

UNIVERSIDAD POLITECNICA SALESIANA

SEDE CUENCA

CARRERA DE INGENIERIA ELECTRICA

“ANALISIS DEL FACTOR DE RECARGO DEL DOS POR CIENTO POR PERDIDAS EN TRANSFORMACION EN CLIENTES ATENDIDOS CON TRANSFORMADOR PARTICULAR CON REGISTRO DE LECTURA EN BAJA TENSION”

Tesis previa a la obtención  
del título de Ingeniero  
Eléctrico

AUTORES:

Raúl Esteban Ormaza Romero

Francisco Xavier Parra Sigüenza

DIRECTOR:

Ing. Flavio Quizhpi

CUENCA-ECUADOR

NOVIEMBRE DE 2013

Cuenca, de Noviembre de 2013.

Los conceptos desarrollados, datos obtenidos, análisis realizados y las conclusiones descritas en la presente investigación, son de exclusiva responsabilidad de los autores y autorizamos a la Universidad Politécnica Salesiana el uso de la misma con fines académicos



Raúl Esteban Ormaza R.



Francisco Xavier Parra S.

Ing. FLAVIO QUIZHPI PALOMEQUE Director de tesis.

CERTIFICA: Que la tesis con el título “ANALISIS DEL FACTOR DE RECARGO DEL DOS POR CIENTO POR PERDIDAS EN TRANSFORMACION EN CLIENTES ATENDIDOS CON TRANSFORMADOR PARTICULAR CON REGISTRO DE LECTURA EN BAJA TENSION”, ha sido desarrollada por los estudiantes RAUL ESTEBAN ORMAZA ROMERO Y FRANCISCO XAVIER PARRA SIGÜENZA, ha sido revisada y asesorada de acuerdo a los requerimientos establecidos en la propuesta inicial y al cronograma definido, por lo que después de reunir los requisitos estipulados en los Documentos Generales e Instructivos de Graduación de la Universidad, autorizo su presentación para los fines legales consiguientes.

Cuenca, Noviembre de 2013



Ing Flavio Quizhpi

## AGRADECIMIENTOS

Quiero agradecer a Dios, por toda su bondad brindada para este, su servidor, de igual manera a los grandes padres terrenales que él me dio, mi padre con su interminable amor y amistad, a mi madre que fue el pilar fundamental de mi niñez, y ahora mi ángel de la guarda, que junto al todo poderoso protege a toda nuestra familia.

Como no agradecer a mi familia, mis padres, mis hermanos que siempre me ha dado su amor y apoyo.

Un agradecimiento especial para el Ing Flavio Quizhpi, director de esta Tesis, quien no solo con sus sólidos conocimientos nos ha brindado una guía, si no por su valiosa amistad que nos ha brindado en todo el transcurso de nuestros estudios universitarios.



Raúl Ormaza Romero

## DEDICATORIA

Sin lugar a dudas, esta tesis está dedicado para el ser que siempre confió en mí, que con su amor y respaldo ha sido la guía en mi vida, nunca podre terminar de agradecer todo lo que usted significa en mi vida, esto es dedicado para usted, mi padre amado LEONARDO ORMAZA TORRES.

Quiero dedicar de igual manera a mi esposa, quien es ese bello ser que ahora me acompañara en el trajinar de nuestras vidas, por eso y mucho más esto se lo dedico a usted, Karolina Sarmiento, mi bella esposa.



Raúl Ormaza Romero

## AGRADECIMIENTOS

En primer lugar a Dios y a la virgen María Auxiliadora por sus bendiciones, a mi familia por su apoyo y comprensión, y a todas las personas que colaboraron en el proceso del desarrollo de este proyecto.

Un reconocimiento especial a él Ing. Flavio Quizhpi por su apoyo y dirección, al Ing. Galo Segarra, Ing. Galo Cabrera gracias por su ayuda, y al Sr Raúl Ormasa coproductor de este trabajo amigo de sacrificios y retos.



Francisco Parra S

## DEDICATORIA

A ti Josué Matías, que eres el motor que mueve mi vida, mi alegría mi distracción, el ser por el que todo sacrificio vale, a ti por ser el hijo con el que dios me bendijo.

A ti Fabiola por ser mi fuente de inspiración, por ser el apoyo que nunca me dejo renunciar ni desistir, a ti por ser el amor de mi vida mi esposa.

A Uds. José y Mariana por el ejemplo de dedicación, sacrificio por su apoyo incondicional por su generosidad y por todo su amor, a uds por ser los padres que todo hijo desea.

A Uds. Mónica, Cristian, Carlos y Diana por la ayuda que en todos estos años me brindaron y por soportarme, a uds mis queridos hermanos.....

A handwritten signature in purple ink, appearing to read 'Francisco Parra S.', is positioned above a horizontal dotted line.

Francisco Parra S.

“ANALISIS DEL FACTOR DE RECARGO DEL DOS POR CIENTO POR PERDIDAS EN TRANSFORMACION EN CLIENTES ATENDIDOS CON TRANSFORMADOR PARTICULAR CON REGISTRO DE LECTURA EN BAJA TENSION”

NOVIEMBRE DE 2013

# Índice general

## I INTRODUCCIÓN

### 1. EQUIPOS Y METODOS DE MEDICION.

1.1.Realidad del sistema eléctrico de la Empresa Eléctrica Regional Centro Sur técnico y económico.....	10
1.2.Equipos y métodos de medición.....	15
1.3.Parámetros para la utilización de los equipos.....	19

### 2. ANALISIS Y TABULACION DE LOS VALORES OBTENIDOS EN LOS TRANSFORMADORES DE MUESTREO.

2.1.Definir la población de muestra.....	22
2.2.Tabulación de los datos de la muestra.....	33

### 3. ANALISIS DE PERDIDAS MEDIANTE EQUIPOS DE MEDICION Y PRUEBAS PROPUESTAS

3.1.Técnicas de medición aplicadas a la muestra.....	36
3.2.Análisis de los valores obtenidos con los equipos de medición.....	47

### 4. CONTRASTACION DE VALORES DE PERDIDAS MEDIDOS CON VALORES CALCULADOS Y SU TRASENDENCIA

4.1.Comparación y análisis entre los valores facturados y medidos.....	62
4.2.Factores de corrección.....	67
4.3.Propuesta para la facturación de las perdidas por transformadores.....	68
<b>5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....</b>	<b>72</b>

# Bibliografía

Enríquez Harper, Gilberto. Electrónica de Potencia Básica. Editorial Limusa. México, 2010.

Walpole, Ronald. Probabilidad y Estadística para Ingenieros. Editorial Pearson. México, 2012.

Yebra Moròn, Juan Antonio. Sistemas Eléctricos de Distribución. Editorial Rervertè. Barcelona, 2009

Enríquez Harper, Gilberto. Abc de la calidad de energía eléctrica. Editorial Limusa. México, 2009.

Chapman, Stephen. Maquinas Eléctricas. Editorial McGraw. México, 2012.

Avelino Pérez, Pedro. Transformadores de distribución. Editorial Revertè. México, 2008.

Departamento de Facturación de la Empresa Eléctrica Regional CENTROSUR.

Departamento de SIGADE de la Empresa Eléctrica Regional CENTROSUR.

Departamento de Calidad y Planificación de la Empresa Eléctrica Regional CENTROSUR.

[http://www.conelec.gob.ec/normativa\\_detalle.php?cd\\_norm=23](http://www.conelec.gob.ec/normativa_detalle.php?cd_norm=23)

<HTTP://WWW.CONELEC.GOB.EC/DOCUMENTOS.PHP?CD=3073&L=1>

<http://www.centrosur.com.ec>.

# Índice de figuras

Figura 1. Pérdidas de Energía del Sistema de la CENTROSUR.....	12
Figura 2. Pérdidas de Energía del alimentador 0523.....	12
Figura 3. Descripción de la forma de medición de energía de la CENTROSUR.....	15
Figura 4. Equipo FLUKE 1744/43.....	18
Figura 5. Equipo MemoBox .....	19
Figura 6. Área de concesión de la VENTROSUR.....	22
Figura 7. Porcentaje de transformadores de la CENTROSUR.....	24
Figura 8. Cuadro de tipos de centros de transformación.....	24
Figura 9. Cuadro ubicación de centros de transformación.....	25
Figura 10. Distribución de centros de transformación por subestaciones.....	25
Figura 11. Cuadro comparativo de potencias instaladas en los transformadores de la CENTROSUR.....	26
Figura 12. Cuadro de ubicación de los centros de transformación en relación a la potencia instalada.....	27
Figura 13. Cuadro de tipos de centros de transformación en relación a la potencia instalada.....	27
Figura 14. Cuadro de pérdidas de potencia en las líneas primarias en relación a las subestaciones.....	29
Figura 15. Cuadro de pérdidas de potencia en los transformadores en relación a las subestaciones.....	29

Figura 16. Cuadro comparativo de transformadores particulares por provincia.....	30
Figura 17. Cuadro de porcentajes de transformadores particulares en los cantones del Azuay.....	32
Figura 18. Distribución de transformadores particulares por subestación en el Cantón Cuenca.....	33
Figura 19. Porcentaje de los transformadores en la subestación cinco por alimentadores.....	34
Figura 20. Porcentajes de las muestras según la potencia instalada.....	36
Figura 21. Montaje del equipo Topas 1000.....	39
Figura 22. Equipo Memo box 300 y Fluke.....	44
Figura 23. Rango horario y curvas características de P y S del día Lunes.....	57
Figura 24. Rango horario y curvas características de P y S del día Martes.....	58
Figura 25. Rango horario y curvas características de P y S del día Miercoles.....	59
Figura 26. Rango horario y curvas características de P y S del día Jueves.....	60
Figura 27. Rango horario y curvas características de P y S del día Viernes.....	61
Figura 28. Rango horario y curvas características de P y S del día Sabado.....	62
Figura 29. Rango horario y curvas características de P y S del día Domingo.....	63
Figura 30. Rango horario y curvas características de P y S semanal.....	64
Figura 31. Lecturas programa SICO.....	65

# Índice de tablas

Tabla 1. Evolución de pérdidas periodo 2008-2012.....	10
Tabla 2. Pérdidas de Energía del Sistema de la CENTROSUR.....	11
Tabla 3. Pérdidas de Energía del alimentador 0523.....	12
Tabla 4. Pérdidas de Energía de los transformadores del alimentador 0523.....	13
Tabla 5. Costos de Energía en las etapas de distribución del sector eléctrico Ecuatoriano.....	14
Tabla 6. Costos pérdidas de Energía en los transformadores del alimentador 0523.....	15
Tabla 7. Cantidad de transformadores de la EERCS.....	23
Tabla 8. Potencias instaladas en los transformadores de la CENTROSUR.....	26
Tabla 9. Pérdidas de potencia en alimentadores primarios y transformadores de distribución.....	28
Tabla 10. Concesión de la CENTROSUR de transformadores particulares por provincias.....	31
Tabla 11. Porcentajes por cantón en la provincia del Azuay.....	32
Tabla 12. Porcentaje de transformadores particulares por subestación.....	33
Tabla 13. Distribución de los transformadores en la subestación cinco por alimentadores.....	34
Tabla 14. Distribución de las muestras según la potencia instalada.....	36
Tabla 15. Medidas del equipo de calidad correspondiente al día Lunes.....	49

Tabla 16. Medidas del equipo de calidad correspondiente al día Martes.....	50
Tabla 17. Medidas del equipo de calidad correspondiente al día Miércoles.....	51
Tabla 18. Medidas del equipo de calidad correspondiente al día Jueves.....	52
Tabla 19. Medidas del equipo de calidad correspondiente al día Viernes.....	53
Tabla 20. Medidas del equipo de calidad correspondiente al día Sábado.....	54
Tabla 21. Medidas del equipo de calidad correspondiente al día Domingo.....	55
Tabla 22. Cálculo de consumo Registro SICO.....	66
Tabla 23. Protocolo de transformadores para pérdidas de vacío y cobre.....	67
Tabla 24. Energía diaria registrada por el equipo de calidad de un transformador.....	68
Tabla 25. Resumen general de valores de los transformadores de 15 kVA.....	69
Tabla 26. Resumen general cálculos del transformador N°13285, potencia 15 kVA.....	69
Tabla 27. Resumen general cálculos para el transformador N°16126, potencia 15 kVA.....	70
Tabla 28. Resumen general cálculos del transformador N°18044, potencia 15 kVA...	70
Tabla 29. Resumen general cálculos del transformador N°9297 potencia 15 kVA.....	70
Tabla 30. Resumen general cálculos del transformador N°17438 potencia 15 kVA...	71
Tabla 31. Resumen general cálculos del transformador N°13027 potencia 15 kVA....	71
Tabla 32. Resumen general cálculos del transformador N°17924, potencia 15 kVA...	71

**Parte I**  
**INTRODUCCIÒN**

El desarrollo del trabajo de ANALISIS DEL FACTOR DE RECARGO DEL 2% POR PERDIDAS EN TRANSFORMADORES EN CLIENTES ATENDIDOS CON TRANSFORMADOR PARTICULAR CON REGISTRO DE LECTURA EN BAJA TENSIÓN, pretende determinar mediante datos reales medidos y análisis de los mismos, un factor de recargo que compense las pérdidas de los transformadores de una manera más eficiente. En la actualidad el crecimiento de la demanda de energía hace necesario el instalar más estaciones de transformación de uso particular, en las mismas se sigue aplicando el factor de pérdidas del dos por ciento, sin considerar ningún parámetro técnico.

La primera etapa del trabajo se llevó a cabo recopilando la información de los transformadores de la Empresa Eléctrica Regional CENTROSUR seleccionados mediante un análisis estadístico, en el periodo de seis meses se procedió a instalar equipos de calidad en cada uno de los transformadores por un tiempo de siete días. Los datos obtenidos de estos equipos representan el comportamiento real de cada transformador.

En la segunda etapa se procedió a recopilar información del sistema de facturación SICO de la Empresa Eléctrica Regional CENTROSUR y realizar un análisis y comparación entre los valores que se obtuvieron de los equipos de calidad versus los facturados.

Los resultados representan la realidad de las pérdidas de los transformadores de distribución y la necesidad de modificar el sistema de compensación que permita tener un sistema eléctrico técnico y económico más eficiente.

Se presenta al final del trabajo una serie de recomendaciones, que podrían ser consideradas por la Centro Sur y por otras Empresas Distribuidoras, para la facturación de los clientes. Así también se presenta una serie de recomendaciones para futuras investigaciones.

## CAPITULO 1

### EQUIPOS Y METODOS DE MEDICION.

#### 1.1 Realidad del sistema eléctrico de la Empresa Eléctrica Regional Centro Sur técnico y económico.

El control de las pérdidas de energía es un proceso fundamental de la Empresa por lo que se realizan análisis en cada etapa de la distribución, de los resultados obtenidos mediante simulaciones realizadas en base a los registros de energía se tienen los siguientes resultados de pérdidas hasta el año 2012, ver tabla 1:

CONCEPTO	U	2008	2009	2010	2011	2012
Energía Total Disponible (ETD)	MWh	720.417	728.982	780.189	838.975	886.982
E.E. Azogues + Guapán	MWh	-	-	-	-	-
G Consumidores sin contrato CENTROSUR	MWh	27.234	2.094	2.167	2.236	2.262
Disponible CENTROSUR	MWh	693.183	726.888	778.022	836.739	884.720
G Consumidores con contrato CENTROSUR	MWh	41.600	-	-	-	-
Disponible clientes regulados	MWh	651.583	726.888	778.022	836.739	884.720
Consumo clientes regulados	MWh	602.985	683.027	721.624	780.090	824.318
Pérdidas Totales	MWh	48.598	43.861	56.398	56.650	60.402
% Pérdidas totales respecto a ETD	%	6,75%	6,02%	7,23%	6,75%	6,81%
Pérdidas Técnicas	MWh	41.360	42.033	44.997	47.976	51.584
% Pérdidas Técnicas respecto a ETD	%	5,75%	5,77%	5,77%	5,72%	5,82%
Pérdidas No técnicas	MWh	7.238	1.828	11.401	8.674	8.818
% Pérdidas No Técnicas respecto a ETD	%	1,00%	0,25%	1,46%	1,03%	0,99%

Tabla 1. Evolución de pérdidas período 2008-2012.

Este trabajo analizará uno de los componentes de las pérdidas técnicas, las pérdidas en transformadores de distribución particulares. Estas pérdidas son consideradas dentro del pliego tarifario vigente, se estipula un factor de penalización del dos por ciento que busca compensar económicamente las pérdidas.

La Empresa Eléctrica Regional Centro Sur dentro de su área de concesión, que comprende la provincia del Azuay, Cañar y Morona Santiago, se encarga de la etapa de distribución y dispone de doce subestaciones las cuales se subdividen por alimentadores primarios los mismos que están identificados de acuerdo a la subestación y al nivel de voltaje.

Para determinar la eficiencia de cada una de éstas, la CENTROSUR, realiza un reporte mensual en el que se considera la energía que se comercializa versus las pérdidas que se producen en el proceso. Por lo tanto, para el análisis se consideran datos proporcionados por el departamento del SIGADE.

Las pérdidas que se consideran en este reporte, tabla 2 y figura 1, son en cables, conductores, transformadores propios y particulares.

PERDIDAS DE ENERGIA																													
Energía	Conductor						Cable						Total						Total sin trafos particulares			Total todos trafos							
	Conductor		Cable		Total		Empresa			Privados			Total			Total			Total		Total								
	kWh/mes	%	kWh/mes	%	kWh/mes	%	Hierro	Cobre	Total	Hierro	Cobre	Total	Hierro	Cobre	Total	Hierro	Cobre	Total	kWh/mes	%	kWh/mes	%							
DIGS	67967111	457998	0.67%	31446	0.05%	489444	0.72%	706182	1.04%	133384	0.20%	839566	1.24%	482141	0.72%	137771	0.20%	629912	0.93%	1198324	1.76%	271155	0.40%	1469478	2.16%	1329011	1.96%	1958923	2.88%
DMIS	4871848	95435	1.96%	39.01	0.00%	95494	1.96%	68195	1.40%	14818	0.30%	83013	1.70%	23376	0.48%	5120	0.11%	28496	0.58%	91572	1.88%	19938	0.41%	111509	2.29%	178507	3.66%	207003	4.25%

**Tabla 2. Pérdidas de Energía del Sistema de la CENTROSUR.**

De la tabla 2 se tiene que el total de energía mes es de 67967111 kW-h/mes al mes de marzo, las pérdidas en transformadores de uso particular representan el 0,93% un valor de 629912 kW-h/mes, esto es en la provincia del Azuay.

