	5,35	12,00	0,39	0,23	0,45
13:00	14,00	9,27	16,79	10,96	5,40	12,22	0,40	0,23	0,46
13:15	14,31	9,33	17,08	11,33	5,49	12,59	0,41	0,24	0,47
13:30	14,61	9,40	17,37	11,76	5,55	13,00	0,42	0,24	0,48
13:45	14,62	9,32	17,34	11,97	5,58	13,21	0,42	0,24	0,48
14:00	14,73	9,32	17,43	12,15	5,68	13,42	0,43	0,24	0,49
14:15	14,78	9,29	17,46	12,28	5,70	13,54	0,43	0,24	0,49
14:30	14,61	9,24	17,29	12,35	5,66	13,59	0,43	0,24	0,49
14:45	14,68	9,16	17,30	12,36	5,68	13,60	0,43	0,24	0,49
15:00	14,61	9,06	17,19	12,45	5,75	13,71	0,43	0,24	0,49
15:15	14,70	9,23	17,35	12,60	5,80	13,87	0,43	0,24	0,49
15:30	14,82	9,34	17,51	12,62	5,79	13,88	0,44	0,24	0,50
15:45	14,93	9,38	17,63	12,63	5,82	13,91	0,44	0,24	0,50
16:00	15,07	9,26	17,69	12,58	5,89	13,89	0,44	0,24	0,50
16:15	14,79	9,21	17,43	12,66	5,93	13,98	0,44	0,24	0,50
16:30	14,66	9,27	17,35	12,61	5,93	13,94	0,43	0,24	0,50
16:45	14,51	9,37	17,27	12,52	5,95	13,86	0,43	0,24	0,49
17:00	14,54	9,33	17,28	12,28	5,93	13,64	0,43	0,24	0,49
17:15	14,55	9,29	17,26	12,19	5,93	13,55	0,42	0,24	0,49
17:30	14,59	9,32	17,31	12,20	5,91	13,56	0,43	0,24	0,49
17:45	14,42	9,41	17,22	12,07	5,90	13,43	0,42	0,24	0,49
18:00	14,54	9,51	17,37	11,96	5,84	13,31	0,42	0,24	0,49
18:15	14,62	9,46	17,41	11,90	5,79	13,23	0,42	0,24	0,49
18:30	14,86	9,41	17,59	12,15	5,82	13,47	0,43	0,24	0,49
18:45	14,79	9,31	17,48	12,59	5,86	13,89	0,43	0,24	0,50
19:00	15,02	9,42	17,73	13,02	5,94	14,31	0,45	0,24	0,51
19:15	15,27	9,43	17,94	13,56	6,00	14,83	0,46	0,24	0,52
19:30	15,59	9,45	18,23	14,18	5,99	15,40	0,47	0,25	0,53
19:45	15,78	9,39	18,37	14,72	6,01	15,90	0,48	0,24	0,54
20:00	15,84	9,38	18,41	15,24	6,13	16,43	0,49	0,25	0,55
20:15	15,80	9,33	18,35	15,54	6,17	16,72	0,50	0,25	0,55
20:30	15,66	9,34	18,23	15,73	6,14	16,88	0,50	0,25	0,56
20:45	15,55	9,18	18,06	15,83	6,06	16,95	0,50	0,24	0,55
21:00	15,33	9,15	17,86	15,98	6,07	17,09	0,50	0,24	0,55
21:15	15,37	9,35	17,99	15,82	5,98	16,91	0,49	0,24	0,55
21:30	15,26	9,49	17,97	15,73	5,95	16,82	0,49	0,25	0,55
21:45	15,24	9,46	17,94	15,53	5,91	16,62	0,49	0,24	0,55
22:00	15,02	9,32	17,68	15,37	5,96	16,49	0,48	0,24	0,54
22:15	15,20	9,38	17,86	15,32	5,90	16,42	0,48	0,24	0,54
22:30	15,51	9,54	18,21	14,99	5,87	16,10	0,48	0,24	0,54
22:45	15,38	9,58	18,12	14,52	5,80	15,64	0,47	0,24	0,53
23:00	15,24	9,54	17,98	13,99	5,76	15,12	0,46	0,24	0,52
23:15	15,12	9,40	17,81	13,49	5,63	14,62	0,45	0,24	0,51
23:30	15,03	9,38	17,71	13,09	5,51	14,21	0,45	0,24	0,51
23:45	14,76	9,29	17,44	11,80	5,28	12,93	0,42	0,23	0,48

DATOS DE CURVA SEMANAL

KW PROMEDIO	TRAFO 1			TRAFO 2			PROMEDIO POR USUARIO			
	DÍA	KW	KVAR	KVA	KW	KVAR	KVA	KW	KVAR	KVA
	Lunes	13,31	8,94	16,03	11,09	5,26	12,28	0,39	0,23	0,45
	Martes	13,19	8,89	15,91	11,10	5,30	12,30	0,39	0,23	0,45
	Miércoles	13,35	8,87	16,03	11,18	5,33	12,39	0,39	0,23	0,45
	Jueves	13,36	8,96	16,09	11,01	5,31	12,23	0,39	0,23	0,45
	Viernes	13,18	8,99	15,95	10,91	5,28	12,12	0,38	0,23	0,44
	Sábado	13,19	9,15	16,05	10,92	5,30	12,14	0,38	0,23	0,45
	Domingo	13,29	9,20	16,16	11,25	5,38	12,47	0,39	0,23	0,45

DATOS DE CURVAS MENSUAL

KW PROMEDIO	TRAFO 1			TRAFO 2			PROMEDIO POR USUARIO			
	DÍA	KW	KVAR	KVA	KW	KVAR	KVA	KW	KVAR	KVA
	1	13,10	9,05	15,92	11,13	5,45	12,39	0,38	0,23	0,45
	2	13,20	9,14	16,05	10,87	5,40	12,14	0,38	0,23	0,45
	3	12,92	8,97	15,72	10,97	5,30	12,18	0,38	0,23	0,44
	4	13,23	8,96	15,98	11,34	5,31	12,52	0,39	0,23	0,45
	5	13,11	8,93	15,86	11,04	5,36	12,27	0,38	0,23	0,45
	6	13,45	9,10	16,23	11,23	5,55	12,52	0,39	0,23	0,46
	7	13,62	9,24	16,46	11,28	5,34	12,47	0,40	0,23	0,46
	8	13,19	9,15	16,05	11,02	5,25	12,21	0,38	0,23	0,45
	9	13,54	9,02	16,26	11,29	5,29	12,47	0,39	0,23	0,45
	10	13,69	9,14	16,46	11,28	5,50	12,55	0,40	0,23	0,46
	11	13,42	9,04	16,18	10,83	5,11	11,97	0,38	0,22	0,45
	12	13,49	9,08	16,26	11,38	5,49	12,64	0,39	0,23	0,46
	13	13,40	9,09	16,19	11,47	5,49	12,72	0,39	0,23	0,46
	14	13,50	9,15	16,31	11,09	5,31	12,29	0,39	0,23	0,45
	15	13,55	9,14	16,34	11,10	5,33	12,32	0,39	0,23	0,45
	16	13,06	8,73	15,71	10,31	4,79	11,37	0,37	0,21	0,43
	17	12,82	8,81	15,55	10,90	5,32	12,13	0,38	0,22	0,44
	18	13,37	9,08	16,16	11,09	5,27	12,28	0,39	0,23	0,45
	19	13,56	9,20	16,39	11,20	5,36	12,41	0,39	0,23	0,46
	20	12,85	8,78	15,56	10,86	5,20	12,04	0,38	0,22	0,44
	21	13,07	8,75	15,73	10,84	5,21	12,03	0,38	0,22	0,44
	22	13,11	8,82	15,80	10,45	4,88	11,53	0,37	0,22	0,43
	23	13,44	9,03	16,19	11,01	5,32	12,23	0,39	0,23	0,45
	24	13,41	9,03	16,17	10,88	5,23	12,07	0,39	0,23	0,45
	25	13,21	8,94	15,95	11,13	5,34	12,35	0,39	0,23	0,45
	26	13,27	9,03	16,05	11,15	5,31	12,34	0,39	0,23	0,45
	27	13,35	9,02	16,11	11,31	5,48	12,57	0,39	0,23	0,45
	28	13,17	9,03	15,97	11,01	5,36	12,25	0,38	0,23	0,45
	29	13,11	8,91	15,85	11,02	5,30	12,22	0,38	0,23	0,44
	30	13,09	8,89	15,82	11,14	5,25	12,32	0,38	0,22	0,45
	31	12,74	8,64	15,39	11,66	5,64	12,95	0,39	0,23	0,45

DATOS DE CURVAS MENSUAL

KW PROMEDIO	TRAFO 1			TRAFO 2			PROMEDIO POR USUARIO			
	MES	KW	KVAR	KVA	KW	KVAR	KVA	KW	KVAR	KVA
Enero				0,00				0,00		
Febrero				0,00				0,00		
Marzo	15,39	9,92	18,31	12,75	5,73	13,98	0,45	0,25	0,51	
Abril	15,27	9,92	18,21	12,80	5,90	14,09	0,45	0,25	0,51	
Mayo	14,17	9,77	17,21	12,44	5,87	13,76	0,42	0,25	0,49	
Junio	13,72	9,37	16,61	11,72	5,52	12,95	0,40	0,24	0,47	
Julio	12,74	9,07	15,64	10,67	5,25	11,89	0,37	0,23	0,44	
Agosto	11,50	8,11	14,07	9,43	4,63	10,50	0,33	0,20	0,39	
Septiembre	11,64	8,25	14,27	9,36	4,73	10,49	0,33	0,21	0,39	
Octubre	12,05	8,31	14,64	9,89	5,08	11,12	0,35	0,21	0,41	
Noviembre	12,04	8,16	14,55	10,22	5,03	11,39	0,35	0,21	0,41	
Diciembre	14,11	9,12	16,80	11,38	5,36	12,57	0,40	0,23	0,47	

ANEXO A2 KENNEDY

DATOS DE CURVAS DIARIA

KW	TRAFO 1			TRAFO 2			TRAFO 3			PROMEDIO POR USUARIO		
	HORA	KW	KVAR	KVA	KW	KVAR	KVA	KW	KVAR	KVA	KW	KVAR
0:00	10,03	2,87	10,43	14,34	4,85	15,14	2,93	1,48	3,28	0,49	0,16	0,51
0:15	9,67	2,85	10,08	13,92	4,87	14,75	2,84	1,47	3,20	0,47	0,16	0,50
0:30	9,23	2,65	9,60	13,40	4,81	14,23	2,68	1,44	3,04	0,45	0,16	0,48
0:45	8,65	2,71	9,07	12,93	4,74	13,77	2,53	1,39	2,89	0,43	0,16	0,46
1:00	8,55	2,78	8,99	12,50	4,65	13,33	2,48	1,38	2,83	0,42	0,16	0,45
1:15	8,29	2,73	8,73	12,14	4,66	13,00	2,38	1,36	2,74	0,41	0,16	0,44
1:30	8,10	2,73	8,55	11,58	4,52	12,43	2,30	1,36	2,67	0,39	0,15	0,42
1:45	7,97	2,75	8,43	11,14	4,41	11,98	2,26	1,30	2,61	0,38	0,15	0,41
2:00	7,79	2,74	8,26	10,84	4,40	11,70	2,19	1,30	2,55	0,37	0,15	0,40
2:15	7,63	2,70	8,09	10,48	4,32	11,33	2,20	1,33	2,57	0,36	0,15	0,39
2:30	7,55	2,67	8,00	10,14	4,26	10,99	2,17	1,33	2,54	0,35	0,15	0,38
2:45	7,45	2,66	7,91	9,95	4,19	10,79	2,16	1,33	2,54	0,35	0,15	0,38
3:00	7,35	2,67	7,83	9,71	4,19	10,58	2,15	1,24	2,48	0,34	0,14	0,37
3:15	7,20	2,63	7,67	9,53	4,01	10,34	2,03	1,22	2,37	0,34	0,14	0,36
3:30	7,11	2,63	7,58	9,21	4,04	10,05	2,10	1,35	2,50	0,33	0,14	0,36
3:45	7,18	2,58	7,63	9,29	4,11	10,16	2,04	1,30	2,42	0,33	0,14	0,36
4:00	6,90	2,58	7,37	9,07	3,90	9,88	1,97	1,24	2,32	0,32	0,14	0,35
4:15	6,87	2,60	7,35	8,99	4,01	9,84	1,98	1,26	2,35	0,32	0,14	0,35
4:30	6,82	2,55	7,29	8,85	4,07	9,75	1,94	1,23	2,30	0,31	0,14	0,34
4:45	6,71	2,57	7,18	8,48	3,81	9,29	1,94	1,25	2,31	0,31	0,14	0,33
5:00	6,69	2,58	7,17	8,45	3,92	9,31	1,90	1,21	2,25	0,30	0,14	0,33
5:15	6,56	2,52	7,03	8,42	3,83	9,25	1,86	1,18	2,20	0,30	0,13	0,33
5:30	6,53	2,51	6,99	8,44	3,77	9,24	1,88	1,21	2,24	0,30	0,13	0,33
5:45	6,43	2,47	6,89	8,55	3,77	9,35	1,82	1,19	2,17	0,30	0,13	0,33
6:00	6,43	2,47	6,89	8,75	3,81	9,54	1,80	1,15	2,13	0,30	0,13	0,33
6:15	6,40	2,45	6,85	9,03	3,84	9,81	1,83	1,16	2,16	0,31	0,13	0,34
6:30	6,31	2,23	6,69	9,27	3,89	10,05	1,96	1,20	2,30	0,31	0,13	0,34
6:45	6,14	2,28	6,55	9,67	4,00	10,47	2,14	1,20	2,46	0,32	0,13	0,35
7:00	6,37	2,36	6,80	9,92	4,03	10,71	2,46	1,22	2,75	0,33	0,14	0,36
7:15	7,00	2,38	7,39	10,28	4,01	11,03	2,80	1,22	3,06	0,36	0,14	0,38
7:30	7,34	2,45	7,74	10,39	4,10	11,18	3,18	1,26	3,43	0,37	0,14	0,40
7:45	6,72	2,45	7,16	10,52	4,19	11,32	2,97	1,25	3,22	0,36	0,14	0,39
8:00	6,82	2,47	7,26	10,33	4,23	11,16	2,53	1,18	2,79	0,35	0,14	0,38
8:15	7,01	2,54	7,46	10,52	4,29	11,36	2,34	1,21	2,63	0,35	0,14	0,38
8:30	6,66	2,57	7,14	10,78	4,35	11,63	2,16	1,18	2,46	0,35	0,14	0,38
8:45	6,64	2,58	7,12	10,53	4,31	11,38	2,04	1,14	2,33	0,34	0,14	0,37
9:00	6,32	2,63	6,84	10,49	4,34	11,36	2,00	1,05	2,25	0,34	0,14	0,37
9:15	6,30	2,63	6,83	10,58	4,18	11,38	1,86	1,03	2,13	0,33	0,14	0,36
9:30	6,32	2,62	6,84	10,45	4,25	11,28	2,02	1,16	2,33	0,34	0,14	0,36
9:45	6,51	2,74	7,07	10,53	4,32	11,38	2,04	1,11	2,32	0,34	0,15	0,37
10:00	6,65	2,78	7,21	10,53	4,30	11,37	1,99	1,10	2,27	0,34	0,15	0,37
10:15	6,65	2,79	7,21	10,69	4,52	11,61	1,98	1,10	2,26	0,34	0,15	0,38
10:30	6,77	2,82	7,33	10,86	4,53	11,77	1,99	1,08	2,27	0,35	0,15	0,38
10:45	6,89	2,91	7,48	10,66	4,40	11,53	2,08	1,12	2,36	0,35	0,15	0,38
11:00	6,99	3,00	7,61	10,84	4,47	11,72	2,13	1,09	2,39	0,36	0,15	0,39
11:15	7,29	3,13	7,93	11,21	4,51	12,08	2,20	1,09	2,46	0,37	0,16	0,40
11:30	7,56	3,16	8,20	11,24	4,44	12,08	2,24	1,10	2,50	0,38	0,16	0,41
11:45	7,96	3,11	8,54	11,55	4,46	12,38	2,30	1,11	2,56	0,39	0,16	0,42
12:00	7,97	3,14	8,57	11,83	4,42	12,63	2,40	1,11	2,64	0,40	0,15	0,43
12:15	8,03	3,13	8,62	12,08	4,43	12,87	2,43	1,12	2,67	0,40	0,15	0,43
12:30	8,23	2,89	8,72	12,27	4,63	13,12	2,51	1,13	2,76	0,41	0,15	0,44

12:45	8,24	2,98	8,76	12,52	4,72	13,38	2,54	1,12	2,78	0,42	0,16	0,44
13:00	8,60	3,18	9,16	12,85	4,73	13,69	2,57	1,13	2,81	0,43	0,16	0,46
13:15	8,97	3,12	9,50	13,14	4,79	13,99	2,66	1,15	2,90	0,44	0,16	0,47
13:30	9,33	3,17	9,85	13,24	4,76	14,07	2,64	1,15	2,88	0,45	0,16	0,48
13:45	9,70	3,23	10,23	13,35	4,77	14,17	2,54	1,13	2,78	0,46	0,16	0,49
14:00	9,94	3,24	10,45	13,38	4,85	14,23	2,50	1,11	2,74	0,46	0,16	0,49
14:15	10,04	3,21	10,55	13,57	4,87	14,42	2,68	1,17	2,92	0,47	0,17	0,50
14:30	10,02	3,16	10,51	13,41	4,81	14,24	2,61	1,18	2,87	0,47	0,16	0,49
14:45	9,90	3,11	10,38	13,53	4,80	14,36	2,64	1,20	2,90	0,47	0,16	0,49
15:00	9,72	3,05	10,19	13,60	4,81	14,42	2,64	1,12	2,87	0,46	0,16	0,49
15:15	9,77	3,04	10,23	13,66	4,71	14,45	2,58	1,17	2,84	0,46	0,16	0,49
15:30	10,10	3,03	10,54	13,70	4,72	14,49	2,73	1,32	3,03	0,47	0,16	0,50
15:45	10,35	3,07	10,79	13,75	4,81	14,57	2,74	1,25	3,01	0,48	0,16	0,51
16:00	10,36	3,08	10,81	13,63	4,80	14,45	2,72	1,24	2,99	0,48	0,16	0,50
16:15	10,34	3,08	10,79	13,81	5,02	14,69	2,75	1,27	3,03	0,48	0,17	0,51
16:30	10,21	3,05	10,65	13,88	5,02	14,76	2,75	1,25	3,02	0,48	0,17	0,51
16:45	10,05	3,02	10,49	13,69	4,88	14,53	2,84	1,31	3,12	0,47	0,16	0,50
17:00	9,94	3,02	10,39	13,76	4,97	14,63	2,93	1,31	3,21	0,48	0,17	0,50
17:15	9,78	3,01	10,23	13,65	5,05	14,55	2,96	1,28	3,23	0,47	0,17	0,50
17:30	9,83	3,01	10,28	13,45	4,95	14,33	2,97	1,28	3,24	0,47	0,16	0,50
17:45	9,97	2,98	10,41	13,55	4,89	14,41	3,03	1,32	3,30	0,47	0,16	0,50
18:00	10,02	2,95	10,45	13,73	4,86	14,56	3,14	1,30	3,40	0,48	0,16	0,51
18:15	10,06	2,88	10,46	13,79	4,80	14,60	3,34	1,31	3,59	0,49	0,16	0,51
18:30	10,45	2,68	10,79	14,26	4,74	15,03	3,47	1,36	3,73	0,50	0,16	0,53
18:45	10,42	2,70	10,76	14,70	4,71	15,43	3,68	1,36	3,92	0,51	0,16	0,54
19:00	10,90	2,81	11,26	15,20	4,76	15,93	3,97	1,43	4,22	0,54	0,16	0,56
19:15	11,39	2,81	11,73	16,03	4,84	16,74	4,11	1,46	4,36	0,56	0,16	0,59
19:30	11,68	2,85	12,02	16,17	4,82	16,87	4,27	1,53	4,53	0,57	0,16	0,60
19:45	11,86	2,85	12,20	16,08	4,88	16,81	4,44	1,59	4,71	0,58	0,17	0,60
20:00	11,64	2,82	11,98	16,04	4,75	16,73	4,42	1,61	4,70	0,57	0,16	0,60
20:15	11,64	2,83	11,98	16,36	4,76	17,04	4,55	1,70	4,85	0,58	0,17	0,60
20:30	11,36	2,79	11,69	16,74	4,96	17,46	4,49	1,73	4,81	0,58	0,17	0,61
20:45	11,34	2,80	11,68	16,83	4,94	17,54	4,39	1,74	4,72	0,58	0,17	0,61
21:00	11,42	2,84	11,77	17,05	4,95	17,75	4,57	1,72	4,89	0,59	0,17	0,61
21:15	11,40	2,86	11,75	17,35	4,78	18,00	4,57	1,76	4,89	0,59	0,17	0,62
21:30	11,24	2,86	11,60	17,23	4,82	17,89	4,61	1,88	4,98	0,59	0,17	0,61
21:45	11,08	2,83	11,44	17,39	4,98	18,09	4,51	1,81	4,87	0,59	0,17	0,61
22:00	11,00	2,84	11,36	17,21	4,96	17,91	4,25	1,74	4,59	0,58	0,17	0,60
22:15	11,05	2,89	11,42	17,12	5,16	17,88	4,14	1,76	4,50	0,58	0,18	0,60
22:30	11,06	2,92	11,44	17,00	5,15	17,76	4,04	1,69	4,38	0,57	0,17	0,60
22:45	10,97	2,89	11,34	16,75	5,07	17,50	3,90	1,69	4,25	0,56	0,17	0,59
23:00	10,81	2,89	11,19	16,27	5,07	17,04	3,58	1,61	3,93	0,55	0,17	0,57
23:15	10,58	2,88	10,96	15,74	5,02	16,52	3,32	1,53	3,65	0,53	0,17	0,56
23:30	10,61	2,88	11,00	15,28	4,94	16,06	3,24	1,51	3,57	0,52	0,17	0,55
23:45	10,45	2,90	10,85	14,83	4,88	15,61	3,09	1,50	3,44	0,51	0,17	0,53

DATOS DE CURVAS SEMANAL

KW PROMEDIO	TRAFO 1			TRAFO 2			TRAFO 3			PROMEDIO POR USUARIO		
	DÍA	KW	KVAR	KVA	KW	KVAR	KVA	KW	KVAR	KVA	KW	KVAR
Lunes	8,60	2,81	9,04	12,35	4,53	13,16	2,65	1,22	2,92	0,42	0,15	0,45
Martes	8,85	2,83	9,29	12,21	4,41	12,99	2,77	1,28	3,05	0,43	0,15	0,45
Miércoles	8,83	2,79	9,26	12,16	4,42	12,94	2,74	1,25	3,01	0,42	0,15	0,45
Jueves	9,05	2,85	9,48	12,41	4,48	13,19	2,91	1,34	3,20	0,44	0,15	0,46
Viernes	8,47	2,75	8,91	12,29	4,47	13,08	2,81	1,35	3,12	0,42	0,15	0,45
Sábado	8,64	2,80	9,08	12,93	4,68	13,75	2,92	1,40	3,24	0,44	0,16	0,47
Domingo	8,76	2,82	9,20	13,46	4,85	14,30	2,62	1,35	2,94	0,44	0,16	0,47

DATOS DE CURVAS MENSUAL

KW PROMEDIO	TRAFO 1			TRAFO 2			TRAFO 3			PROMEDIO POR USUARIO		
	DÍA	KW	KVAR	KVA	KW	KVAR	KVA	KW	KVAR	KVA	KW	KVAR
1	8,69	2,89	9,16	12,36	4,46	13,14	2,50	1,29	2,81	0,39	0,14	0,42
2	8,75	2,90	9,21	12,04	4,41	12,82	2,60	1,27	2,90	0,39	0,14	0,42
3	8,57	2,89	9,04	12,14	4,43	12,92	2,74	1,33	3,04	0,39	0,14	0,42
4	8,87	2,89	9,33	11,94	4,41	12,73	2,84	1,32	3,13	0,39	0,14	0,42
5	8,94	2,89	9,39	12,40	4,55	13,21	2,69	1,24	2,96	0,40	0,14	0,43
6	9,49	2,96	9,95	13,53	4,90	14,39	2,91	1,31	3,19	0,43	0,15	0,46
7	8,94	2,84	9,38	12,85	4,57	13,64	2,80	1,28	3,08	0,41	0,14	0,43
8	8,49	2,79	8,93	12,05	4,37	12,82	2,95	1,43	3,28	0,39	0,14	0,42
9	8,86	2,80	9,30	12,76	4,60	13,56	2,85	1,33	3,15	0,41	0,15	0,43
10	8,77	2,76	9,20	12,60	4,49	13,38	2,97	1,32	3,25	0,41	0,14	0,43
11	8,67	2,69	9,07	12,33	4,49	13,12	3,02	1,39	3,32	0,40	0,14	0,42
12	8,94	2,80	9,37	12,22	4,47	13,01	3,17	1,46	3,49	0,41	0,15	0,43
13	9,27	2,89	9,71	12,63	4,56	13,43	3,16	1,40	3,46	0,42	0,15	0,44
14	8,63	2,73	9,05	12,51	4,45	13,28	2,95	1,40	3,27	0,40	0,14	0,43
15	8,69	2,78	9,12	12,79	4,52	13,56	2,60	1,26	2,89	0,40	0,14	0,43
16	8,73	2,82	9,17	12,37	4,50	13,17	2,62	1,19	2,88	0,40	0,14	0,42
17	9,00	2,88	9,45	12,32	4,59	13,15	2,51	1,20	2,79	0,40	0,14	0,42
18	8,63	2,72	9,05	12,72	4,61	13,53	2,60	1,30	2,91	0,40	0,14	0,42
19	8,80	2,76	9,22	12,67	4,58	13,48	2,56	1,25	2,85	0,40	0,14	0,43
20	8,74	2,81	9,18	12,54	4,59	13,35	3,29	1,44	3,59	0,41	0,15	0,44
21	8,60	2,79	9,04	12,65	4,53	13,44	2,97	1,36	3,27	0,40	0,14	0,43
22	8,57	2,78	9,01	12,52	4,56	13,32	2,61	1,24	2,89	0,39	0,14	0,42
23	8,64	2,75	9,07	12,73	4,48	13,50	2,59	1,27	2,88	0,40	0,14	0,42
24	8,62	2,83	9,07	12,30	4,48	13,09	2,63	1,30	2,93	0,39	0,14	0,42
25	8,63	2,73	9,05	12,73	4,58	13,53	2,55	1,21	2,82	0,40	0,14	0,42
26	8,46	2,79	8,91	12,71	4,55	13,50	2,51	1,21	2,79	0,39	0,14	0,42
27	8,69	2,81	9,13	12,71	4,76	13,57	2,71	1,30	3,01	0,40	0,15	0,43
28	8,55	2,75	8,98	12,23	4,51	13,04	2,62	1,34	2,94	0,39	0,14	0,42
29	8,14	2,68	8,57	12,33	4,51	13,13	2,84	1,32	3,14	0,39	0,14	0,41
30	8,51	2,77	8,95	13,14	4,74	13,96	2,84	1,33	3,14	0,41	0,15	0,43
31	9,36	2,89	9,80	13,48	4,86	14,33	2,74	1,39	3,08	0,43	0,15	0,45

DATOS DE CURVAS ANUAL

KW PROMEDIO	TRAFO 1			TRAFO 2			TRAFO 3			PROMEDIO POR USUARIO		
	MES	KW	KVAR	KVA	KW	KVAR	KVA	KW	KVAR	KVA	KW	KVAR
Enero			0,00			0,00			0,00	0,00	0,00	0,00
Febrero			0,00			0,00			0,00	0,00	0,00	0,00
Marzo	10,18	3,02	10,62	15,47	5,11	16,29	2,92	1,32	3,20	0,48	0,16	0,50
Abril	10,02	3,12	10,49	15,73	5,17	16,56	2,95	1,36	3,25	0,48	0,16	0,50
Mayo	9,97	2,97	10,40	14,55	5,06	15,41	2,84	1,33	3,14	0,46	0,16	0,48
Junio	8,44	2,63	8,84	13,43	4,91	14,30	3,02	1,62	3,43	0,41	0,15	0,44
Julio	8,17	2,66	8,59	11,41	4,48	12,26	2,70	1,48	3,08	0,37	0,14	0,40
Agosto	7,79	2,65	8,22	10,23	3,90	10,95	1,88	0,97	2,12	0,33	0,13	0,35
Septiembre	7,38	2,74	7,87	10,64	4,33	11,49	2,08	1,06	2,34	0,34	0,14	0,36
Octubre	7,99	2,81	8,48	10,42	4,10	11,20	2,76	1,21	3,01	0,35	0,14	0,38
Noviembre	8,11	2,80	8,58	10,51	3,95	11,23	3,00	1,31	3,27	0,36	0,13	0,38
Diciembre	9,34	2,69	9,72	13,06	4,48	13,81	3,58	1,46	3,87	0,43	0,14	0,46