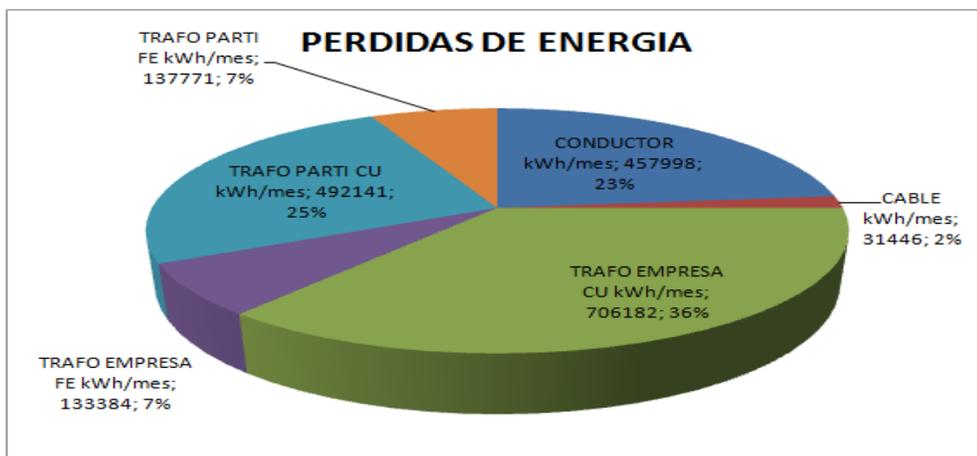


Figura 1. Pérdidas de Energía del Sistema de la CENTROSUR.

Las pérdidas que se dan en el alimentador 0523, subestación el Arenal, referente para el análisis del factor del 2%, tanto en conductores, cables, transformadores propios y particulares, son los proporcionados en la tabla 3 y figura 2:

PERDIDAS DE ENERGIA ALIMENTADOR 0523																														
Energía	Redes MT						TRANSFORMADORES												Total sin traños particulares		Total todos traños									
	Conductor		Cable		Total		Empresa				Privados				Total				Total		Total									
	kWh/mes	%	kWh/mes	%	kWh/mes	%	Hierro	Cobre	Total	Hierro	Cobre	Total	Hierro	Cobre	Total	Hierro	Cobre	Total	kWh/mes	%										
ALIM-0523	4386537		57510	1.31%	3077	0.07%	60567	1.38%	37364	0.85%	6856	0.16%	44219	1.01%	25177	0.57%	6800	0.16%	32057	0.73%	62541	1.43%	13736	0.31%	76277	1.74%	104806	2.39%	136864	3.12%

Tabla 3. Pérdidas de Energía del alimentador 0523.

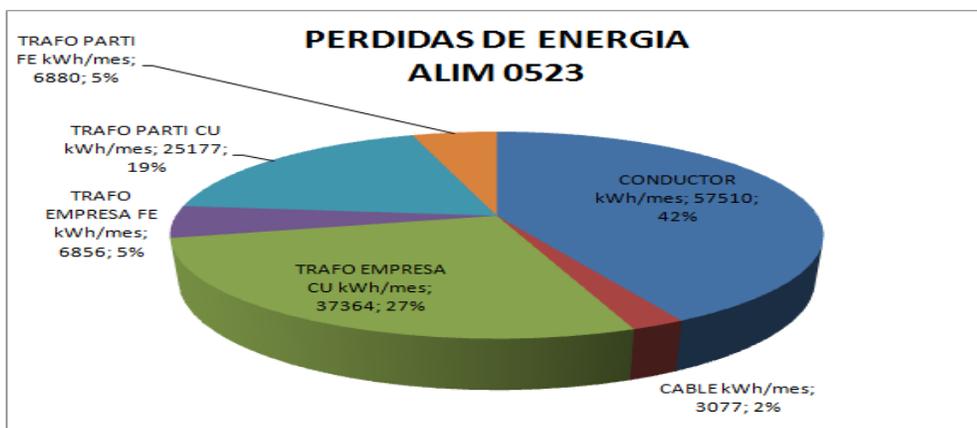


Figura 2. Pérdidas de Energía del alimentador 0523.

De la tabla 4 se deduce que las pérdidas totales en transformadores representan el 1.74% de la energía disponible, las pérdidas totales en transformadores particulares son el 0.73%

PERDIDAS DE ENERGIA EN TRANSFORMADORES PARTICULARES DEL ALIMENTADOR 0523																		
	TRANSFORMADORES																	
	Empresa						Privados						Total					
	Hierro		Cobre		Total		Hierro		Cobre		Total		Hierro		Cobre		Total	
	kWh/mes	(%)	kWh/mes	(%)	kWh/mes	(%)	kWh/mes	(%)	kWh/mes	(%)	kWh/mes	(%)	kWh/mes	(%)	kWh/mes	(%)	kWh/mes	(%)
ALIM-0523	37364	0,85%	6856	0,16%	44219	1,01%	25177	0,57%	6880	0,16%	32057	0,73%	62541	1,43%	13736	0,31%	76277	1,74%

**Tabla 4. Pérdidas de Energía de los transformadores del alimentador 0523.**

Estas pérdidas son calculadas mediante las formulas (1) y (2), que representan las pérdidas en vacío y en el cobre:

$$PE_O = P_O * t \quad (1)$$

Dónde:

PE<sub>O</sub> pérdidas de energía en vacío [kWh],

P<sub>O</sub> pérdidas de potencia en vacío [kW],

t período de análisis [h].

$$PE_{Ci} = \frac{(demanda_i)^2 * P_c}{(KVA_n * \cos \Phi)^2} * t_i \quad ; \quad PE_{CTOTAL} = \sum PE_{Ci} \quad (2)$$

Dónde:

PE<sub>ci</sub> pérdidas de energía en el intervalo i [kWh],

P<sub>c</sub> pérdidas de potencia a plena carga [kW],

$KVA_n$  potencia nominal del transformador [kVA],

$\text{Cos}\Phi$  factor de potencia de la carga,

demanda  $i$  demanda en la hora  $i$  [kWh],

$t_i$  intervalo  $i$  de análisis [h],

$PE_{C\ TOTAL}$  pérdidas de energía total [kWh].

Para representar los valores de energía en valores económicos se dispone del costo de cada kW-h/mes por etapa. Los valores son obtenidos de acuerdo a cada una de las etapas de la distribución y los costos que le representan a la empresa transferir la energía.

En la tabla 5 se muestran los valores por etapas obtenidos al aplicar un análisis de costos:

ETAPAS	Costo por etapa funcional	Costo acumulado	Costo de energía consumida	Costo de pérdidas de energía			Acumulado (incluido pérdidas)	Costo Real del consumo
	[¢/kWh]			[¢/kWh]	Técnicas	No técnicas		
			[\$]	[\$]	[\$]	[\$]		
Generación	5,53	5,53					5,53	
Líneas subtransmisión	0,23	5,76	2.067.173	334.298	20.833	355.130	5,80	2.081.674
Subestaciones	0,64	6,40	-	222.978	-	222.978	6,47	-
Alimentadores primarios	1,20	7,60	24.128.841	613.848	140.076	753.924	7,76	24.633.196
Transformadores distribución	0,51	8,11	-	1.336.830	-	1.336.830	8,54	-
Redes secundarias	1,75	9,86	-	1.166.374	-	1.166.374	10,54	-
Alumbrado público	0,83	10,68	6.762.494	126.459	-	126.459	11,40	7.214.320
Acometidas y contadores	1,03	11,72	47.770.996	553.151	774.906	1.328.058	12,78	52.090.068
<b>TOTAL</b>			<b>80.729.505</b>	<b>4.353.939</b>	<b>935.815</b>	<b>5.289.754</b>		<b>86.019.258</b>

**Tabla 5. Costos de Energía en las etapas de distribución del sector eléctrico Ecuatoriano.**

Por lo tanto para cuantificar el valor económico de las pérdidas se multiplica el costo de kWh por el valor de la energía perdida en esta etapa por los transformadores particulares. A manera de ejemplo se citan los transformadores del alimentador 0523, los valores se presentan en la tabla 6.

Valores obtenidos en los transformadores por mes:

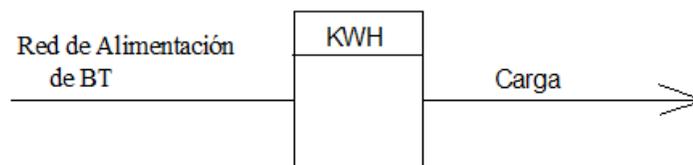
COSTOS PERDIDAS DE ENERGIA EN TRANSFORMADORES DEL ALIMENTADOR 0523																	
	Empresa						Privados						Total				
	Hierro		Cobre		COSTO	KWh/mes	Hierro		Cobre		COSTO	KWh/mes	Hierro		Cobre		Total
	\$/kWh	KWh/mes	\$/kWh	KWh/mes			\$/kWh	KWh/mes	\$/kWh	KWh/mes			\$/kWh	KWh/mes	\$/kWh	KWh/mes	
DIDIS	706182	\$ 0,085	\$ 60 307,98	133384	\$ 0,085	\$ 11 390,96	492141	\$ 0,085	\$ 42 028,85	137771	\$ 0,085	\$ 11 765,66	1198324	\$ 102 336,84	271155	\$ 23 156,62	1469478
DIMS	68195	\$ 0,085	\$ 5 823,86	14818	\$ 0,085	\$ 1 265,49	23376	\$ 0,085	\$ 1 996,35	5120	\$ 0,085	\$ 437,22	91572	\$ 7 820,21	19938	\$ 1 702,70	111509
ALIM-0523	37364	\$ 0,085	\$ 3 190,86	6856	\$ 0,085	\$ 585,47	25177	\$ 0,085	\$ 2 150,11	6880	\$ 0,085	\$ 587,58	62541	\$ 5 340,97	13736	\$ 1 173,05	76277

**Tabla 6. Costos pérdidas de Energía en los transformadores del alimentador 0523.**

## 1.2 Equipos y métodos de medición.

Para desarrollar la presente investigación se dispone de dos tipos de equipos de medición que permiten la toma de varias lecturas por minuto de distintos parámetros: potencia real (P), potencia reactiva (Q), voltajes (V) y corrientes (I).

En la actualidad la CENTROSUR realiza las mediciones de energía para los clientes de forma directa, como se aprecia en la figura 3 con equipos que registran energía, estos equipos no consideran las pérdidas en los transformadores.



**Figura 3. Descripción de la forma de medición de energía de la CENTROSUR.**

En este trabajo se utilizará dos tipos de equipos para realizar la toma de datos, un equipo es un contador de marca ABB con compensación de pérdidas, que es utilizado por el departamento de control de la medición y los segundos son equipos utilizados para determinar la calidad de la energía los mismos que son administrados por el departamento de planificación.

### **1.2.1 Contador ABB con compensación de pérdidas**

La compensación de pérdidas es un medio para corregir la lectura de un contador, cuando el punto de medición y el punto de servicio están separados físicamente, de manera que se puedan medir las pérdidas, incluyendo las de  $I^2 * R$  en los conductores y transformadores, y las pérdidas en el hierro. Estas pérdidas pueden ser añadidas o sustraídas del registro del contador.

Este contador debe ser programado inicialmente por la Empresa Eléctrica con la adecuada configuración tarifaria, utilizando el software AlphaPlus TM de la misma manera que lo haría con cualquier otro contador ALPHA.

Mediante el software instalado en la PC se ingresa en el contador los protocolos del transformador.

Las características principales que ofrecen estos contadores son:

- Medición de Energía Activa y Reactiva.
- Medición de la Demanda Máxima.
- Medición de Características de Calidad.
- Almacenamiento de información para Perfil de Carga.

Para la programación y extracción de la información de tales contadores, se lo hace mediante un computador que tiene el software ALPHA Plus. Dicha comunicación entre el PC y el contador se lo realiza mediante el adaptador de cable óptico.

Este equipo es utilizado cuando se desee medir la energía en el lado de BT de un transformador de distribución que sirve a un cliente, aun cuando el cliente final es el propietario del transformador y responsable de las pérdidas del mismo. En este caso el punto de facturación de la empresa eléctrica es el lado de AT del transformador. Utilizando la compensación de pérdidas, el contador conectado al lado de BT del transformador puede en forma activa, ajustar el registrador para contabilizar las pérdidas en el transformador.

### **1.2.2 Equipos de calidad.**

Los equipos registradores de calidad de energía han sido diseñados con la finalidad de evaluar los sistemas eléctricos existentes. Como en todo producto ofrecido a un cliente, la parte más importante es la calidad, se determina que la energía eléctrica es también como tal un producto que necesita de este requerimiento; por lo tanto se ve como un factor indispensable el recopilar información de tal manera que podamos evaluar la calidad del suministro eléctrico. Para este fin la Empresa Eléctrica Regional Centro Sur, ha adquirido una serie de equipos, de los mismos se utilizarán:

a) Fluke.

Los equipos de calidad FLUKE, como se aprecia en la figura 4, son capaces registrar simultáneamente hasta 500 parámetros durante un máximo de 85 días y de capturar eventos, los instrumentos de la serie Fluke 1740 ayudan a descubrir problemas de calidad de la potencia eléctrica intermitentes y difíciles de detectar.

El software PQ Log, que viene con el instrumento, evalúa rápidamente la calidad de la potencia eléctrica en la entrada del servicio, en una subestación o en la carga, de acuerdo con la norma EN 50160 más reciente.

- Determina la causa principal de los desperfectos: el software PQ Log incluido analiza tendencias, crea resúmenes estadísticos y genera gráficos y tablas detallados, rápidamente.
- Supervisa la potencia a largo plazo: los datos se pueden descargar durante el registro, sin interrumpirlo.
- Mide voltaje con exactitud superior: la exactitud de la medición del voltaje cumple con la norma IEC 61000-4-30 clase A (0,1 %)
- Valida rápidamente la calidad de la potencia: evalúe la calidad de la potencia de acuerdo con la norma EN 50160, mediante descripciones estadísticas



**Figura 4. Equipo FLUKE 1744/43.**

b) MemoBox

MemBox es un equipo de la empresa LEM figura 5, la cual fue adquirida por FLUKE Corporation en junio del 2005, por lo tanto su programación e instalación son idénticos a los equipos FLUKE.

Es un equipo analizador de calidad de la red, resistente, diseñado para aplicaciones en media y baja tensión, incluidas redes de distribución eléctrica.

El equipo Memobox es un instrumento de medida con protección IP65 para los parámetros eléctricos más comunes incluidos voltaje (V), corriente (A), potencia real (W), potencia aparente (VA), potencia reactiva (VAR), factor de potencia (PF), energía, flicker, eventos de tensión y THD.

El funcionamiento del sistema cumple con la norma EN50160 con precisión y técnicas de medida según IEC 61000-4-30 clase A.



**Figura 5. Equipo MemoBox .**

### **1.3 Parámetros para la utilización de los equipos.**

El ente regulador CONELEC mediante la Regulación 004/01 exige el cumplimiento de ciertas normativas en lo que respecta al suministro de energía eléctrica, por tal motivo y con el fin de cumplir con las exigencias que demanda esta normativa, la Empresa Eléctrica Regional Centro Sur, se compromete a recopilar la información necesaria para realizar un diagnóstico general de su sistema eléctrico.

Para el desarrollo de la misma se utilizan los equipos de calidad que se basan en norma IEC61000-4-30 sobre medidores de la categoría A para los siguientes parámetros:

#### Parámetros Clase

- Precisión de la medida de tensión A
- Determinación de los intervalos de tiempo A
- Etiquetar valores de medida en caso de eventos A
- Armónicos y armónicos intermedios A
- Frecuencia A
- Desequilibrio de tensión A
- Protocolización de eventos A
- Sincronización del tiempo A

CEI 61000-4-30. Técnicas de medida y ensayo. Métodos de medida de la calidad del suministro.

Es una norma cuyo objeto es definir los métodos de medida e interpretación de los resultados de los parámetros de calidad de suministro eléctrico en sistemas eléctricos de potencia 50/60 Hz.

Clase A: Corresponde a los equipos de mayor exactitud, necesarios por ejemplo para aplicaciones contractuales, verificación del cumplimiento de las normas, resolución de disputas, etc.

Clase B: Corresponde a equipos de menor exactitud, empleados por ejemplo para estudios estadísticos.

UNE-EN 50160. Características de la tensión suministrada por las redes públicas de distribución.

Es una norma cuyo objeto es describir las características principales de la tensión suministrada por una red pública de distribución de baja y media tensión, en las condiciones normales de explotación.

Para la toma de muestras se utilizará lo estipulado según la regulación CONELEC 004/01 de calidad:

Periodo de medición: A efectos del control de la Calidad del Producto, se entenderá al lapso en el que se efectuarán las mediciones de Nivel de Voltaje, Perturbaciones y Factor de Potencia, mismo que será de siete (7) días continuos.

## CAPITULO 2

### ANALISIS Y TABULACION DE LOS VALORES OBTENIDOS EN LOS TRANSFORMADORES DE MUESTREO.

#### 2.1 Determinación del tamaño de la muestra

##### 2.1.1 Áreas de cobertura de la EERCS

La EERCS tiene una cobertura del servicio eléctrico en la región austral del país, como se observa en la figura 6 con una área aproximada de  $28962 \text{ Km}^2$  con un aproximado de 52000 totales de clientes.



Figura 6. Área de concesión de la VENTROSUR.

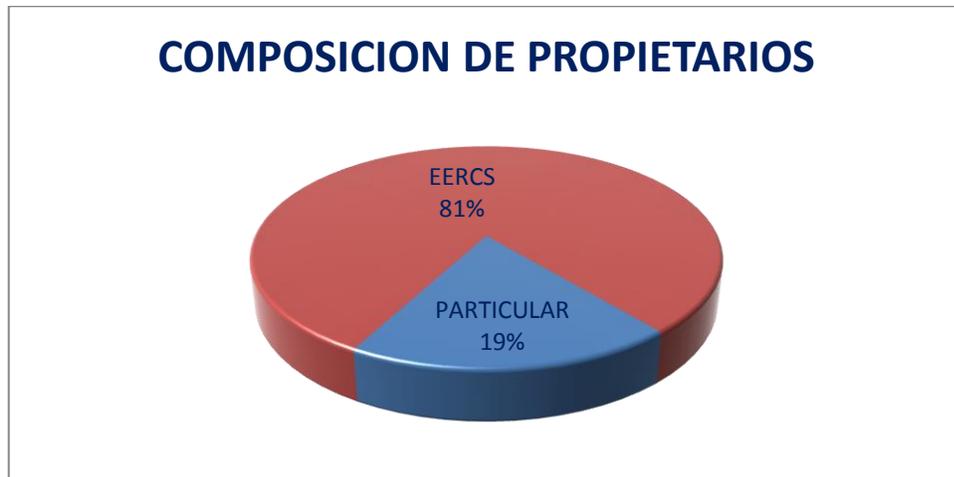
En base a la información proporcionada por parte de la CENTROSUR, se presenta la totalidad de transformadores pertenecientes a la misma, considerando sus dos categorías existentes: Transformadores Particulares y Transformadores de la CENTROSUR, el resumen se presenta en la tabla 7.

<b>CANTIDAD DE TRANSFORMADORES EN EL SISTEMA EERCS CA</b>															
<b>ALIM</b>	<b>TRAFOS</b>			<b>TRIFASICOS</b>				<b>BIFASICOS</b>				<b>MONOFASICOS</b>			
	<b>EERCS</b>	<b>PARTIC</b>	<b>TOTAL</b>	<b>TOTAL</b>	<b>URB.</b>	<b>SUBT.</b>	<b>RURAL</b>	<b>TOTAL</b>	<b>URB.</b>	<b>SUBT.</b>	<b>RURAL</b>	<b>TOTAL</b>	<b>URB.</b>	<b>SUBT.</b>	<b>RURAL</b>
0101	11	12	23	23	23	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0102	9	23	32	32	0	32	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0103	7	5	12	12	0	12	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0104	34	8	42	40	9	31	0	0	0	0	0	2	0	2	0
0201	12	7	19	18	6	12	0	0	0	0	0	1	1	0	0
0202	13	14	27	27	0	27	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0203	8	7	15	15	0	15	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0204	16	17	33	29	29	0	0	0	0	0	0	4	4	0	0
0205	26	17	43	39	39	0	0	0	0	0	0	4	4	0	0
0301	10	8	18	14	14	0	0	1	1	0	0	3	3	0	0
0321	376	45	421	35	14	0	21	0	0	0	0	384	10	0	374
0322	167	26	193	122	122	0	0	0	0	0	0	71	71	0	0
0323	245	51	296	102	90	0	12	0	0	0	0	194	54	0	140
0324	80	11	91	82	82	0	0	0	0	0	0	9	9	0	0
0421	91	108	199	122	113	0	9	0	0	0	0	77	65	0	12
0422	56	53	109	90	90	0	0	0	0	0	0	19	19	0	0
0423	180	49	229	97	89	0	7	0	0	0	0	132	83	0	49
0521	1,278	270	1,548	78	11	0	67	2	0	0	2	1,469	18	0	1,451
0522	208	91	299	123	123	0	0	1	1	0	0	175	175	0	0
0523	233	91	324	70	41	0	29	8	2	0	6	246	77	0	169
0524	220	56	276	123	123	0	0	2	0	0	2	151	123	0	28
0525	122	16	138	9	7	0	2	0	0	0	0	129	61	0	68
0721	238	49	287	49	17	0	32	0	0	0	0	238	52	0	186
0722	105	22	127	30	20	0	10	0	0	0	0	97	52	0	45
0921	356	39	395	14	0	0	14	0	0	0	0	381	0	0	381
0925	631	56	687	48	0	0	48	0	0	0	0	639	0	0	639
1221	168	57	225	29	10	0	19	0	0	0	0	196	12	0	184
1222	323	71	394	36	0	0	36	0	0	0	0	358	0	0	358
1223	10	11	21	5	0	0	5	0	0	0	0	16	0	0	16
1521	298	10	308	1	0	0	1	0	0	0	0	307	0	0	307
1522	191	18	209	19	0	0	19	0	0	0	0	190	0	0	190
1523	197	62	259	15	0	0	15	0	0	0	0	244	0	0	244
1601	19	3	22	14	0	0	14	0	0	0	0	8	0	0	8
1602	5	2	7	7	0	0	7	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>TOTAL</b>	<b>5.943,0</b>	<b>1.385,0</b>	<b>7.328,0</b>	<b>1.569,0</b>	<b>1.072,0</b>	<b>129,0</b>	<b>367,0</b>	<b>14,0</b>	<b>4,0</b>	<b>0,0</b>	<b>10,0</b>	<b>5.744,0</b>	<b>893,0</b>	<b>2,0</b>	<b>4.849,0</b>

**Tabla 7. Cantidad de transformadores de la EERCS.**

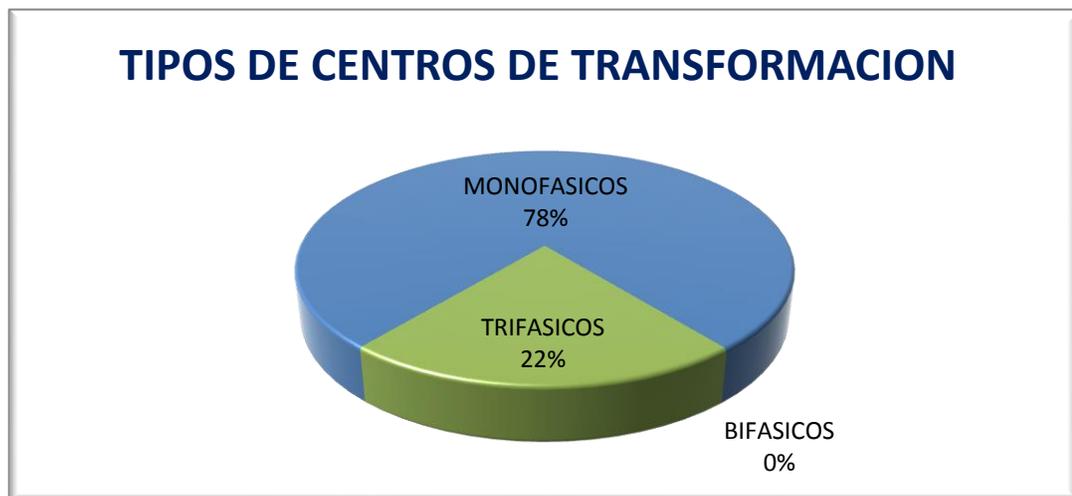
Por lo que podemos determinar el porcentaje real de transformadores particulares pertenecientes a la CENTROSUR, y base fundamental de este trabajo, donde se reafirma que el porcentaje del 19%, como se puede apreciar en la figura 7, es un valor muy representativo tanto para la concesión así como el factor determinante que es la potencia

de los mismos, donde se deberá tener presente la potencias totales instaladas así como las pérdidas totales de potencia de estos, dichas características se determinaron previamente.



**Figura 7. Porcentaje de transformadores de la CENTROSUR.**

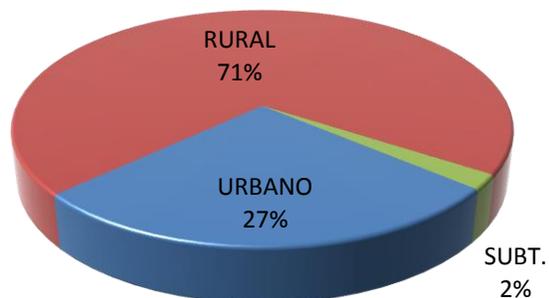
De los datos recopilados y en relación al tipo de centro de transformación se puede observar, en la figura 8, que existe un mayor número de transformadores monofásicos en toda la concesión de la CENTROSUR.



**Figura 8. Cuadro de tipos de centros de transformación.**

La CENTROSUR tiene distribuidos sus centros de transformación, tanto en zonas urbanas así como rurales, figura 9

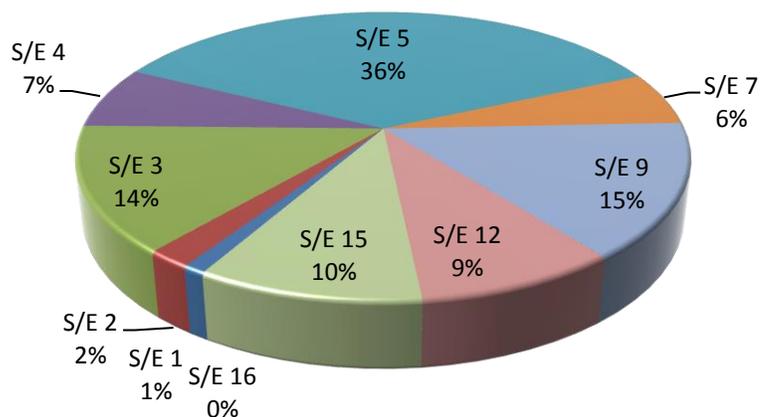
## UBICACION DE CENTROS DE TRANSFORMACION



**Figura 9. Cuadro ubicación de centros de transformación.**

La concesión de la CENTROSUR está dividida en 10 subestaciones, en las cuales se encuentran distribuidos los centros de transformación, ver figura 10.

## TRANSFORMADORES POR SUBESTACION



**Figura 10. Distribución de centros de transformación por subestaciones.**

El aspecto fundamental, relacionado a los transformadores de la CENTROSUR, son las potencias. Es así que se determina las mismas en todos los transformadores de su concesión, ver tabla 8:

TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN - P. TOTAL INSTALADA (KVA)																
ALIM	KVA INSTAL.	KVA		KVA EN TRANSFORMADORES 3F				KVA EN TRANSFORMADORES 2F				KVA EN TRANSFORMADORES 1F				KVAR
		EERCS	PARTIC	TOTAL	URB.	SUBT.	RURAL	TOTAL	URB.	SUBT.	RURAL	TOTAL	URB.	SUBT.	RURAL	
0101	4.070	3.095	975	4.070	4.070	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	300
0102	4.348	2.235	2.113	4.348	0	4.348	0	0	0	0	0	0	0	0	0	300
0103	2.465	2.100	365	2.465	0	2.465	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0104	3.328	2.215	1.013	3.298	700	2.598	0	0	0	0	0	30	0	30	0	150
0201	2.983	1.975	895	2.945	938	2.008	0	0	0	0	0	38	38	0	0	0
0202	4.345	2.875	1.470	4.345	0	4.345	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0203	2.620	2.100	520	2.620	0	2.620	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0204	2.768	763	2.005	2.655	2.655	0	0	0	0	0	0	113	113	0	0	0
0205	3.403	1.720	1.533	3.275	3.275	0	0	0	0	0	0	128	128	0	0	0
0301	2.135	578	1.558	2.033	2.033	0	0	25	25	0	0	78	78	0	0	200
0321	14.625	6.185	8.405	8.925	4.870	0	4.055	0	0	0	0	5.680	240	0	5.440	600
0322	10.413	8.408	1.930	8.530	8.530	0	0	0	0	0	0	1.883	1.883	0	0	300
0323	11.275	6.575	4.620	7.560	6.940	0	620	0	0	0	0	3.715	1.553	0	2.163	0
0324	5.828	4.650	1.178	5.528	5.528	0	0	0	0	0	0	300	300	0	0	0
0421	22.207	4.253	17.954	19.920	19.240	0	680	0	0	0	0	2.287	1.884	0	403	600
0422	13.132	3.258	9.875	12.530	12.530	0	0	0	0	0	0	603	603	0	0	0
0423	11.790	6.943	4.848	8.323	8.008	0	270	0	0	0	0	3.468	2.490	0	978	0
0521	24.483	16.575	7.808	5.435	520	0	4.915	30	0	0	30	19.018	423	0	18.595	300
0522	15.634	9.095	6.419	10.694	10.694	0	0	30	30	0	0	4.910	4.910	0	0	600
0523	11.705	5.095	6.590	6.923	4.868	0	2.055	178	35	0	143	4.605	1.628	0	2.978	600
0524	14.489	9.272	4.672	10.582	10.582	0	0	30	0	0	30	3.878	3.495	0	383	0
0525	3.060	2.458	603	688	525	0	163	0	0	0	0	2.373	1.338	0	1.035	0
0721	10.803	5.605	5.158	6.013	1.075	0	4.938	0	0	0	0	4.790	1.528	0	3.263	0
0722	6.783	3.521	1.885	4.688	4.115	0	573	0	0	0	0	2.096	1.510	0	586	0
0921	6.163	5.510	653	840	0	0	840	0	0	0	0	5.323	0	0	5.323	0
0925	11.288	8.843	2.395	3.535	0	0	3.535	0	0	0	0	7.753	0	0	7.753	300
1221	8.310	4.358	3.953	5.430	2.915	0	2.515	0	0	0	0	2.880	293	0	2.588	0
1222	8.033	5.183	2.750	2.428	0	0	2.428	0	0	0	0	5.606	0	0	5.606	0
1223	1.000	345	655	543	0	0	543	0	0	0	0	458	0	0	458	0
1521	4.000	3.715	285	100	0	0	100	0	0	0	0	3.900	0	0	3.900	0
1522	6.185	3.190	490	3.315	0	0	3.315	0	0	0	0	2.870	0	0	2.870	0
1523	6.180	3.430	2.750	1.453	0	0	1.453	0	0	0	0	4.728	0	0	4.728	0
1601	1.538	1.313	225	1.323	0	0	1.323	0	0	0	0	215	0	0	215	0
1602	739	549	190	739	0	0	739	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>TOTAL</b>	<b>256.711</b>	<b>147.980</b>	<b>108.731</b>	<b>168.046</b>	<b>114.607</b>	<b>18.383</b>	<b>35.057</b>	<b>293</b>	<b>90</b>	<b>0</b>	<b>203</b>	<b>93.718</b>	<b>24.429</b>	<b>30</b>	<b>69.259</b>	<b>4.250</b>

Tabla 8. Potencias instaladas en los transformadores de la CENTROSUR.

La relación de potencias instaladas en función del tipo de transformadores estará definida de acuerdo a la figura 11:

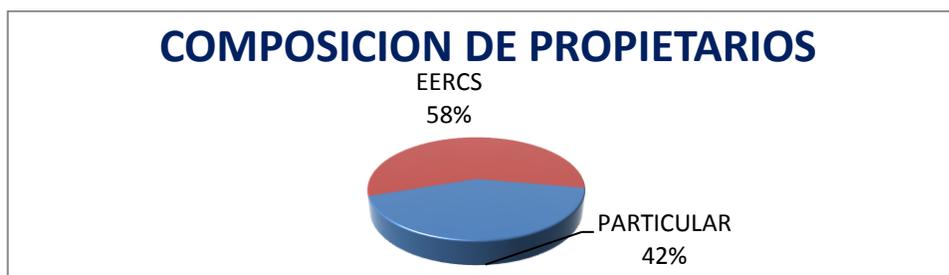
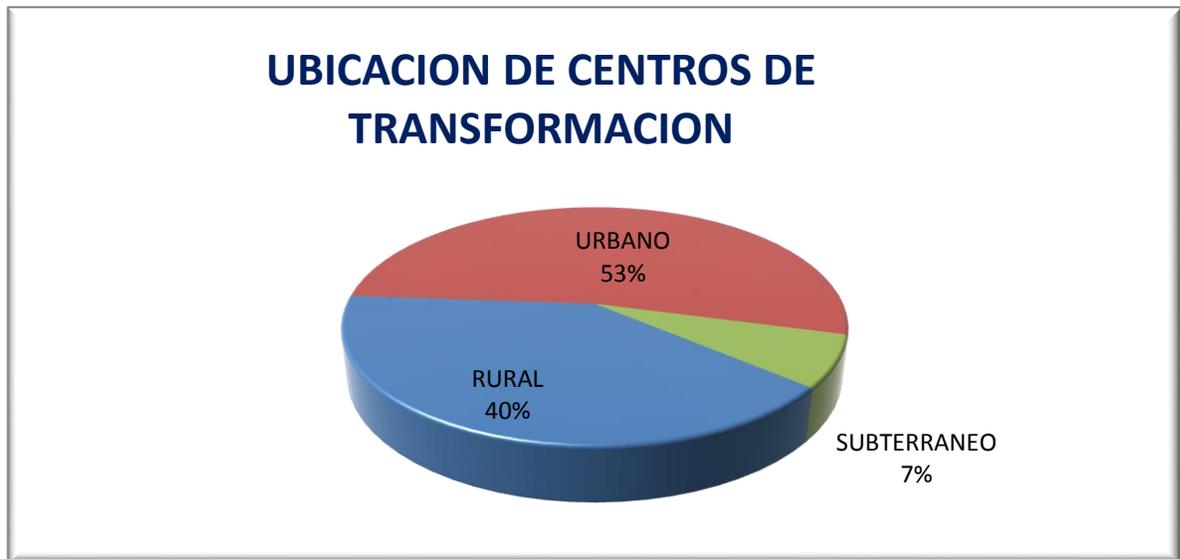


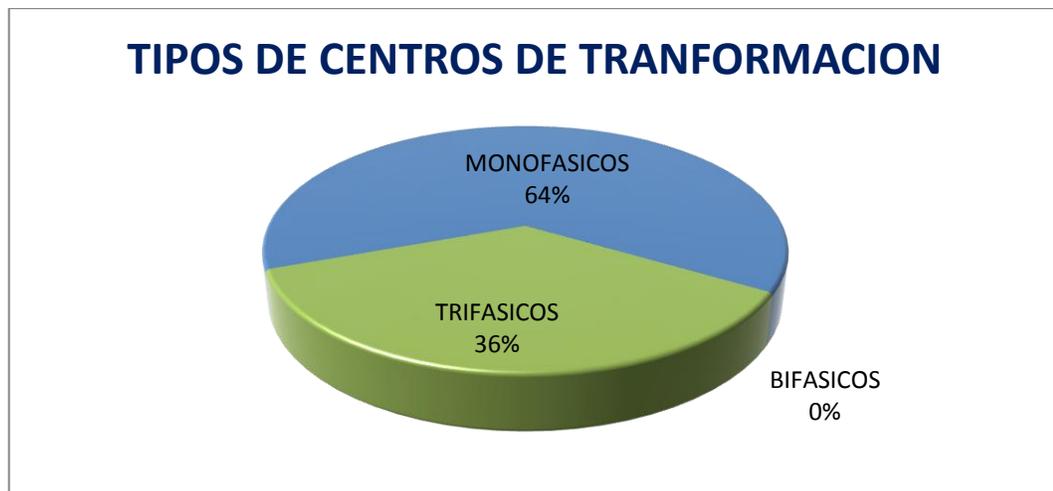
Figura 11. Cuadro comparativo de potencias instaladas en los transformadores de la CENTROSUR.

En relación a la potencia instalada en los transformadores de la CENTROSUR estos se encuentran distribuidos de acuerdo a la figura 12.



**Figura 12. Cuadro de ubicación de los centros de transformación en relación a la potencia instalada.**

La clasificación de los centros de transformación, en relación con la potencia instalada, como se ve en la figura 13, determina que la mayor incidencia es de los transformadores monofásicos.