ANEXO A3. URDESA

DATOS DE CURVAS DIARIA

KW HORA	TRAFO 1			TRAFO 2			TRAFO 3			TRAFO 4			TRAFO 5			PROMEDIO POR USUARIO		
	KW	KVAR	KVA	KW	KVAR	KVA	KW	KVAR	KVA	KW	KVAR	KVA	KW	KVAR	KVA	KW	KVAR	KVA
0:00	12,63	4,52	13,42	11,78	7,30	13,86	5,18	1,66	5,44	15,26	7,39	16,95	6,61	2,31	7,00	1,23	0,55	1,34
0:15	12,34	4,51	13,14	11,18	7,15	13,27	5,17	1,71	5,45	14,70	7,28	16,41	6,48	2,26	6,86	1,19	0,55	1,31
0:30	12,04	4,51	12,86	10,80	7,01	12,88	5,02	1,69	5,30	14,28	7,20	15,99	6,44	2,13	6,79	1,16	0,54	1,28
0:45	11,79	4,52	12,62	10,69	7,08	12,82	4,89	1,68	5,17	14,05	7,25	15,81	6,16	2,25	6,56	1,13	0,54	1,26
1:00	11,58	4,51	12,43	10,44	6,94	12,54	4,59	1,66	4,88	13,76	7,16	15,51	6,02	2,27	6,44	1,10	0,54	1,23
1:15	11,37	4,52	12,23	10,40	7,01	12,54	4,44	1,64	4,73	13,60	7,20	15,39	5,76	2,17	6,15	1,08	0,54	1,21
1:30	11,14	4,46	12,00	10,42	7,09	12,61	4,35	1,59	4,63	13,47	7,22	15,29	5,59	2,21	6,01	1,07	0,54	1,20
1:45	10,91	4,43	11,78	10,32	7,01	12,48	4,25	1,56	4,53	13,27	7,15	15,07	5,40	2,15	5,82	1,05	0,53	1,18
2:00	10,72	4,39	11,59	10,26	7,04	12,45	4,13	1,50	4,40	13,11	7,15	14,93	5,23	2,09	5,63	1,03	0,53	1,16
2:15	10,54	4,42	11,44	10,14	7,05	12,35	3,99	1,55	4,28	12,93	7,17	14,79	5,16	2,17	5,60	1,02	0,53	1,15
2:30	10,24	4,36	11,13	10,02	6,98	12,21	3,99	1,61	4,31	12,66	7,09	14,51	5,02	2,14	5,45	1,00	0,53	1,13
2:45	10,04	4,33	10,93	9,90	6,95	12,10	4,00	1,61	4,31	12,46	7,05	14,32	4,95	2,15	5,40	0,98	0,53	1,12
3:00	9,95	4,37	10,87	9,81	6,99	12,05	3,91	1,56	4,21	12,35	7,10	14,25	4,89	2,16	5,35	0,97	0,53	1,11
3:15	9,71	4,34	10,64	9,63	6,86	11,82	3,88	1,58	4,18	12,09	7,00	13,97	4,85	2,15	5,30	0,96	0,52	1,09
3:30	9,55	4,32	10,48	9,50	6,86	11,72	3,81	1,59	4,12	11,91	6,99	13,81	4,76	2,13	5,22	0,94	0,52	1,08
3:45	9,40	4,30	10,34	9,45	6,85	11,67	3,81	1,57	4,12	11,78	6,97	13,69	4,66	2,11	5,12	0,93	0,52	1,07
4:00	9,28	4,31	10,23	9,35	6,82	11,57	3,70	1,56	4,02	11,64	6,96	13,56	4,59	2,10	5,05	0,92	0,52	1,05
4:15	9,17	4,28	10,12	9,18	6,74	11,39	3,58	1,53	3,90	11,47	6,88	13,38	4,50	2,09	4,96	0,90	0,51	1,04
4:30	9,10	4,28	10,06	9,11	6,75	11,34	3,62	1,51	3,92	11,38	6,89	13,31	4,45	2,07	4,91	0,90	0,51	1,03
4:45	9,06	4,27	10,02	8,95	6,65	11,15	3,55	1,47	3,84	11,25	6,82	13,16	4,40	2,04	4,85	0,89	0,51	1,02
5:00	8,90	4,25	9,87	8,90	6,63	11,10	3,40	1,48	3,70	11,13	6,80	13,04	4,50	1,95	4,90	0,88	0,50	1,01
5:15	8,87	4,24	9,83	8,89	6,64	11,09	3,31	1,45	3,61	11,09	6,80	13,01	4,69	2,00	5,10	0,88	0,50	1,01
5:30	8,76	4,20	9,72	8,57	6,47	10,74	3,30	1,38	3,58	10,83	6,67	12,72	5,05	2,05	5,45	0,87	0,49	1,00
5:45	8,66	4,20	9,63	8,36	6,37	10,51	3,04	1,35	3,33	10,64	6,61	12,52	5,41	2,08	5,80	0,86	0,49	0,99
6:00	8,52	4,15	9,48	8,33	6,44	10,52	3,07	1,40	3,37	10,53	6,62	12,44	4,85	2,08	5,27	0,84	0,49	0,97
6:15	8,24	4,00	9,16	8,20	6,34	10,37	4,10	2,16	4,64	10,27	6,47	12,14	4,79	1,83	5,13	0,85	0,50	0,98
6:30	8,18	3,98	9,10	8,14	6,30	10,29	3,71	1,69	4,08	10,20	6,42	12,05	4,20	1,62	4,50	0,82	0,48	0,95
6:45	8,06	3,95	8,98	8,12	6,28	10,27	3,15	1,34	3,43	10,12	6,39	11,97	3,99	1,83	4,39	0,80	0,47	0,93
7:00	7,82	3,87	8,72	8,35	6,18	10,39	3,06	1,33	3,34	10,10	6,28	11,90	4,18	1,91	4,60	0,80	0,47	0,92
7:15	7,69	3,81	8,58	8,73	6,22	10,72	3,37	1,46	3,67	10,26	6,27	12,02	4,30	1,80	4,66	0,82	0,47	0,94
7:30	7,71	3,72	8,55	9,03	6,28	11,00	3,79	1,78	4,19	10,46	6,25	12,18	4,73	1,88	5,09	0,85	0,47	0,97
7:45	7,93	3,62	8,72	9,03	6,27	10,99	4,13	2,06	4,62	10,60	6,18	12,27	5,25	1,80	5,55	0,88	0,47	1,00
8:00	8,61	3,55	9,31	8,84	6,19	10,80	4,34	2,06	4,80	10,91	6,09	12,49	5,42	1,85	5,73	0,91	0,47	1,02
8:15	9,19	3,47	9,82	8,90	6,14	10,81	4,43	2,08	4,90	11,30	6,00	12,80	5,35	2,05	5,73	0,93	0,47	1,04
8:30	9,32	3,46	9,94	8,87	6,02	10,72	4,63	2,40	5,21	11,37	5,92	12,82	4,81	2,00	5,21	0,93	0,47	1,04
8:45	9,44	3,43	10,05	8,45	5,96	10,34	4,77	2,61	5,44	11,18	5,87	12,63	4,19	1,84	4,58	0,91	0,47	1,02
9:00	9,50	3,36	10,08	8,46	5,94	10,34	4,94	2,61	5,58	11,22	5,81	12,64	3,99	1,80	4,37	0,91	0,46	1,02
9:15	9,34	3,33	9,91	8,41	5,91	10,28	5,02	2,61	5,66	11,09	5,77	12,50	3,84	1,72	4,21	0,90	0,46	1,01
9:30	9,47	3,36	10,05	8,99	5,91	10,76	5,23	2,60	5,84	11,54	5,79	12,91	3,85	1,67	4,20	0,93	0,46	1,04
9:45	9,62	3,38	10,20	9,33	6,01	11,10	5,43	2,64	6,04	11,84	5,87	13,22	3,86	1,65	4,20	0,95	0,47	1,06
10:00	9,73	3,39	10,30	9,36	6,13	11,19	5,50	2,74	6,14	11,93	5,95	13,33	3,70	1,59	4,02	0,96	0,47	1,07
10:15	9,96	3,44	10,54	9,29	6,09	11,10	5,55	2,84	6,23	12,03	5,96	13,42	3,78	1,68	4,13	0,97	0,48	1,08
10:30	9,86	3,46	10,45	9,27	6,13	11,12	5,64	2,63	6,22	11,96	5,99	13,38	3,90	1,73	4,26	0,97	0,47	1,08
10:45	9,82	3,55	10,44	9,31	6,14	11,15	5,79	2,36	6,25	11,96	6,05	13,40	3,94	1,76	4,31	0,97	0,47	1,08
11:00	9,81	3,56	10,44	9,70	6,21	11,52	5,82	2,31	6,26	12,20	6,11	13,64	4,10	1,64	4,42	0,99	0,47	1,10
11:15	9,58	3,53	10,21	10,02	6,31	11,84	5,80	2,21	6,21	12,25	6,15	13,71	4,02	1,74	4,38	0,99	0,47	1,10
11:30	9,39	3,54	10,03	10,23	6,42	12,08	5,81	2,17	6,20	12,26	6,22	13,75	4,05	1,72	4,40	0,99	0,48	1,10
11:45	9,42	3,53	10,06	10,42	6,45	12,26	5,33	1,72	5,61	12,40	6,24	13,88	4,23	1,71	4,56	1,00	0,47	1,10
12:00	9,41	3,52	10,05	10,46	6,46	12,29	4,95	1,66	5,22	12,42	6,24	13,90	4,33	1,69	4,65	0,99	0,47	1,09
12:15	9,48	3,49	10,10	10,55	6,57	12,42	4,91	1,57	5,15	12,52	6,29	14,01	4,64	1,71	4,95	1,00	0,47	1,11
12:30	9,75	3,53	10,37	10,54	6,49	12,38	4,78	1,48	5,00	12,68	6,26	14,14	4,84	1,61	5,10	1,01	0,46	1,11

12:45	9,95	3,56	10,57	10,59	6,50	12,42	4,76	1,47	4,98	12,83	6,28	14,29	5,20	1,86	5,52	1,03	0,47	1,13
13:00	9,83	3,59	10,46	10,43	6,41	12,24	4,76	1,44	4,97	12,66	6,25	14,12	5,64	2,12	6,03	1,03	0,47	1,13
13:15	9,93	3,60	10,57	10,45	6,36	12,24	4,66	1,41	4,87	12,74	6,23	14,18	6,21	2,28	6,62	1,05	0,47	1,15
13:30	9,96	3,60	10,60	10,54	6,35	12,30	4,33	1,34	4,54	12,81	6,22	14,24	6,77	2,50	7,21	1,06	0,48	1,16
13:45	9,82	3,61	10,47	11,13	6,37	12,82	4,12	1,30	4,32	13,10	6,24	14,51	6,93	2,50	7,37	1,07	0,48	1,17
14:00	9,97	3,72	10,64	11,29	6,31	12,94	4,00	1,29	4,20	13,29	6,27	14,69	6,63	2,29	7,02	1,08	0,47	1,18
14:15	10,20	3,74	10,87	11,14	6,28	12,78	4,18	1,42	4,41	13,34	6,26	14,73	6,37	2,14	6,72	1,08	0,47	1,18
14:30	10,43	3,88	11,13	10,91	6,18	12,53	4,25	1,51	4,51	13,34	6,28	14,74	6,13	2,04	6,46	1,07	0,47	1,17
14:45	10,43	3,90	11,14	10,91	6,21	12,55	4,37	1,54	4,63	13,34	6,32	14,76	6,03	2,03	6,37	1,07	0,48	1,17
15:00	10,42	3,92	11,13	10,83	6,20	12,48	4,41	1,50	4,65	13,28	6,33	14,71	5,95	1,99	6,27	1,07	0,47	1,17
15:15	10,41	3,95	11,13	10,89	6,29	12,57	4,28	1,45	4,52	13,31	6,40	14,77	5,93	1,96	6,25	1,07	0,48	1,17
15:30	10,43	3,96	11,16	10,88	6,30	12,58	4,18	1,45	4,43	13,32	6,41	14,79	6,04	1,96	6,35	1,07	0,48	1,17
15:45	10,42	3,93	11,14	10,96	6,40	12,70	4,06	1,44	4,31	13,37	6,46	14,84	6,07	1,93	6,37	1,07	0,48	1,17
16:00	10,15	3,91	10,88	11,08	6,44	12,81	3,94	1,44	4,19	13,27	6,47	14,76	6,00	1,95	6,31	1,06	0,48	1,16
16:15	9,89	3,86	10,62	11,21	6,55	12,98	3,78	1,39	4,03	13,19	6,51	14,71	5,85	1,92	6,16	1,05	0,48	1,15
16:30	9,57	3,81	10,30	11,20	6,59	13,00	3,78	1,38	4,02	12,98	6,50	14,52	5,83	1,92	6,14	1,03	0,48	1,14
16:45	9,31	3,76	10,04	11,39	6,67	13,20	3,58	1,32	3,82	12,94	6,52	14,49	5,83	1,95	6,15	1,03	0,48	1,13
17:00	9,30	3,76	10,04	11,69	6,77	13,51	3,51	1,27	3,73	13,12	6,58	14,68	5,99	1,89	6,29	1,04	0,48	1,15
17:15	9,39	3,76	10,12	11,60	6,77	13,43	3,57	1,28	3,79	13,12	6,58	14,68	5,99	1,98	6,31	1,04	0,49	1,15
17:30	9,49	3,73	10,19	11,70	6,84	13,55	3,75	1,32	3,97	13,24	6,61	14,80	6,06	2,05	6,39	1,05	0,49	1,16
17:45	9,68	3,73	10,38	11,79	6,85	13,64	3,69	1,35	3,93	13,42	6,62	14,96	5,89	2,01	6,22	1,06	0,49	1,17
18:00	9,92	3,75	10,60	11,85	6,87	13,70	3,85	1,50	4,13	13,60	6,64	15,14	5,75	2,00	6,08	1,07	0,49	1,18
18:15	10,28	3,77	10,95	12,11	6,92	13,95	3,95	1,43	4,20	14,00	6,69	15,51	5,80	1,95	6,12	1,10	0,49	1,20
18:30	10,32	3,70	10,96	12,38	6,85	14,15	4,17	1,41	4,40	14,19	6,59	15,64	5,91	1,71	6,15	1,12	0,48	1,22
18:45	10,61	3,66	11,22	12,62	6,96	14,41	4,24	1,39	4,46	14,52	6,64	15,96	6,17	1,78	6,42	1,15	0,49	1,25
19:00	11,06	3,69	11,66	12,92	6,92	14,66	4,56	1,52	4,81	14,99	6,63	16,39	6,47	1,76	6,71	1,19	0,49	1,29
19:15	11,32	3,81	11,94	13,25	7,08	15,03	4,85	1,79	5,17	15,36	6,81	16,80	6,30	1,62	6,51	1,22	0,50	1,32
19:30	11,19	3,86	11,84	13,47	7,11	15,23	5,41	2,08	5,79	15,41	6,85	16,87	6,07	1,64	6,28	1,23	0,51	1,33
19:45	11,13	3,89	11,79	13,99	7,24	15,76	5,60	2,07	5,97	15,70	6,96	17,17	6,00	1,64	6,22	1,25	0,52	1,35
20:00	11,28	3,98	11,96	14,29	7,41	16,10	5,57	2,04	5,93	15,98	7,12	17,50	5,91	1,57	6,12	1,26	0,53	1,37
20:15	11,43	4,07	12,14	14,27	7,50	16,12	5,58	2,34	6,05	16,06	7,24	17,62	6,17	1,66	6,39	1,27	0,54	1,39
20:30	11,91	4,18	12,62	14,03	7,58	15,94	5,81	2,55	6,34	16,21	7,35	17,80	6,31	1,67	6,53	1,29	0,56	1,41
20:45	12,23	4,28	12,96	13,72	7,50	15,63	5,84	2,53	6,36	16,22	7,36	17,81	6,56	1,72	6,78	1,30	0,56	1,41
21:00	12,87	4,41	13,60	13,74	7,53	15,67	6,02	2,62	6,57	16,63	7,46	18,23	6,63	1,75	6,85	1,33	0,57	1,45
21:15	13,14	4,53	13,90	13,67	7,58	15,63	6,20	2,69	6,76	16,76	7,57	18,39	6,75	1,79	6,99	1,35	0,58	1,46
21:30	13,30	4,57	14,06	13,65	7,56	15,61	6,49	2,76	7,05	16,85	7,58	18,47	6,83	1,83	7,07	1,36	0,58	1,48
21:45	13,54	4,61	14,30	13,97	7,58	15,89	6,76	2,80	7,32	17,19	7,62	18,80	6,99	1,90	7,24	1,39	0,58	1,51
22:00	13,60	4,56	14,34	14,17	7,63	16,09	6,56	2,55	7,04	17,36	7,62	18,96	7,23	2,05	7,52	1,40	0,58	1,52
22:15	13,55	4,57	14,30	14,32	7,69	16,25	6,29	2,30	6,70	17,41	7,66	19,03	7,40	2,13	7,70	1,40	0,58	1,52
22:30	13,53	4,53	14,27	14,22	7,78	16,20	6,21	2,12	6,56	17,34	7,69	18,97	7,39	2,21	7,71	1,40	0,58	1,51
22:45	13,29	4,53	14,04	14,01	7,87	16,07	6,02	2,12	6,39	17,07	7,75	18,74	7,15	2,20	7,48	1,37	0,58	1,49
23:00	13,24	4,47	13,97	13,65	7,85	15,74	5,86	2,10	6,23	16,80	7,70	18,48	7,30	2,18	7,62	1,35	0,58	1,47
23:15	13,15	4,48	13,89	13,08	7,73	15,20	5,52	1,68	5,77	16,40	7,63	18,09	7,19	2,32	7,56	1,32	0,57	1,43
23:30	13,01	4,51	13,77	12,66	7,49	14,71	5,56	1,66	5,80	16,04	7,50	17,71	6,96	2,30	7,33	1,29	0,56	1,41
23:45	12,79	4,50	13,56	12,32	7,43	14,39	5,38	1,64	5,62	15,70	7,46	17,38	6,91	2,31	7,29	1,26	0,56	1,38

DATOS DE CURVAS SEMANAL

KW PROMEDIO	TRAFO 1			TRAFO 2			TRAFO 3			TRAFO 4			TRAFO 5			PROMEDIO POR USUARIO		
	DÍA	KW	KVAR	KVA	KW	KVAR	KVA	KW	KVAR	KVA	KW	KVAR	KVA	KW	KVAR	KVA	KW	KVAR
Lunes	10,01	3,90	10,75	10,60	6,52	12,44	4,93	1,86	5,27	12,88	6,51	14,43	5,48	1,98	5,83	1,05	0,49	1,16
Martes	10,44	4,02	11,18	10,64	6,56	12,50	4,89	1,82	5,22	13,17	6,61	14,74	5,37	1,91	5,70		0,50	1,17
Miércoles	10,23	3,93	10,96	11,00	6,77	12,91	4,77	1,81	5,10	13,27	6,69	14,86	5,52	1,98	5,86	1,07	0,50	1,18
Jueves	10,54	3,86	11,23	10,83	6,65	12,71	4,81	1,83	5,14	13,36	6,57	14,89	5,46	1,95	5,80	1,07	0,50	1,18
Viernes	10,38	3,72	11,02	11,01	6,75	12,91	4,63	1,79	4,96	13,37	6,54	14,88	5,35	1,96	5,69	1,06	0,49	1,17
Sábado	10,07	3,94	10,81	11,01	6,93	13,01	4,11	1,73	4,45	13,17	6,79	14,82	5,53	1,98	5,88	1,05	0,51	1,16
Domingo	10,62	4,47	11,52	10,63	6,94	12,70	4,11	1,78	4,48	13,28	7,13	15,07	5,79	1,97	6,12	1,06	0,53	1,18

DATOS DE CURVAS MENSUAL

KW PROMEDIO	TRAFO 1			TRAFO 2			TRAFO 3			TRAFO 4			TRAFO 5			PROMEDIO POR USUARIO		
	DÍA	KW	KVAR	KVA	KW	KVAR	KVA	KW	KVAR	KVA	KW	KVAR	KVA	KW	KVAR	KVA	KW	KVAR
1	10,56	3,98	11,29	11,11	6,84	13,05	4,35	1,76	4,69	13,55	6,76	15,14	5,31	1,89	5,64	1,07	0,51	1,18
2	10,29	4,05	11,06	10,83	6,79	12,79	4,42	1,76	4,76	13,20	6,78	14,84	5,43	1,96	5,78	1,05	0,51	1,17
3	10,18	4,03	10,95	10,58	6,54	12,44	4,39	1,75	4,72	12,98	6,60	14,56	5,52	2,00	5,87	1,04	0,50	1,15
4	10,41	3,84	11,09	10,74	6,61	12,61	4,52	1,80	4,86	13,22	6,53	14,74	5,18	1,87	5,50	1,05	0,49	1,16
5	10,65	3,97	11,36	10,80	6,70	12,71	4,38	1,85	4,76	13,41	6,67	14,97	5,39	1,98	5,74	1,06	0,50	1,18
6	10,61	4,04	11,35	11,00	6,79	12,93	4,36	1,74	4,70	13,51	6,77	15,11	5,91	2,06	6,26	1,08	0,51	1,19
7	10,46	3,98	11,19	10,98	6,81	12,92	4,69	1,80	5,03	13,40	6,74	15,00	5,32	1,90	5,65	1,07	0,51	1,18
8	10,33	3,88	11,04	11,06	6,71	12,93	4,05	1,64	4,37	13,37	6,62	14,92	5,30	1,93	5,64	1,05	0,49	1,16
9	10,31	4,04	11,07	11,22	6,71	13,07	4,49	1,79	4,84	13,46	6,72	15,04	5,74	1,97	6,07	1,08	0,51	1,19
10	9,85	3,85	10,58	10,66	6,47	12,47	4,47	1,68	4,78	12,82	6,45	14,35	5,51	1,93	5,84	1,03	0,49	1,14
11	9,63	3,71	10,32	10,54	6,60	12,44	4,97	1,81	5,29	12,61	6,45	14,16	5,50	1,98	5,84	1,03	0,49	1,14
12	10,18	3,88	10,89	11,18	6,76	13,06	4,86	1,85	5,20	13,35	6,65	14,91	5,32	1,91	5,65	1,07	0,50	1,18
13	10,24	3,90	10,96	11,33	6,80	13,21	4,64	1,76	4,96	13,48	6,69	15,05	6,19	2,10	6,53	1,09	0,51	1,20
14	10,12	3,80	10,81	10,46	6,50	12,31	4,90	1,84	5,23	12,86	6,44	14,38	5,85	2,08	6,21	1,05	0,49	1,16
15	9,93	3,92	10,67	10,50	6,57	12,38	4,49	1,69	4,80	12,76	6,55	14,35	5,48	2,02	5,84	1,03	0,49	1,14
16	9,66	3,82	10,39	10,15	6,41	12,01	4,70	1,77	5,02	12,38	6,40	13,94	5,58	2,06	5,95	1,01	0,49	1,12
17	10,02	4,02	10,79	10,67	6,80	12,65	4,90	1,85	5,24	12,93	6,76	14,59	5,36	1,93	5,69	1,04	0,51	1,16
18	10,13	3,88	10,85	11,12	6,95	13,12	4,70	1,81	5,04	13,29	6,77	14,91	5,40	1,89	5,72	1,06	0,51	1,18
19	10,14	3,81	10,83	10,89	6,87	12,88	4,79	1,82	5,12	13,14	6,67	14,74	5,53	1,92	5,86	1,06	0,50	1,17
20	9,91	3,81	10,61	10,72	6,90	12,75	4,65	1,87	5,02	12,89	6,70	14,53	5,42	1,95	5,76	1,04	0,51	1,15
21	10,35	3,87	11,05	10,64	6,82	12,64	5,01	1,85	5,34	13,12	6,68	14,72	5,43	2,00	5,79	1,06	0,51	1,18
22	10,56	4,08	11,32	10,78	6,85	12,77	4,75	1,86	5,11	13,34	6,83	14,99	5,30	1,87	5,62	1,07	0,51	1,18
23	10,44	4,09	11,21	10,67	6,75	12,63	4,38	1,81	4,74	13,19	6,78	14,83	5,50	1,99	5,85	1,05	0,51	1,17
24	10,55	4,13	11,32	11,02	6,89	13,00	4,96	1,95	5,33	13,48	6,88	15,14	5,64	1,95	5,97	1,09	0,52	1,20
25	10,53	4,11	11,30	10,67	6,80	12,65	5,18	2,04	5,57	13,25	6,82	14,90	5,67	1,98	6,01	1,08	0,52	1,20
26	10,81	4,26	11,62	10,47	6,56	12,35	4,69	1,83	5,04	13,30	6,77	14,92	5,62	1,99	5,97	1,07	0,51	1,18
27	10,53	4,18	11,33	10,90	6,88	12,89	4,40	1,82	4,77	13,40	6,91	15,08	5,46	1,93	5,79	1,06	0,52	1,18
28	10,46	4,03	11,21	10,92	6,80	12,87	4,47	1,79	4,82	13,37	6,77	14,98	5,13	1,82	5,44	1,06	0,51	1,17
29	10,52	4,01	11,26	10,81	6,69	12,71	4,53	1,82	4,88	13,33	6,69	14,92	5,26	1,84	5,58	1,06	0,50	1,17
30	10,57	4,00	11,30	10,82	6,69	12,72	4,45	1,70	4,76	13,37	6,68	14,95	5,48	1,91	5,80	1,06	0,50	1,18
31	11,75	4,64	12,63	11,18	6,92	13,15	3,93	1,70	4,28	14,33	7,22	16,05	6,00	2,25	6,41	1,12	0,54	1,25

DATOS DE CURVAS ANUAL

KW PROMEDIO	TRAFO 1			TRAFO 2			TRAFO 3			TRAFO 4			TRAFO 5			PROMEDIO POR USUARIO					
	MES	KW	KVAR	KVA	KW	KVAR	KVA	KW	KVAR	KVA	KW	KVAR	KVA	KW	KVAR	KVA	KW	KVAR	KVA		
Enero			0,00			0,00			0,00			0,00			0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
Febrero			0,00			0,00			0,00			0,00			0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
Marzo	13,67	4,78	14,49	11,01	7,23	13,17	5,61	1,97	5,94	15,43	7,50	17,15	7,11	2,48	7,54	1,26	0,57	1,38	1,26	0,57	1,38
Abril	12,76	4,55	13,55	11,03	7,02	13,08	4,40	1,77	4,74	14,87	7,23	16,53	7,27	2,51	7,69	1,20	0,55	1,32	1,20	0,55	1,32
Mayo	12,38	4,60	13,21	10,29	6,71	12,29	4,53	1,81	4,88	14,17	7,07	15,84	6,79	2,50	7,24	1,15	0,54	1,27	1,15	0,54	1,27
Junio	12,26	4,60	13,10	9,96	6,07	11,66	4,97	1,89	5,31	13,89	6,66	15,40	5,54	1,96	5,88	1,11	0,50	1,22	1,11	0,50	1,22
Julio	10,60	3,96	11,31	9,38	5,70	10,98	4,53	1,77	4,86	12,49	6,04	13,87	4,69	1,68	4,98	0,99	0,46	1,09	0,99	0,46	1,09
Agosto	10,29	3,76	10,96	7,67	5,15	9,24	4,00	1,63	4,32	11,22	5,57	12,53	3,94	1,46	4,20	0,88	0,42	0,98	0,88	0,42	0,98
Septiembre	7,91	3,48	8,64	9,80	6,37	11,69	4,34	1,78	4,69	11,07	6,15	12,67	4,56	1,61	4,84	0,90	0,46	1,01	0,90	0,46	1,01
Octubre	7,41	3,29	8,11	15,36	8,19	17,41	4,15	1,73	4,49	14,23	7,17	15,94	4,61	1,61	4,88	1,09	0,52	1,21	1,09	0,52	1,21
Noviembre	7,27	3,30	7,98	12,48	7,54	14,58	4,24	1,69	4,57	12,34	6,78	14,08	4,63	1,71	4,94	0,98	0,50	1,10	0,98	0,50	1,10
Diciembre	8,66	3,48	9,34	11,17	7,34	13,37	5,27	1,99	5,63	12,40	6,77	14,12	5,86	2,05	6,21	1,03	0,51	1,15	1,03	0,51	1,15

ANEXO A4. LOS CEIBOS

DATOS DE CURVAS DIARIA

KW HORA	TRAFO 1			TRAFO 2			TRAFO 3			PROMEDIO POR USUARIO		
	KW	KVAR	KVA	KW	KVAR	KVA	KW	KVAR	KVA	KW	KVAR	KVA
0:00	24,21	8,12	25,54	10,28	3,96	11,01	18,78	4,25	19,25	1,48	0,45	1,55
0:15	24,44	8,27	25,80	10,03	4,01	10,81	18,53	4,31	19,02	1,47	0,46	1,54
0:30	24,65	8,49	26,07	9,73	3,98	10,51	18,20	4,28	18,70	1,46	0,47	1,53
0:45	24,69	8,66	26,17	9,33	3,89	10,11	17,89	4,24	18,38	1,44	0,47	1,52
1:00	24,72	8,81	26,24	8,84	3,85	9,64	17,60	4,18	18,09	1,42	0,47	1,50
1:15	24,69	8,90	26,24	8,44	3,72	9,22	17,19	4,15	17,68	1,40	0,47	1,47
1:30	24,64	9,00	26,23	8,06	3,68	8,86	16,93	4,17	17,44	1,38	0,47	1,46
1:45	24,51	9,07	26,13	7,76	3,63	8,57	16,65	4,21	17,17	1,36	0,47	1,44
2:00	24,39	9,10	26,03	7,53	3,54	8,32	16,37	4,19	16,90	1,34	0,47	1,42
2:15	24,24	9,15	25,91	7,21	3,46	7,99	16,18	4,24	16,73	1,32	0,47	1,40
2:30	24,15	9,20	25,85	7,02	3,40	7,79	15,82	4,20	16,37	1,31	0,47	1,39
2:45	23,88	9,09	25,55	6,74	3,32	7,51	15,55	4,17	16,10	1,28	0,46	1,36
3:00	23,39	9,01	25,07	6,60	3,29	7,38	15,23	4,14	15,78	1,26	0,46	1,34
3:15	23,17	9,06	24,88	6,45	3,21	7,20	15,08	4,06	15,62	1,24	0,45	1,32
3:30	22,85	9,01	24,57	6,38	3,19	7,13	14,89	3,98	15,41	1,23	0,45	1,31
3:45	22,60	9,02	24,33	6,31	3,07	7,01	14,63	4,04	15,17	1,21	0,45	1,29
4:00	22,26	8,92	23,98	6,17	3,03	6,88	14,48	4,09	15,04	1,19	0,45	1,27
4:15	21,87	8,86	23,59	6,16	2,93	6,82	14,24	4,02	14,79	1,17	0,44	1,25
4:30	21,66	8,80	23,38	6,02	3,00	6,72	14,22	4,02	14,78	1,16	0,44	1,24
4:45	21,37	8,75	23,10	5,98	3,16	6,76	14,07	3,93	14,61	1,15	0,44	1,23
5:00	21,02	8,60	22,71	5,95	3,17	6,74	13,84	3,86	14,37	1,13	0,43	1,21
5:15	20,69	8,49	22,37	5,79	3,06	6,55	13,64	3,94	14,20	1,11	0,43	1,19
5:30	20,38	8,37	22,03	5,67	3,01	6,43	13,43	3,91	13,99	1,10	0,42	1,18
5:45	20,17	8,34	21,82	5,68	2,98	6,41	13,41	3,84	13,95	1,09	0,42	1,17
6:00	19,88	8,23	21,52	5,55	2,91	6,27	13,35	3,79	13,88	1,08	0,41	1,15
6:15	20,15	8,02	21,69	6,78	2,78	7,33	13,35	3,82	13,88	1,12	0,41	1,19
6:30	19,69	7,76	21,16	6,78	2,67	7,28	13,49	3,69	13,99	1,11	0,39	1,18
6:45	18,92	7,45	20,34	6,09	2,62	6,63	12,94	3,50	13,41	1,05	0,38	1,12
7:00	18,47	7,40	19,90	6,14	2,54	6,64	12,17	3,31	12,61	1,02	0,37	1,09
7:15	18,53	7,32	19,92	6,19	2,47	6,66	11,89	3,28	12,33	1,02	0,36	1,08
7:30	19,12	7,16	20,42	6,25	2,48	6,72	11,52	3,31	11,99	1,02	0,36	1,09
7:45	19,51	6,94	20,71	6,32	2,40	6,76	11,30	3,28	11,76	1,03	0,35	1,09
8:00	18,66	6,77	19,85	6,34	2,38	6,77	11,15	3,28	11,62	1,00	0,35	1,06
8:15	18,08	6,57	19,24	6,57	2,51	7,04	10,91	3,23	11,38	0,99	0,34	1,05
8:30	17,77	6,53	18,93	7,06	2,66	7,54	10,68	3,14	11,14	0,99	0,34	1,04
8:45	17,44	6,45	18,59	7,99	2,95	8,52	10,54	3,09	10,99	1,00	0,35	1,06
9:00	17,06	6,48	18,26	8,71	3,24	9,29	10,24	3,11	10,70	1,00	0,36	1,06
9:15	16,98	6,57	18,21	9,03	3,29	9,61	10,15	3,12	10,62	1,00	0,36	1,07
9:30	16,97	6,79	18,28	9,41	3,48	10,04	10,20	3,11	10,67	1,02	0,37	1,08
9:45	16,79	7,00	18,19	9,79	3,54	10,41	10,09	3,21	10,59	1,02	0,38	1,09
10:00	16,85	7,08	18,28	10,22	3,58	10,83	10,20	3,35	10,73	1,04	0,39	1,11
10:15	16,90	7,19	18,36	10,72	3,59	11,31	10,23	3,38	10,77	1,05	0,39	1,12
10:30	16,98	7,23	18,46	11,19	3,79	11,81	10,45	3,51	11,02	1,07	0,40	1,15
10:45	17,10	7,24	18,57	11,63	4,02	12,30	10,75	3,56	11,33	1,10	0,41	1,17
11:00	17,32	7,28	18,79	11,96	4,11	12,64	10,80	3,60	11,39	1,11	0,42	1,19
11:15	17,53	7,33	19,00	12,16	4,12	12,84	11,03	3,79	11,67	1,13	0,42	1,21
11:30	17,83	7,37	19,29	12,41	4,15	13,09	11,18	3,81	11,81	1,15	0,43	1,23
11:45	17,98	7,36	19,42	12,69	4,22	13,37	11,61	3,89	12,24	1,17	0,43	1,25
12:00	18,40	7,43	19,84	12,83	4,23	13,51	11,72	4,00	12,38	1,19	0,43	1,27
12:15	18,63	7,32	20,02	13,07	4,28	13,76	11,99	4,16	12,69	1,21	0,44	1,29
12:30	18,64	7,18	19,98	13,19	4,30	13,87	12,29	4,28	13,01	1,23	0,44	1,30