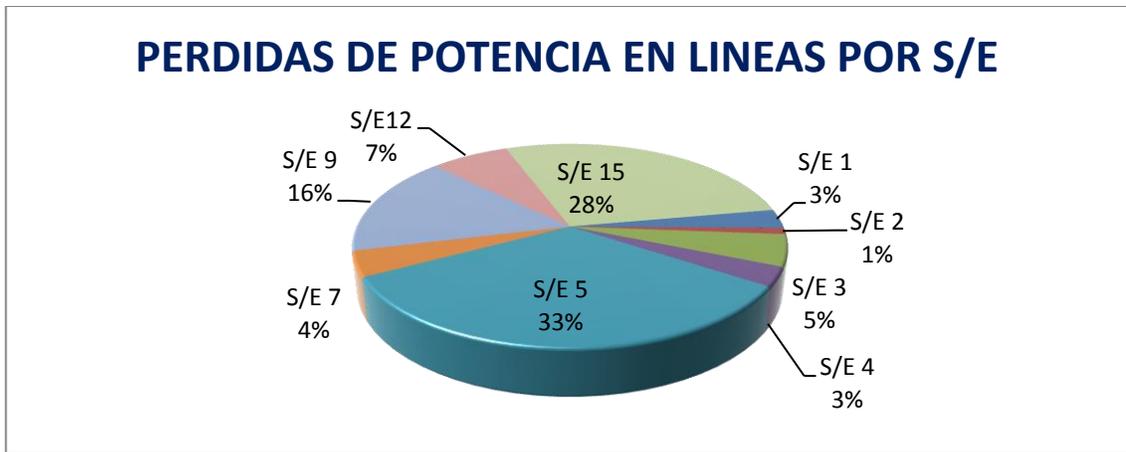
**Figura 13. Cuadro de tipos de centros de transformación en relación a la potencia instalada.**

El otro aspecto relevante en el análisis de los centros de transformación de la CENTROSUR, es las pérdidas producidas por los transformadores, ver tabla 9.

PERDIDAS DE POTENCIA Y ENERGIA EN ALIMENTADORES PRIMARIOS Y TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCION												
ALIM	D.MAX (KW)	ENERGIA (KWH/año)	Dv.MAX %	I (A)	PERDIDAS DE POTENCIA				PERDIDAS DE ENERGÍA			
					EN ALIMENTADORES		EN TRANSFORMAD.		EN ALIMENTADO.		EN TRANSFORMADO.	
					(KW)	%	(KW)	%	(KWH/año)	%	(KWH/año)	%
0101	1.364	7.643.522	0,7	137	6,8	0,5	14,4	1,1	20.719	0,3	108.328	1,4
0102	1.687	7.908.638	1,2	170	15,3	0,9	22,5	1,3	30.727	0,4	126.085	1,6
0103	1.687	4.992.596	0,9	170	11,8	0,7	19,1	1,1	35.967	0,7	90.670	1,8
0104	1.966	10.360.805	3,0	189	27,6	1,4	38,9	2,0	92.176	0,9	206.911	2,0
0201	1.023	1.164.509	0,7	100	6,5	0,6	8,8	0,9	11.824	1,0	67.756	5,8
0202	1.081	1.652.160	0,7	114	5,6	0,5	12,8	1,2	12.952	0,8	125.508	7,6
0203	953	1.227.067	0,4	97	3,0	0,3	12,0	1,3	6.649	0,5	75.827	6,2
0204	1.223	3.497.471	0,8	112	6,0	0,5	17,9	1,5	13.111	0,4	107.606	3,1
0205	1.075	1.345.242	1,4	106	10,3	1,0	18,8	1,7	22.577	1,7	124.298	9,2
0301	1.040	2.420.406	2,7	99	18,8	1,8	15,2	1,5	79.120	3,3	91.801	3,8
0321	2.563	12.640.987	2,7	68	25,4	1,0	40,3	1,6	95.274	0,8	404.536	3,2
0322	3.571	17.717.781	0,9	95	22,6	0,6	60,8	1,7	54.142	0,3	398.149	2,2
0323	3.888	19.545.674	1,8	105	29,2	0,8	56,5	1,5	75.516	0,4	404.905	2,1
0324	2.282	12.890.836	0,4	62	5,6	0,2	43,1	1,9	17.650	0,1	262.214	2,0
0421	2.700	25.481.629	0,3	74	4,4	0,2	41,8	1,5	16.132	0,1	425.164	1,7
0422	3.744	25.203.780	0,8	108	15,4	0,4	42,5	1,1	74.983	0,3	346.630	1,4
0423	4.306	22.332.707	1,5	114	42,2	1,0	60,4	1,4	124.914	0,6	407.148	1,8
0521	6.062	26.294.884	10,7	160	560,9	9,3	61,3	1,0	1.017.365	3,9	841.225	3,2
0522	4.882	24.135.833	1,2	127	42,1	0,9	76,5	1,6	128.921	0,5	525.172	2,2
0523	4.162	22.457.454	2,1	109	52,6	1,3	51,9	1,2	160.794	0,7	376.273	1,7
0524	4.694	25.542.591	1,0	123	35,0	0,7	67,0	1,4	107.292	0,4	499.745	2,0
0525	1.733	8.134.353	1,7	46	8,2	0,5	32,4	1,9	25.410	0,3	150.342	1,8
0721	3.852	16.210.345	5,7	103	92,3	2,4	47,9	1,2	255.745	1,6	324.960	2,0
0722	1.281	6.192.428	0,4	34	3,4	0,3	21,0	1,6	7.566	0,1	173.804	2,8
0921	2.367	9.548.118	4,9	62	48,5	2,0	39,8	1,7	106.742	1,1	243.546	2,6
0925	3.875	17.426.710	11,7	103	294,6	7,6	34,6	0,9	646.753	3,7	429.848	2,5
1221	1.262	7.897.250	1,1	33	8,5	0,7	20,2	1,6	28.545	0,4	201.977	2,6
1222	2.316	11.468.073	8,7	62	135,1	5,8	29,5	1,3	438.372	3,8	305.492	2,7
1223	151	69.050	0,0	4	0,0	0,0	2,6	1,7	45	0,1	28.927	4,1
1521	4.255	6.905.044	13,1	113	378,5	8,9	122,8	2,9	722.231	10,5	348.194	5,0
1522	3.881	9.165.855	3,3	124	57,1	1,5	80,5	2,1	109.253	1,2	275.577	3,0
1523	2.671	10.643.088	12,5	71	168,5	6,3	49,6	1,9	402.052	3,8	244.073	2,3
<b>TOTAL</b>	<b>83.597</b>	<b>380.116.888</b>			<b>2.142</b>	<b>2,6</b>	<b>1.263</b>	<b>1,5</b>	<b>4.941.520</b>	<b>1,3</b>	<b>8.742.688</b>	<b>2,3</b>

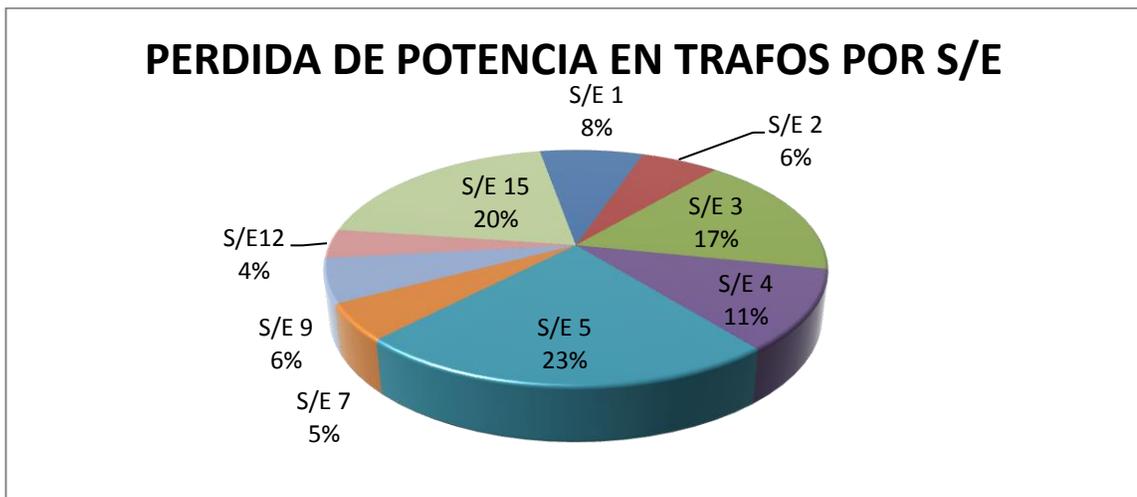
Tabla 9. Pérdidas de potencia en alimentadores primarios y transformadores de distribución.

De esta manera se determinará las incidencias de las pérdidas en las líneas relacionadas a cada subestación, figura 14.



**Figura 14. Cuadro de pérdidas de potencia en las líneas primarias en relación a las subestaciones.**

Las pérdidas de potencia en los transformadores relacionado a cada subestación son presentadas en la figura 15:



**Figura 15. Cuadro de pérdidas de potencia en los transformadores en relación a las subestaciones.**

Ahora bien, teniendo que el 19% del total de los transformadores de la CENTROSUR son de utilización Particular, de la misma manera los factores más importantes en los centros de transformación, como lo son las potencias instaladas y el total de las pérdidas de potencia, se puede observar que estas están presentes más significativamente en las subestación 5, distribuidos en sus diferentes alimentadores, siendo el más representativo

el ALIMENTADOR 0523, de donde se tomará la muestra para este trabajo, dicha afirmación se resolverá en el muestreo de la población.

### 2.1.2 Muestreo de la población

Se empleará el método de muestreo por conglomeración, ya que se define con exactitud para áreas territoriales extensas, como lo son la de la CENTROSUR, que está conformado por las provincias de Azuay, Cañar y morona Santiago, con lo cual se podrá dividir el territorio en regiones menores, para seleccionar la más representativa y que tenga características comunes a la mayoría de la población.

Para el caso de este trabajo, los transformadores de categoría particulares se encuentran distribuidos en las provincias de concesión de la CENTROSUR, como se detallan en la tabla 10 y figura 16.

CODIGO	PROVINCIA	CANTIDAD DE TRAFOS	PORCENTAJE
1	AZUAY	3137	86,71
3	CAÑAR	229	6,33
14	MORONA SANTIAGO	252	6,97

Tabla 10. Concesión de la CENTROSUR de transformadores particulares por provincias

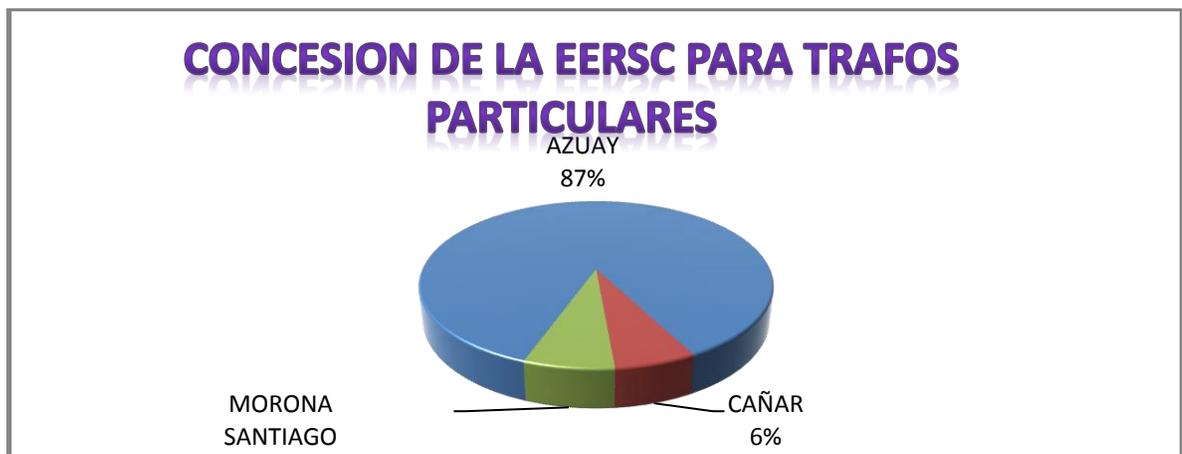


Figura 16. Cuadro comparativo de transformadores particulares por provincia.

Se observa que la mayor incidencia se encuentra en la provincia del Azuay. Para el caso de la provincia del Azuay, ésta estará conformada por quince cantones, en los cuales el comportamiento para la distribución de transformadores particulares se detalla en la tabla 11 y figura 17.

CODIGO	CANTON	CANTIDAD DE TRAFOS	PORCENTAJE
101	CUENCA	2224	70,90
102	GIRON	109	3,47
103	GUALACEO	111	3,54
104	NABON	39	1,24
105	PAUTE	204	6,50
106	PUCARA	10	0,32
107	SAN FERNANDO	23	0,73
108	SANTA ISABEL	232	7,40
109	SIGSIG	53	1,69
110	OÑA	19	0,61
111	CHORDELEG	19	0,61
112	EL PAN	4	0,13
113	SEVILLA DE ORO	8	0,26
114	GUACHAPALA	41	1,31
115	OTROS	41	1,31

Tabla 11. Porcentajes por cantón en la provincia del Azuay.

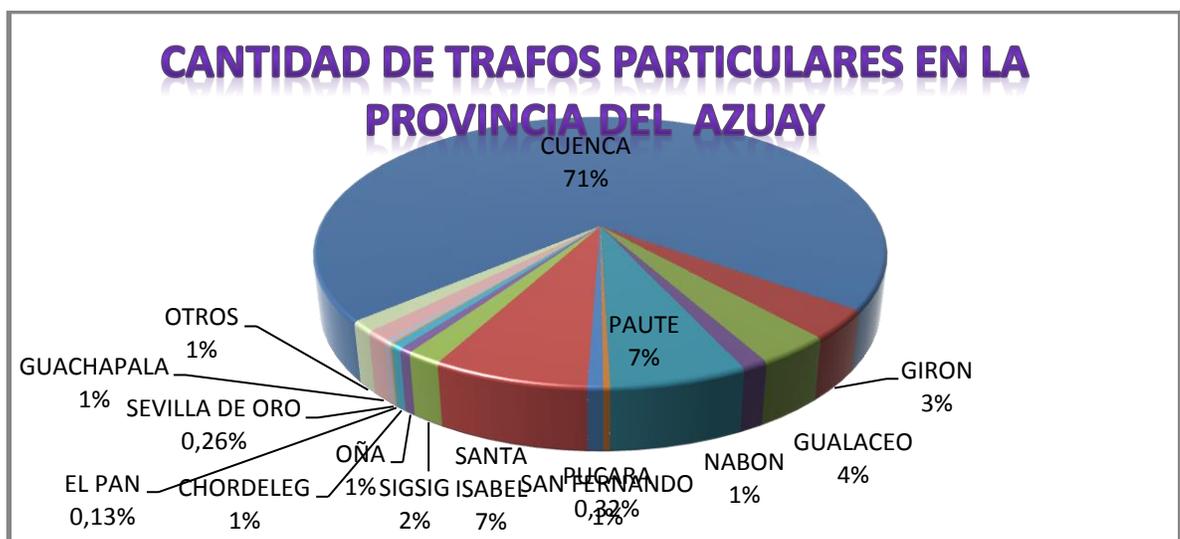


Figura 17. Cuadro de porcentajes de transformadores particulares en los cantones del Azuay.

Se observa que la mayor cantidad de incidencia de transformadores particulares está presente en el Cantón Cuenca.

La incidencia de transformadores particulares por subestaciones es presentada en la tabla 12 y figura 18.

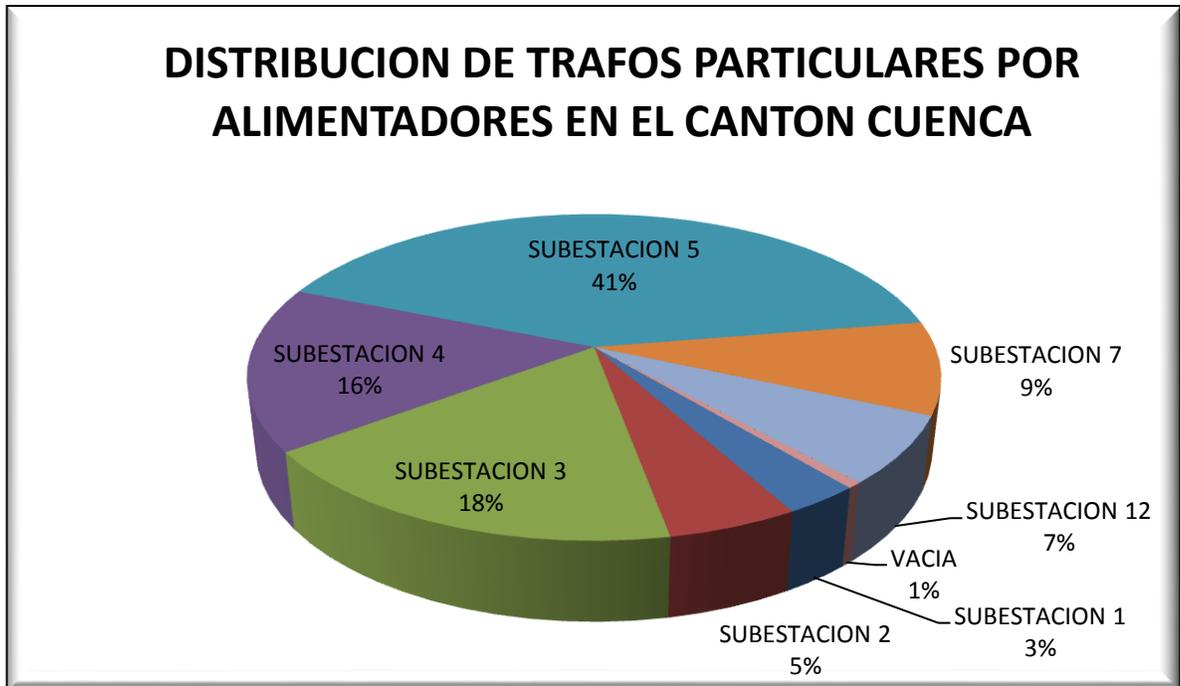


Figura 18. Distribución de transformadores particulares por subestación en el Cantón Cuenca.

CANTON	CANTIDAD DE TRAFOS	PORCENTAJE
SUBESTACION 1	67	3,01
SUBESTACION 2	115	5,17
SUBESTACION 3	396	17,81
SUBESTACION 4	362	16,28
SUBESTACION 5	918	41,28
SUBESTACION 7	204	9,17
SUBESTACION 12	149	6,70
VACIA	13	0,58

Tabla 12. Porcentaje de transformadores particulares por subestación.

Manteniendo el método de aglomeración, se observa que la mayor representación se tiene en la subestación 5. Los valores asociados a la misma son presentados en la tabla 13 y figura 19.

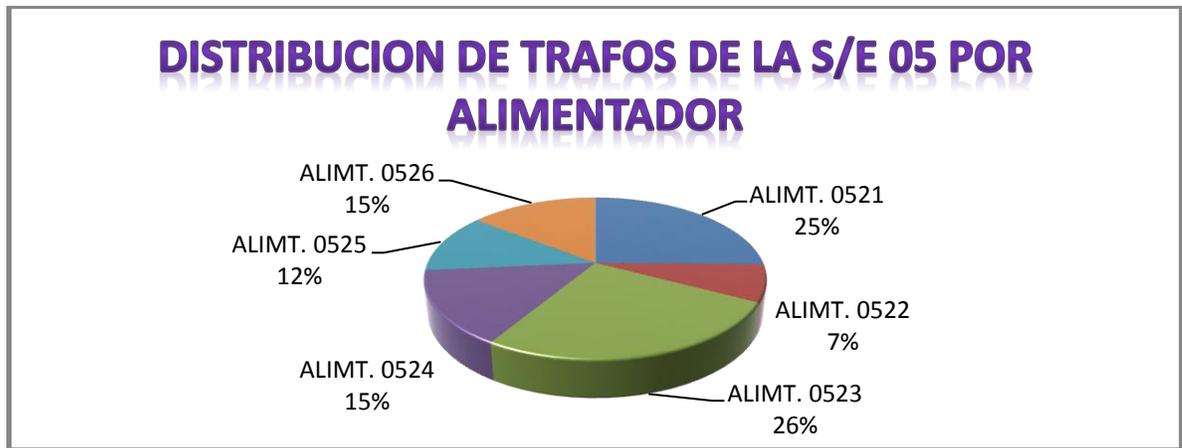


Figura 19. Porcentaje de los transformadores en la subestación cinco por alimentadores.

SUBESTACION 5	CANTIDAD DE TRAFOS	PORCENTAJE
ALIMT. 0521	232	25,27
ALIMT. 0522	68	7,41
ALIMT. 0523	239	26,03
ALIMT. 0524	136	14,81
ALIMT. 0525	110	11,98
ALIMT. 0526	133	14,49

Tabla 13. Distribución de los transformadores en la subestación cinco por alimentadores.

La muestra, finalmente, se define que se tomarán los transformadores particulares pertenecientes a la subestación 5 alimentador 523.

## 2.2 Tabulación de los datos de la muestra

En estadística el tamaño de la muestra es el número de sujetos que componen la muestra extraída de una población, necesarios para que los datos obtenidos sean representativos de la población.

La muestra será obtenida mediante la ecuación (3):

$$n = \frac{N \cdot \sigma^2 \cdot Z^2}{[e^2 \cdot (N-1)] + [\sigma^2 \cdot Z^2]} \quad (3)$$

Donde:

**n**= Es el número de muestras seleccionadas

**N**=Es la cantidad del universo a ser considerado

**$\sigma$** =Proporción característica del estudio.

**Z**= Es el nivel de confianza

**e**= Es el margen de error permisible

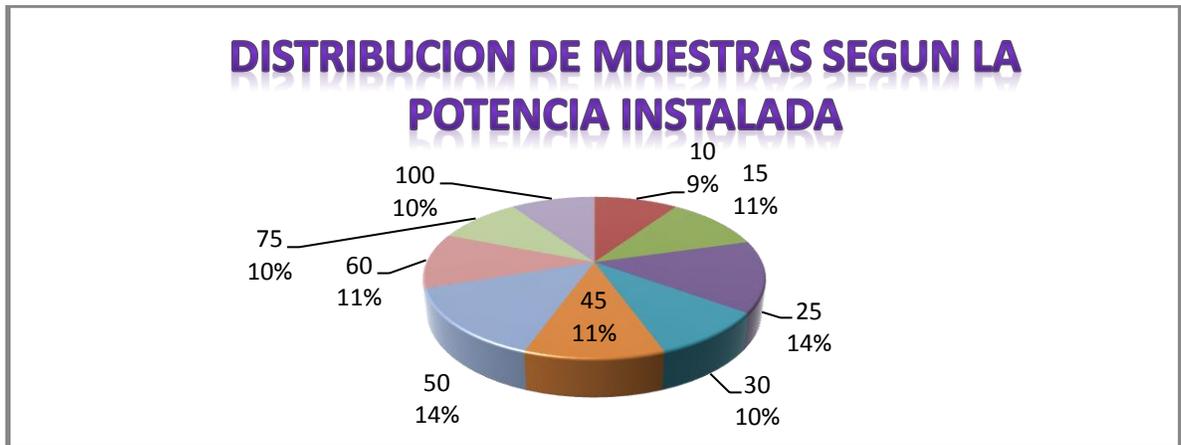
Para el análisis se tendrá los valores de:

DESCRIPCION	VALOR
N	239
$\sigma$	0.233
Z	1.96
E	0.05

Con estos valores se obtiene una muestra de

$$n = 60.03$$

Se ha seleccionado la muestra más representativa en las potencias existentes, definiendo los valores en la tabla 14 y figura 20.



**Figura 20. Porcentajes de las muestras según la potencia instalada.**

POTENCIA	CANTIDAD DE MUESTRAS	PORCENTAJE
10	6	9
15	7	11
25	9	14
30	5	10
45	8	11
50	9	14
60	7	11
75	6	10
100	6	10

**Tabla 14. Distribución de las muestras según la potencia instalada.**

## **CAPÍTULO III**

### **ANÁLISIS DE PERDIDAS MEDIANTE EQUIPOS DE MEDICION Y PRUEBAS PROPUESTAS**

#### **3.1 Técnicas de medición aplicadas a la muestra.**

Los equipos registradores de calidad de energía han sido diseñados con la finalidad de evaluar los sistemas eléctricos existentes.

Para este fin la Empresa Eléctrica Regional Centro Sur, ha adquirido una serie de equipos los cuales nos permiten tomar la información de diferentes parámetros eléctricos, este levantamiento de datos se lo realiza mediante un proceso aplicado a cada equipo.

##### **3.1.2 Equipo Topas 1000**

El equipo de monitoreo de calidad de energía Topas 1000, como se observa en la figura 21, está diseñado para registrar diferentes parámetros como son: armónicas tanto de tensión como de corriente, flicker, factor de potencia, desbalance, formas de onda, potencia activa, potencia reactiva, potencia aparente, niveles de tensión, etc., por su gran capacidad de almacenamiento acompañado de un software de gran rendimiento y de fácil manejo es utilizado para el monitoreo tanto de subestaciones como de transformadores de distribución.

##### **Montaje del equipo**

- Se verificará que el equipo Topas esté con todos los elementos en buen estado.

- Se transportará el equipo con las herramientas y accesorios de protección personal hacia el lugar donde se realizará la instalación.
- Para el caso de la instalación en transformadores de distribución, el personal se ubicará en el poste de tal manera que la instalación se la pueda realizar de una forma rápida y sin complicaciones, para lo cual este determinará si lo hace utilizando una escalera o en su defecto utilizando las trepadoras según venga al caso.
- Se procederá a subir la caja metálica construida especialmente para la ubicación de este equipo en el poste.
- Se ajusta correctamente la abrazadera.
- Se subirá el equipo Topas 1000 mediante el cabo de servicio y lo colocaremos dentro de la caja metálica.
- Posteriormente se subirán los cables de alimentación, los cables que censan las señales de corriente, los cables para las señales de tensión con sus respectivas pinzas.
- Se coloca los cables de tensión y de corriente en los respectivos canales de entrada que se hallan a la izquierda y derecha del equipo respectivamente. El cable de alimentación se coloca en la parte superior del equipo y luego se conecta al tomacorriente que se encuentra en la parte interior de la caja metálica.
- Se procede a colocar las pinzas de tensión en cada una de las fases del transformador, llevando un orden en el conexionado de tal manera que la fase uno corresponda al canal 1 del equipo y así respectivamente.
- Posteriormente se coloca las pinzas de corriente, así mismo de tal manera que la fase 1 corresponda al canal 5 del equipo. Estas señales serán tomadas en los cables bajantes del transformador, o sea en los cables que van desde las bases de los

fusibles NH hacia la red de BT., y que serán colocadas según lo determina la flecha de señalización de las pinzas, siempre dirigiéndose hacia la carga.

- Se procederá a colocar la alimentación del tomacorriente, colocando las pinzas tipo lagarto provistas para ser colocadas directamente en la red.
- Se enciende el equipo.



**Figura 21. Montaje del equipo Topas 1000.**

### **Programación del Equipo Topas 1000**

- Se conectará el cable de comunicación de datos sea este ethernet o serie en los respectivos puertos del equipo Topas 1000 y del computador.
- Encender la PC.
- Acceder al programa LEM.

- Dar un click en Transferencia del menú principal.
- Luego en Seleccionar Aparato y posteriormente escoger la opción Ethernet.
- Se ingresará el número de serie del equipo anteponiendo las siglas PQA.
- Se da un click en Cerrar.
- Se sincronizará el equipo con la PC, para lo cual se escoge del menú principal Servicio, Poner en hora, Sincronizar y Cerrar.
- En el menú principal o en el icono de acceso directo se dará un click en Abrir (Archivo existente o Nuevo).
- Se despliega una pantalla de parámetros en la cual se accede al botón de Nominales y Límites. En esta pantalla ingresaremos los valores nominales de tensión del transformador o subestación monitoreado. En el parámetro de Sobretensión (%) se ingresará el porcentaje límite admitido, para nuestro caso es el 110 % del valor de la tensión nominal. De la misma forma en el parámetro de Caída tens. de alim. (%) se dará un valor considerando el porcentaje límite permitido de la tensión nominal. Según pide la regulación 004/01 este debe de ser el 10% por lo que el valor ingresado es de 90. En el resto de parámetros que se visualizan en esta pantalla se dejan los valores que se presentan por defecto, puesto que son valores normales de trabajo. Hacer click en Cerrar.
- En la pantalla de Parámetros accederemos al botón de Tiempos de Medición, en el cual se despliega una pantalla con este nombre. Aquí se ingresarán en la parte inferior en el casillero de Hora se escoge la opción de Activo, de esta manera se puede determinar la fecha y hora del comienzo de la medición y la fecha y hora de parada de la medición. Luego se dará un click en Cerrar.

- Luego en la pantalla de parámetros se accede al icono de Modos de Registro. Aquí simplemente ingresaremos el valor de 10 min. En el casillero de Largo Intervalo. Luego pulsamos Cerrar.
- Ahora accederemos al botón de Ajustes de hardware. En esta pantalla se escogerá con que tipo de pinzas de medición se está trabajando, para nuestro caso utilizaremos las pinzas U400 para la medición de tensión en los sensores 1, 2, 3 y el tipo de pinza IFLEX 1000 para la medición de corriente en los sensores 5, 6, 7. Si el sistema que se mide no es tomado directamente, en la columna de Escala se tendrá que llenar las diferentes relaciones de transformación tanto de tensión como de corriente. Hacer click en Cerrar.
- En la hoja de Parámetros hacer click en Cerrar y en Guardar. Se dará el nombre del archivo, y luego un click en Guardar.
- Se dará un click en Inicializar con lo cual se despliega un mensaje de que La medida (nombre del archivo) está inicializada. Luego hacemos click en OK.
- Es necesario verificar cómo se comporta nuestro sistema medido accediendo al modo On Line, el cual se escogerá del menú Transferencias, en esta presentación se hará un click en el botón Osciloscopio y se elegirá las señales que queremos visualizar ya sea gráficamente o en modo de tabla de resumen de datos.
- Se desconecta el cable ethernet.
- Se cierran todas las ventanas y se sale del programa LEM.

### **Transferencia de datos al computador**

- Conectaremos el cable de comunicaciones de datos (ethernet, serie o paralelo) tanto en la PC como en el equipo Topas 1000.

- Acceder al programa LEM.
- Colocar el nombre del archivo con que se inicializó el equipo y damos un click en OK.
- Se señala todo el rango de medición.
- Activar Largo intervalo, 10 min y Eventos y luego se da un click en Copiar.
- Se visualizará en la pantalla el avance de la transferencia de datos, la cual terminará cuando se presenten unas líneas de color azul bajo las líneas rojas, que representan la cantidad de datos registrados.
- Cerrar todas las ventanas y salir del programa.

### **Desmontaje del equipo Topas 1000**

- Se apaga el equipo.
- Desconectar los cables de alimentación del equipo Topas 1000.
- Cerrar la caja con candado.
- Desconectar las pinzas de corriente.
- Desconectar las pinzas de tensión de las fases L1, L2, L3 y del Neutro, dependiendo del sistema medido.
- Amarrar el cabo de servicio a la caja metálica.
- Se procede a aflojar las tuercas de los pernos de la abrazadera que sujeta a la caja.

- Bajar lentamente la caja metálica hacia el suelo.
- Quitar los cables conectados a los diferentes canales del equipo.
- Guardar en el maletín todos los elementos utilizados.

### **3.1.2 Equipo Memobox 300 y Fluke**

El equipo memobox 300 y el equipo Fluke, como se observa en la figura 22, son similares por lo que su instalación y configuración son idénticos, son equipos que determinan parámetros como: flicker, factor de potencia, niveles de tensión (sags, swells), armónicos, de manera que está destinado para el monitoreo a nivel de Usuarios Finales, sean estos residenciales o comerciales. Su pequeño tamaño, su software de fácil uso y sus características técnicas hacen de este equipo ideal para ser instalado en lugares residenciales, de tal manera que se puede conseguir toda la información necesaria para la elaboración de los índices de calidad exigidos por el ente regulador.

#### **Montaje del equipo**

- Previamente al montaje es preciso verificar que el equipo disponga de todos los elementos y que estos se encuentren en perfecto estado y funcionamiento.
- Luego transportaremos el equipo, las herramientas y accesorios de protección personal al lugar de la instalación.
- Se procede a verificar el estado y las condiciones del punto de medición y la facilidad que presta el mismo para la instalación. En caso que sea factible su colocación en la residencia a nivel del tablero de distribución, se procede a recopilar datos en el formulario correspondiente. De no ser posible la colocación en este lugar, se procederá a colocar el equipo en cajas metálicas diseñadas especialmente para la ubicación de este equipo en el poste, a nivel de la red secundaria de distribución.

- Para este caso se procederá con la colocación de esta caja metálica en el poste mediante el ajuste de la abrazadera.
- El siguiente paso a seguir en el montaje del equipo para los dos casos, será la colocación de pinzas de tensión de acuerdo al sistema que se está midiendo.
- Para la instalación de las pinzas de corriente se debe tomar en cuenta el sentido de circulación de la misma, para lo cual la pinza está provista de un flecha indicativa, que siempre será dirigida hacia la carga.
- Una vez dispuestas las pinzas de tensión y corriente, se colocará la alimentación del equipo verificando con el multímetro que no sobrepase el nivel de tensión especificado para el mismo (88 a 265 V).



**Figura 22. Equipo Memo box 300 y Fluke.**

### **Programación del equipo memobox 300.**

- Para la programación del equipo, primero se conecta un cable de comunicación mediante puerto serie entre la PC y el equipo.
- Se enciende la PC.
- Se ejecuta el programa CODAM PLUS 2.0
- Hacer click en la barra del menú en Memobox y poner fecha y hora y actualizar fecha y hora con la PC.
- Luego en Memobox y Tarea función de medición P.
- En esta ventana activar el icono General. Aquí se llenan los datos que se despliegan en la pantalla. Luego en el recuadro de tensión se ingresa el valor de tensión nominal a la cual trabaja el sistema. En el valor del Rango de entrada se coloca el valor de la tensión Fase Neutro, el más próximo a la tensión nominal. En lo que se refiere al recuadro de eventos, en el valor de la tolerancia positiva y negativa, se ingresan valores del porcentaje que se requiere que se registren como eventos en el equipo. La norma IEC especifica que esta sea de  $\pm 10\%$ . Para concluir se dará un click en OK.
- Se activará el icono Periodo de medición. En este caso los datos que vamos a ingresar son: Longitud de intervalo: Este parámetro debe ser llenado con el valor de 10 minutos que es el intervalo de muestreo que establece la regulación CONELEC 004/01; luego se escoge trabajo activado por tiempo con lo cual se tiene acceso a manipular la fecha y hora tanto para el comienzo como para el fin de la medición. El periodo que establece la regulación es de siete días.

- Se activa el botón de Corriente, para calibrar el rango e corriente a medir. En este caso se ingresa el valor del rango de entrada de la corriente nominal, estos valores pueden ser 15, 150 o 1500 A.
- Se procede a guardar el archivo creado en la PC para lo cual daremos un click en guardar del recuadro PC.
- Se procede a guardar los datos ingresados para la programación del equipo en el icono guardar del recuadro Memobox. En este caso se despliega un cuadro con el Mensaje “Tarea guardada con éxito”, con lo cual concluye la programación.
- Damos un click en Cerrar.
- Una vez concluida la programación, se verifica que las señales estén siendo censadas adecuadamente mediante la activación del modo “On Line”, el mismo que se encuentra dentro de los iconos de acceso directo, así como en el menú Memobox. Al activar On Line se despliega un cuadro resumen de los parámetros que registra el equipo, del cual se escogen los de corriente, tensión y potencia medias, de cada una de las fases mediadas, apareciendo seguidamente un diagrama “nivel – tiempo” de los parámetros escogidos.
- Posteriormente al activar el icono “Lista de datos de medición” se presentará una tabla resumen de las magnitudes de los parámetros seleccionados.

### **Transferencia de datos al computador**

Luego de transcurridos los siete días necesarios para registrar un número total de 1008 muestras se procede a transferir la información almacenada en el equipo hacia la PC. De igual manera se señalan algunos pasos para realizar este proceso.

- Se conecta el cable de comunicación en los puertos seriales de la PC y del equipo memobox 300.
- Se enciende la PC.
- Acceder al programa Codam Plus 2.0 .
- Hacer un click en Memobox y en Leer datos de medición.
- Se ingresa el nombre del archivo y se da un click en Guardar, con lo que se visualizará una pantalla en donde se observa el estado de la transferencia de datos a la PC y como resultado de la misma se presenta automáticamente la siguiente pantalla, que es un resumen gráfico de los parámetros de calidad de energía registrados por el equipo en comparación con el límite establecido por el IEC.
- Cerrar.

### **Desmontaje del equipo memobox 300**

- Se desconecta las sondas de corriente.
- Se desconecta las pinzas de tensión de las fases y del neutro.
- Si el equipo está colocado en el poste se afloja la abrazadera. Se baja el equipo al suelo mediante el cabo de servicio.
- Se guardan todos los elementos en el maletín.

Una vez terminado de realizar el desmontaje del equipo se procede a tomar datos en el correspondiente formulario.

### **3.2 Análisis de los valores obtenidos con los equipos de medición.**

Los datos obtenidos mediante los equipos de calidad representa las variables de potencia real, potencia aparente y potencia reactiva, fundamentales para el desarrollo de este trabajo.