12:45	18,85	7,08	20,13	13,17	4,29	13,85	12,47	4,37	13,21	1,24	0,44	1,31
13:00	19,06	7,01	20,31	13,11	4,32	13,81	12,78	4,32	13,49	1,25	0,43	1,32
13:15	19,46	7,03	20,69	13,17	4,27	13,84	12,84	4,28	13,54	1,26	0,43	1,34
13:30	20,10	7,00	21,28	13,34	4,33	14,02	13,03	4,31	13,72	1,29	0,43	1,36
13:45	20,79	7,18	22,00	13,64	4,39	14,33	13,18	4,32	13,87	1,32	0,44	1,39
14:00	21,34	7,29	22,55	13,95	4,44	14,64	13,50	4,38	14,19	1,36	0,45	1,43
14:15	21,65	7,30	22,85	14,42	4,59	15,13	14,06	4,52	14,77	1,39	0,46	1,47
14:30	21,80	7,16	22,94	14,80	4,72	15,53	14,26	4,51	14,96	1,41	0,45	1,48
14:45	21,89	7,11	23,02	14,97	4,81	15,73	14,29	4,50	14,98	1,42	0,46	1,49
15:00	22,11	7,27	23,28	15,23	4,86	15,99	14,40	4,57	15,11	1,44	0,46	1,51
15:15	22,33	7,41	23,53	15,37	4,82	16,11	14,56	4,59	15,27	1,45	0,47	1,53
15:30	22,26	7,33	23,44	15,26	4,79	15,99	14,78	4,57	15,47	1,45	0,46	1,52
15:45	22,19	7,34	23,37	15,14	4,64	15,84	14,94	4,60	15,63	1,45	0,46	1,52
16:00	21,83	7,42	23,06	14,84	4,54	15,52	15,12	4,71	15,84	1,44	0,46	1,51
16:15	21,66	7,49	22,91	14,72	4,46	15,39	15,22	4,69	15,93	1,43	0,46	1,51
16:30	21,36	7,54	22,65	14,46	4,47	15,13	15,22	4,68	15,92	1,42	0,46	1,49
16:45	20,67	7,33	21,93	14,18	4,50	14,88	14,97	4,57	15,65	1,38	0,46	1,46
17:00	20,12	7,20	21,37	13,71	4,43	14,41	14,73	4,45	15,38	1,35	0,45	1,42
17:15	19,57	7,14	20,83	13,26	4,33	13,95	14,39	4,49	15,07	1,31	0,44	1,38
17:30	19,26	7,13	20,54	12,61	4,18	13,29	14,25	4,49	14,94	1,28	0,44	1,35
17:45	18,95	7,07	20,23	12,04	4,05	12,70	14,11	4,38	14,77	1,25	0,43	1,32
18:00	17,96	6,97	19,27	10,22	3,91	10,94	14,08	4,37	14,74	1,17	0,42	1,25
18:15	17,58	6,75	18,83	9,94	3,79	10,64	14,25	4,50	14,94	1,16	0,42	1,23
18:30	18,06	6,87	19,32	10,02	3,79	10,71	14,94	4,75	15,68	1,20	0,43	1,27
18:45	18,88	6,96	20,12	10,42	3,78	11,09	15,78	4,78	16,48	1,25	0,43	1,32
19:00	19,25	6,90	20,45	10,66	3,70	11,28	16,43	4,54	17,04	1,29	0,42	1,35
19:15	19,45	6,75	20,59	10,79	3,63	11,38	16,74	4,41	17,31	1,30	0,41	1,37
19:30	20,42	6,63	21,47	10,83	3,59	11,41	16,98	4,41	17,54	1,34	0,41	1,40
19:45	21,18	6,53	22,17	10,89	3,59	11,46	17,27	4,36	17,81	1,37	0,40	1,43
20:00	21,17	6,44	22,13	11,00	3,57	11,57	17,40	4,35	17,94	1,38	0,40	1,43
20:15	21,18	6,38	22,12	11,06	3,58	11,63	17,60	4,39	18,14	1,38	0,40	1,44
20:30	21,18	6,28	22,09	11,22	3,59	11,78	17,99	4,36	18,51	1,40	0,40	1,45
20:45	21,41	6,17	22,28	11,18	3,61	11,74	18,15	4,26	18,64	1,41	0,39	1,46
21:00	21,40	6,13	22,26	11,29	3,67	11,87	18,34	4,23	18,83	1,42	0,39	1,47
21:15	21,14	6,22	22,04	11,24	3,68	11,83	18,61	4,17	19,07	1,42	0,39	1,47
21:30	21,24	6,29	22,16	11,24	3,67	11,82	18,84	4,08	19,28	1,43	0,39	1,48
21:45	21,47	6,43	22,41	11,33	3,65	11,91	19,07	4,12	19,51	1,44	0,39	1,49
22:00	21,92	6,62	22,90	11,26	3,61	11,83	19,31	4,23	19,77	1,46	0,40	1,51
22:15	22,35	6,77	23,35	11,24	3,59	11,80	19,30	4,15	19,74	1,47	0,40	1,52
22:30	22,76	6,82	23,75	11,06	3,74	11,67	19,76	4,26	20,22	1,49	0,41	1,54
22:45	23,05	6,96	24,08	11,05	4,01	11,75	19,72	4,22	20,17	1,50	0,42	1,55
23:00	23,38	7,28	24,49	10,96	4,04	11,68	19,77	4,29	20,23	1,50	0,43	1,56
23:15	23,35	7,59	24,55	10,84	4,02	11,56	19,51	4,36	19,99	1,49	0,44	1,56
23:30	23,58	7,71	24,81	10,74	4,00	11,46	19,23	4,36	19,72	1,49	0,45	1,55
23:45	24,02	7,90	25,28	10,52	3,94	11,23	19,08	4,28	19,56	1,49	0,45	1,56

DATOS DE CURVAS SEMANAL

KW PROMEDIO	TRAFO 1			TRAFO 2			TRAFO 3			PROMEDIO POR USUARIO		
	DÍA	KW	KVAR	KVA	KW	KVAR	KVA	KW	KVAR	KVA	KW	KVAR
Lunes	19,70	7,22	20,98	8,31	3,37	8,97	14,34	3,97	14,88	1,18	0,40	1,24
Martes	20,32	7,42	21,63	10,74	3,79	11,39	15,43	4,31	16,02	1,29	0,43	1,36
Miércoles	20,82	7,46	22,11	10,73	3,75	11,37	14,83	4,03	15,37	1,29	0,42	1,36
Jueves	20,65	7,38	21,93	10,66	3,72	11,29	14,77	4,06	15,31	1,28	0,42	1,35
Viernes	20,55	7,41	21,85	11,06	3,81	11,70	15,02	4,34	15,64	1,30	0,43	1,37
Sábado	20,71	7,46	22,01	10,33	3,74	10,98	13,84	3,79	14,35	1,25	0,42	1,31
Domingo	20,99	7,63	22,34	8,79	3,45	9,44	13,56	3,79	14,08	1,20	0,41	1,27

DATOS DE CURVAS MENSUAL

KW PROMEDIO	TRAFO 1			TRAFO 2			TRAFO 3			PROMEDIO POR USUARIO		
	DÍA	KW	KVAR	KVA	KW	KVAR	KVA	KW	KVAR	KVA	KW	KVAR
1	20,59	7,39	21,88	9,68	3,67	10,35	13,73	3,86	14,26	1,22	0,41	1,29
2	19,54	7,06	20,78	10,01	3,66	10,66	13,57	3,79	14,09	1,20	0,40	1,26
3	20,15	7,33	21,44	9,87	3,67	10,53	13,71	3,83	14,24	1,21	0,41	1,28
4	20,82	7,36	22,08	9,71	3,58	10,34	14,01	3,99	14,57	1,24	0,41	1,30
5	21,32	7,54	22,62	9,68	3,58	10,32	14,13	3,97	14,68	1,25	0,42	1,32
6	20,91	7,58	22,24	9,82	3,66	10,48	14,89	4,13	15,46	1,27	0,43	1,34
7	20,99	7,65	22,34	10,40	3,70	11,04	14,80	4,06	15,34	1,28	0,43	1,35
8	20,40	7,49	21,73	9,64	3,67	10,32	14,45	4,15	15,04	1,24	0,43	1,31
9	20,35	7,14	21,56	9,67	3,40	10,25	14,54	4,01	15,09	1,24	0,40	1,30
10	20,78	7,44	22,08	10,69	3,73	11,33	14,72	4,05	15,27	1,28	0,42	1,35
11	20,14	7,29	21,42	10,01	3,61	10,64	14,35	4,08	14,92	1,24	0,42	1,30
12	19,42	7,08	20,67	10,32	3,81	11,01	14,16	4,01	14,72	1,22	0,41	1,29
13	19,44	7,03	20,68	10,30	3,71	10,95	13,91	3,85	14,44	1,21	0,41	1,28
14	20,64	7,32	21,90	10,56	3,90	11,26	14,78	4,09	15,34	1,28	0,43	1,35
15	20,51	7,49	21,83	9,91	3,63	10,55	14,77	4,15	15,34	1,26	0,42	1,32
16	20,12	7,34	21,42	10,28	3,69	10,92	14,36	4,13	14,94	1,24	0,42	1,31
17	19,30	6,84	20,48	9,91	3,55	10,53	13,77	3,74	14,26	1,19	0,39	1,26
18	20,98	7,57	22,31	10,07	3,59	10,69	14,89	4,07	15,44	1,28	0,42	1,34
19	20,74	7,45	22,04	10,35	3,76	11,01	15,47	4,14	16,01	1,29	0,43	1,36
20	20,70	7,36	21,97	10,48	3,65	11,10	15,07	4,18	15,63	1,28	0,42	1,35
21	20,70	7,62	22,05	10,23	3,65	10,86	15,11	4,11	15,66	1,28	0,43	1,35
22	21,09	7,67	22,45	10,21	3,71	10,86	15,23	4,16	15,79	1,29	0,43	1,36
23	20,32	7,45	21,64	10,32	3,75	10,98	15,34	4,13	15,89	1,28	0,43	1,35
24	21,35	7,78	22,72	10,63	3,80	11,29	15,78	4,30	16,36	1,33	0,44	1,40
25	21,21	7,66	22,56	9,98	3,62	10,62	15,78	4,31	16,36	1,30	0,43	1,37
26	20,94	7,57	22,26	9,72	3,60	10,37	14,02	3,91	14,56	1,24	0,42	1,31
27	21,72	7,71	23,05	10,60	3,75	11,25	14,57	4,07	15,13	1,30	0,43	1,37
28	19,41	7,20	20,70	9,84	3,54	10,46	13,97	3,81	14,48	1,20	0,40	1,27
29	20,70	7,78	22,11	9,60	3,57	10,24	14,35	4,05	14,91	1,24	0,43	1,31
30	20,95	7,63	22,30	10,45	3,67	11,07	14,26	4,10	14,84	1,27	0,43	1,34
31	20,25	7,37	21,55	9,92	3,66	10,57	14,20	4,21	14,81	1,23	0,42	1,30

DATOS DE CURVAS ANUAL

KW PROMEDIO	TRAFO 1			TRAFO 2			TRAFO 3			PROMEDIO POR USUARIO		
	MES	KW	KVAR	KVA	KW	KVAR	KVA	KW	KVAR	KVA	KW	KVAR
Enero	21,36	6,71	22,38	10,54	4,08	11,31	15,72	4,68	16,40	1,32	0,43	1,39
Febrero	22,96	6,87	23,96	11,17	3,69	11,76	15,68	3,79	16,13	1,38	0,40	1,44
Marzo	26,34	8,65	27,73	12,04	4,35	12,80	14,99	3,91	15,49	1,48	0,47	1,56
Abril	23,32	7,74	24,57	13,28	3,92	13,85	15,68	3,92	16,16	1,45	0,43	1,52
Mayo	22,53	7,90	23,87	11,89	4,12	12,59	16,45	3,94	16,91	1,41	0,44	1,48
Junio	23,25	8,13	24,63	11,16	4,00	11,85	16,86	4,16	17,36	1,42	0,45	1,49
Julio	20,28	7,60	21,66	9,49	3,61	10,15	14,00	3,85	14,53	1,22	0,42	1,29
Agosto	16,34	6,77	17,69	8,09	3,10	8,66	12,24	3,74	12,79	1,02	0,38	1,09
Septiembre	18,65	7,58	20,13	8,92	3,34	9,53	13,19	3,92	13,76	1,13	0,41	1,20
Octubre	18,06	7,31	19,48	8,33	3,35	8,98	12,89	4,07	13,52	1,09	0,41	1,17
Noviembre	16,64	6,80	17,98	9,35	3,68	10,04	13,70	4,24	14,34	1,10	0,41	1,18
Diciembre	22,62	8,41	24,13	10,85	4,22	11,64	16,32	4,85	17,02	1,38	0,49	1,47

ANEXO A5. PUERTO AZUL

DATOS DE CURVAS DIARIA

KW	TRAFO 1			TRAFO 2			PROMEDIO POR USUARIO		
	HORA	KW	KVAR	KVA	KW	KVAR	KVA	KW	KVAR
0:00	14,35	2,08	14,51	16,23	3,77	16,66	1,46	0,28	1,48
0:15	14,22	2,01	14,36	15,79	3,80	16,24	1,43	0,28	1,46
0:30	13,96	2,02	14,10	15,42	3,85	15,89	1,40	0,28	1,43
0:45	13,62	2,02	13,77	14,98	3,85	15,47	1,36	0,28	1,39
1:00	13,42	1,95	13,57	14,75	3,90	15,26	1,34	0,28	1,37
1:15	12,96	1,90	13,10	14,28	3,89	14,80	1,30	0,28	1,33
1:30	12,57	1,89	12,71	13,99	3,97	14,54	1,26	0,28	1,30
1:45	12,13	1,85	12,27	13,67	3,96	14,23	1,23	0,28	1,26
2:00	11,92	1,86	12,06	13,34	3,93	13,91	1,20	0,28	1,23
2:15	11,67	1,82	11,81	13,04	3,91	13,61	1,18	0,27	1,21
2:30	11,41	1,74	11,54	12,78	3,88	13,36	1,15	0,27	1,18
2:45	11,34	1,75	11,48	12,45	3,80	13,01	1,13	0,26	1,16
3:00	11,12	1,72	11,25	12,22	3,78	12,79	1,11	0,26	1,14
3:15	10,88	1,70	11,01	11,91	3,76	12,49	1,09	0,26	1,12
3:30	10,80	1,68	10,93	11,73	3,74	12,31	1,07	0,26	1,10
3:45	10,53	1,61	10,66	11,58	3,72	12,17	1,05	0,25	1,08
4:00	10,44	1,62	10,56	11,30	3,63	11,87	1,04	0,25	1,06
4:15	10,30	1,59	10,42	10,91	3,57	11,48	1,01	0,25	1,04
4:30	10,05	1,52	10,16	10,88	3,55	11,45	1,00	0,24	1,03
4:45	9,97	1,52	10,09	10,69	3,44	11,23	0,98	0,24	1,01
5:00	9,88	1,48	9,99	10,50	3,36	11,02	0,97	0,23	1,00
5:15	9,64	1,38	9,74	10,29	3,27	10,80	0,95	0,22	0,97
5:30	9,42	1,46	9,53	10,14	3,23	10,65	0,93	0,22	0,96
5:45	9,56	1,71	9,71	10,00	3,12	10,47	0,93	0,23	0,96
6:00	9,20	1,53	9,32	10,00	3,02	10,44	0,91	0,22	0,94
6:15	8,88	1,33	8,98	10,83	2,85	11,20	0,94	0,20	0,96
6:30	9,33	1,55	9,45	12,08	2,62	12,36	1,02	0,20	1,04
6:45	10,49	2,07	10,69	12,09	2,55	12,36	1,08	0,22	1,10
7:00	10,51	2,20	10,73	11,46	2,43	11,72	1,05	0,22	1,07
7:15	10,17	2,32	10,43	10,83	2,40	11,09	1,00	0,22	1,02
7:30	9,43	2,26	9,70	10,49	2,34	10,75	0,95	0,22	0,97
7:45	9,23	2,50	9,56	9,90	2,38	10,18	0,91	0,23	0,94
8:00	8,83	2,54	9,19	9,38	2,26	9,65	0,87	0,23	0,90
8:15	8,44	2,49	8,80	9,02	2,19	9,28	0,83	0,22	0,86
8:30	8,49	2,62	8,89	8,78	2,19	9,05	0,82	0,23	0,85
8:45	8,81	2,64	9,19	8,93	2,25	9,21	0,84	0,23	0,88
9:00	9,13	2,77	9,54	9,47	2,41	9,77	0,89	0,25	0,92
9:15	9,39	2,92	9,84	9,41	2,54	9,75	0,90	0,26	0,93
9:30	9,45	2,98	9,91	9,80	2,78	10,19	0,92	0,27	0,96
9:45	9,32	2,80	9,73	10,21	3,09	10,66	0,93	0,28	0,97
10:00	9,32	2,57	9,67	10,49	3,34	11,01	0,94	0,28	0,98
10:15	9,50	2,51	9,83	10,71	3,44	11,25	0,96	0,28	1,00
10:30	9,52	2,46	9,84	10,68	3,51	11,24	0,96	0,28	1,00
10:45	9,73	2,52	10,05	10,72	3,52	11,28	0,97	0,29	1,02
11:00	10,02	2,46	10,31	10,72	3,51	11,28	0,99	0,28	1,03
11:15	10,39	2,43	10,67	10,85	3,47	11,39	1,01	0,28	1,05
11:30	10,49	2,43	10,77	11,24	3,57	11,79	1,03	0,29	1,07
11:45	10,58	2,39	10,84	11,63	3,70	12,20	1,06	0,29	1,10
12:00	10,60	2,35	10,85	12,11	3,87	12,71	1,08	0,30	1,12
12:15	10,92	2,33	11,17	12,33	3,96	12,95	1,11	0,30	1,15
12:30	11,13	2,35	11,38	12,56	4,02	13,19	1,13	0,30	1,17

12:45	10,88	2,48	11,16	13,09	4,09	13,72	1,14	0,31	1,18
13:00	11,34	2,47	11,61	13,65	4,34	14,32	1,19	0,32	1,23
13:15	11,32	2,51	11,60	13,94	4,42	14,62	1,20	0,33	1,25
13:30	11,33	2,49	11,60	14,06	4,54	14,78	1,21	0,33	1,25
13:45	11,49	2,49	11,75	14,09	4,51	14,79	1,22	0,33	1,26
14:00	11,44	2,47	11,71	14,24	4,51	14,94	1,22	0,33	1,27
14:15	11,48	2,41	11,73	14,48	4,41	15,13	1,24	0,32	1,28
14:30	11,62	2,40	11,86	15,18	4,49	15,83	1,28	0,33	1,32
14:45	11,80	2,28	12,02	16,08	4,48	16,69	1,33	0,32	1,37
15:00	11,80	2,16	12,00	16,86	4,53	17,45	1,36	0,32	1,40
15:15	11,51	2,00	11,68	17,01	4,52	17,60	1,36	0,31	1,39
15:30	11,63	1,99	11,80	17,13	4,44	17,69	1,37	0,31	1,40
15:45	11,45	1,82	11,59	17,32	4,36	17,86	1,37	0,29	1,40
16:00	11,21	1,75	11,34	17,72	4,36	18,25	1,38	0,29	1,41
16:15	11,08	1,72	11,21	17,84	4,32	18,36	1,38	0,29	1,41
16:30	10,89	1,74	11,03	17,69	4,21	18,18	1,36	0,28	1,39
16:45	10,47	1,67	10,60	17,31	3,96	17,76	1,32	0,27	1,35
17:00	10,24	1,61	10,37	16,71	3,73	17,12	1,28	0,25	1,31
17:15	10,31	1,56	10,43	16,26	3,59	16,65	1,27	0,25	1,29
17:30	10,52	1,63	10,64	15,94	3,47	16,31	1,26	0,24	1,28
17:45	10,35	1,64	10,48	15,83	3,46	16,20	1,25	0,24	1,27
18:00	10,30	1,60	10,43	15,59	3,27	15,93	1,23	0,23	1,25
18:15	10,68	1,69	10,81	15,40	3,01	15,69	1,24	0,22	1,26
18:30	11,35	1,77	11,49	15,85	2,98	16,13	1,30	0,23	1,32
18:45	11,93	1,88	12,08	16,05	2,77	16,29	1,33	0,22	1,35
19:00	12,30	1,98	12,46	16,12	2,71	16,35	1,35	0,22	1,37
19:15	12,81	1,97	12,96	16,43	2,68	16,65	1,39	0,22	1,41
19:30	12,92	2,05	13,08	16,31	2,64	16,52	1,39	0,22	1,41
19:45	12,95	2,14	13,12	15,98	2,58	16,19	1,38	0,22	1,40
20:00	13,24	2,22	13,43	15,82	2,56	16,03	1,38	0,23	1,40
20:15	13,31	2,26	13,50	15,76	2,56	15,96	1,38	0,23	1,40
20:30	13,75	2,36	13,95	15,85	2,59	16,06	1,41	0,24	1,43
20:45	14,14	2,39	14,34	15,95	2,62	16,16	1,43	0,24	1,45
21:00	14,41	2,47	14,62	16,38	2,72	16,61	1,47	0,25	1,49
21:15	14,69	2,57	14,92	16,58	2,78	16,82	1,49	0,25	1,51
21:30	14,81	2,51	15,02	16,59	2,84	16,83	1,50	0,25	1,52
21:45	14,77	2,49	14,98	16,70	2,88	16,95	1,50	0,26	1,52
22:00	15,12	2,43	15,31	16,97	2,97	17,23	1,53	0,26	1,55
22:15	15,43	2,37	15,61	16,96	3,05	17,24	1,54	0,26	1,56
22:30	15,55	2,33	15,73	17,24	3,16	17,52	1,56	0,26	1,58
22:45	15,58	2,31	15,75	17,28	3,23	17,58	1,56	0,26	1,59
23:00	15,36	2,19	15,51	17,34	3,33	17,65	1,56	0,26	1,58
23:15	15,17	2,14	15,32	17,07	3,45	17,42	1,54	0,27	1,56
23:30	14,98	2,22	15,15	16,75	3,58	17,13	1,51	0,28	1,54
23:45	14,70	2,16	14,86	16,43	3,68	16,83	1,48	0,28	1,51

DATOS DE CURVAS SEMANAL

KW PROMEDIO	TRAFO 1			TRAFO 2			PROMEDIO POR USUARIO		
	DÍA	KW	KVAR	KVA	KW	KVAR	KVA	KW	KVAR
Lunes	11,63	2,28	11,85	13,58	3,56	14,04	1,20	0,28	1,23
Martes	11,33	2,11	11,53	13,29	3,28	13,69	1,17	0,26	1,20
Miércoles	11,47	2,17	11,68	13,63	3,40	14,05	1,20	0,27	1,22
Jueves	11,32	2,03	11,50	13,55	3,34	13,95	1,18	0,26	1,21
Viernes	11,22	2,19	11,43	12,87	3,21	13,26	1,15	0,26	1,18
Sábado	11,19	1,90	11,35	13,23	3,31	13,64	1,16	0,25	1,19
Domingo	11,07	1,82	11,22	14,51	3,53	14,94	1,22	0,25	1,24

DATOS DE CURVAS MENSUAL

KW PROMEDIO	TRAFO 1			TRAFO 2			PROMEDIO POR USUARIO		
	DÍA	KW	KVAR	KVA	KW	KVAR	KVA	KW	KVAR
1	10,38	1,91	10,56	13,49	3,44	13,93	1,14	0,26	1,17
2	10,84	2,09	11,04	13,52	3,49	13,97	1,16	0,27	1,19
3	11,28	2,16	11,49	13,77	3,55	14,21	1,19	0,27	1,22
4	11,34	1,96	11,51	13,73	3,52	14,17	1,19	0,26	1,22
5	11,84	2,15	12,03	13,03	3,36	13,46	1,18	0,26	1,21
6	12,39	2,19	12,58	13,15	3,40	13,58	1,22	0,27	1,24
7	11,96	2,25	12,17	13,10	3,20	13,48	1,19	0,26	1,22
8	11,19	2,08	11,38	12,99	3,17	13,37	1,15	0,25	1,18
9	11,53	2,04	11,71	13,77	3,35	14,17	1,20	0,26	1,23
10	11,50	2,06	11,69	14,42	3,54	14,85	1,23	0,27	1,26
11	10,92	2,02	11,11	13,67	3,32	14,07	1,17	0,25	1,20
12	12,10	2,23	12,30	13,95	3,45	14,37	1,24	0,27	1,27
13	11,19	1,99	11,36	13,55	3,28	13,94	1,18	0,25	1,20
14	11,71	2,12	11,90	13,69	3,43	14,11	1,21	0,26	1,24
15	11,16	2,11	11,35	14,06	3,51	14,49	1,20	0,27	1,23
16	10,73	2,00	10,91	13,21	3,36	13,63	1,14	0,26	1,17
17	10,78	1,97	10,96	12,45	3,00	12,80	1,11	0,24	1,13
18	11,34	2,11	11,54	14,16	3,43	14,57	1,21	0,26	1,24
19	11,17	2,09	11,37	13,99	3,35	14,39	1,20	0,26	1,23
20	11,72	2,14	11,92	14,00	3,42	14,41	1,22	0,26	1,25
21	11,57	2,09	11,76	13,18	3,41	13,61	1,18	0,26	1,21
22	11,84	2,23	12,05	12,52	3,17	12,91	1,16	0,26	1,19
23	11,45	2,00	11,62	13,71	3,41	14,13	1,20	0,26	1,23
24	11,41	2,04	11,59	13,64	3,30	14,03	1,19	0,25	1,22
25	11,09	1,96	11,26	14,02	3,46	14,44	1,20	0,26	1,22
26	11,03	2,03	11,21	13,19	3,34	13,61	1,15	0,26	1,18
27	11,64	2,12	11,83	13,54	3,43	13,97	1,20	0,26	1,23
28	10,94	2,10	11,14	12,76	3,31	13,18	1,13	0,26	1,16
29	11,30	2,05	11,48	13,95	3,51	14,38	1,20	0,26	1,23
30	10,78	1,90	10,95	13,37	3,30	13,77	1,15	0,25	1,18
31	10,27	2,01	10,47	13,65	3,42	14,07	1,14	0,26	1,17

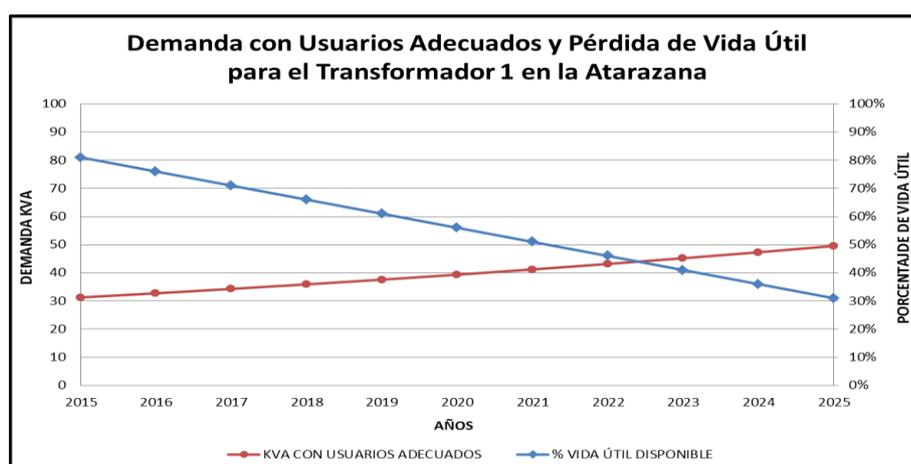
DATOS DE CURVAS ANUAL

KW PROMEDIO	TRAFO 1			TRAFO 4			PROMEDIO POR USUARIO		
	MES	KW	KVAR	KVA	KW	KVAR	KVA	KW	KVAR
Enero	11,72	2,20	11,93	12,24	2,95	12,60	1,14	0,25	1,17
Febrero	12,99	2,35	13,20	12,85	3,23	13,25	1,23	0,27	1,26
Marzo	13,91	2,50	14,13	13,71	3,50	14,15	1,32	0,29	1,35
Abril	13,87	2,41	14,08	13,35	3,44	13,79	1,30	0,28	1,33
Mayo	11,72	1,88	11,87	15,03	3,77	15,50	1,27	0,27	1,30
Junio	10,63	1,90	10,80	16,18	4,03	16,68	1,28	0,28	1,31
Julio	10,15	1,89	10,33	13,56	3,32	13,96	1,13	0,25	1,16
Agosto	7,98	1,58	8,13	11,40	2,82	11,75	0,92	0,21	0,95
Septiembre	8,68	1,72	8,84	12,18	3,00	12,54	0,99	0,22	1,02
Octubre	8,97	1,65	9,12	11,77	2,85	12,10	0,99	0,21	1,01
Noviembre	11,09	2,17	11,30	13,52	3,42	13,94	1,17	0,27	1,20
Diciembre	13,55	2,51	13,78	14,67	3,72	15,13	1,34	0,30	1,38

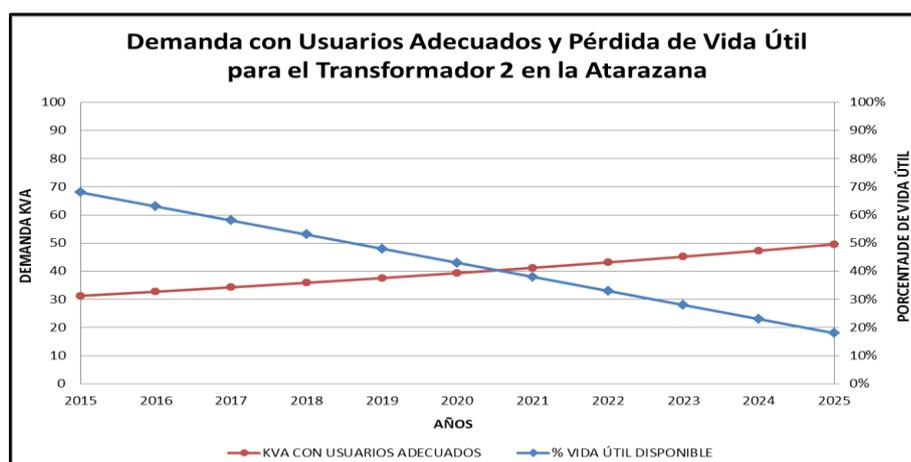
ANEXO B. Crecimiento de la demanda en los transformadores de la muestra con usuarios adecuados y porcentaje de pérdida de vida útil en condiciones nominales

ANEXO B1. ATARAZANA

TRANSFORMADOR 1

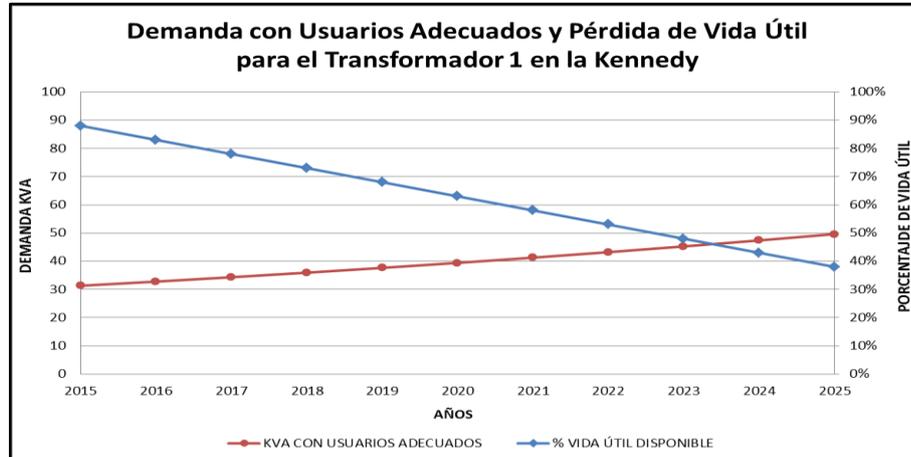


TRANSFORMADOR 2

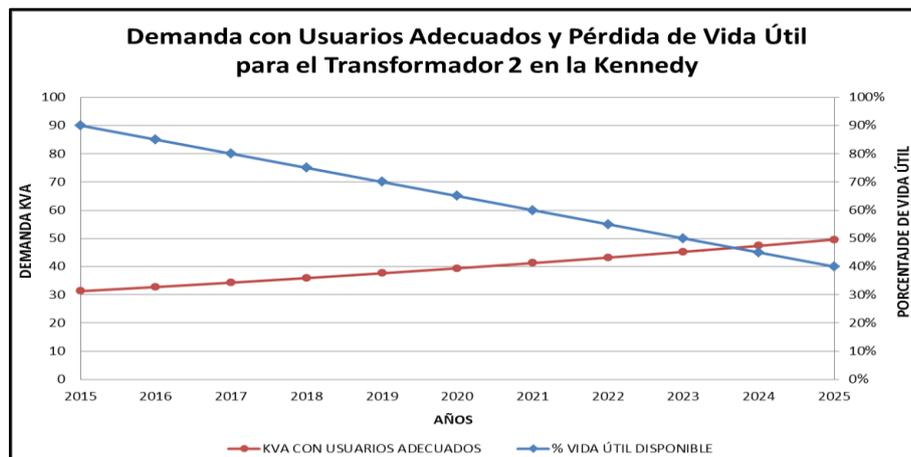


ANEXO B2. KENNEDY

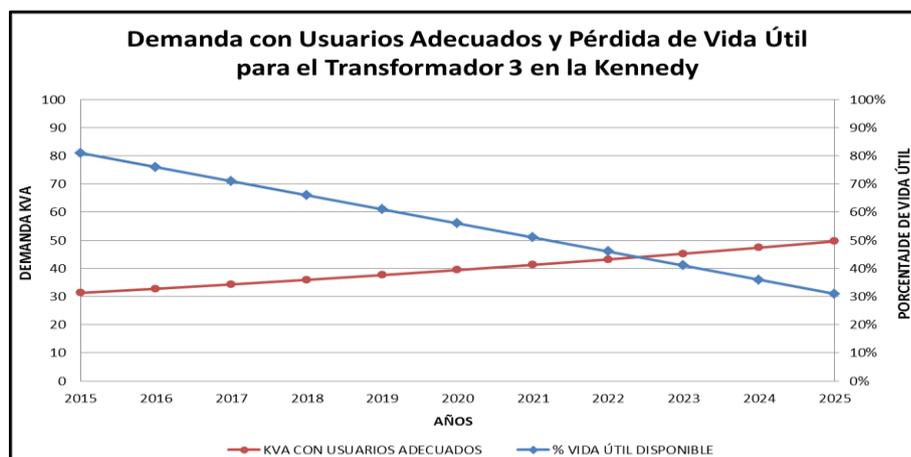
TRANSFORMADOR 1



TRANSFORMADOR 2

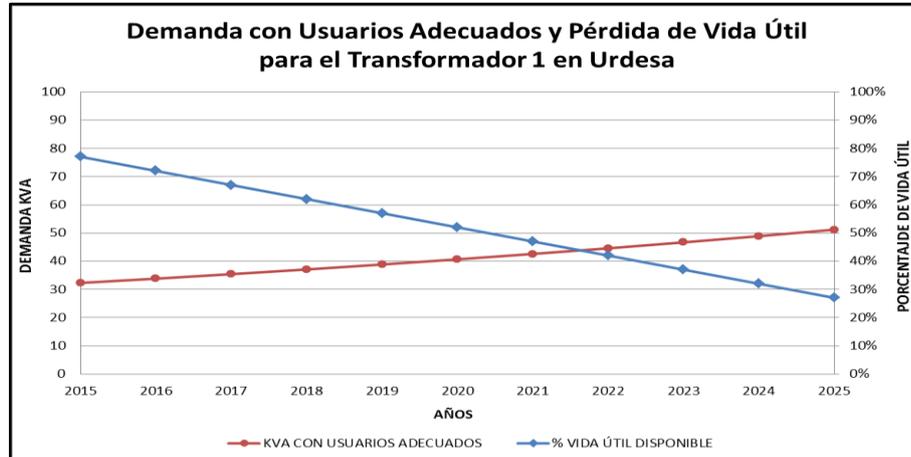


TRANSFORMADOR 3

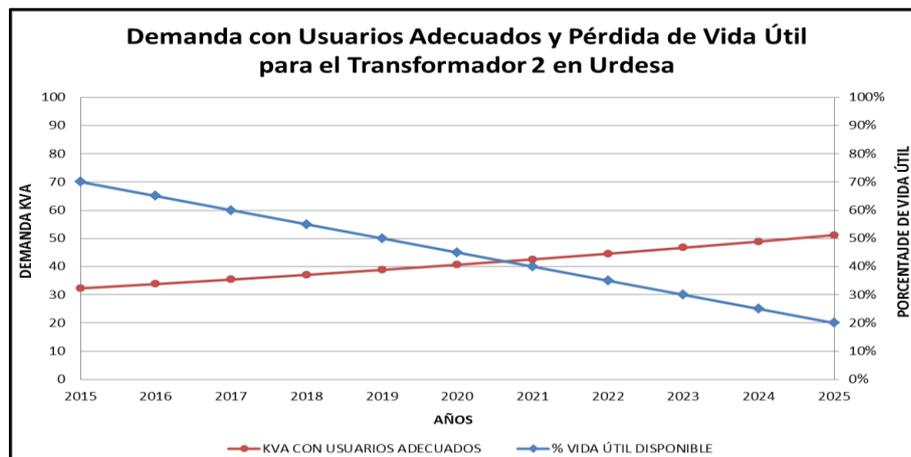


ANEXO B3. URDESA

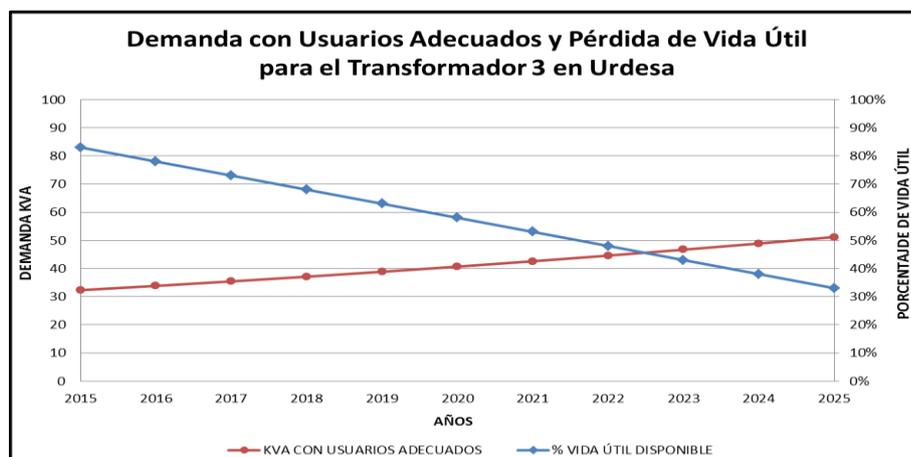
TRANSFORMADOR 1



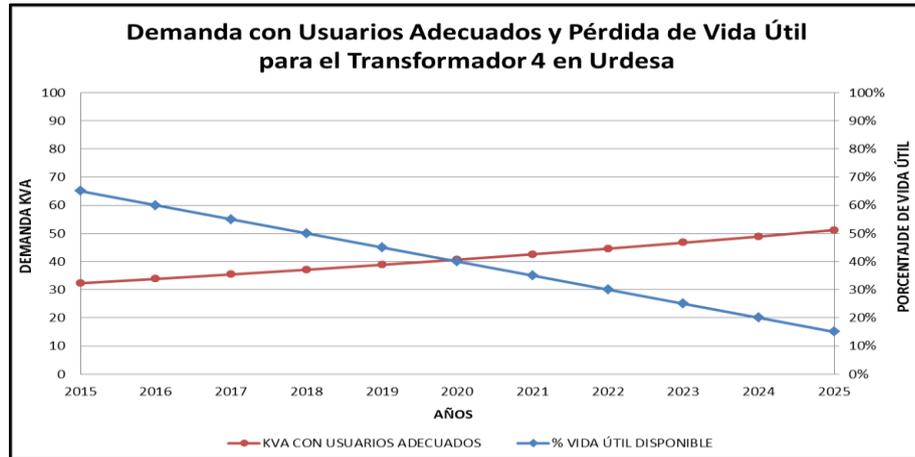
TRANSFORMADOR 2



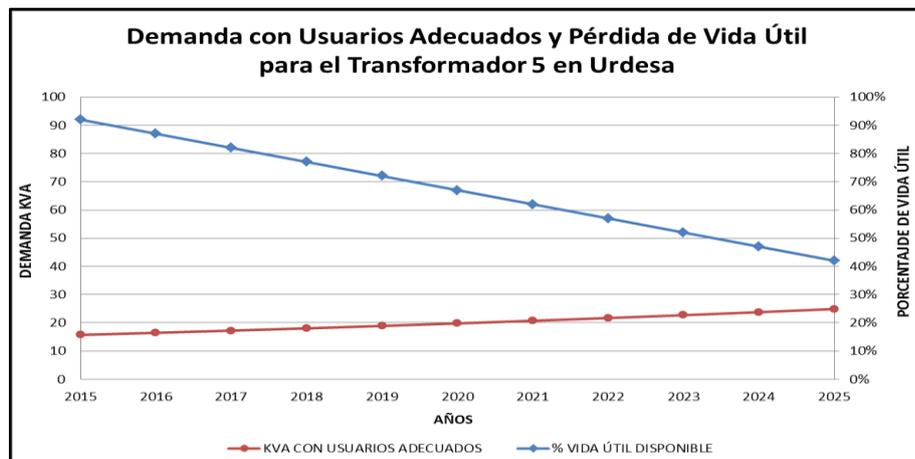
TRANSFORMADOR 3



TRANSFORMADOR 4

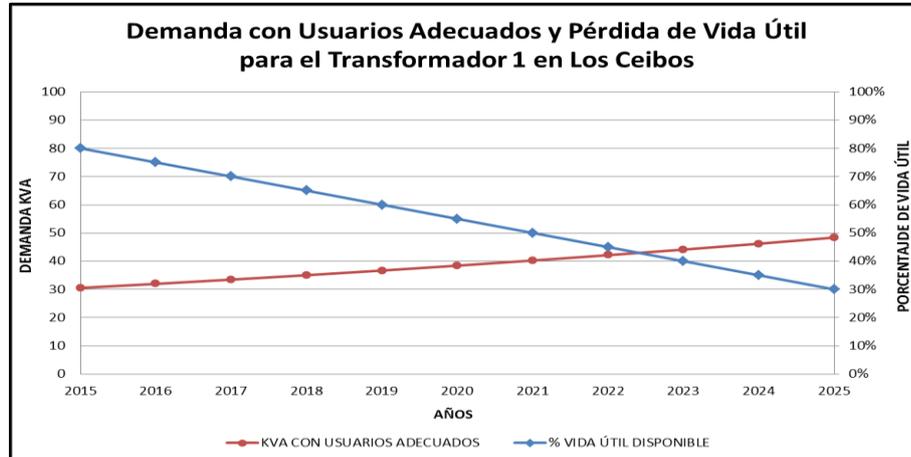


TRANSFORMADOR 5

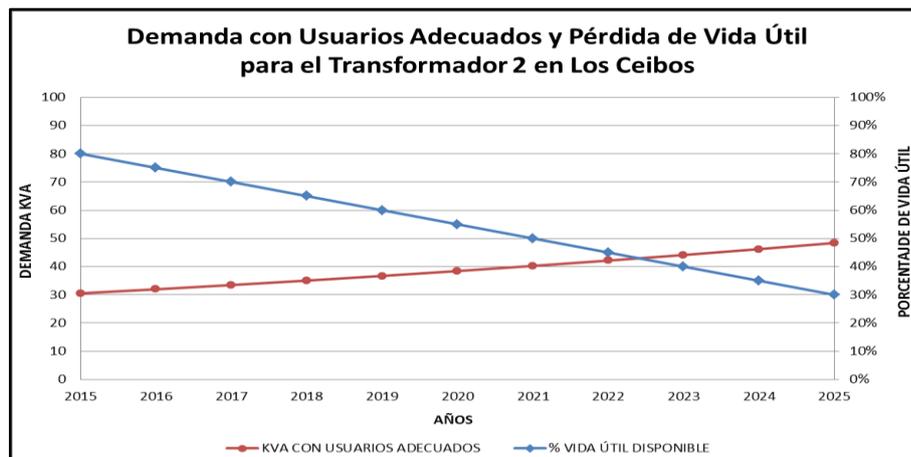


ANEXO B4. LOS CEIBOS

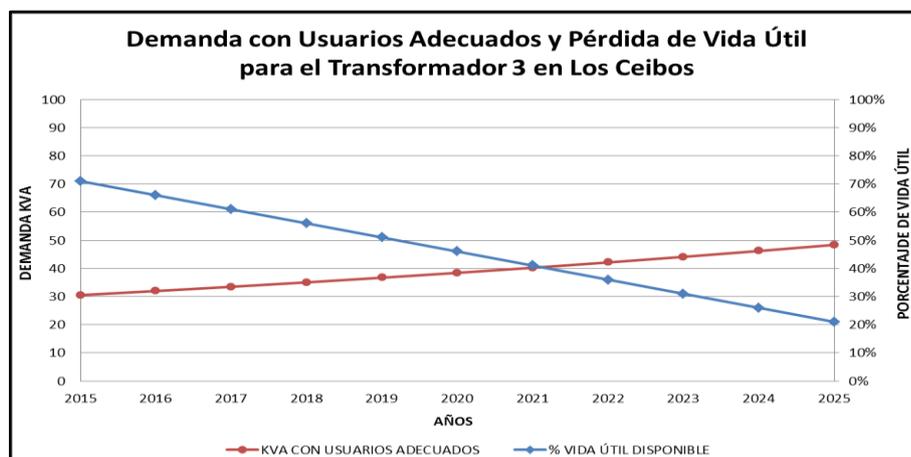
TRANSFORMADOR 1



TRANSFORMADOR 2

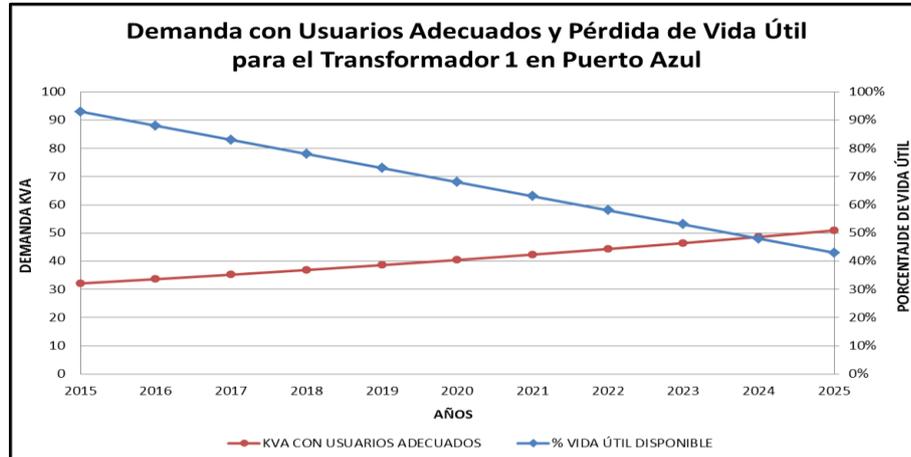


TRANSFORMADOR 3

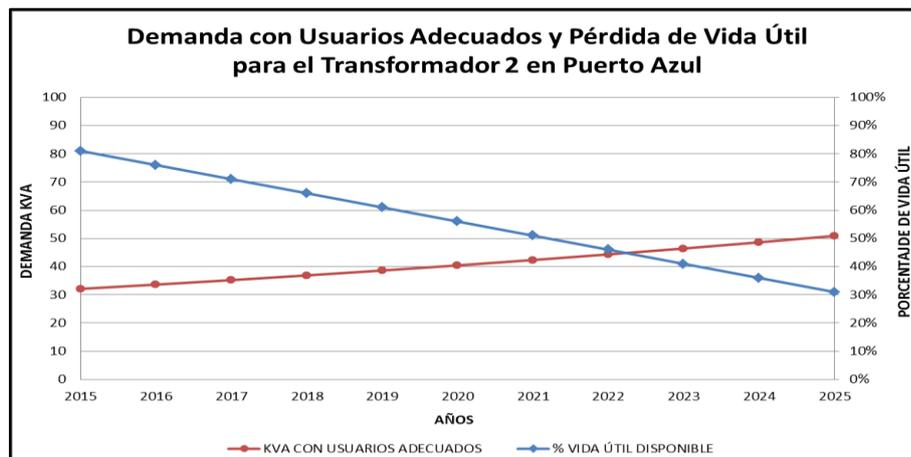


ANEXO B5. PUERTO AZUL

TRANSFORMADOR 1



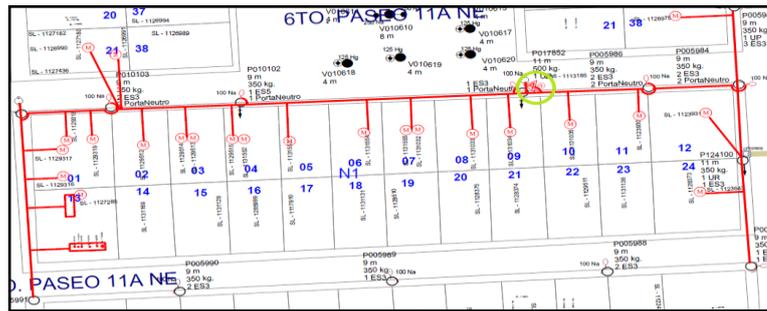
TRANSFORMADOR 2



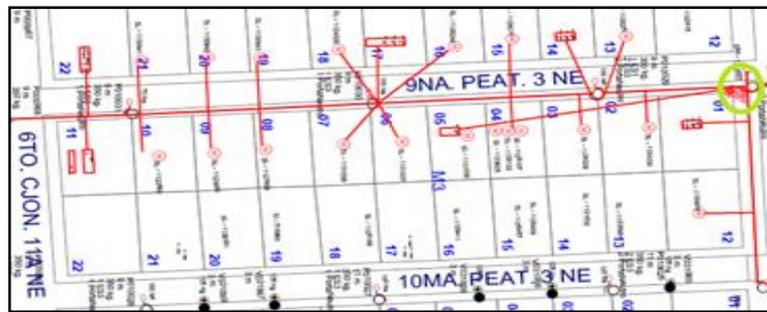
ANEXO C. Circuito secundario de la muestra de transformadores para cada sector

ANEXO C1. Atarazana

Circuito del Transformador 1 de la Atarazana



Circuito del Transformador 2 de la Atarazana

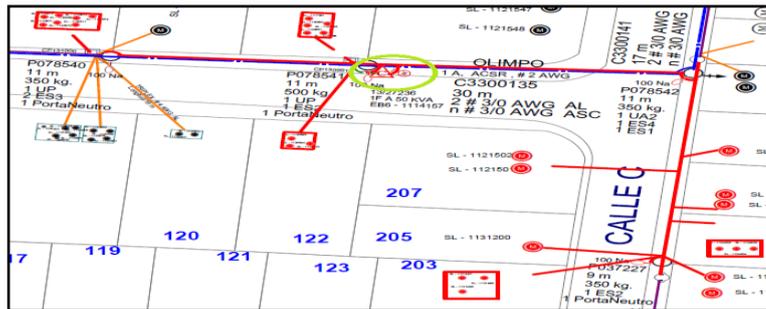


ANEXO C2. Kennedy

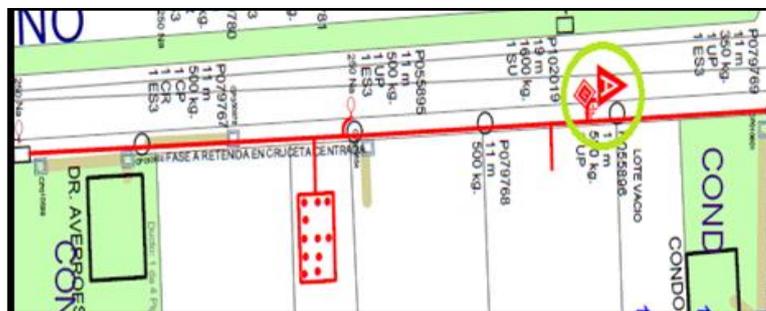
Circuito del Transformador 1 de la Kennedy



Circuito del Transformador 2 de la Kennedy

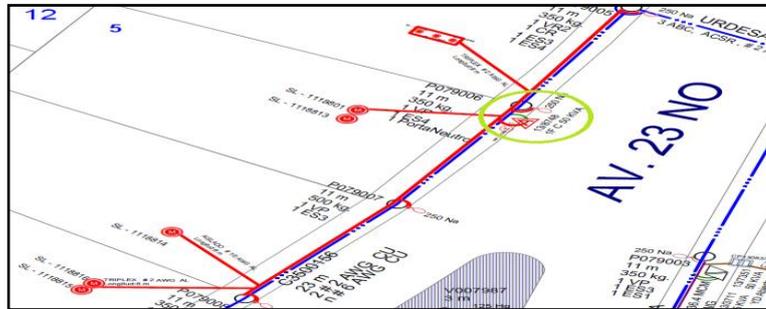


Circuito del Transformador 3 de la Kennedy



ANEXO C3. Urdesa

Circuito del Transformador 1 de Urdesa



Circuito del Transformador 2 de Urdesa



Circuito del Transformador 3 de Urdesa



Circuito del Transformador 4 de Urdesa

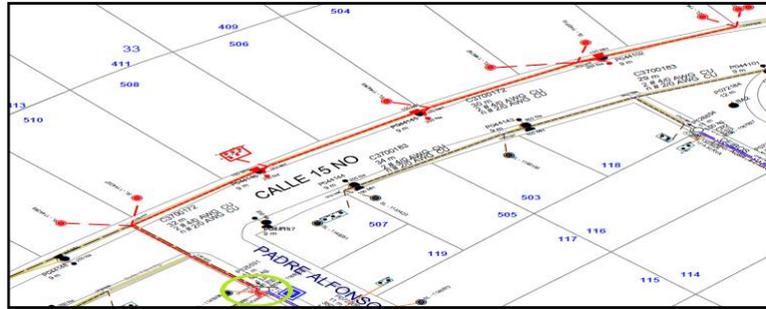


Circuito del Transformador 5 de Urdesa

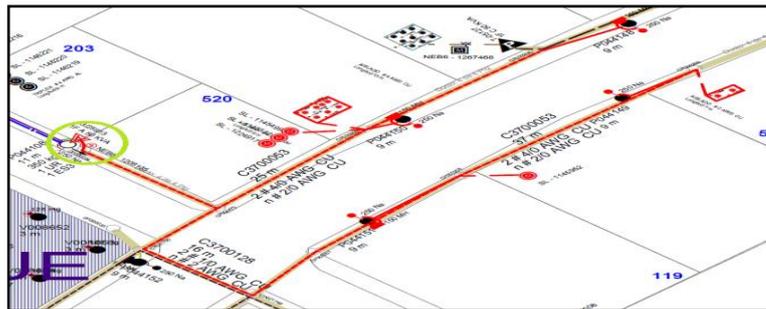


ANEXO C4. Los Ceibos

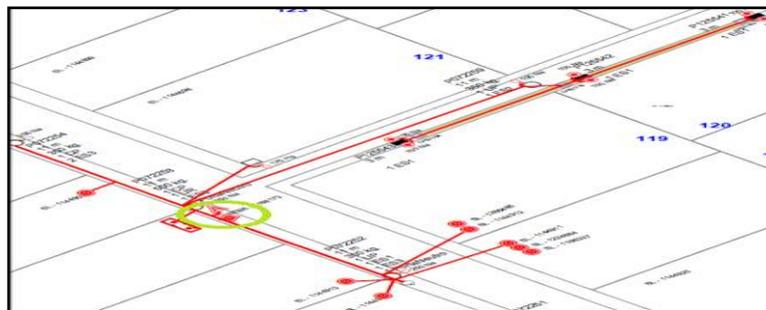
Circuito del Transformador 1 de Los Ceibos



Circuito del Transformador 2 de Los Ceibos



Circuito del Transformador 3 de Los Ceibos

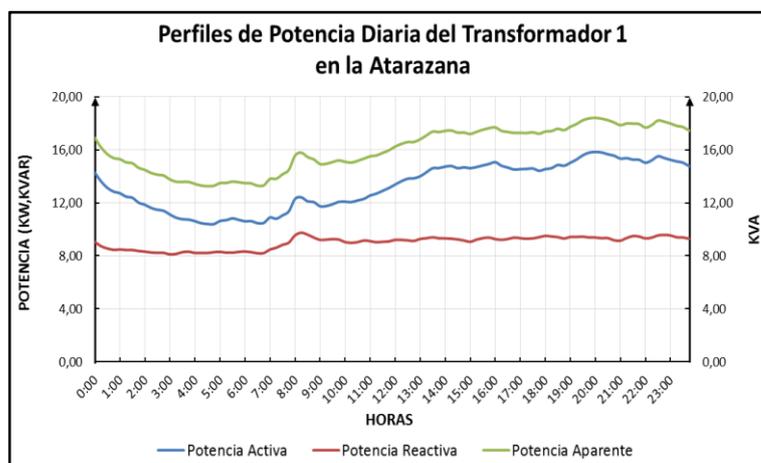


ANEXO D. Perfiles de potencia diaria, semanal, mensual y anual de la muestra transformadores en cada sector.