Basado en la regulación de calidad 004-01 del CONELEC, la cual dicta que las mediciones se las deberá realizar en un periodo de siete días en intervalo de diez minutos para cada medida, es así que se tiene un total de 1008 mediciones de estos parámetros por cada uno de los transformadores seleccionados para este análisis.

Debido a la disponibilidad de equipos de calidad estos han sido instalados en diferentes meses, días y horas, es así que para un detalle más acertado del comportamiento de estos parámetros, dichas medidas han sido ordenadas según al día que corresponde, así como por cada hora de dicho día, el detalle se expone en las tablas 15, 16, 17, 18, 19, 20 y 21, donde se presenta información general como es el Código del Transformador, con el que se identifica en la EERSC, su Potencia, expresada en Kilo Volto-Amperios; y como información específica, los valores obtenidos por el equipo de calidad, como es el día correspondiente al intervalo de los siete días de mediciones, la hora con sus seis intervalos cada diez minutos, la potencia real medida en cada una de las fases del transformador así como su total para dicho intervalo, la potencia real aparente medida en cada una de las fases del transformador así como su total para dicho intervalo.

En el archivo digital adjunto de este trabajo se tiene de igual manera esta información para los demás transformadores analizados.

**MEDIDAS OBTENIDAS MEDIANTE EL EQUIPO DE CALIDA DURANTE SIETE DIAS EN PERIODO DE DIEZ MINUTOS**

3667433		TRAFO 17438				15 KVA			
DIA	Hora	P. REAL MEDIDA				P. APARENTE MEDIDA			
		FASE A [W]	FASE B [W]	FASE C [W]	TOTAL P Med [W]	FASE A [VA]	FASE B [VA]	FASE C [VA]	TOTAL S Med [VA]
	0:00:00	1215,34	1195,74	0	2411,08	1254,55	1215,34	0	2469,89
	0:10:00	1215,34	1195,74	0	2411,08	1254,55	1215,34	0	2469,89
	0:20:00	1195,74	1176,14	0	2371,88	1215,34	1195,74	0	2411,08
	0:30:00	1176,14	1156,53	0	2332,67	1215,34	1195,74	0	2411,08
	0:40:00	1176,14	1156,53	0	2332,67	1195,74	1176,14	0	2371,88
	0:50:00	1176,14	1156,53	0	2332,67	1195,74	1176,14	0	2371,88
	1:00:00	1176,14	1156,53	0	2332,67	1195,74	1176,14	0	2371,88
	1:10:00	1176,14	1136,93	0	2313,07	1195,74	1176,14	0	2371,88
	1:20:00	1176,14	1136,93	0	2313,07	1195,74	1176,14	0	2371,88
	1:30:00	1176,14	1136,93	0	2313,07	1195,74	1176,14	0	2371,88
	1:40:00	1176,14	1136,93	0	2313,07	1195,74	1176,14	0	2371,88
	1:50:00	1156,53	1136,93	0	2293,46	1195,74	1176,14	0	2371,88
	2:00:00	1156,53	1136,93	0	2293,46	1195,74	1176,14	0	2371,88
	2:10:00	1156,53	1136,93	0	2293,46	1195,74	1176,14	0	2371,88
	2:20:00	1156,53	1136,93	0	2293,46	1195,74	1176,14	0	2371,88
	2:30:00	1156,53	1136,93	0	2293,46	1195,74	1176,14	0	2371,88
	2:40:00	1156,53	1136,93	0	2293,46	1195,74	1176,14	0	2371,88
	2:50:00	1176,14	1156,53	0	2332,67	1195,74	1176,14	0	2371,88
	3:00:00	1176,14	1156,53	0	2332,67	1195,74	1176,14	0	2371,88
	3:10:00	1176,14	1156,53	0	2332,67	1195,74	1195,74	0	2391,48
	3:20:00	1176,14	1176,14	0	2313,07	1195,74	1176,14	0	2371,88
	3:30:00	1156,53	1136,93	0	2293,46	1195,74	1176,14	0	2371,88
	3:40:00	1156,53	1136,93	0	2293,46	1195,74	1176,14	0	2371,88
	3:50:00	1156,53	1136,93	0	2293,46	1195,74	1176,14	0	2371,88
	4:00:00	1156,53	1136,93	0	2293,46	1195,74	1176,14	0	2371,88
	4:10:00	1156,53	1136,93	0	2293,46	1195,74	1176,14	0	2371,88
	4:20:00	1156,53	1136,93	0	2293,46	1195,74	1176,14	0	2371,88
	4:30:00	1156,53	1136,93	0	2293,46	1195,74	1176,14	0	2371,88
	4:40:00	1156,53	1136,93	0	2293,46	1195,74	1176,14	0	2371,88
	4:50:00	1176,14	1156,53	0	2332,67	1195,74	1176,14	0	2371,88
	5:00:00	1156,53	1136,93	0	2293,46	1195,74	1176,14	0	2371,88
	5:10:00	1156,53	1136,93	0	2293,46	1195,74	1176,14	0	2371,88
	5:20:00	1156,53	1136,93	0	2293,46	1195,74	1176,14	0	2371,88
	5:30:00	1156,53	1136,93	0	2293,46	1176,14	1176,14	0	2352,28
	5:40:00	1156,53	1136,93	0	2293,46	1195,74	1176,14	0	2371,88
	5:50:00	1156,53	1136,93	0	2293,46	1195,74	1176,14	0	2371,88
	6:00:00	1156,53	1136,93	0	2293,46	1195,74	1176,14	0	2371,88
	6:10:00	1156,53	1136,93	0	2293,46	1195,74	1176,14	0	2371,88
	6:20:00	1156,53	1136,93	0	2293,46	1195,74	1176,14	0	2371,88
	6:30:00	1176,14	1156,53	0	2332,67	1195,74	1195,74	0	2391,48
	6:40:00	1195,74	1176,14	0	2371,88	1215,34	1195,74	0	2411,08
	6:50:00	1195,74	1176,14	0	2391,48	1234,94	1215,34	0	2430,68
	7:00:00	1176,14	1156,53	0	2332,67	1215,34	1195,74	0	2411,08
	7:10:00	1195,74	1156,53	0	2352,27	1215,34	1195,74	0	2411,08
	7:20:00	1195,74	1176,14	0	2371,88	1215,34	1195,74	0	2411,08
	7:30:00	1195,74	1176,14	0	2371,88	1215,34	1195,74	0	2411,08
	7:40:00	1195,74	1176,14	0	2371,88	1215,34	1195,74	0	2411,08
	7:50:00	1215,34	1195,74	0	2391,48	1234,94	1215,34	0	2450,28
	8:00:00	1215,34	1195,74	0	2411,08	1234,94	1215,34	0	2450,28
	8:10:00	1195,74	1176,14	0	2371,88	1215,34	1195,74	0	2411,08
	8:20:00	1195,74	1176,14	0	2371,88	1215,34	1195,74	0	2411,08
	8:30:00	1195,74	1176,14	0	2371,88	1215,34	1195,74	0	2411,08
	8:40:00	1215,34	1195,74	0	2411,08	1254,55	1215,34	0	2469,89
	8:50:00	1195,74	1176,14	0	2371,88	1215,34	1195,74	0	2411,08
	9:00:00	1195,74	1176,14	0	2371,88	1215,34	1195,74	0	2411,08
	9:10:00	1215,34	1176,14	0	2391,48	1234,94	1215,34	0	2450,28
	9:20:00	1215,34	1176,14	0	2391,48	1234,94	1215,34	0	2450,28
	9:30:00	1215,34	1195,74	0	2411,08	1234,94	1215,34	0	2450,28
	9:40:00	1234,94	1215,34	0	2450,28	1254,55	1234,94	0	2489,49
	9:50:00	1215,34	1195,74	0	2411,08	1234,94	1215,34	0	2450,28
	10:00:00	1215,34	1176,14	0	2391,48	1234,94	1215,34	0	2450,28
	10:10:00	1195,74	1176,14	0	2371,88	1234,94	1195,74	0	2430,68
	10:20:00	1234,94	1195,74	0	2430,68	1254,55	1234,94	0	2489,49
	10:30:00	1234,94	1215,34	0	2450,28	1254,55	1234,94	0	2489,49
	10:40:00	1215,34	1176,14	0	2391,48	1234,94	1195,74	0	2430,68
	10:50:00	1195,74	1176,14	0	2371,88	1215,34	1195,74	0	2411,08
	11:00:00	1215,34	1195,74	0	2411,08	1234,94	1215,34	0	2450,28
	11:10:00	1215,34	1195,74	0	2411,08	1234,94	1215,34	0	2450,28
	11:20:00	1195,74	1176,14	0	2371,88	1215,34	1195,74	0	2411,08
	11:30:00	1195,74	1176,14	0	2371,88	1234,94	1195,74	0	2430,68
	11:40:00	1215,34	1195,74	0	2411,08	1234,94	1215,34	0	2450,28
	11:50:00	1234,94	1215,34	0	2450,28	1254,55	1234,94	0	2489,49
	12:00:00	1234,94	1195,74	0	2430,68	1254,55	1215,34	0	2469,89
	12:10:00	1215,34	1195,74	0	2411,08	1234,94	1215,34	0	2450,28
	12:20:00	1215,34	1195,74	0	2411,08	1234,94	1215,34	0	2450,28
	12:30:00	1195,74	1176,14	0	2371,88	1215,34	1195,74	0	2411,08
	12:40:00	1195,74	1176,14	0	2371,88	1234,94	1195,74	0	2430,68
	12:50:00	1215,34	1195,74	0	2411,08	1254,55	1215,34	0	2469,89
	13:00:00	1215,34	1195,74	0	2411,08	1254,55	1234,94	0	2489,49
	13:10:00	1215,34	1195,74	0	2411,08	1234,94	1215,34	0	2450,28
	13:20:00	1215,34	1195,74	0	2411,08	1234,94	1215,34	0	2450,28
	13:30:00	1215,34	1195,74	0	2411,08	1234,94	1215,34	0	2450,28
	13:40:00	1215,34	1195,74	0	2411,08	1234,94	1215,34	0	2450,28
	13:50:00	1215,34	1176,14	0	2391,48	1234,94	1215,34	0	2450,28
	14:00:00	1215,34	1195,74	0	2411,08	1234,94	1215,34	0	2450,28
	14:10:00	1234,94	1215,34	0	2430,68	1254,55	1234,94	0	2489,49
	14:20:00	1215,34	1195,74	0	2411,08	1254,55	1215,34	0	2469,89
	14:30:00	1215,34	1195,74	0	2411,08	1234,94	1215,34	0	2450,28
	14:40:00	1195,74	1176,14	0	2371,88	1215,34	1195,74	0	2411,08
	14:50:00	1195,74	1176,14	0	2371,88	1215,34	1195,74	0	2411,08
	15:00:00	1215,34	1195,74	0	2411,08	1234,94	1215,34	0	2450,28
	15:10:00	1195,74	1176,14	0	2371,88	1215,34	1195,74	0	2411,08
	15:20:00	1215,34	1176,14	0	2391,48	1234,94	1195,74	0	2430,68
	15:30:00	1195,74	1156,53	0	2352,27	1215,34	1195,74	0	2411,08
	15:40:00	1195,74	1176,14	0	2371,88	1215,34	1195,74	0	2411,08
	15:50:00	1215,34	1176,14	0	2391,48	1215,34	1195,74	0	2430,68
	16:00:00	1215,34	1176,14	0	2391,48	1234,94	1215,34	0	2450,28
	16:10:00	1195,74	1176,14	0	2371,88	1215,34	1195,74	0	2411,08
	16:20:00	1195,74	1176,14	0	2371,88	1215,34	1195,74	0	2411,08
	16:30:00	1215,34	1176,14	0	2391,48	1234,94	1215,34	0	2450,28
	16:40:00	1195,74	1176,14	0	2371,88	1234,94	1195,74	0	2430,68
	16:50:00	1195,74	1176,14	0	2371,88	1215,34	1195,74	0	2411,08
	17:00:00	1215,34	1176,14	0	2391,48	1234,94	1195,74	0	2430,68
	17:10:00	1215,34	1195,74	0	2411,08	1234,94	1215,34	0	2450,28
	17:20:00	1234,94	1195,74	0	2430,68	1254,55	1215,34	0	2469,89
	17:30:00	1234,94	1195,74	0	2430,68	1254,55	1215,34	0	2469,89
	17:40:00	1215,34	1176,14	0	2391,48	1234,94	1195,74	0	2430,68
	17:50:00	1195,74	1176,14	0	2371,88	1215,34	1195,74	0	2411,08
	18:00:00	1215,34	1195,74	0	2411,08	1234,94	1215,34	0	2450,28
	18:10:00	1234,94	1215,34	0	2450,28	1254,55	1234,94	0	2489,49
	18:20:00	1274,15	1234,94	0	2509,09	1293,75	1254,55	0	2548,3
	18:30:00	1274,15	1234,94	0	2509,09	1293,75	1254,55	0	2548,3
	18:40:00	1254,55	1215,34	0	2469,89	1274,15	1254,55	0	2528,7
	18:50:00	1274,15	1234,94	0	2509,09	1293,75	1254,55	0	2548,3
	19:00:00	1274,15	12						