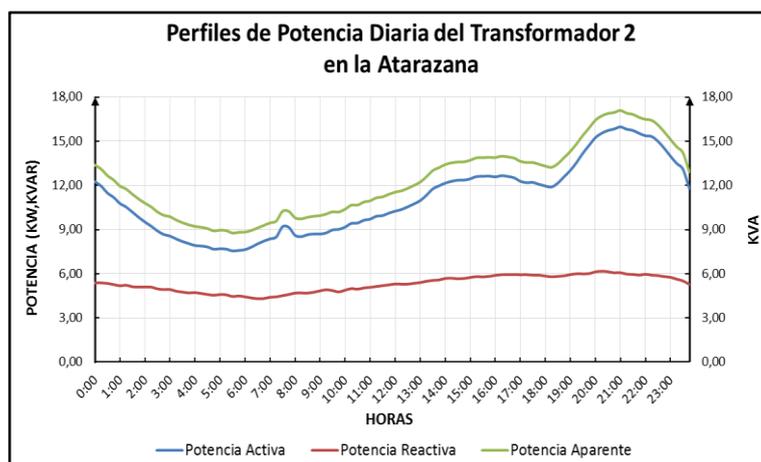
ANEXO D1. CURVAS DIARIAS

ATARAZANA

Transformador 1

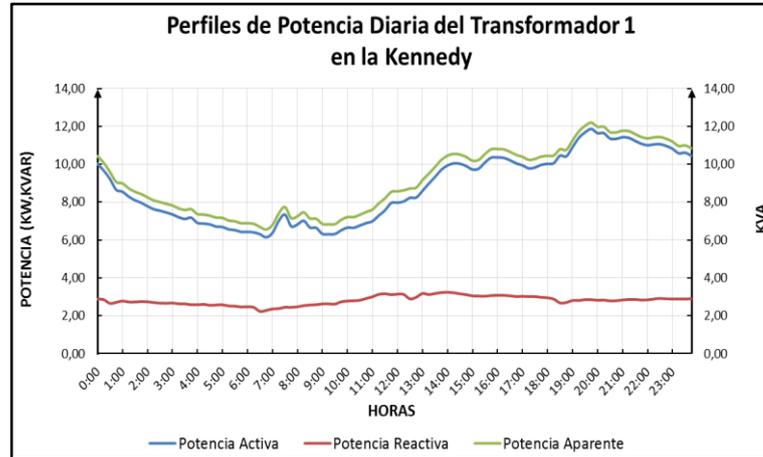


Transformador 2

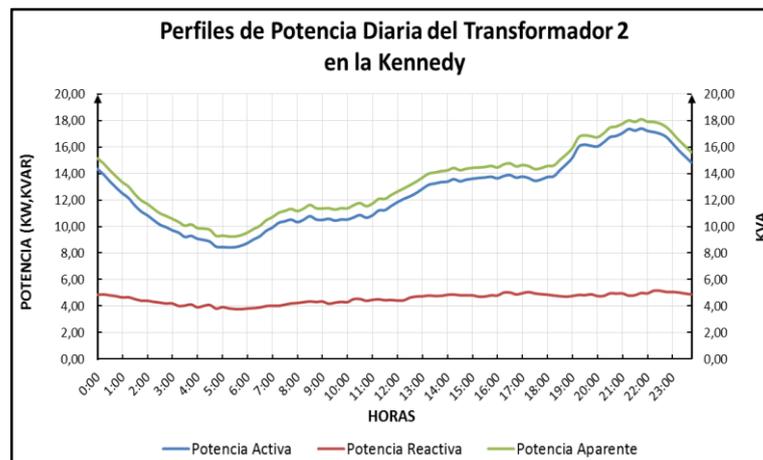


KENNEDY

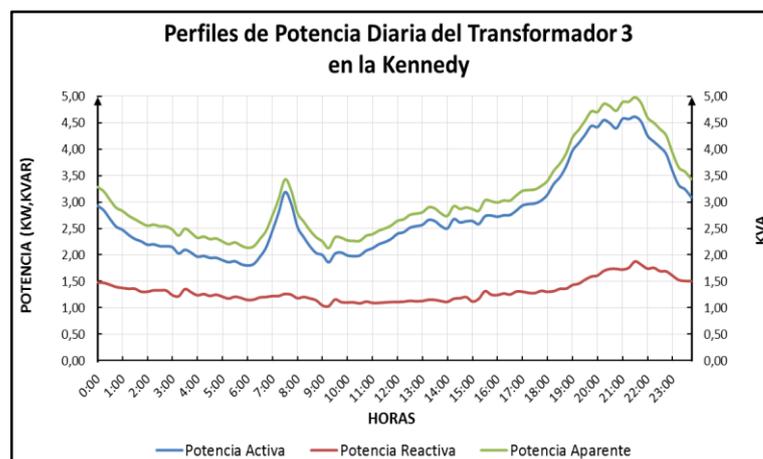
Transformador 1



Transformador 2

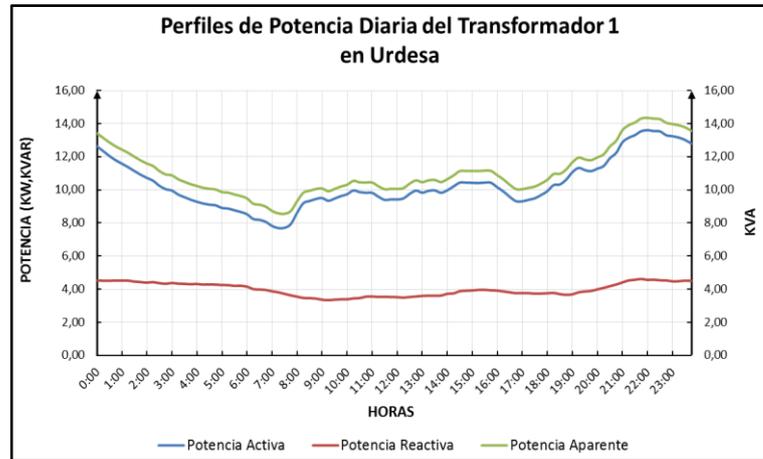


Transformador 3

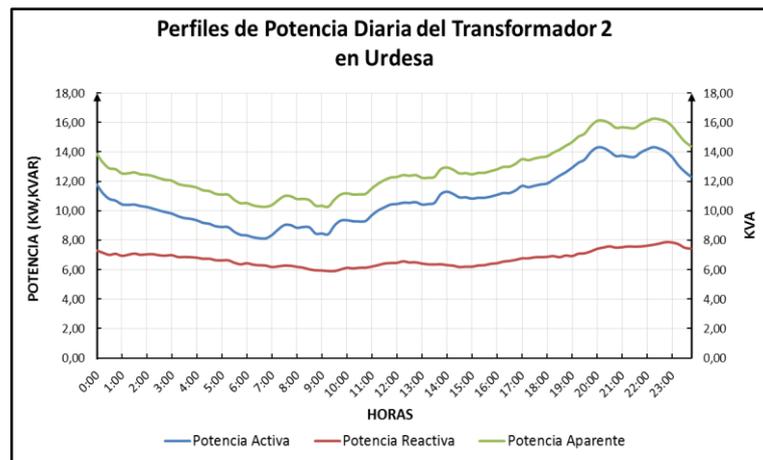


URDESA

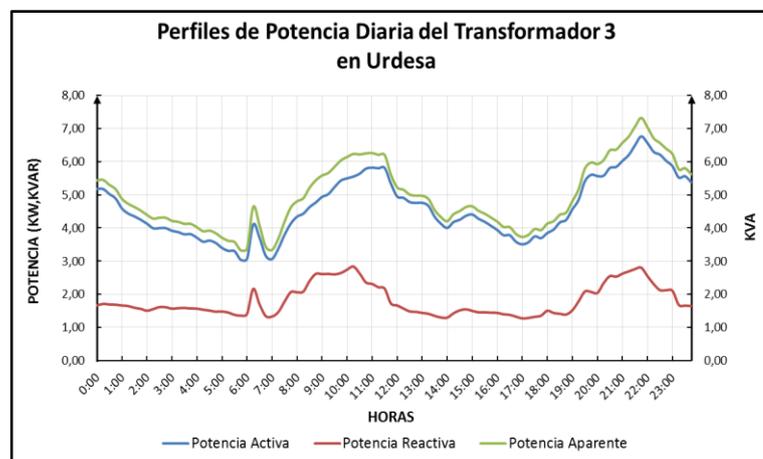
Transformador 1



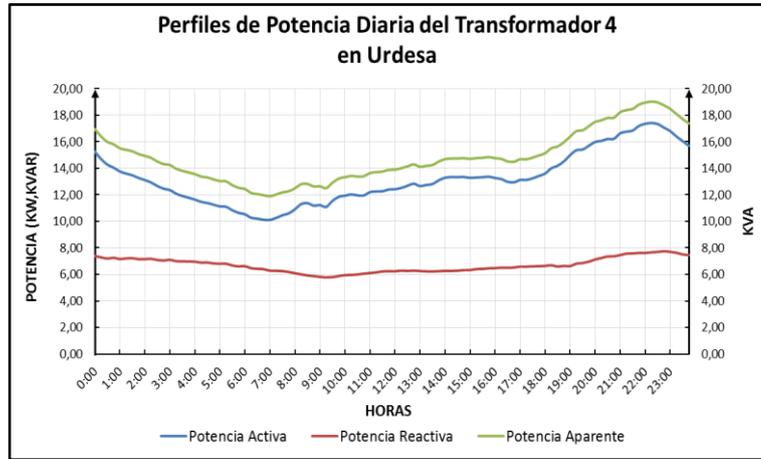
Transformador 2



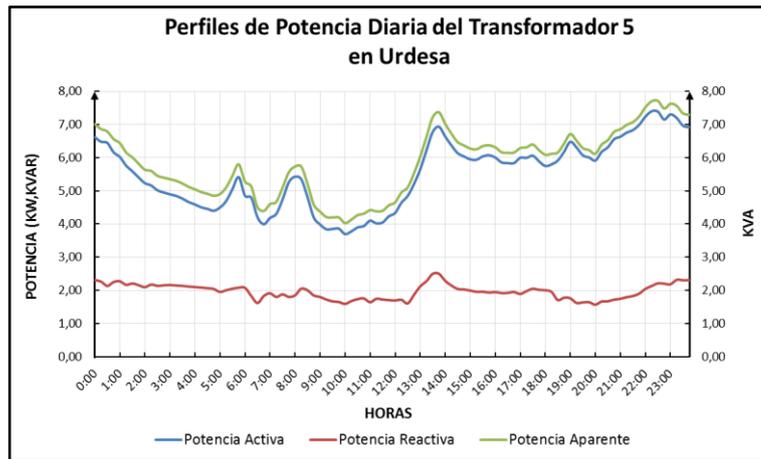
Transformador 3



Transformador 4

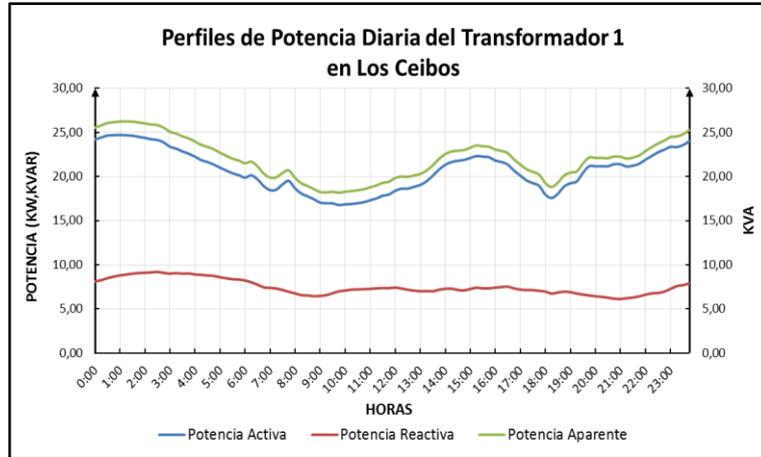


Transformador 5

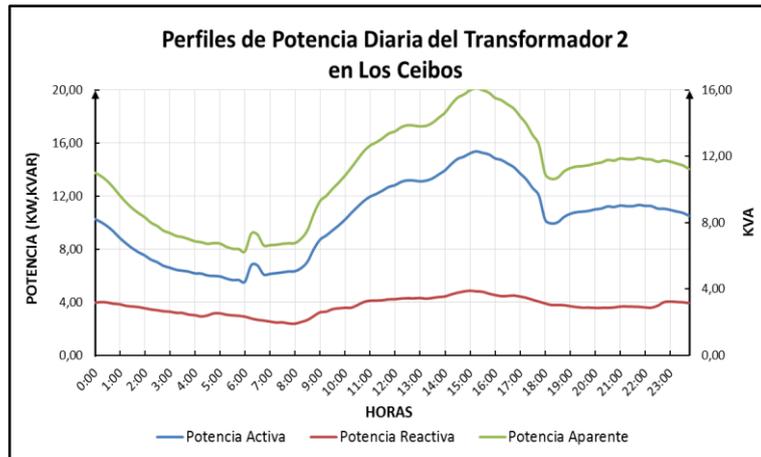


LOS CEIBOS

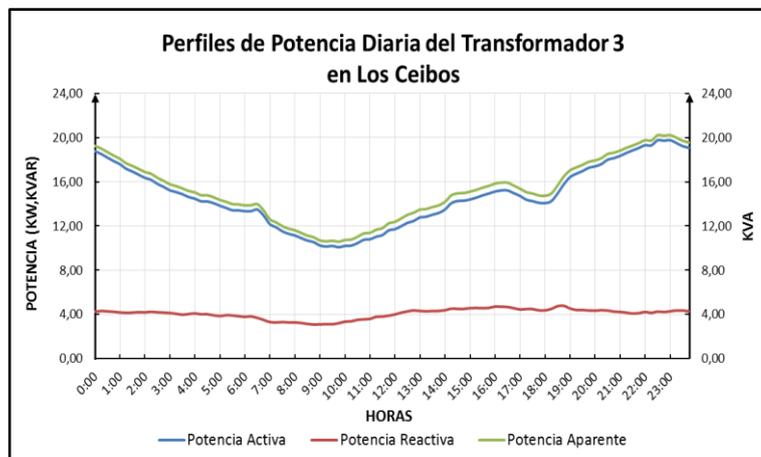
Transformador 1



Transformador 2

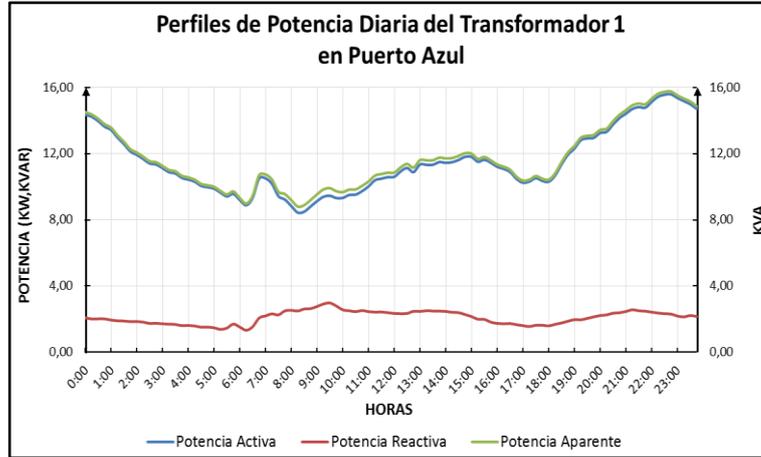


Transformador 3

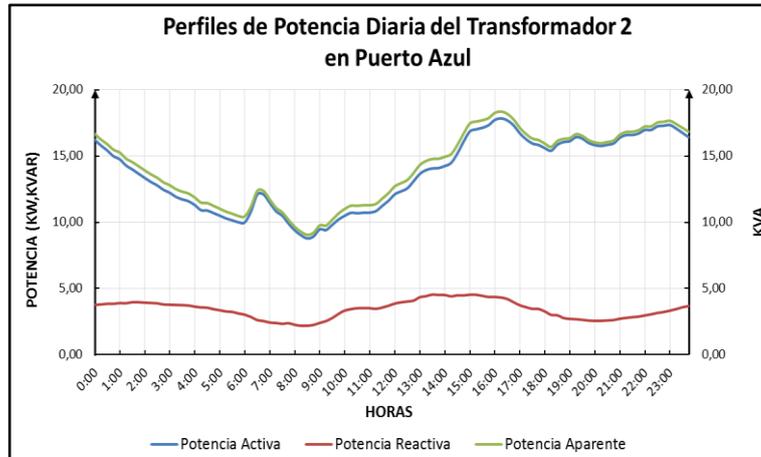


PUERTO AZUL

Transformador 1



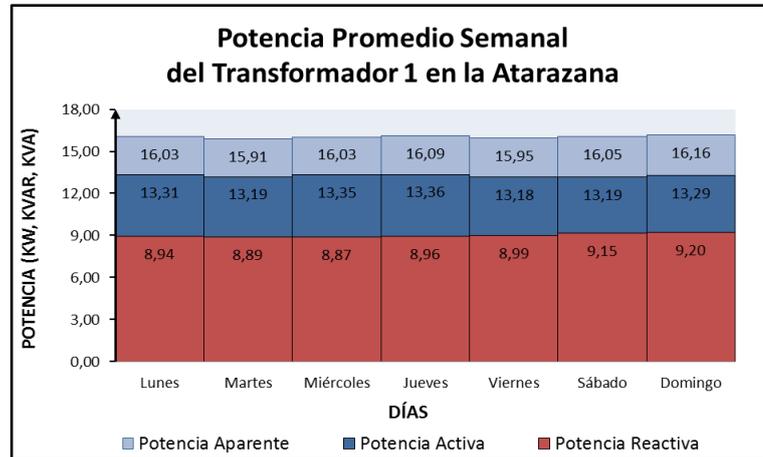
Transformador 2



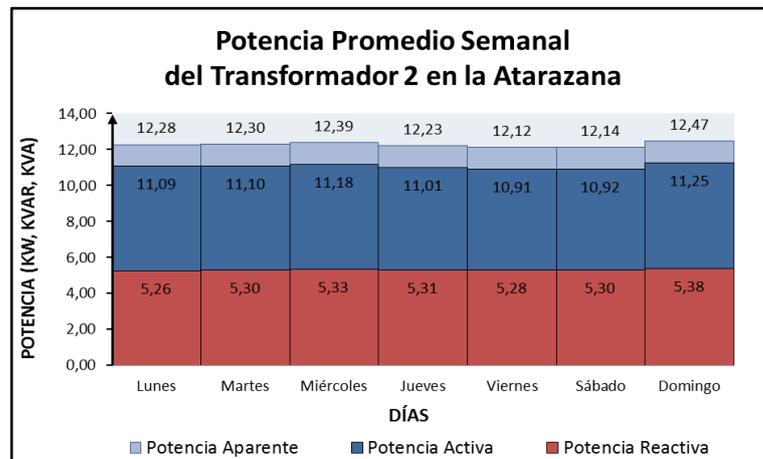
ANEXO D2. CURVAS SEMANALES

ATARAZANA

Transformador 1

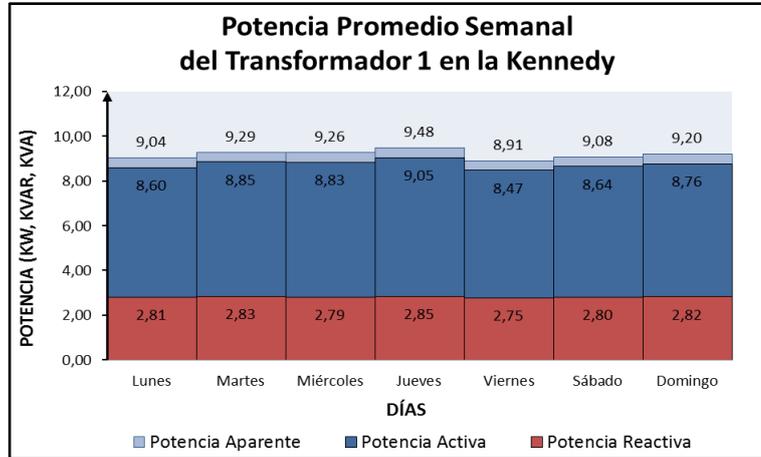


Transformador 2

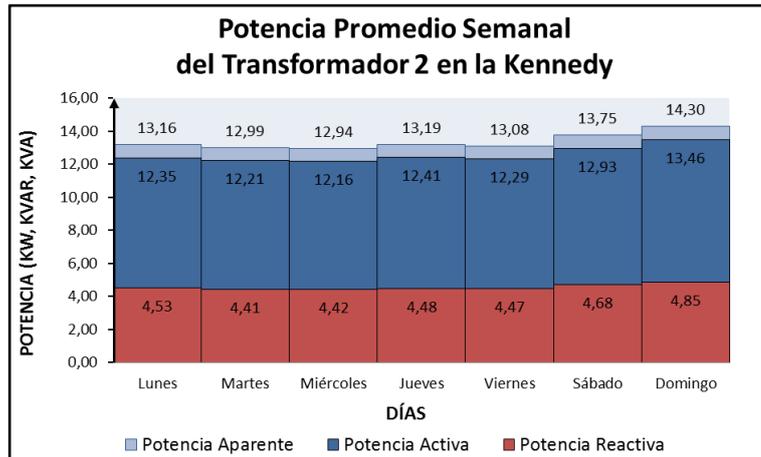


KENNEDY

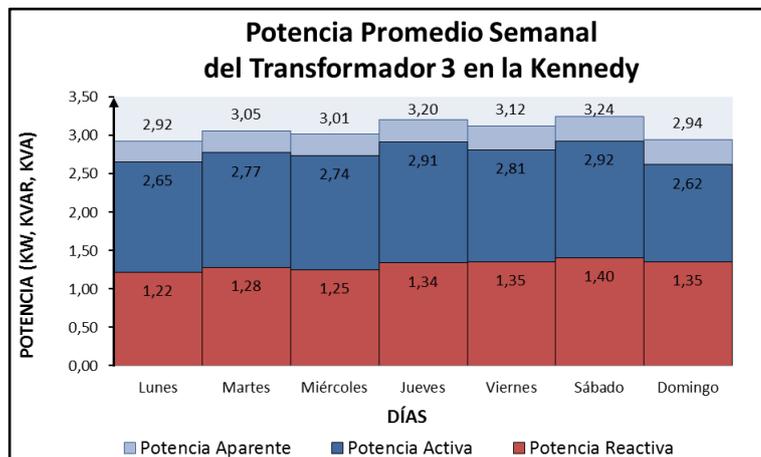
Transformador 1



Transformador 2

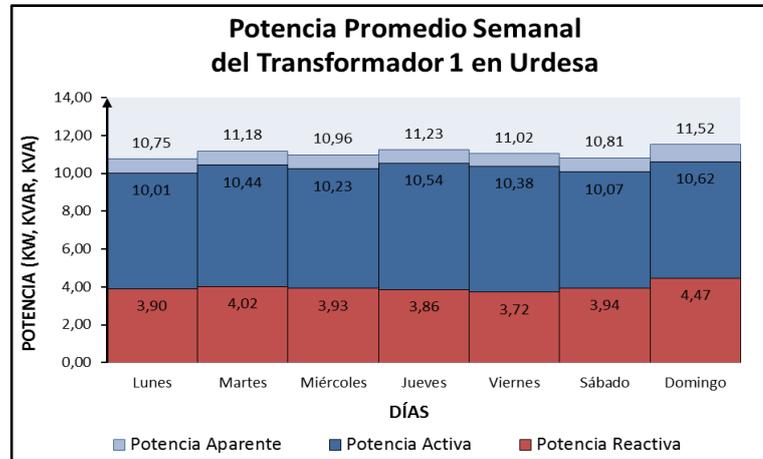


Transformador 3

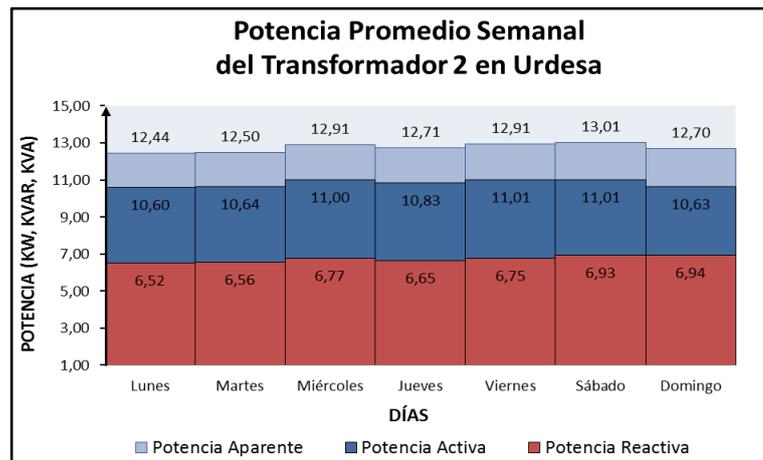


URDESA

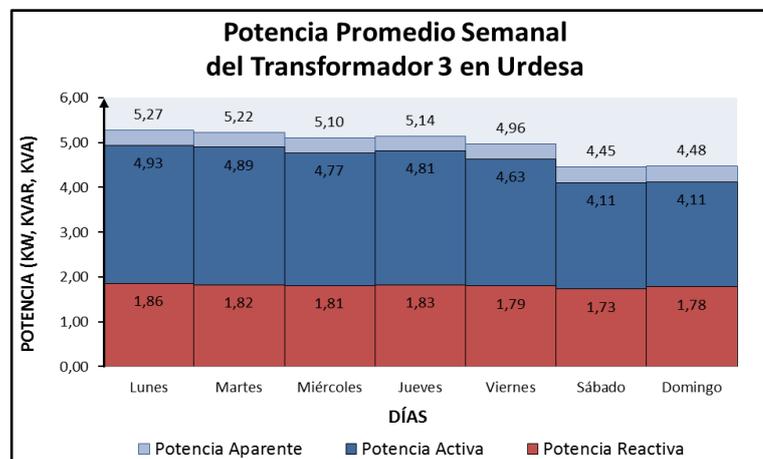
Transformador 1



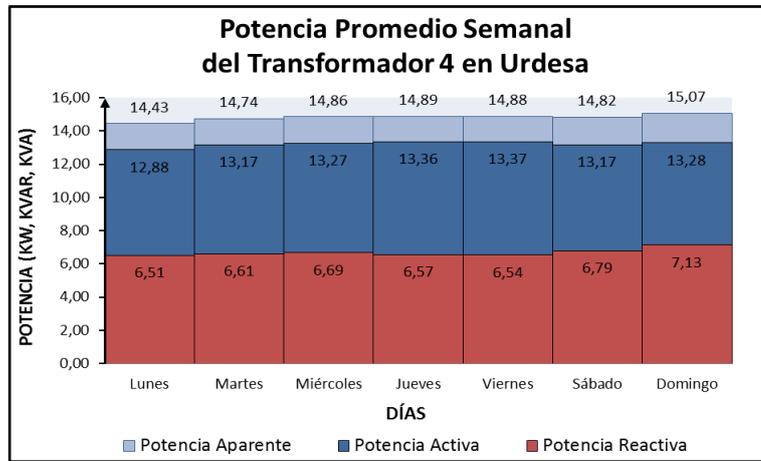
Transformador 2



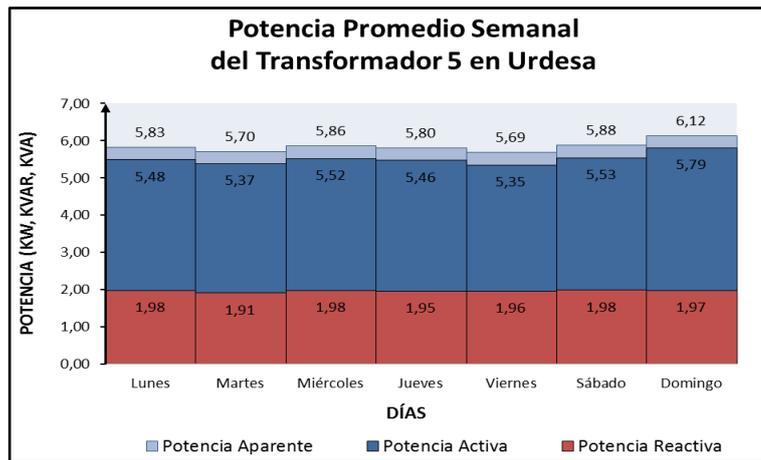
Transformador 3



Transformador 4

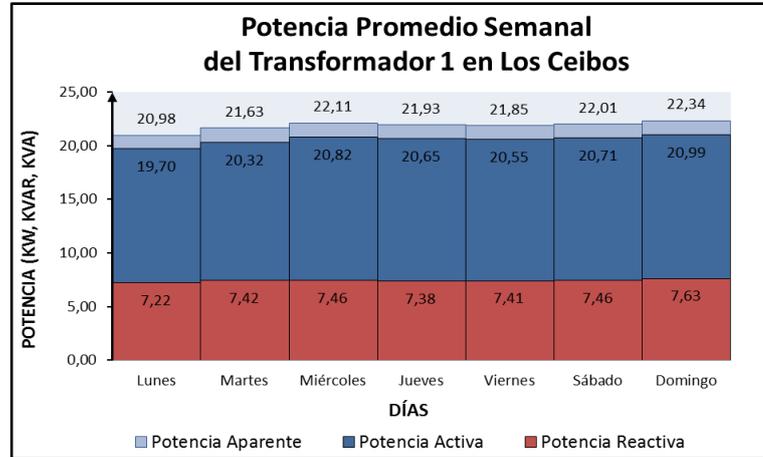


Transformador 4

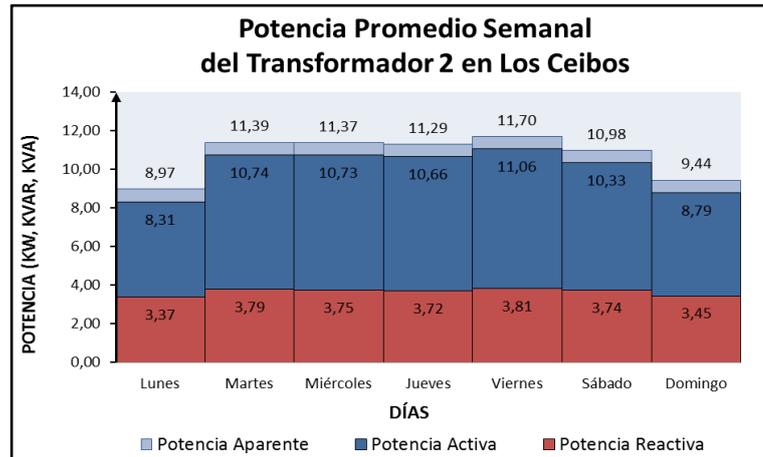


LOS CEIBOS

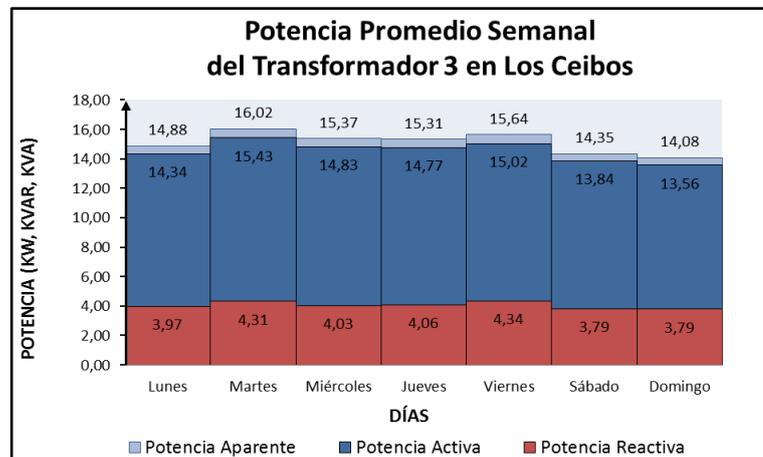
Transformador 1



Transformador 2

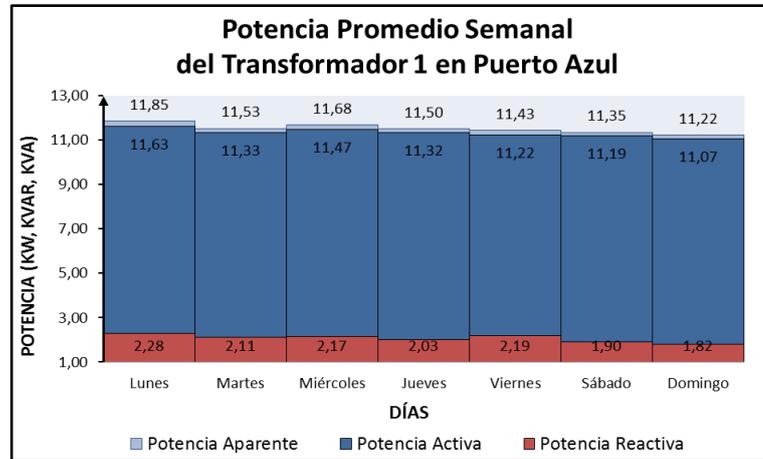


Transformador 3

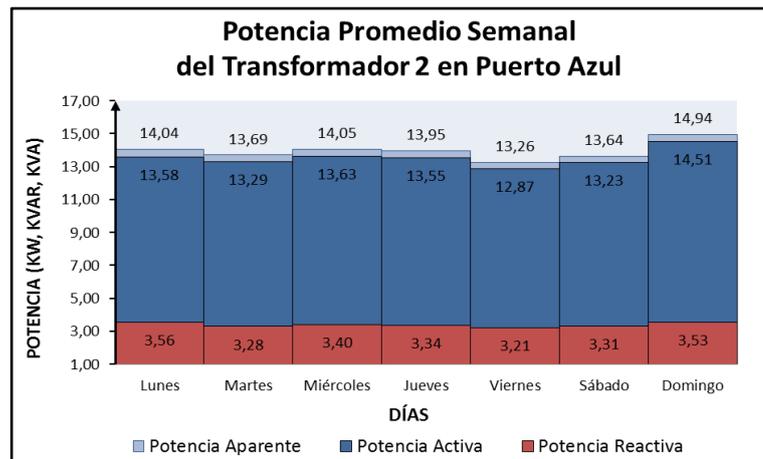


PUERTO AZUL

Transformador 1