SABADO

0:00:00	1254,55	1097,73	0	2352,28	1274,15	1117,33	0	2391,48
0:10:00	1234,94	1078,13	0	2313,07	1254,55	1097,73	0	2352,28
0:20:00	1234,94	1058,52	0	2293,46	1234,94	1078,13	0	2332,67
0:30:00	1215,34	1038,92	0	2254,26	1215,34	1058,52	0	2293,46
0:40:00	1195,74	1019,32	0	2234,66	1215,34	1038,92	0	2273,86
1:00:00	1195,74	1019,32	0	2234,66	1215,34	1038,92	0	2273,86
1:10:00	1195,74	1019,32	0	2234,66	1215,34	1038,92	0	2273,86
1:20:00	1195,74	1019,32	0	2234,66	1215,34	1038,92	0	2273,86
1:30:00	1195,74	1019,32	0	2234,66	1215,34	1038,92	0	2273,86
1:40:00	1195,74	1019,32	0	2234,66	1215,34	1038,92	0	2273,86
1:50:00	1195,74	1019,32	0	2234,66	1215,34	1038,92	0	2273,86
2:00:00	1176,14	999,72	0	2175,86	1195,74	1019,32	0	2215,06
2:10:00	1176,14	999,72	0	2175,86	1195,74	1019,32	0	2215,06
2:20:00	1176,14	999,72	0	2175,86	1195,74	1019,32	0	2215,06
2:30:00	1176,14	999,72	0	2175,86	1195,74	1019,32	0	2215,06
2:40:00	1176,14	999,72	0	2175,86	1195,74	1019,32	0	2215,06
2:50:00	1176,14	999,72	0	2175,86	1195,74	1019,32	0	2215,06
3:00:00	1176,14	999,72	0	2175,86	1195,74	1019,32	0	2215,06
3:10:00	1156,53	980,11	0	2136,64	1195,74	1019,32	0	2215,06
3:20:00	1156,53	980,11	0	2136,64	1195,74	1019,32	0	2215,06
3:30:00	1176,14	1097,73	0	2273,87	1195,74	1136,93	0	2332,67
3:40:00	1156,53	1136,93	0	2293,46	1195,74	1176,14	0	2371,88
3:50:00	1156,53	1136,93	0	2293,46	1195,74	1176,14	0	2371,88
4:00:00	1156,53	1136,93	0	2293,46	1195,74	1176,14	0	2371,88
4:10:00	1156,53	1136,93	0	2293,46	1195,74	1176,14	0	2371,88
4:20:00	1156,53	1136,93	0	2293,46	1195,74	1176,14	0	2371,88
4:30:00	1156,53	1136,93	0	2293,46	1195,74	1176,14	0	2371,88
4:40:00	1156,53	1136,93	0	2293,46	1195,74	1176,14	0	2371,88
4:50:00	1156,53	1136,93	0	2293,46	1195,74	1176,14	0	2371,88
5:00:00	1156,53	1136,93	0	2293,46	1195,74	1176,14	0	2371,88
5:10:00	1156,53	1136,93	0	2293,46	1195,74	1176,14	0	2371,88
5:20:00	1156,53	1136,93	0	2293,46	1195,74	1176,14	0	2371,88
5:30:00	1156,53	1136,93	0	2293,46	1195,74	1176,14	0	2371,88
5:40:00	1156,53	1136,93	0	2293,46	1195,74	1176,14	0	2371,88
5:50:00	1156,53	1136,93	0	2293,46	1195,74	1176,14	0	2371,88
6:00:00	1156,53	1136,93	0	2293,46	1195,74	1176,14	0	2371,88
6:10:00	1156,53	1136,93	0	2293,46	1195,74	1176,14	0	2371,88
6:20:00	1156,53	1136,93	0	2293,46	1195,74	1176,14	0	2371,88
6:30:00	1176,14	1156,53	0	2332,67	1195,74	1176,14	0	2371,88
6:40:00	1176,14	1156,53	0	2332,67	1195,74	1176,14	0	2371,88
6:50:00	1195,74	1176,14	0	2371,88	1215,34	1195,74	0	2411,08
7:00:00	1176,14	1136,93	0	2313,07	1195,74	1176,14	0	2371,88
7:10:00	1176,14	1136,93	0	2313,07	1195,74	1176,14	0	2371,88
7:20:00	1215,34	1195,74	0	2411,08	1234,94	1215,34	0	2450,28
7:30:00	1215,34	1195,74	0	2411,08	1234,94	1215,34	0	2450,28
7:40:00	1215,34	1195,74	0	2411,08	1234,94	1215,34	0	2450,28
7:50:00	1234,94	1195,74	0	2430,68	1254,55	1234,94	0	2489,49
8:00:00	1234,94	1195,74	0	2430,68	1254,55	1234,94	0	2489,49
8:10:00	1234,94	1215,34	0	2450,28	1254,55	1234,94	0	2489,49
8:20:00	1234,94	1195,74	0	2430,68	1254,55	1234,94	0	2489,49
8:30:00	1234,94	1195,74	0	2430,68	1254,55	1234,94	0	2489,49
8:40:00	1234,94	1215,34	0	2450,28	1254,55	1234,94	0	2489,49
8:50:00	1215,34	1195,74	0	2411,08	1254,55	1215,34	0	2469,89
9:00:00	1234,94	1215,34	0	2430,68	1254,55	1234,94	0	2509,09
9:10:00	1234,94	1195,74	0	2430,68	1254,55	1215,34	0	2469,89
9:20:00	1215,34	1195,74	0	2411,08	1234,94	1215,34	0	2450,28
9:30:00	1215,34	1195,74	0	2411,08	1254,55	1215,34	0	2469,89
9:40:00	1215,34	1195,74	0	2411,08	1254,55	1215,34	0	2469,89
9:50:00	1234,94	1195,74	0	2430,68	1254,55	1215,34	0	2469,89
10:00:00	1234,94	1195,74	0	2430,68	1254,55	1215,34	0	2469,89
10:10:00	1234,94	1215,34	0	2450,28	1254,55	1234,94	0	2489,49
10:20:00	1234,94	1195,74	0	2430,68	1254,55	1215,34	0	2469,89
10:30:00	1215,34	1176,14	0	2391,48	1234,94	1215,34	0	2450,28
10:40:00	1215,34	1176,14	0	2391,48	1234,94	1195,74	0	2430,68
10:50:00	1215,34	1195,74	0	2411,08	1234,94	1215,34	0	2469,89
11:00:00	1234,94	1195,74	0	2430,68	1254,55	1215,34	0	2469,89
11:10:00	1254,55	1215,34	0	2469,89	1274,15	1234,94	0	2509,09
11:20:00	1234,94	1215,34	0	2450,28	1274,15	1234,94	0	2509,09
11:30:00	1254,55	1234,94	0	2489,49	1274,15	1254,55	0	2528,7
11:40:00	1215,34	1195,74	0	2411,08	1234,94	1215,34	0	2450,28
11:50:00	1234,94	1215,34	0	2450,28	1254,55	1234,94	0	2489,49
12:00:00	1234,94	1195,74	0	2430,68	1254,55	1215,34	0	2469,89
12:10:00	1234,94	1195,74	0	2430,68	1254,55	1234,94	0	2489,49
12:20:00	1254,55	1215,34	0	2469,89	1274,15	1234,94	0	2509,09
12:30:00	1234,94	1234,94	0	2489,49	1293,75	1254,55	0	2548,3
12:40:00	1234,94	1215,34	0	2450,28	1254,55	1234,94	0	2489,49
12:50:00	1254,55	1234,94	0	2489,49	1293,75	1254,55	0	2548,3
13:00:00	1293,75	1254,55	0	2548,3	1313,35	1293,75	0	2607,1
13:10:00	1274,15	1234,94	0	2528,7	1293,75	1274,15	0	2567,9
13:20:00	1274,15	1254,55	0	2528,7	1293,75	1274,15	0	2567,9
13:30:00	1234,94	1215,34	0	2450,28	1254,55	1234,94	0	2489,49
13:40:00	1254,55	1215,34	0	2469,89	1274,15	1254,55	0	2528,7
13:50:00	1234,94	1215,34	0	2450,28	1254,55	1234,94	0	2489,49
14:00:00	1215,34	1195,74	0	2411,08	1254,55	1215,34	0	2469,89
14:10:00	1254,55	1234,94	0	2489,49	1293,75	1254,55	0	2548,3
14:20:00	1274,15	1234,94	0	2509,09	1293,75	1274,15	0	2567,9
14:30:00	1274,15	1234,94	0	2509,09	1293,75	1254,55	0	2548,3
14:40:00	1274,15	1234,94	0	2509,09	1293,75	1254,55	0	2548,3
14:50:00	1234,94	1215,34	0	2450,28	1254,55	1234,94	0	2489,49
15:00:00	1234,94	1195,74	0	2430,68	1254,55	1234,94	0	2489,49
15:10:00	1234,94	1215,34	0	2450,28	1274,15	1234,94	0	2509,09
15:20:00	1254,55	1215,34	0	2469,89	1274,15	1254,55	0	2528,7
15:30:00	1254,55	1234,94	0	2489,49	1293,75	1254,55	0	2548,3
15:40:00	1274,15	1234,94	0	2509,09	1293,75	1254,55	0	2548,3
15:50:00	1293,75	1254,55	0	2548,3	1313,35	1293,75	0	2607,1
16:00:00	1274,15	1234,94	0	2509,09	1293,75	1274,15	0	2567,9
16:10:00	1254,55	1234,94	0	2489,49	1293,75	1254,55	0	2548,3
16:20:00	1234,94	1215,34	0	2450,28	1274,15	1234,94	0	2509,09
16:30:00	1254,55	1234,94	0	2489,49	1293,75	1254,55	0	2548,3
16:40:00	1254,55	1215,34	0	2469,89	1274,15	1254,55	0	2528,7
16:50:00	1254,55	1215,34	0	2469,89	1274,15	1254,55	0	2528,7
17:00:00	1254,55	1215,34	0	2469,89	1274,15	1254,55	0	2528,7
17:10:00	1254,55	1234,94	0	2489,49	1274,15	1254,55	0	2528,7
17:20:00	1274,15	1234,94	0	2509,09	1293,75	1274,15	0	2567,9
17:30:00	1274,15	1234,94	0	2509,09	1293,75	1274,15	0	2567,9
17:40:00	1274,15	1234,94	0	2509,09	1293,75	1274,15	0	2567,9
17:50:00	1254,55	1215,34	0	2469,89	1274,15	1254,55	0	2528,7
18:00:00	1293,75	1254,55	0	2548,3	1313,35	1274,15	0	2587,5
18:10:00	1274,15	1254,55	0	2528,7	1313,35	1274,15	0	2587,5
18:20:00	1313,35	1274,15	0	2528,7	1352,56	1313,35	0	2665,91
18:30:00	1274,15	1234,94	0	2509,09	1293,75	1274,15	0	2567,9
18:40:00	1293,75	1254,55	0	2548,3	1313,35	1293,75	0	2607,1
18:50:00	1274,15	1234,94	0	2509,09	1293,75	1274,15	0	2567,9
19:00:00	1274,15	1254,55	0	2528,7	1313,35	1274,15	0	2587,5
19:10:00	1293,75	1274,15	0	2567,9	1313,35	1293,75	0	2607,1
19:20:00	1313,35	1274,15	0	2528,7	1352,56	1313,35	0	2665,91
19:30:00	1332,95	1293,75	0	2626,7	1352,56	1332,95	0	2685,51
19:40:00	1313,35	1274,15	0	2528,7	1352,56	1293,75	0	2626,7
19:50:00	1293,75	1254,55	0	2548,3	1313,35	1293,75	0	2607,1
20:00:00	1293,75	1254,55	0	2548,3	1313,35	1293,75	0	2607,1
20:10:00	1313,35	1293,75	0	2607,1	1352,56	1313,35	0	2665,91
20:20:00	1313,35	1274,15	0	2528,7	1352,56			



Para realizar el análisis de los datos obtenidos por el equipo de calidad se ha procedido a agruparlos en un rango horario para cada uno de los días de la semana de medición.

El análisis se realizó considerando a la potencia real como el promedio de las seis mediciones de cada hora (ya que cada dato es obtenido cada 10min y representa la potencia media de la hora respectiva), de igual manera para el caso de la potencia aparente ésta se la realizó como el promedio de las seis mediciones de cada hora, es así como se tiene la curva de carga del comportamiento diario de los siete días de la medición, ver figura 23, 24, 25, 26, 27, 28 y 29, así como la correspondiente a la semanal, ver figura 30.

Con las curvas de carga, de los siete días que corresponden al análisis, se entiende el comportamiento que tiene dicho transformador correspondiente al período en el que se han realizado la toma de datos.

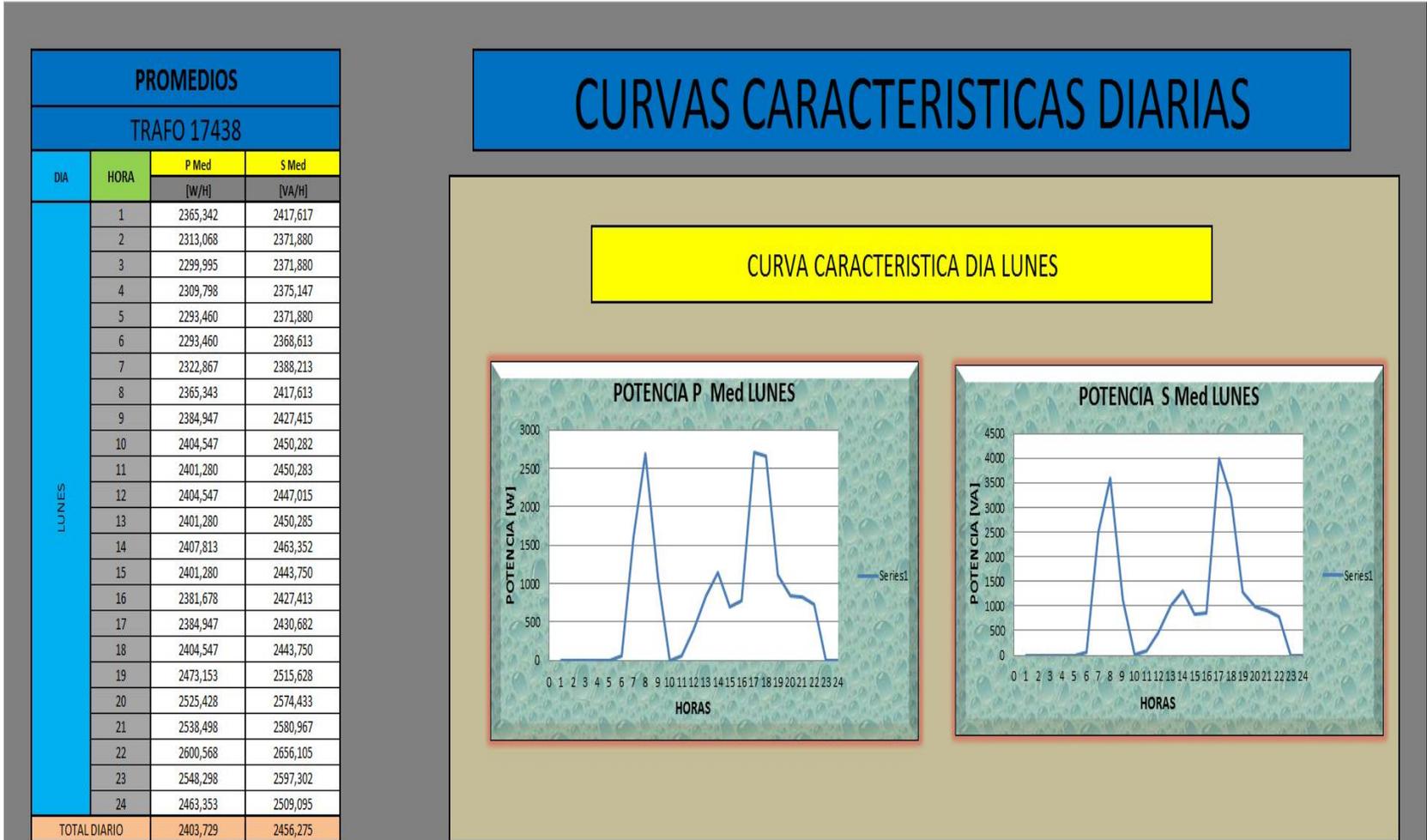


Figura 23. Rango horario y curvas características de P y S del día Lunes.

DIA	HORA		
MARTES	1	2326,137	2381,680
	2	2293,460	2371,880
	3	2293,460	2371,880
	4	2329,403	2371,880
	5	2286,927	2349,010
	6	2286,927	2349,012
	7	2309,798	2368,613
	8	2345,738	2398,013
	9	2381,678	2424,148
	10	2368,612	2411,080
	11	2375,147	2417,613
	12	2401,280	2437,215
	13	2401,280	2443,748
	14	2427,413	2469,888
	15	2460,083	2509,093
	16	2427,415	2469,885
	17	2414,347	2453,548
	18	2407,813	2447,015
	19	2456,817	2502,560
	20	2512,360	2561,365
	21	2584,233	2639,770
	22	2623,437	2678,975
	23	2571,165	2457,866
	24	2518,893	2567,898
TOTAL DIARIO		2408,493	2452,235

CURVA CARACTERISTICA DIA MARTES

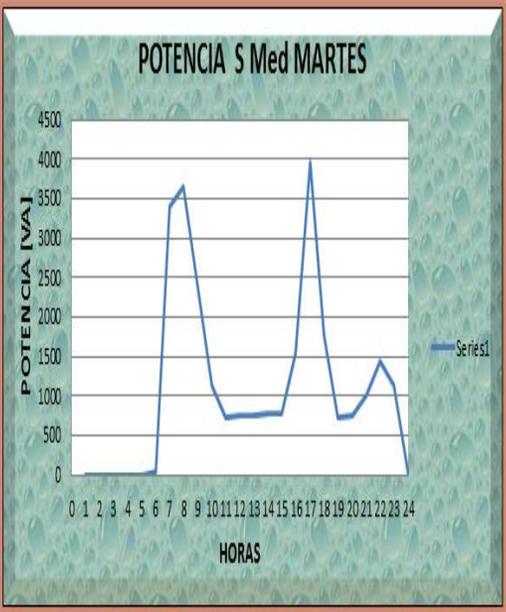
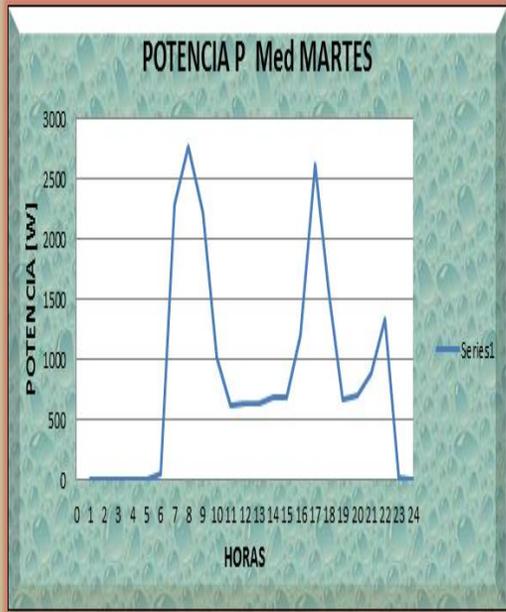


Figura 24. Rango horario y curvas características de P y S del día Martes.

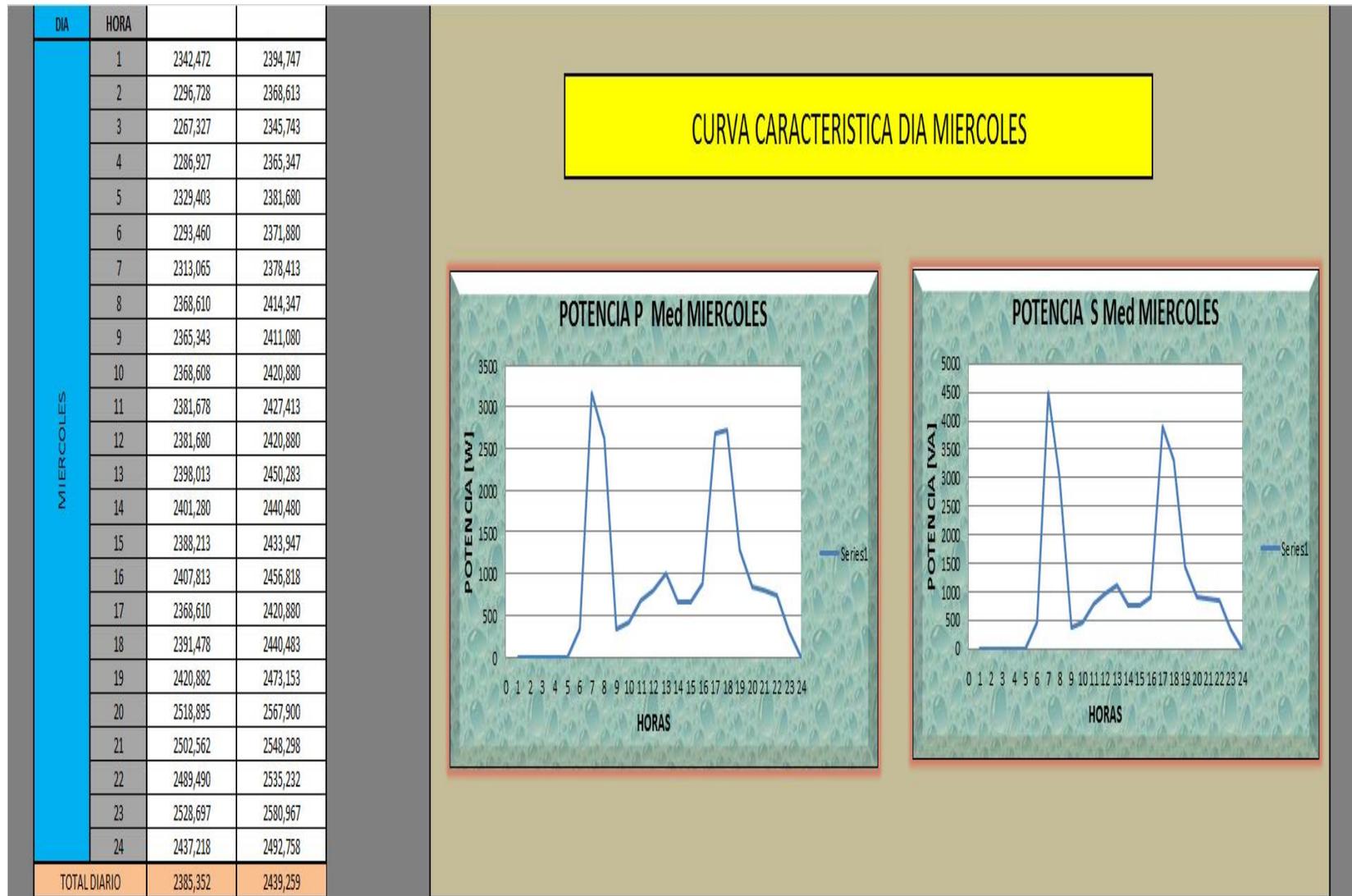


Figura 25. Rango horario y curvas características de P y S del día Miercoles.