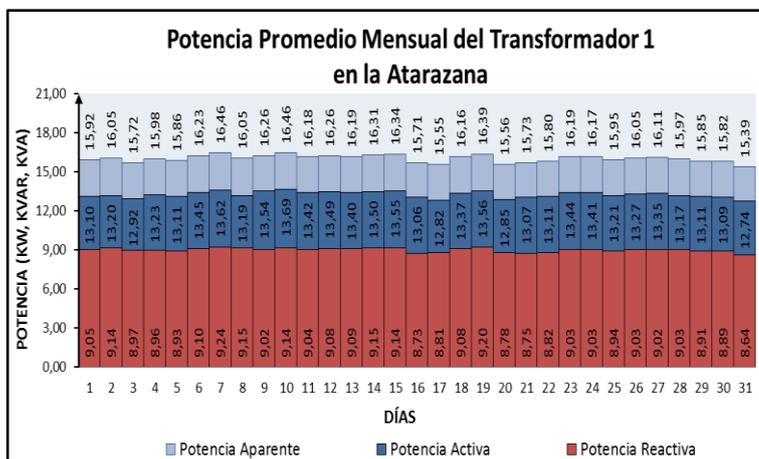
Transformador 2



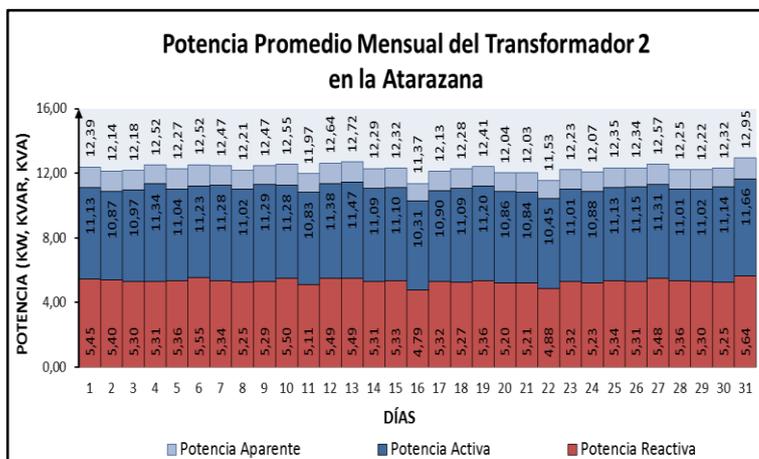
ANEXO D3. CURVAS MENSUALES

ATARAZANA

Transformador 1

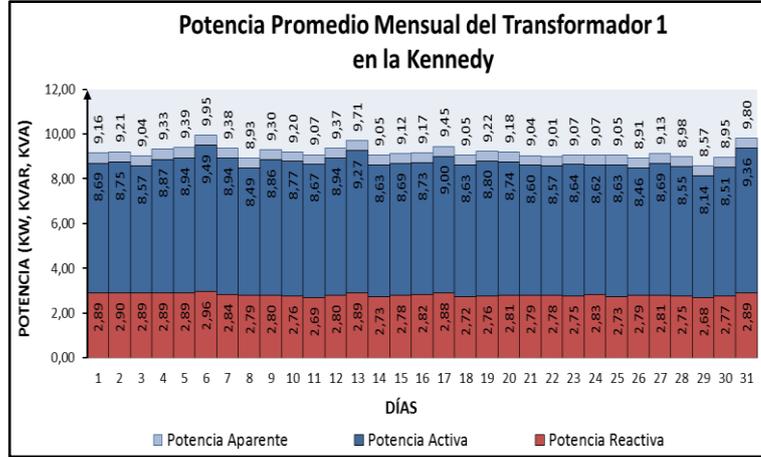


Transformador 2

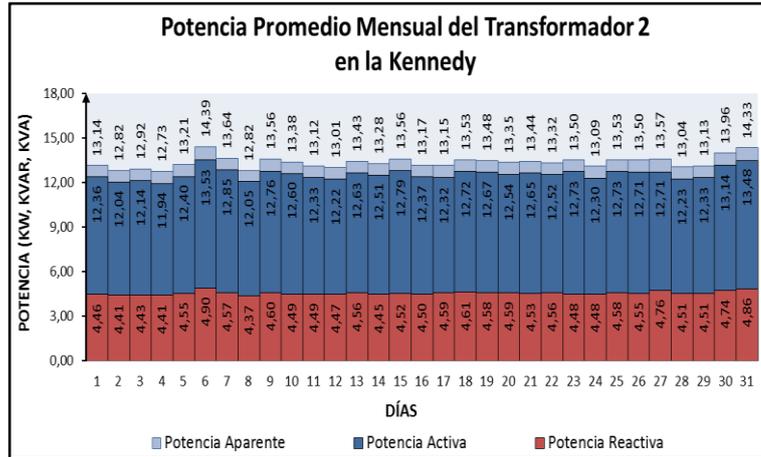


KENNEDY

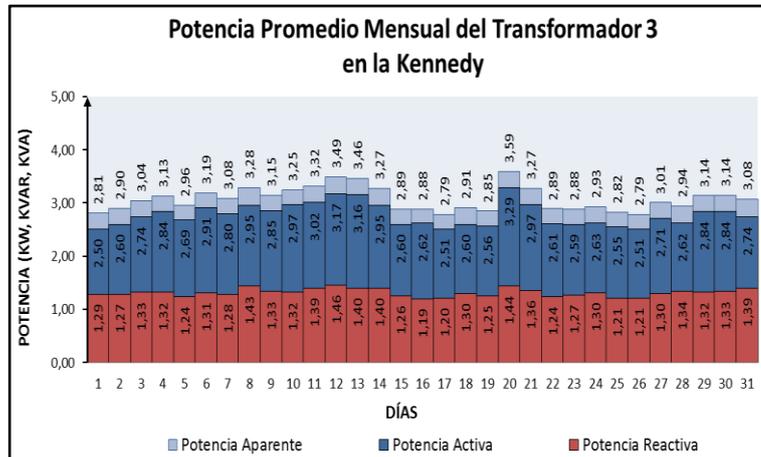
Transformador 1



Transformador 2

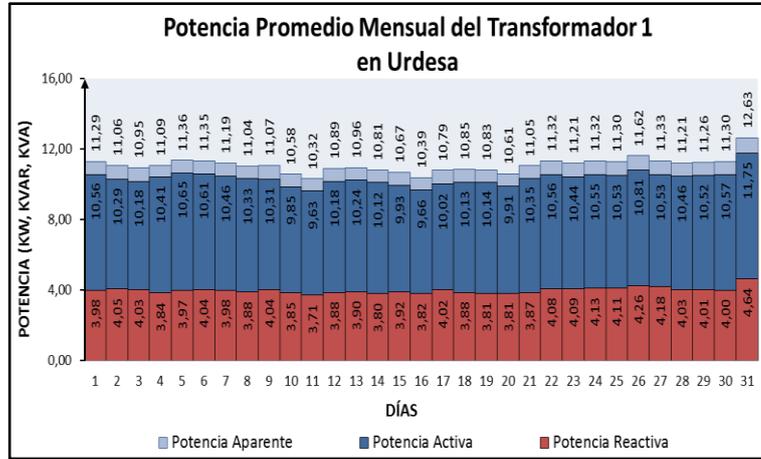


Transformador 3

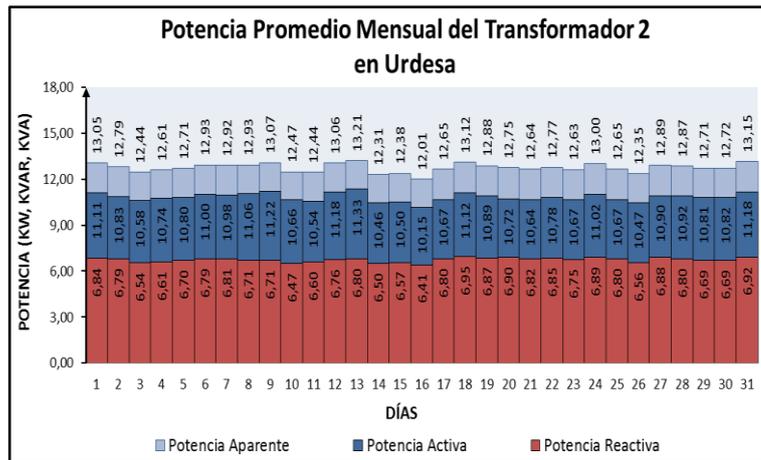


URDESA

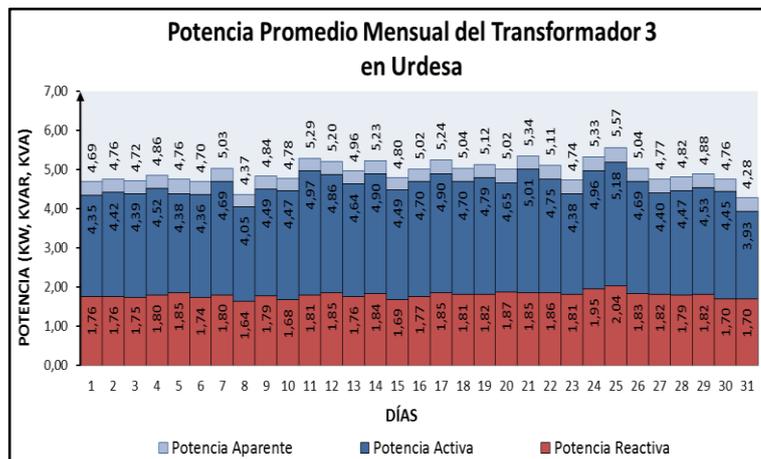
Transformador 1



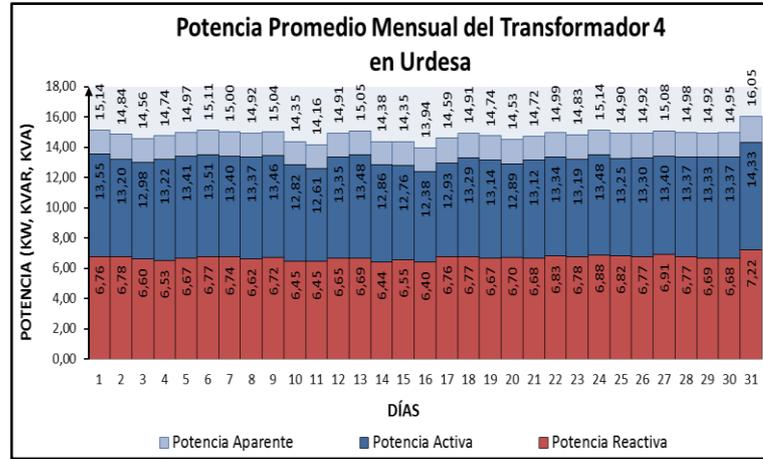
Transformador 2



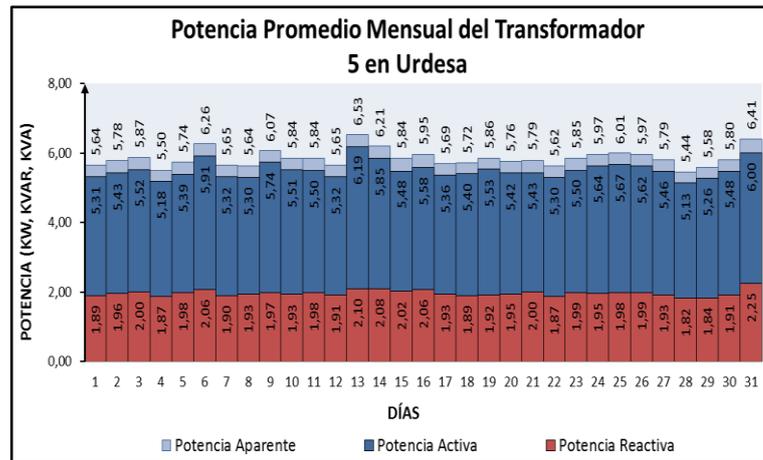
Transformador 3



Transformador 4

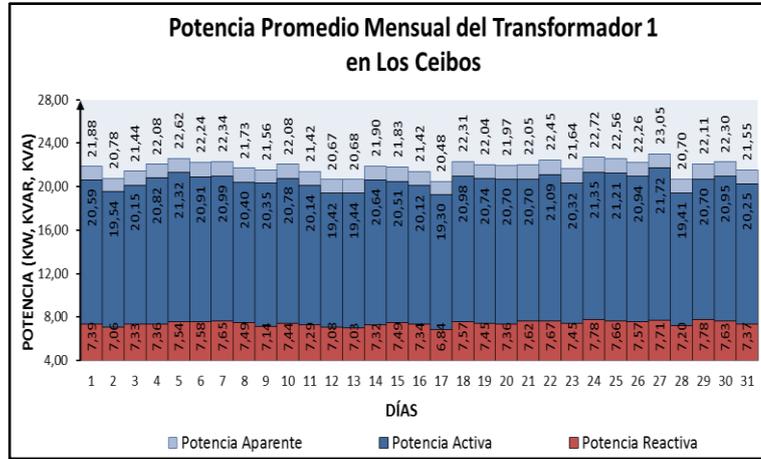


Transformador 5

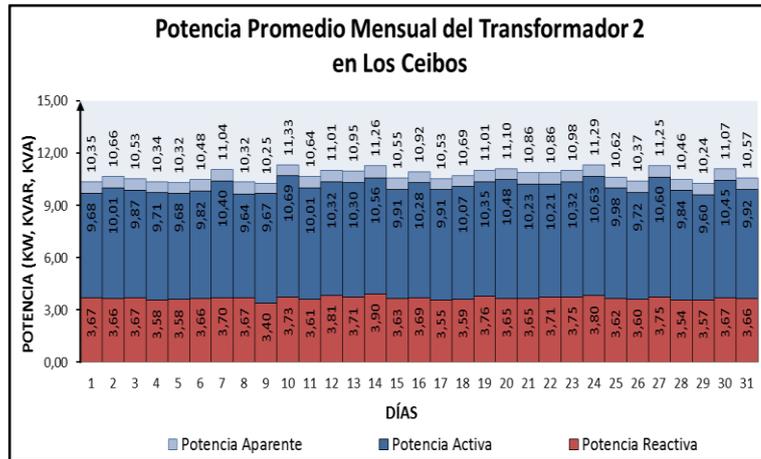


LOS CEIBOS

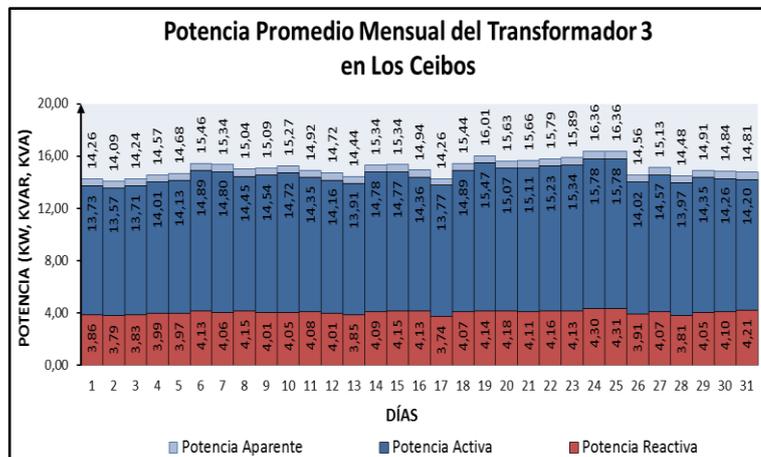
Transformador 1



Transformador 2

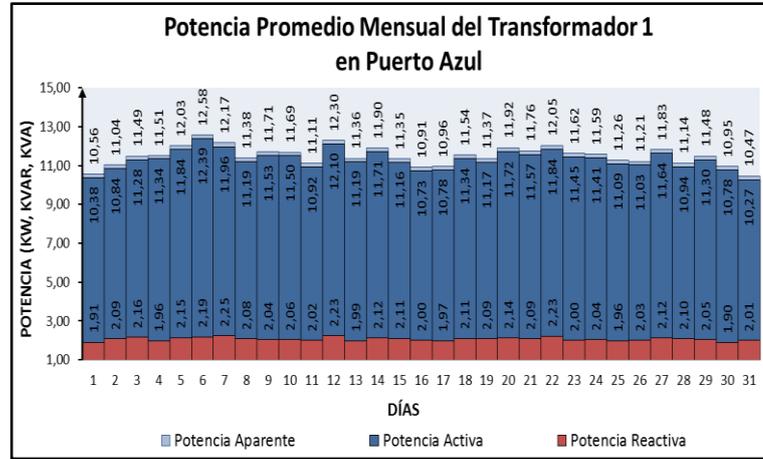


Transformador 3

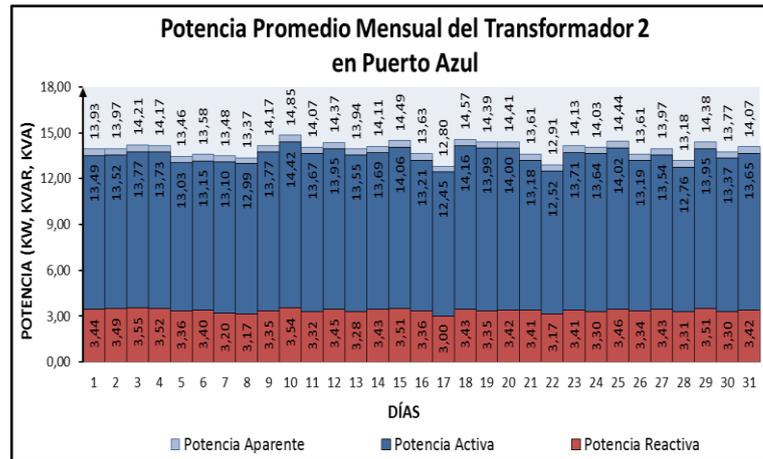


PUERTO AZUL

Transformador 1



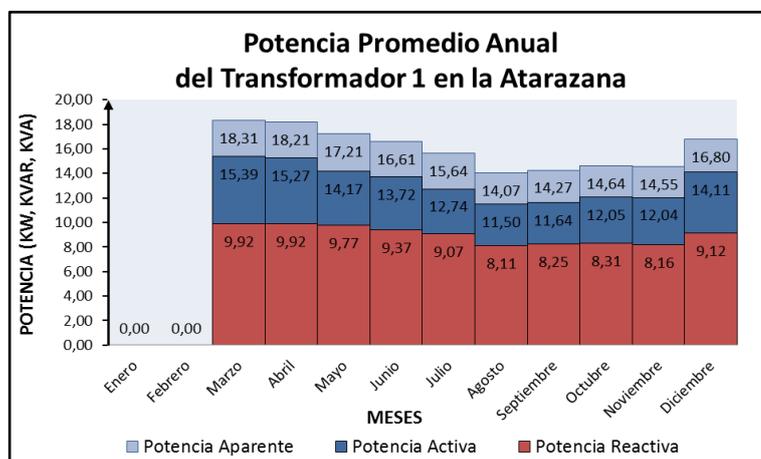
Transformador 2



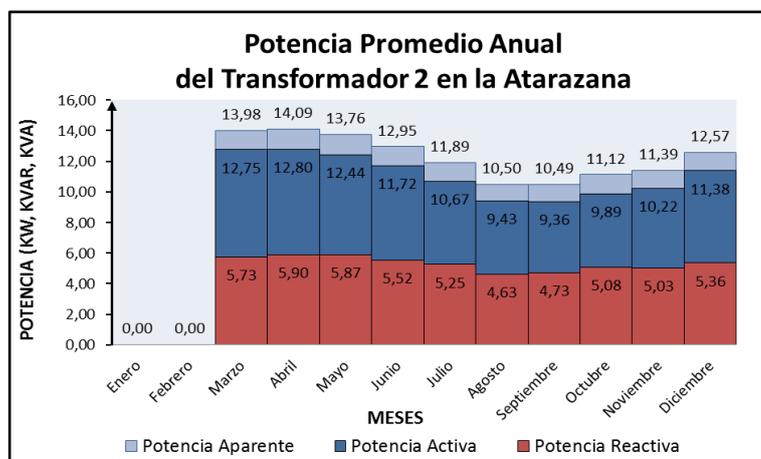
ANEXO D4. CURVAS ANUALES

ATARAZANA

Transformador 1

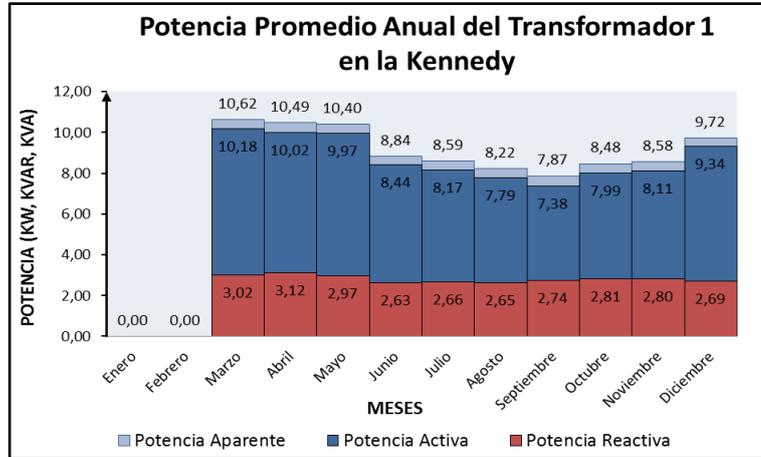


Transformador 2

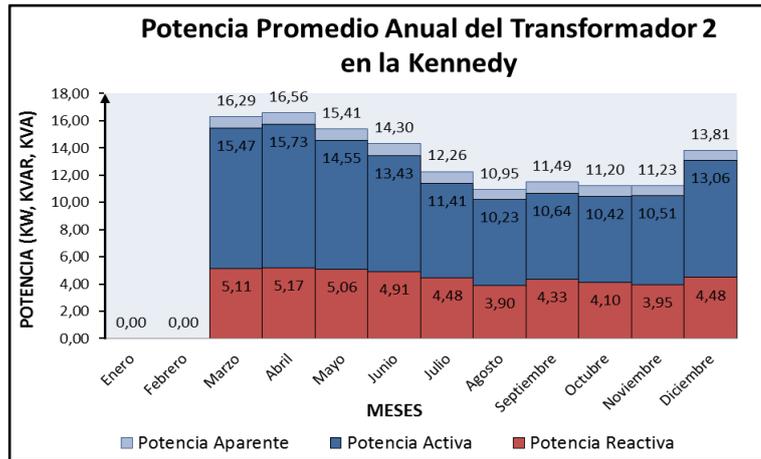


KENNEDY

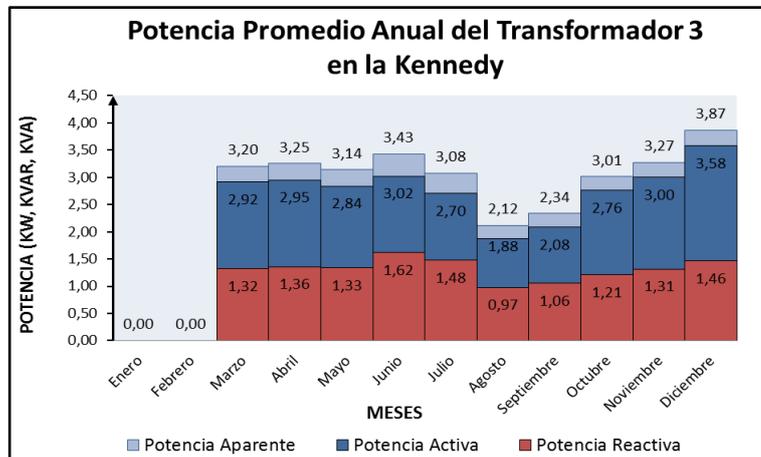
Transformador 1



Transformador 2

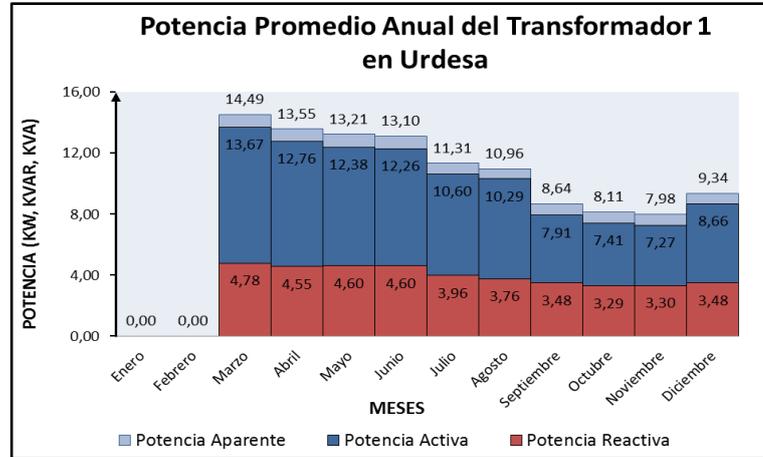


Transformador 3

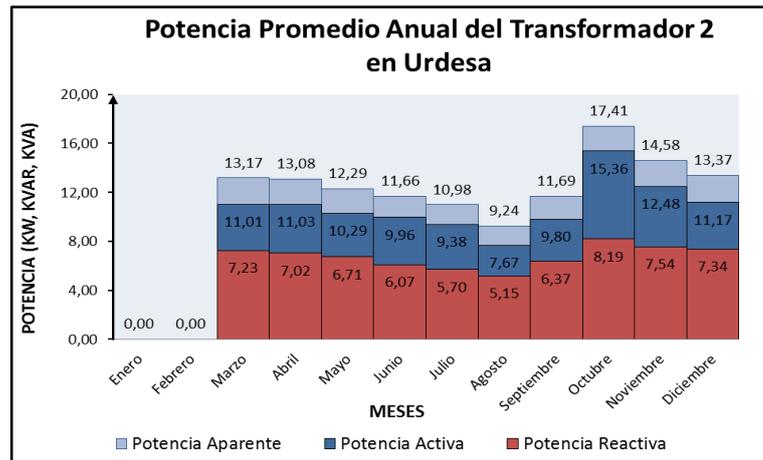


URDESA

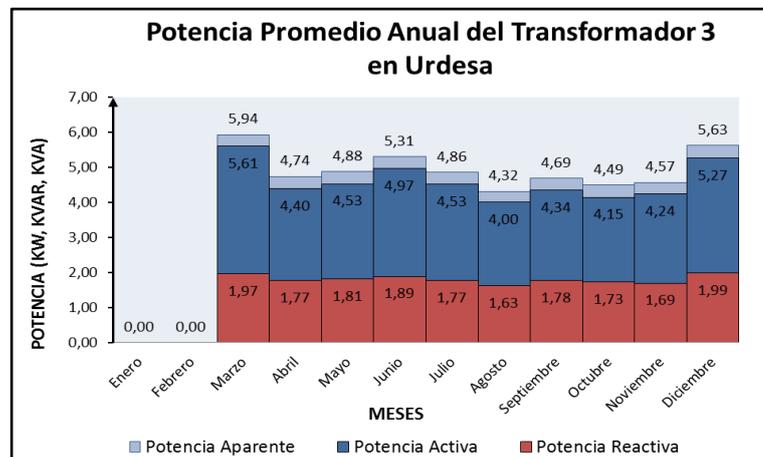
Transformador 1



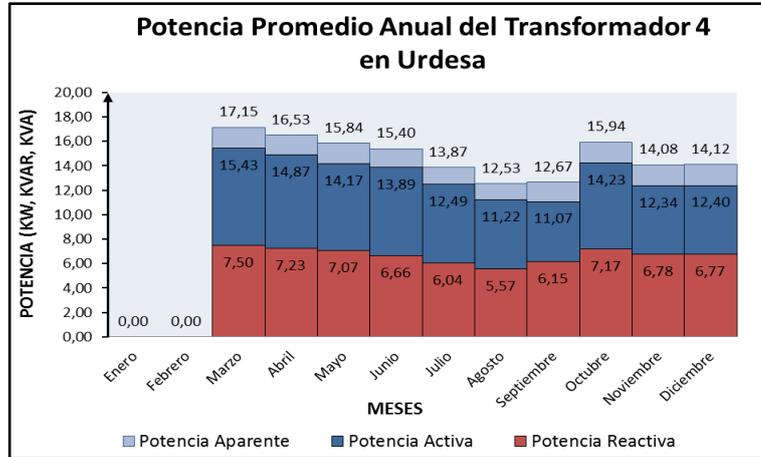
Transformador 2



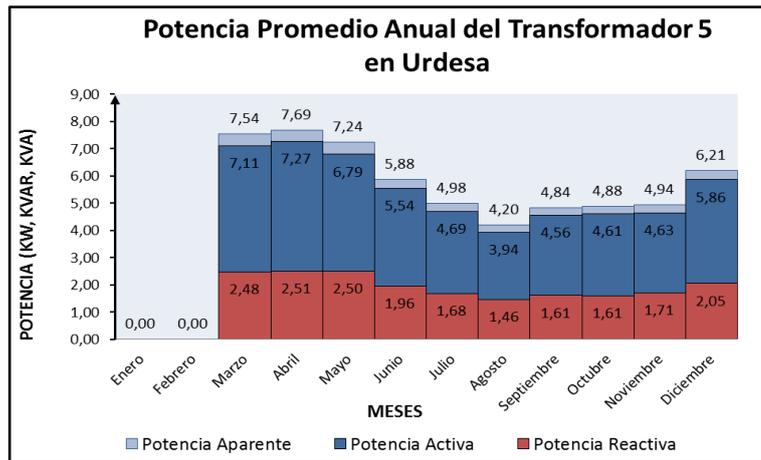
Transformador 3



Transformador 4

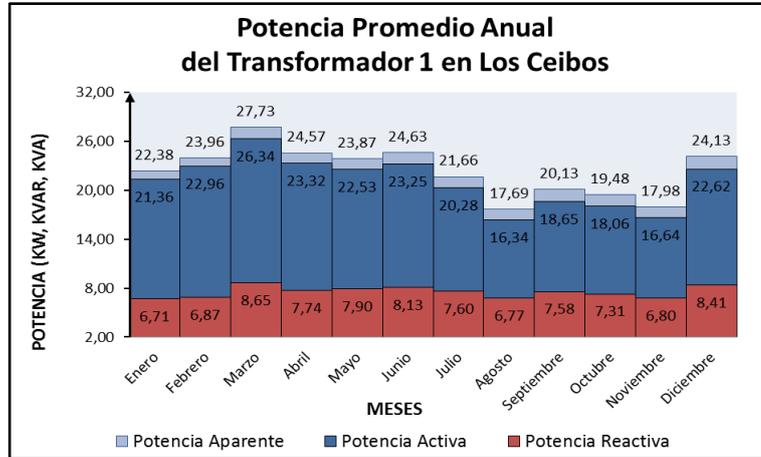


Transformador 5

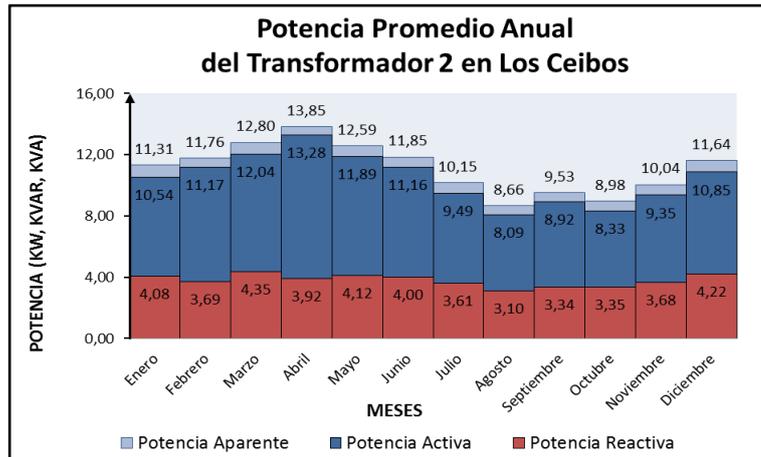


LOS CEIBOS

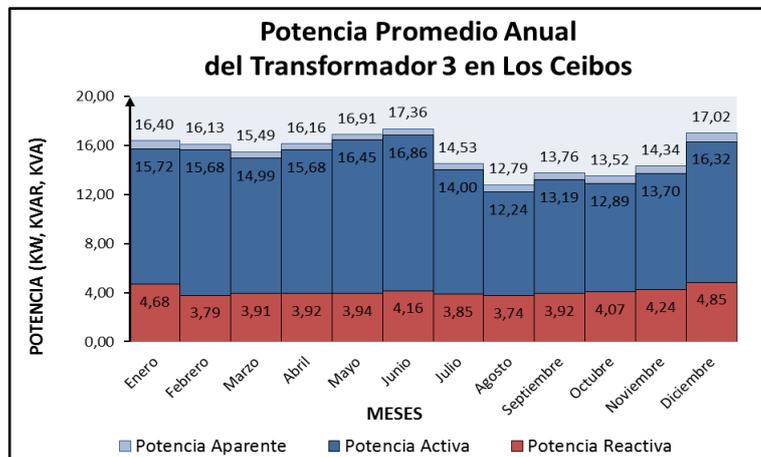
Transformador 1



Transformador 2

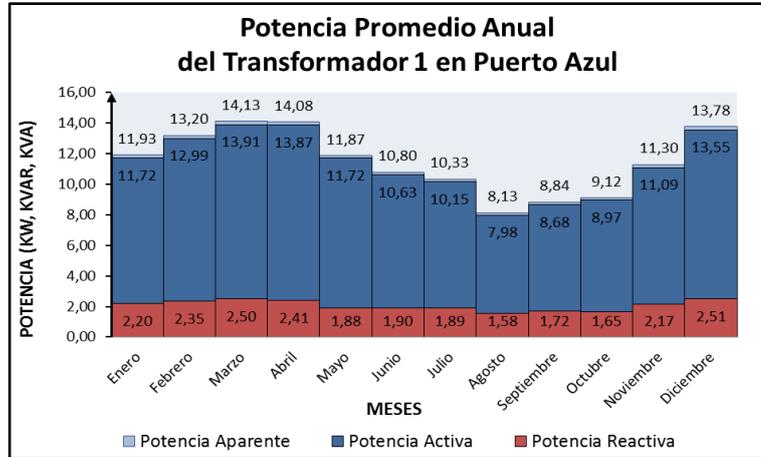


Transformador 3

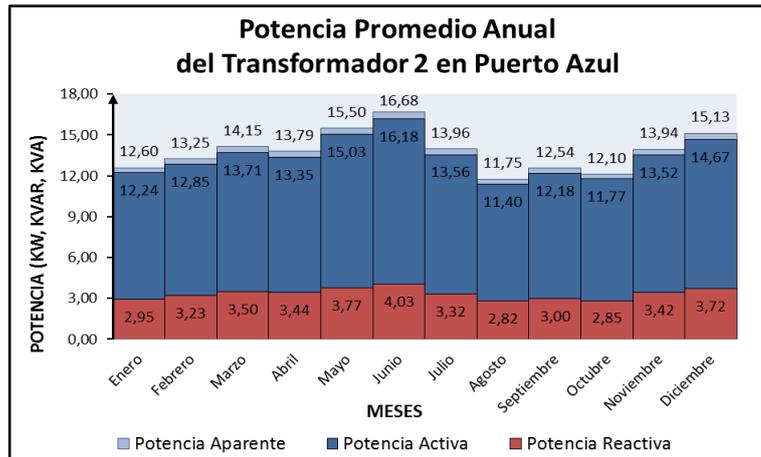


PUERTO AZUL

Transformador 1



Transformador 2

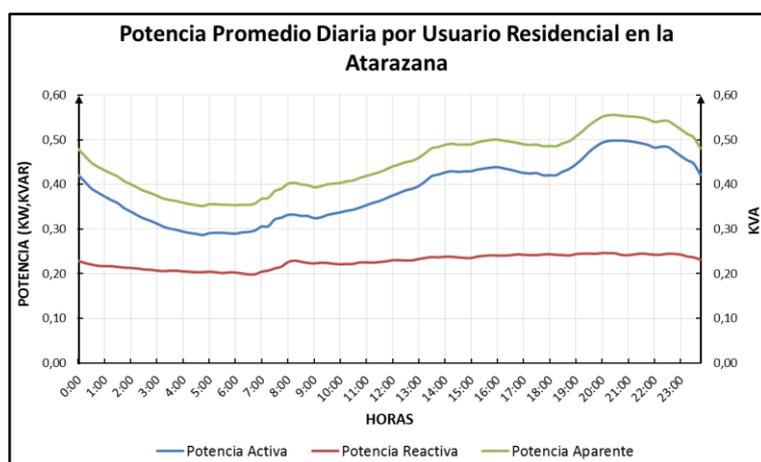


ANEXO E. Perfiles de potencia diaria, semanal, mensual y anual por abonado residencial en estado actual e incluyendo cocinas de inducción, para cada sector.

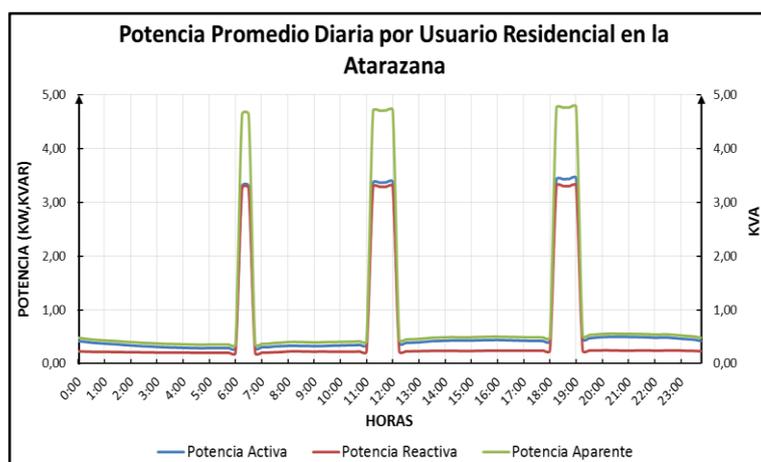
ANEXO E1. Atarazana

CURVA DE CARGA DIARIA

Estado actual:

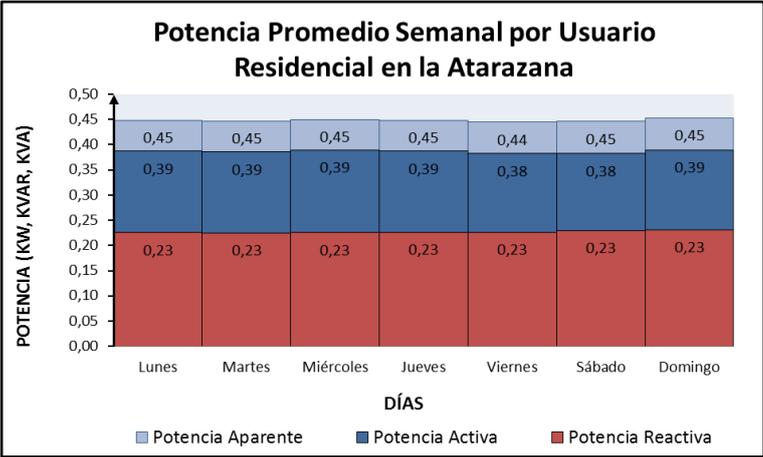


Incluyendo una cocina de inducción:

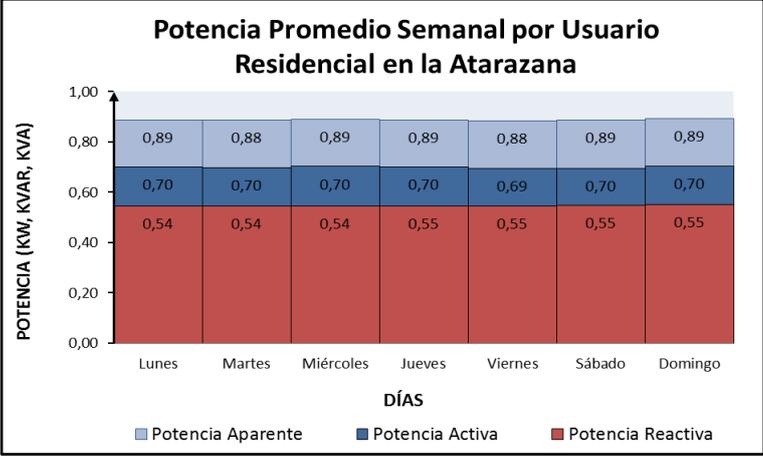


CURVA DE CARGA SEMANAL

Estado actual:

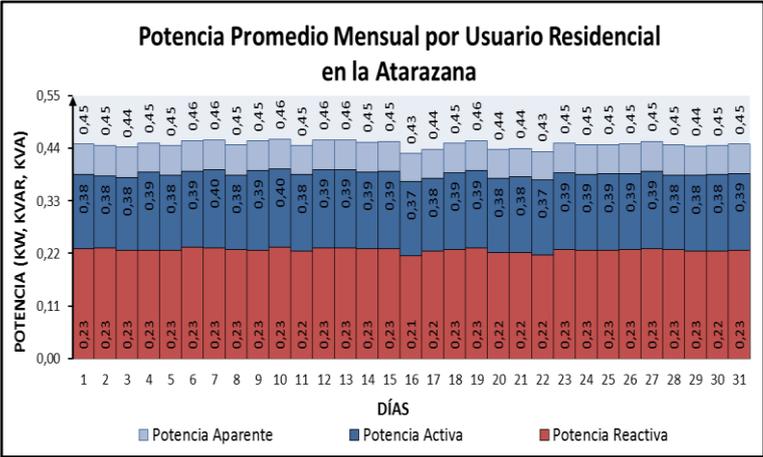


Incluyendo una cocina de inducción:

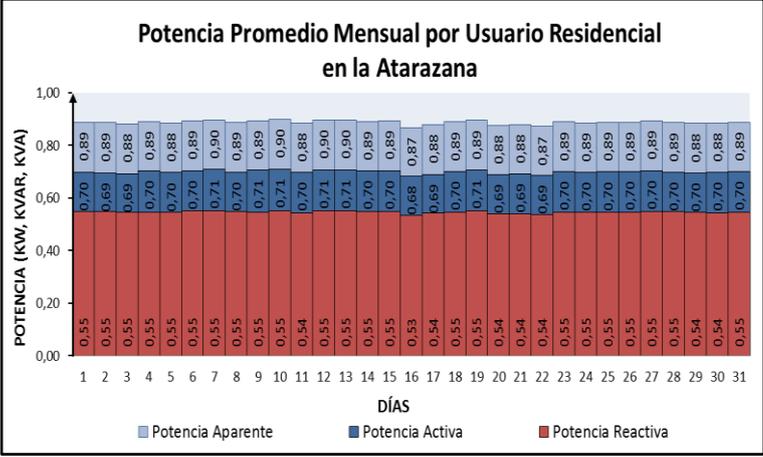


CURVA DE CARGA MENSUAL

Estado actual:

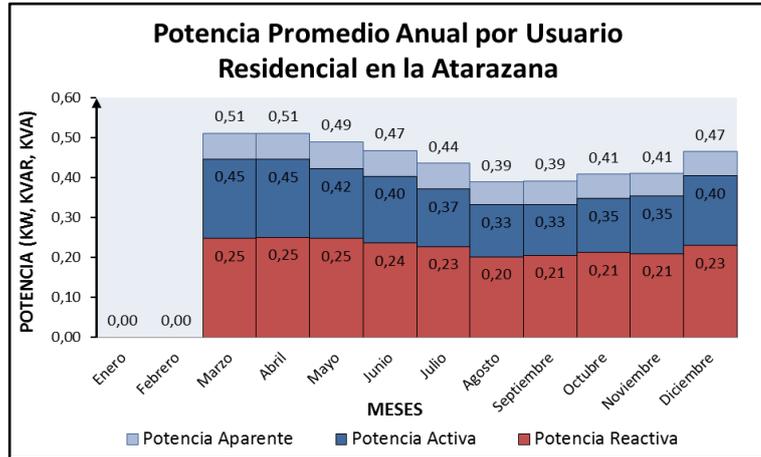


Incluyendo una cocina de inducción:

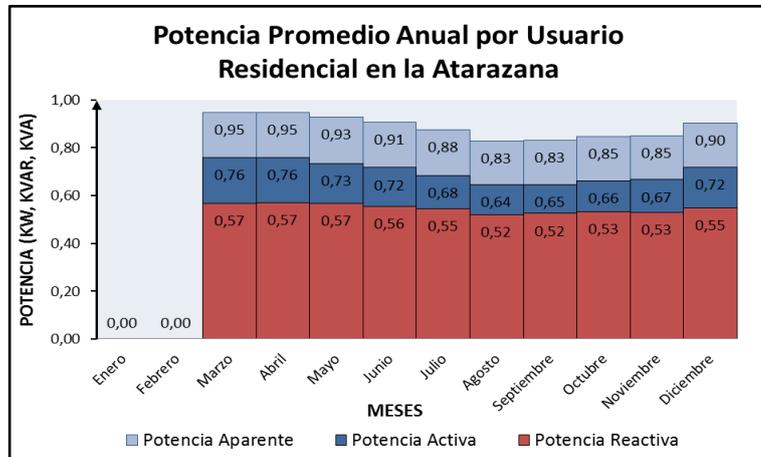


CURVA DE CARGA ANUAL

Estado actual:



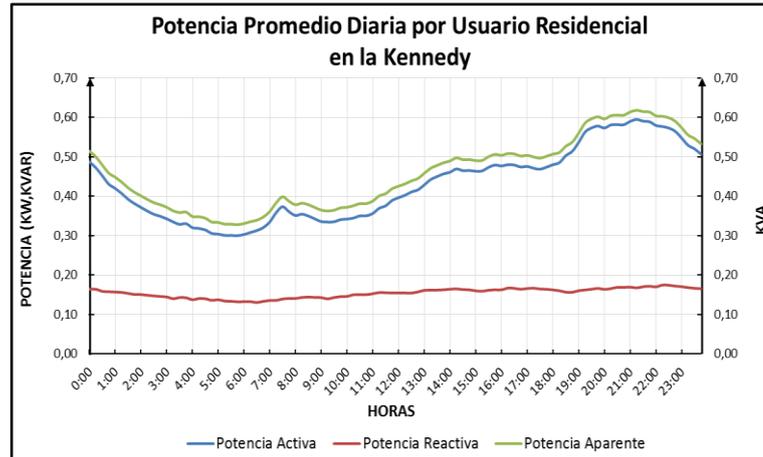
Incluyendo una cocina de inducción:



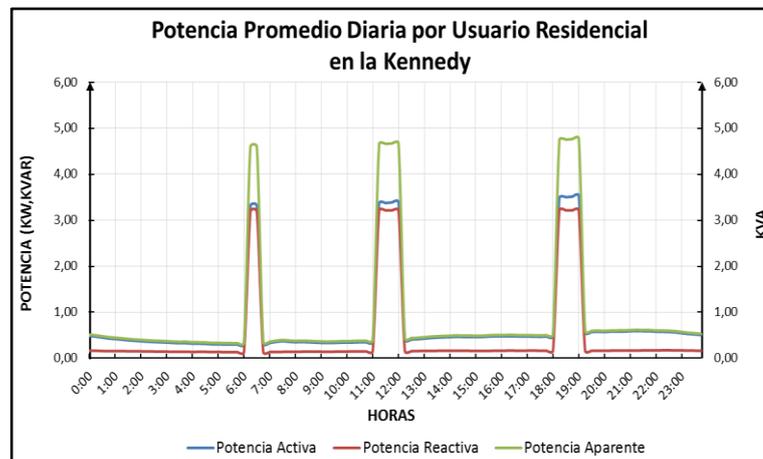
ANEXO E2. KENNEDY

CURVA DE CARGA DIARIA

Estado actual:

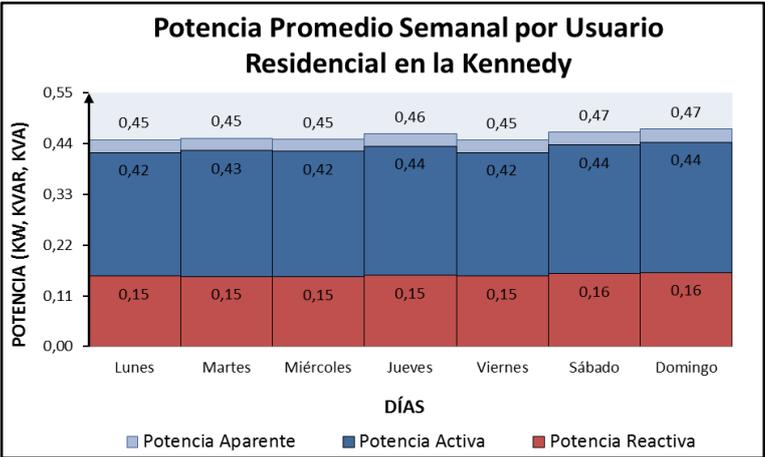


Incluyendo una cocina de inducción:

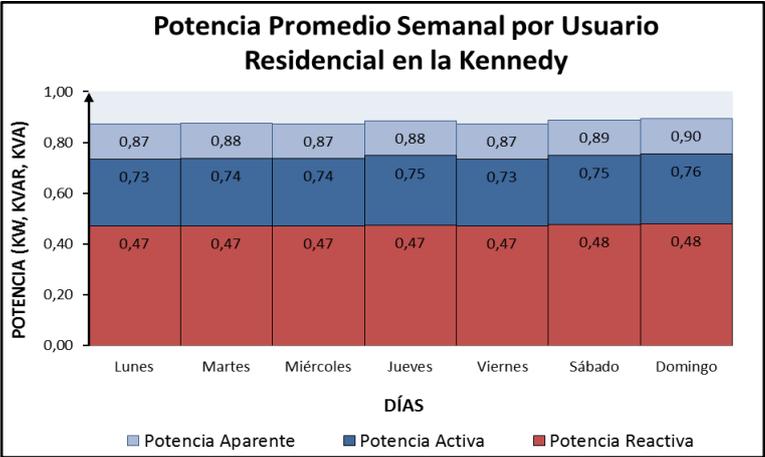


CURVA DE CARGA SEMANAL

Estado actual:

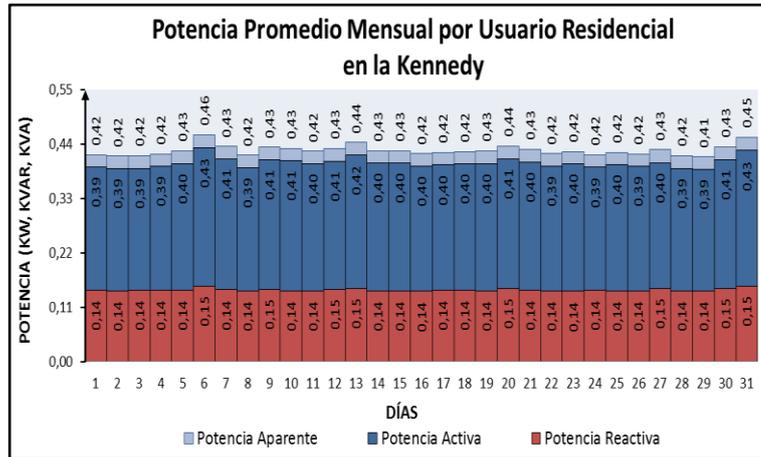


Incluyendo una cocina de inducción:

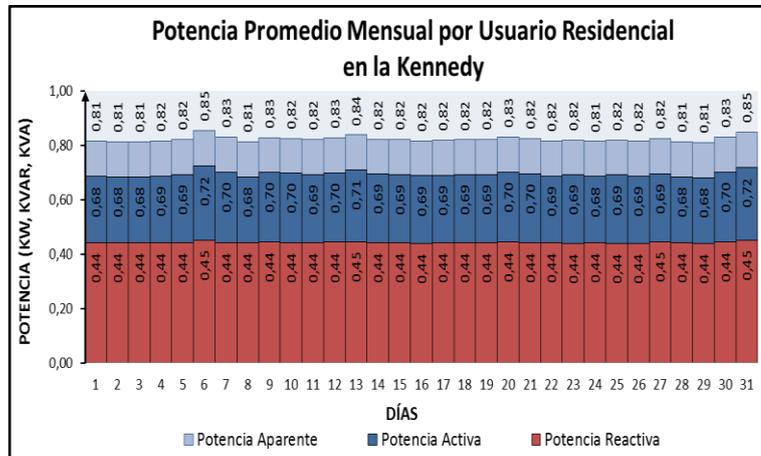


CURVA DE CARGA MENSUAL

Estado actual:

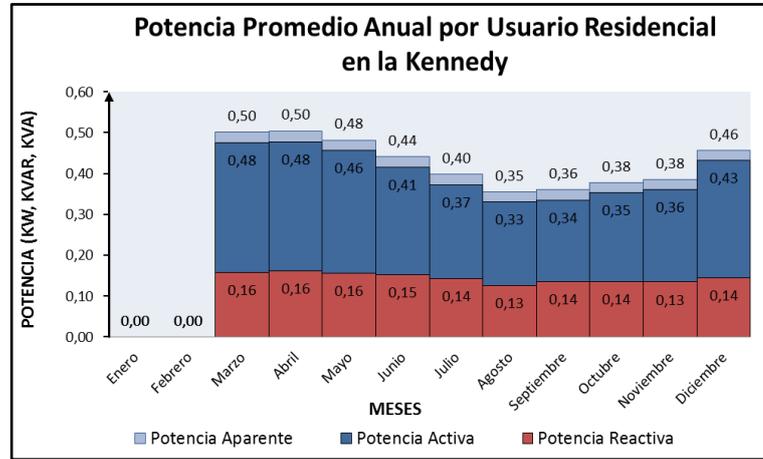


Incluyendo una cocina de inducción:

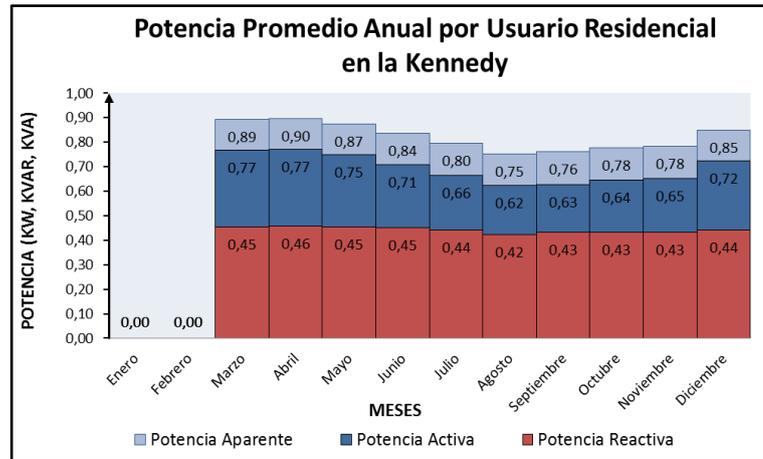


CURVA DE CARGA ANUAL

Estado actual:



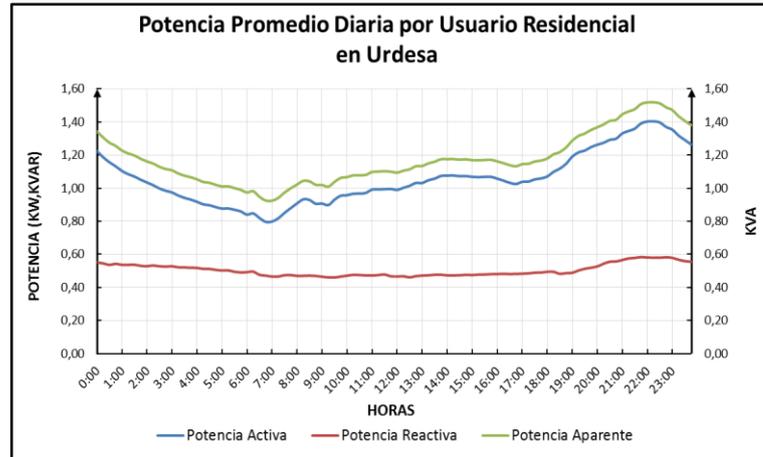
Incluyendo una cocina de inducción:



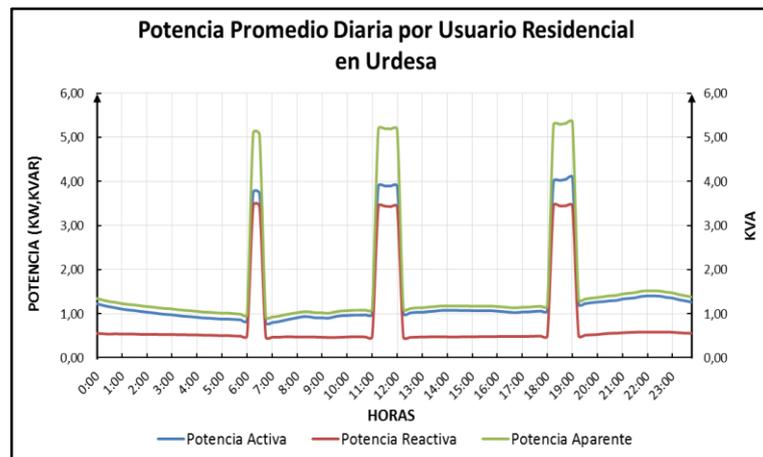
ANEXO E3. URDESA

CURVA DE CARGA DIARIA

Estado actual:

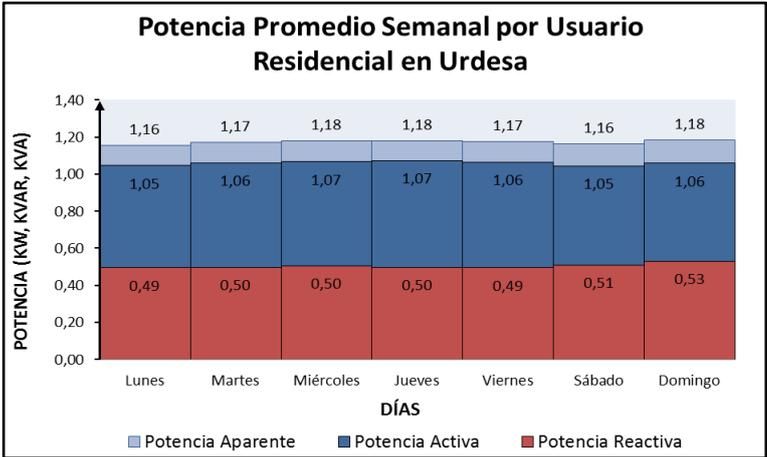


Incluyendo una cocina de inducción:

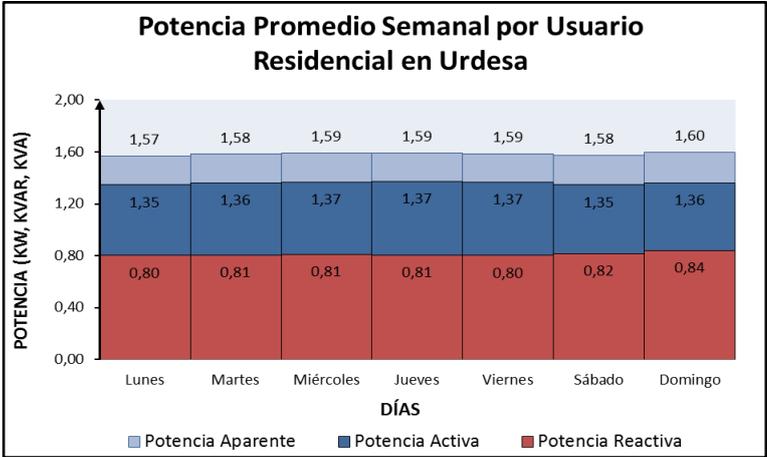


CURVA DE CARGA SEMANAL

Estado actual:

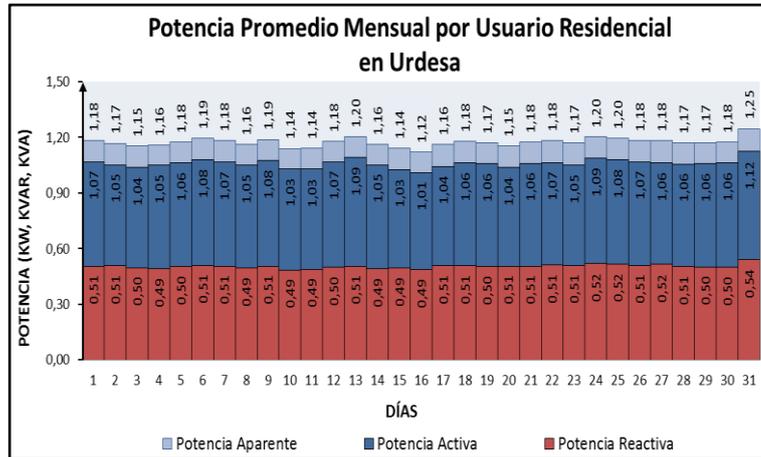


Incluyendo una cocina de inducción:

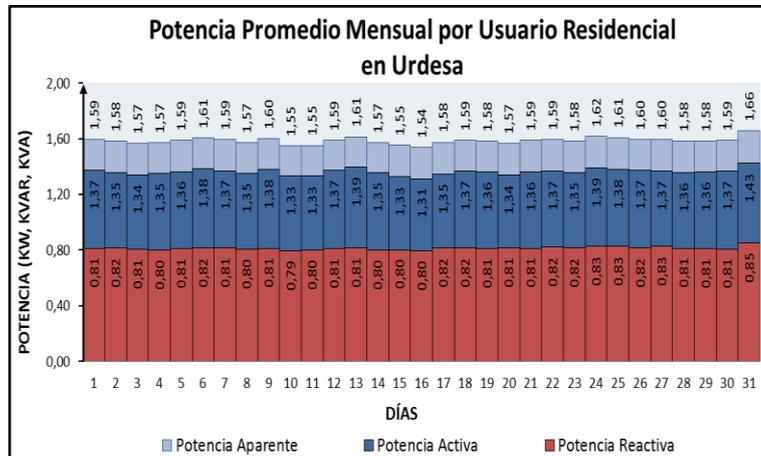


CURVA DE CARGA MENSUAL

Estado actual:

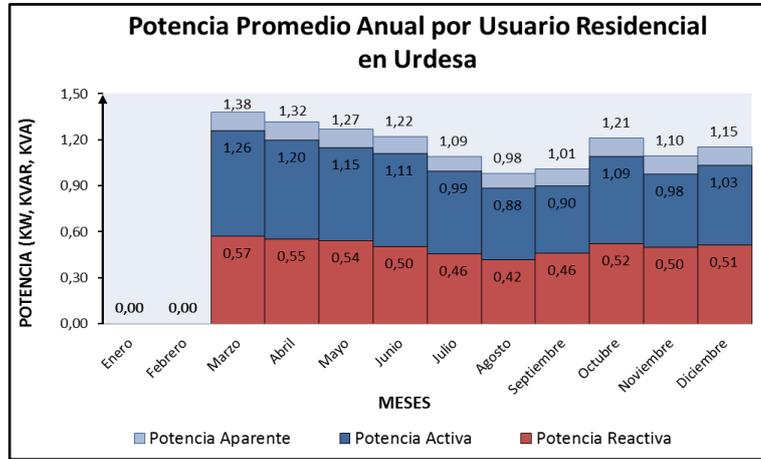


Incluyendo una cocina de inducción:

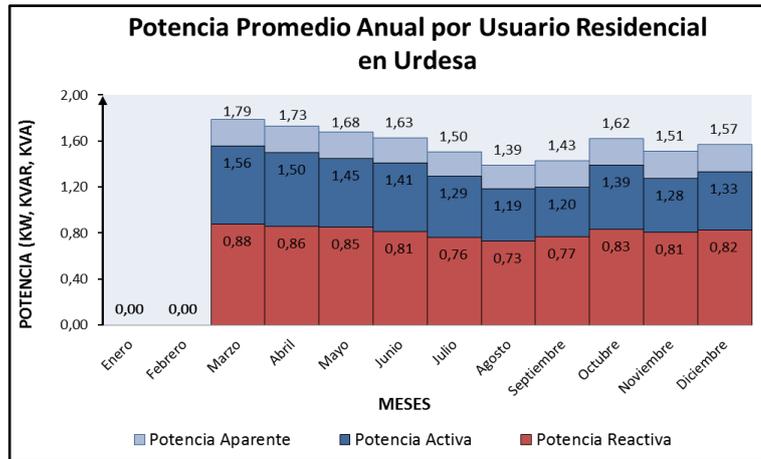


CURVA DE CARGA ANUAL

Estado actual:



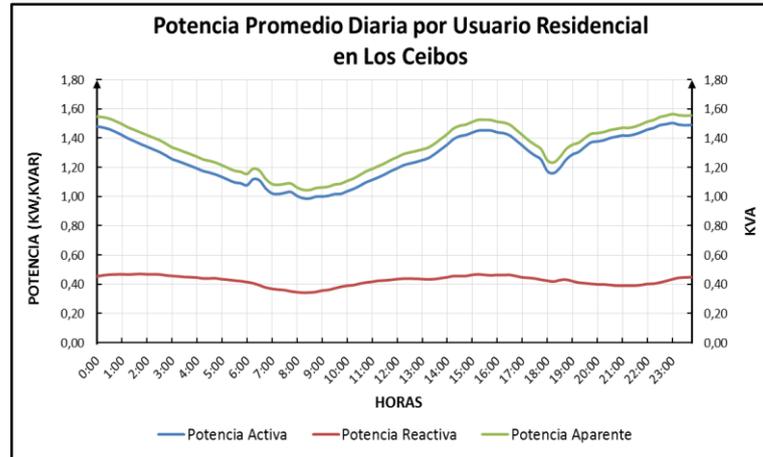
Incluyendo una cocina de inducción:



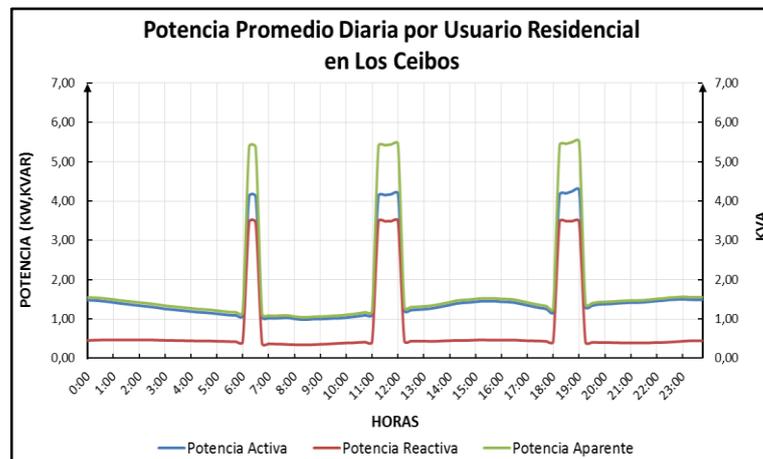
ANEXO E4. LOS CEIBOS

CURVA DE CARGA DIARIA

Estado actual:

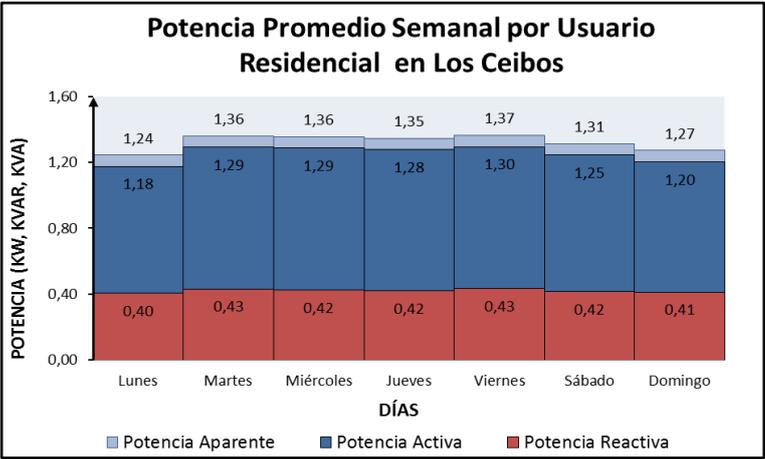


Incluyendo una cocina de inducción:

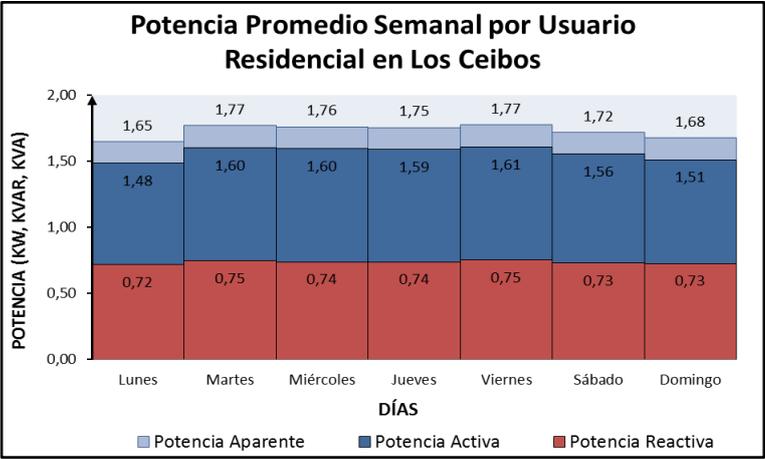


CURVA DE CARGA SEMANAL

Estado actual:

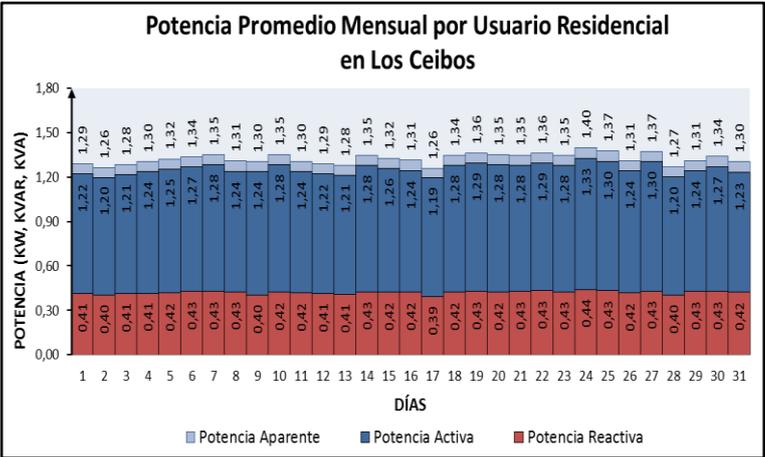


Incluyendo una cocina de inducción:

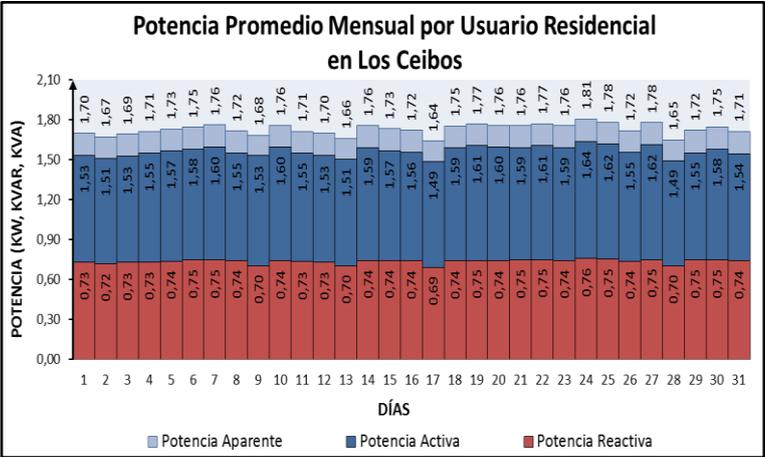


CURVA DE CARGA MENSUAL

Estado actual:

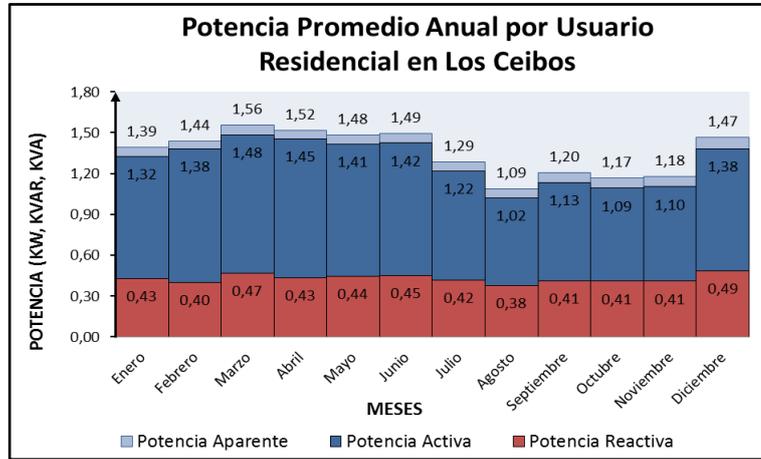


Incluyendo una cocina de inducción:

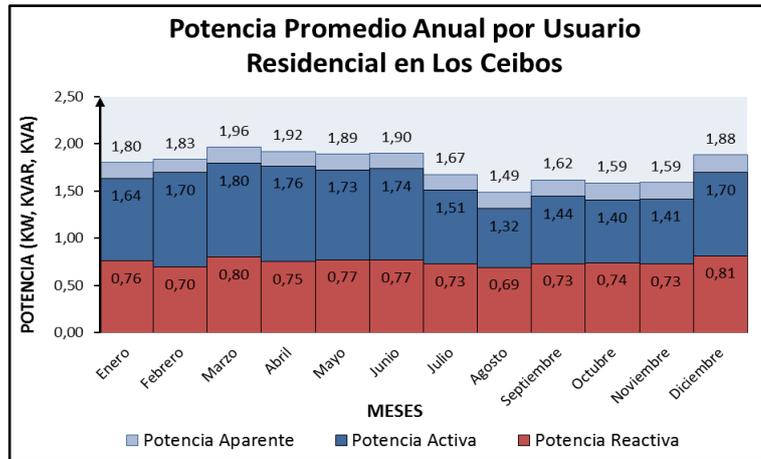


CURVA DE CARGA ANUAL

Estado actual:



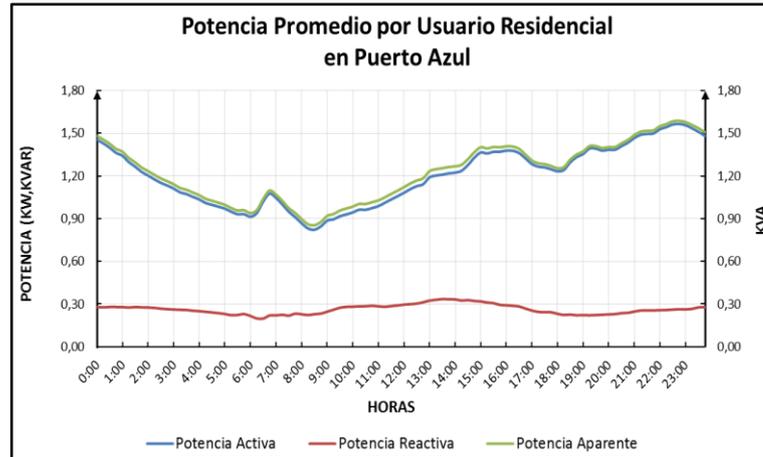
Incluyendo una cocina de inducción:



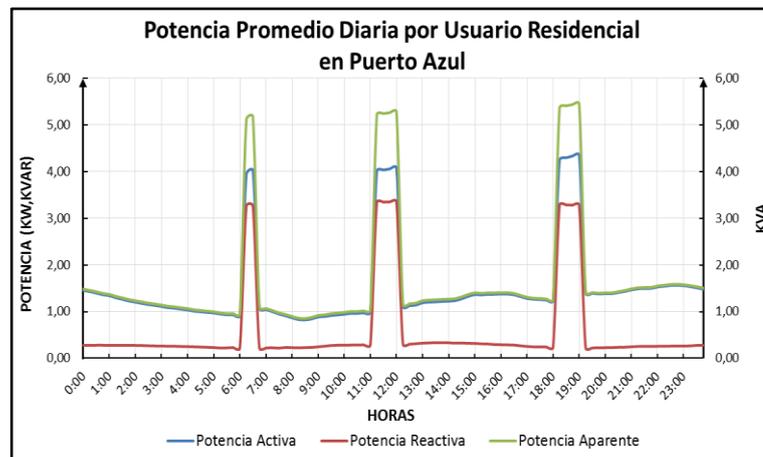
ANEXO E5. PUERTO AZUL

CURVA DE CARGA DIARIA

Estado actual:

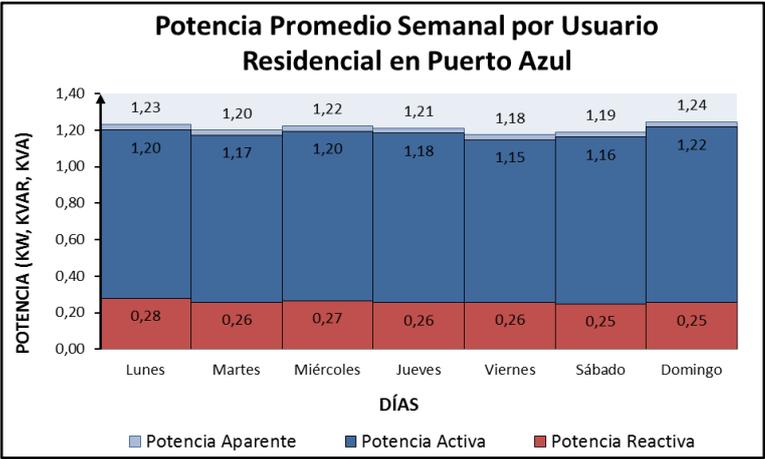


Incluyendo una cocina de inducción:

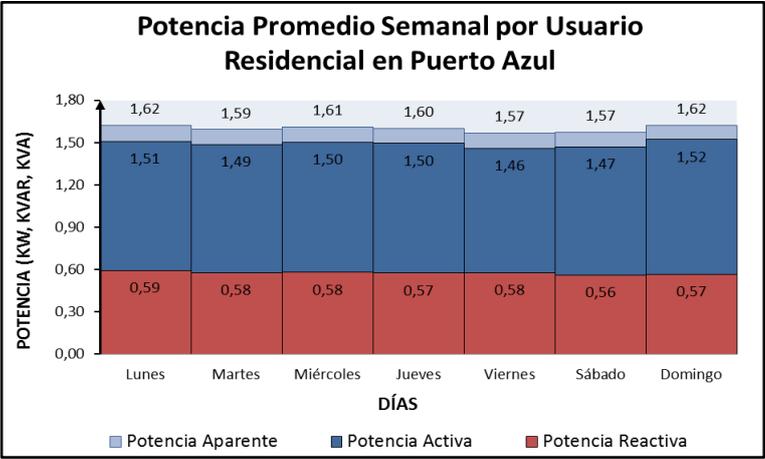


CURVA DE CARGA SEMANAL

Estado actual:

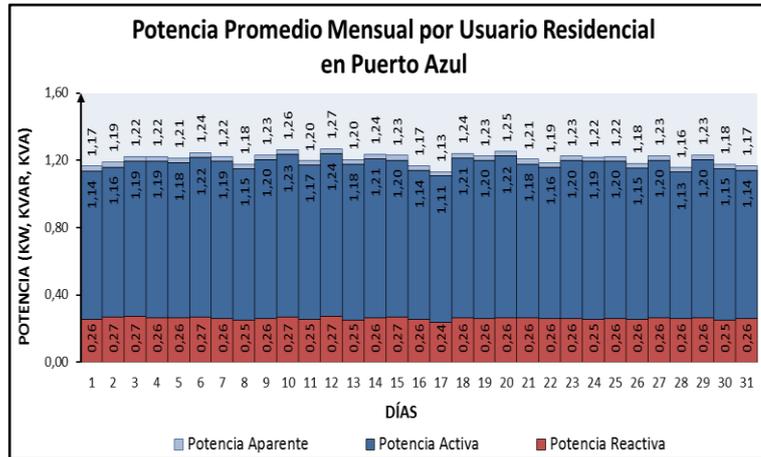


Incluyendo una cocina de inducción:

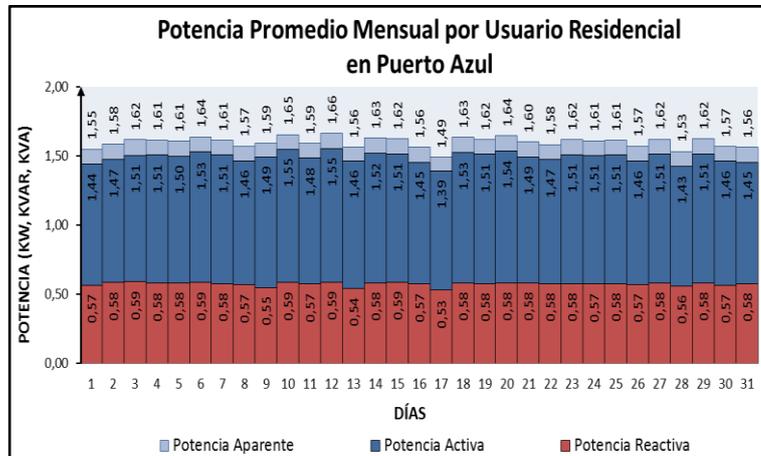


CURVA DE CARGA MENSUAL

Estado actual:

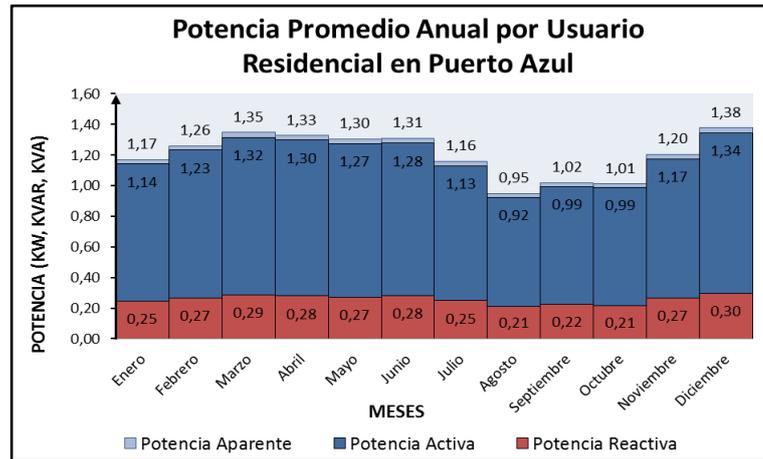


Incluyendo una cocina de inducción:

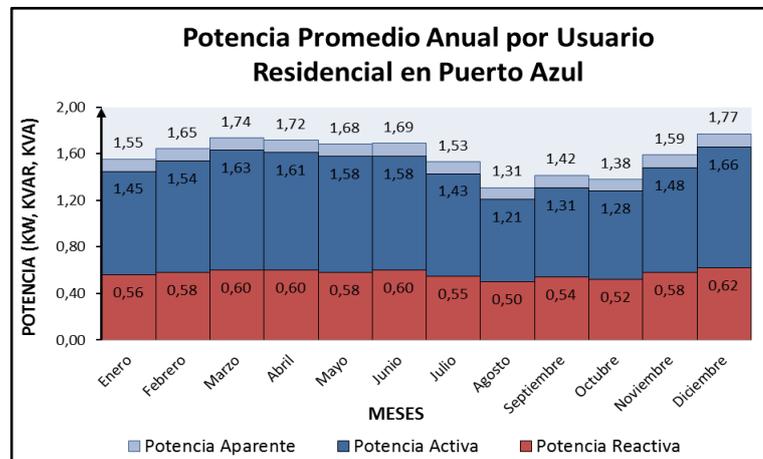


CURVA DE CARGA ANUAL

Estado actual:



Incluyendo una cocina de inducción:



BIBLIOGRAFÍA

- [1] Ramírez Castaño, Samuel., Redes de distribución de Energía, Universidad Nacional de Colombia 3ra Ed, 2004, páginas 2, 9, 18-47.

- [2] Rivera Calle, José Raúl., Eficiencia Eléctrica en Alimentadores Primarios de Distribución de la Empresa Eléctrica Regional Centro Sur C.A. Cuenca-Ecuador, Tesis Mag. Universidad de Cuenca, 2013, página 20.

- [3] CONELEC, Boletín Estadístico del Sector Eléctrico Ecuatoriano, 2013.

- [4] CONELEC, <http://www.conelec.gob.ec>, fecha de consulta febrero 2015.

- [5] Wikipedia, Artículo Transformador, <http://es.wikipedia.org/wiki/Transformador>, fecha de consulta noviembre 2014.

- [6] Fitzgerald, A.E., Kingsley, Charles Jr., Umans, Stephen D., Máquinas Eléctricas, Mc Graw Hill 6ta Ed, 2004.

- [7] Medina Isfrán, Miriam Elizabeth., Estimación de Curvas de Demandas de Transformadores de Distribución, Administración Nacional de Electricidad, 2012.

- [8] Avelino Pérez, Pedro., Transformadores de Distribución (teoría, cálculo, construcción y pruebas), REVERTE S.A. 2da Ed., 2001.
- [9] NTE INEN 2 131:2004, Transformadores de Distribución. Valores Nominales de Potencias Aparentes., 1ra Edición, 2004.
- [10] Monografias, Definición de Transformador de Distribución, <http://www.monografias.com/trabajos11/tradi/tradi.shtml> , fecha de consulta noviembre 2014.
- [11] Obramat, Transformador Trifásico tipo Pedestal, <http://www.obramat.com.ve/049.pdf>, fecha de consulta enero 2015.
- [12] INATRA, Transformador Monofásico Padmounted, http://www.inatra.com/Web/index.php?option=com_content&view=article&id=176&Itemid=303, fecha de consulta diciembre 2014.
- [13] Casa Casa, Nelson Iván., Suncha Cóndor, Milton Gerardo., Control y Reducción de Pérdidas no Técnicas de Energía Mediante el Método Balance de Energía por Transformador en 19 Sectores de la Provincia de Cotopaxi designados por ELEPCO S.A., <http://repositorio.utc.edu.ec/bitstream/27000/1031/1/T-UTC-1264.pdf>, Universidad Técnica del Cotopaxi, 2009.

- [14] Monografías, Perdidas de potencia y eficiencia en los transformadores monofásicos, <http://www.monografias.com/trabajos82/perdidas-transformador-monofasico/perdidas-transformador-monofasico.shtml>, fecha de consulta enero 2015.
- [15] Weimar Salazar, Medidor Eléctrico, <http://www.slideshare.net/weimarfx/medidor-electrico?related=2>, fecha de consulta enero 2015.
- [16] Empresa Eléctrica Pública de Guayaquil EP, Normas de acometidas, cuartos de transformación y sistemas de medición para el suministro de electricidad (NATSIM), Edición 2012.
- [17] Afinidad Eléctrica, Artículo sobre Medidores, <http://www.afinidadelectrica.com.ar/articulo.php?IdArticulo=271>, fecha de consulta enero 2015.
- [18] Wikipedia, Artículo Muestreo (Estadística), [http://es.wikipedia.org/wiki/muestreo_\(estad%c3%adstica\)](http://es.wikipedia.org/wiki/muestreo_(estad%c3%adstica)), fecha de consulta diciembre 2014.
- [19] Monografías, Como Determinar el Tamaño de una Muestra Aplicada a la Investigación Archivística, <http://www.monografias.com/trabajos60/tamano-muestra->

[archivistica/tamano-muestra-archivistica2.shtml](#), fecha de consulta diciembre 2014.

[20] Abengoa, Artículo Eficiencia Energética, http://www.abengoa.es/htmlsites/boletines/es/diciembre2007ext/fr_eficiencia.htm, fecha de consulta noviembre 2014.

[21] Ministerio de Electricidad y Energías Renovables, Dirección Nacional de Eficiencia Energética, <http://www.energia.gob.ec/direccion-nacional-de-eficiencia-energetica>, fecha de consulta diciembre 2014.

[22] CONELEC, Boletín Estadístico del Sector Eléctrico Ecuatoriano, 2010.

[23] Empresa Eléctrica de Azogues, Instructivo de Servicios, <http://www.electricaazogues.com.ec/eeaca/images/pdfs/instructivo.pdf>, fecha de consulta febrero 2015.

[24] Empresa Eléctrica Pública de Guayaquil EP (Telemetría), Datos de usuarios residenciales de Guayaquil, 2014.

[25] Empresa Eléctrica Pública de Guayaquil EP (GIS), Datos de transformadores y usuarios residenciales asociados, 2014.

- [26] Definición ABC, Definición de Muestra, <http://www.definicionabc.com/general/muestra.php>, fecha de consulta diciembre 2014.
- [27] Monografias, Análisis de correlación empleando Excel y Graph, <http://www.monografias.com/trabajos93/analisis-correlacion-empleando-excel-y-graph/analisis-correlacion-empleando-excel-y-graph.shtml>, fecha de consulta febrero 2015.
- [28] Ebasco Services Inc., Electric Distribution Systems Engineering Handbook, Electrical World McGraw Hill, 1982.
- [29] NTE INEN 2114:2004, Transformadores de Distribución Nuevos Monofásicos. Valores de corriente sin Carga, Pérdidas y Voltaje de Cortocircuito, 1ra Edición, 2004.
- [30] Regulación CONELEC No. 004/11, Tratamiento para la energía producida con Recursos Energéticos Renovables No Convencionales, 2010.
- [31] IEEE C57.91-1995, IEEE Guide for Loading Mineral-Oil-Immersed Transformers, IEEE Standars Board, 1995.

- [32] IEEE C57.12.00-2000, IEEE Standard General Requirements for liquid-Immersed Distribution, Power, and Regulating Transformers, IEEE-SA Standards Board, 2000.
- [33] Monografias, Los costos de fallas o pérdidas de energía y la necesidad de su análisis permanente, <http://www.monografias.com/trabajos68/costos-fallas-energia-necesidad-analisis/costos-fallas-energia-necesidad-analisis2.shtml>, fecha de consulta febrero 2015.
- [34] Llor Zambrano, Michael Byron., Valladares Mera, Alex Ricardo., Propuesta para el Estudio de Optimización de la Cargabilidad de Transformadores de Distribución en la Empresa Eléctrica Pública De Guayaquil, sector Cda. Bolivariana, Tesis Universidad Politécnica Salesiana, 2012.