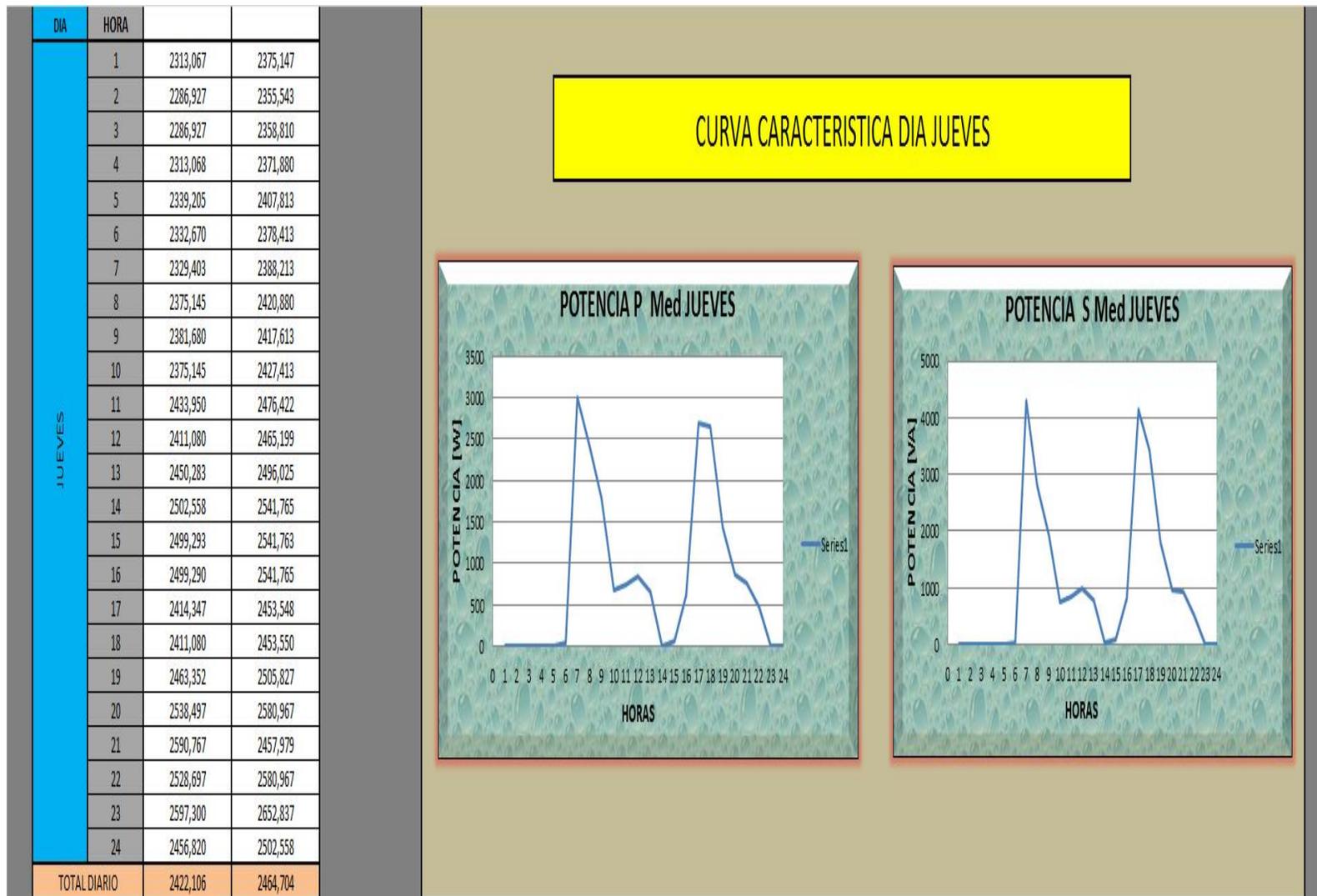


Figura 26. Rango horario y curvas características de P y S del día Jueves.

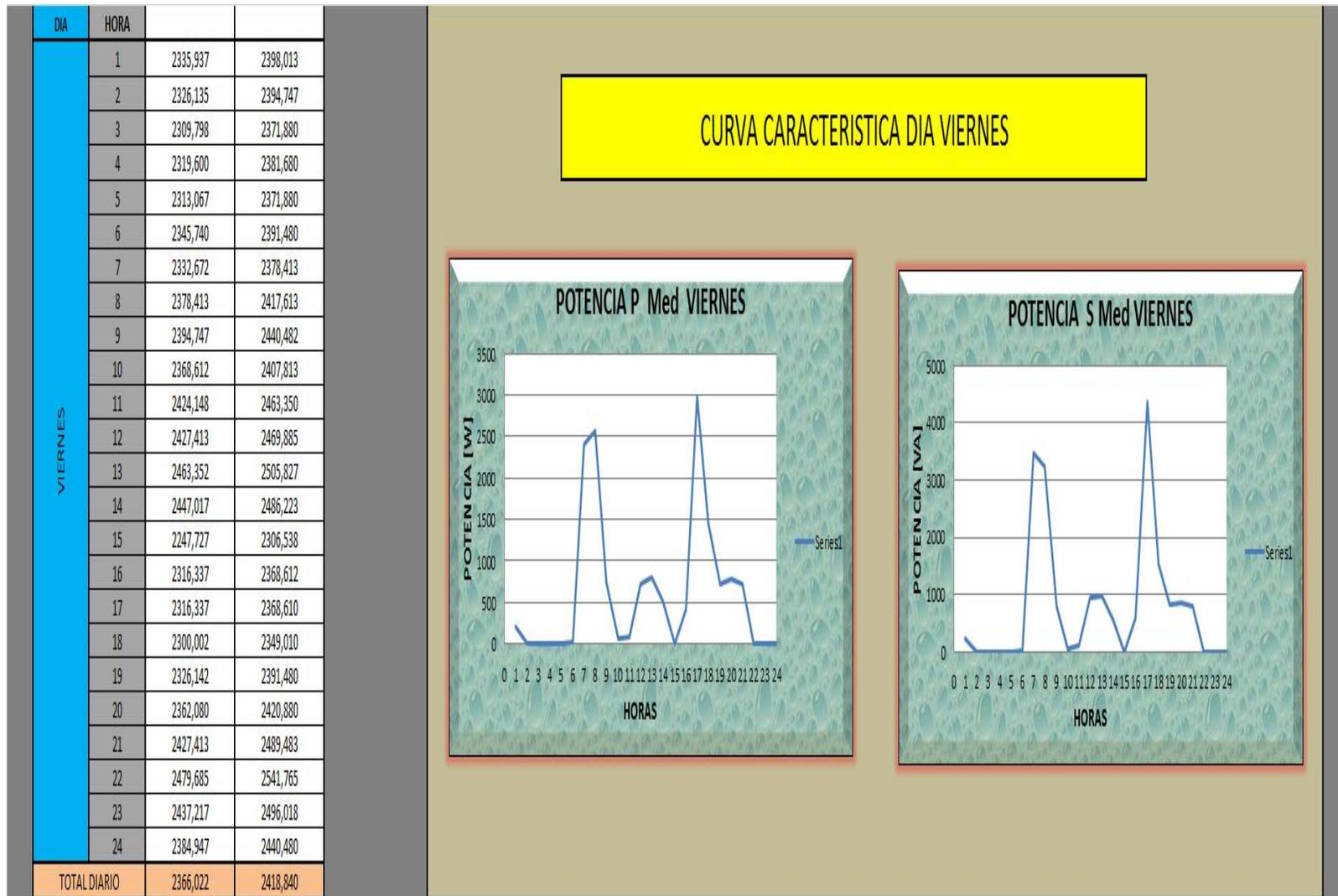


Figura 27. Rango horario y curvas características de P y S del día Viernes.

DIA	HORA		
SABADO	1	2296,735	2345,742
	2	2224,860	2277,128
	3	2175,857	2228,127
	4	2221,590	2293,468
	5	2293,460	2371,880
	6	2293,460	2371,880
	7	2319,600	2378,413
	8	2381,677	2430,683
	9	2433,947	2476,423
	10	2420,880	2466,620
	11	2417,613	2460,085
	12	2450,283	2492,757
	13	2460,085	2509,093
	14	2499,292	2545,030
	15	2479,687	2528,697
	16	2482,955	2538,497
	17	2479,688	2531,963
	18	2492,757	2548,300
	19	2538,497	2597,302
	20	2574,433	2629,970
	21	2564,633	2613,635
	22	2551,567	2594,033
	23	2496,023	2545,033
	24	2404,547	2450,283
TOTAL DIARIO		2414,755	2467,710

CURVA CARACTERISTICA DIA SABADO

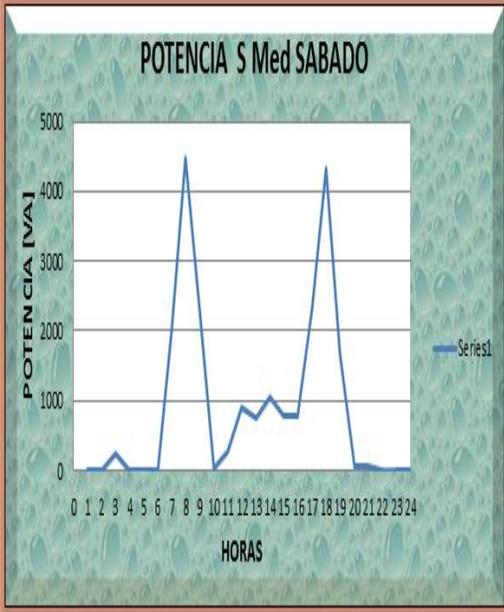
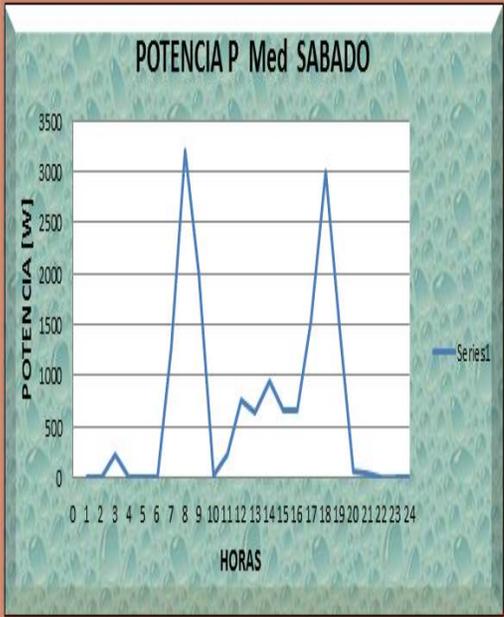
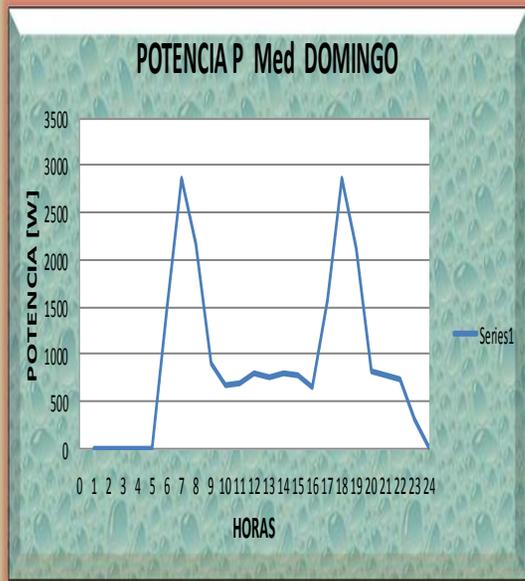


Figura 28. Rango horario y curvas características de P y S del día Sabado.

DIA	HORA		
DOMINGO	1	2339,203	2404,547
	2	2332,668	2388,213
	3	2313,067	2375,147
	4	2339,203	2384,947
	5	2326,137	2375,147
	6	2332,670	2371,880
	7	2322,870	2378,413
	8	2345,742	2394,747
	9	2391,478	2440,483
	10	2453,552	2496,023
	11	2466,620	2512,362
	12	2463,352	2509,093
	13	2469,888	2518,895
	14	2430,682	2476,422
	15	2456,818	2502,558
	16	2482,955	2525,430
	17	2450,285	2499,290
	18	2417,613	2466,618
	19	2486,223	2528,695
	20	2522,162	2574,433
	21	2541,765	2590,767
	22	2538,497	2587,500
	23	2502,558	2545,032
	24	2420,883	2466,620
TOTAL DIARIO		2422,787	2471,386

**CURVA CARACTERISTICA DIA DOMINGO**



**Figura 29. Rango horario y curvas características de P y S del día Domingo.**

P Med		
DIA	P Promed	S Promd
	[W]	[VA]
LUNES	2403,729	2456,275
MARTES	2408,493	2452,235
MIERCOLES	2385,352	2439,259
JUEVES	2422,106	2464,704
VIERNES	2366,022	2418,840
SABADO	2414,755	2467,710
DOMINGO	2422,787	2471,386

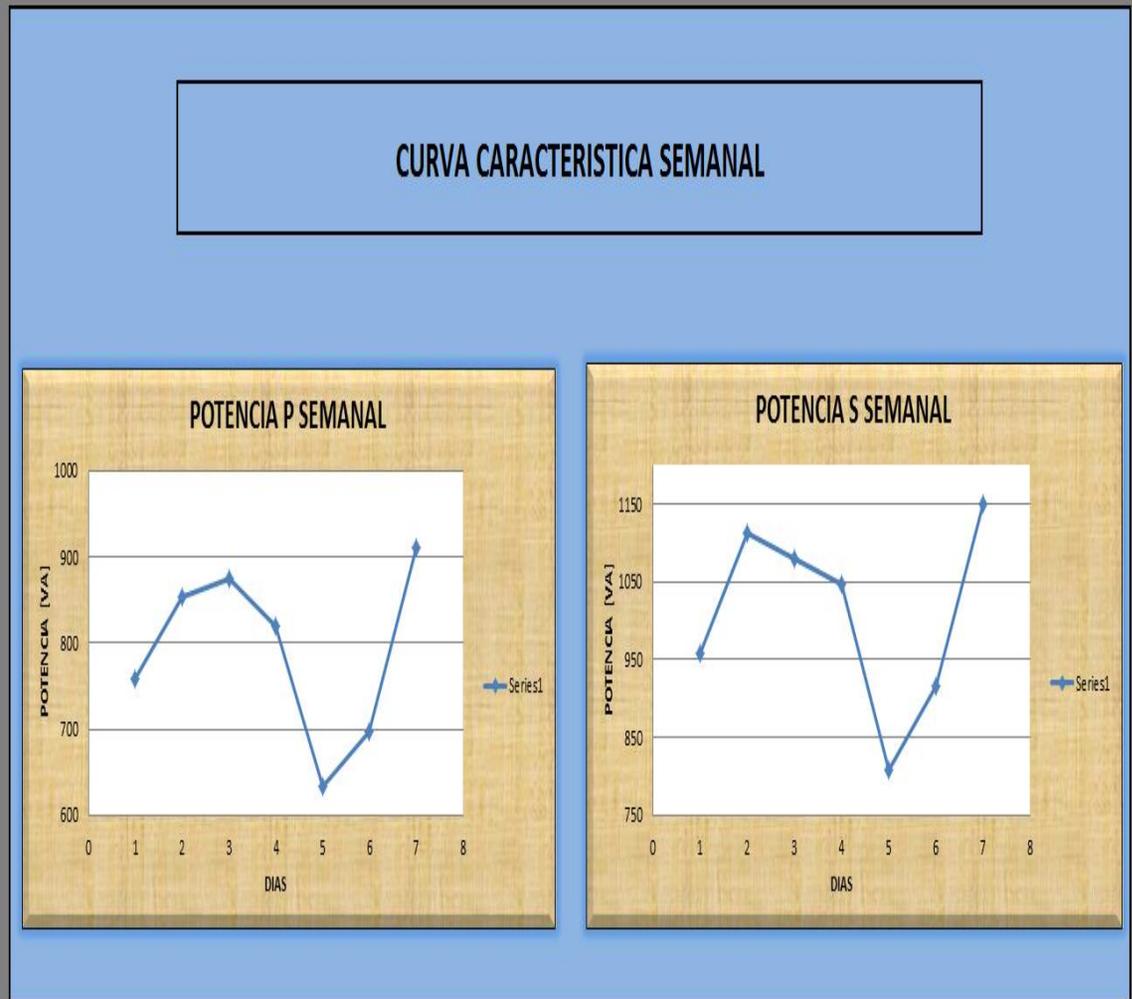


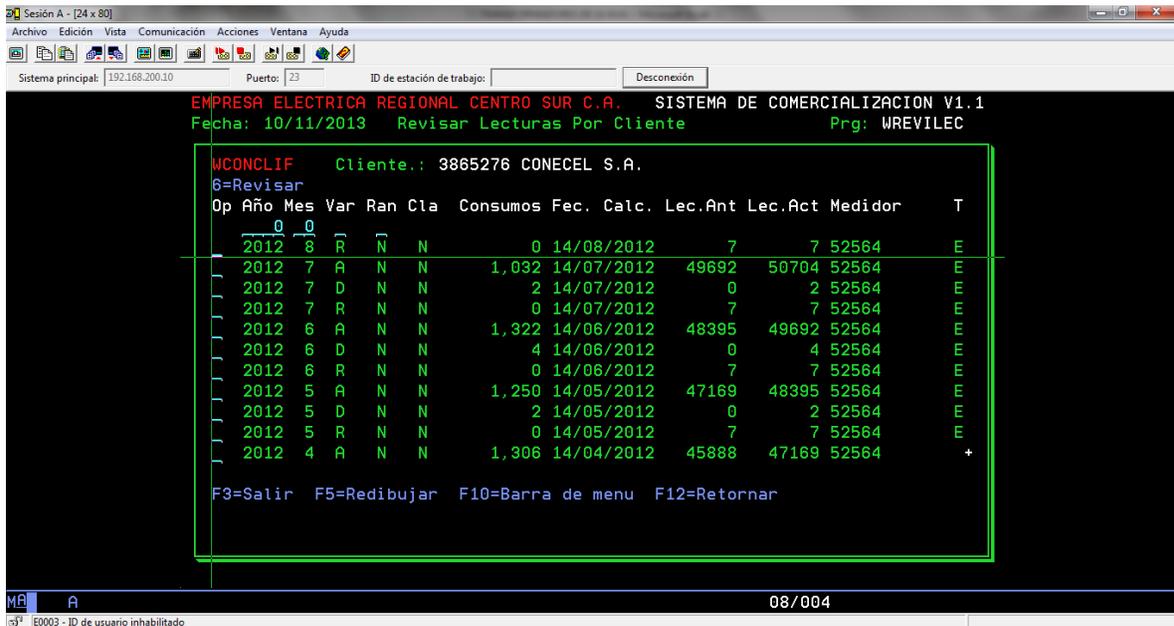
Figura 30. Rango horario y curvas características de P y S semanal.

## CAPÍTULO IV

### CONTRASTACION DE VALORES DE PERDIDAS MEDIDOS CON VALORES CALCULADOS Y SU TRASENDENCIA

#### 4.1 Comparación y análisis entre los valores facturados y medidos.

La Empresa Eléctrica Regional Centro Sur para realizar la facturación de la energía consumida dispone del departamento de Facturación, el cual se encarga de realizar el cálculo de la energía consumida considerando los consumos mensuales de cada cliente, esto se lo realiza mensualmente. El proceso básico es realizar la toma de lectura de los equipos de medición los cuales son ingresados en el sistema informático de la CENTROSUR SICO, el sistema realiza el cálculo de acuerdo al pliego tarifario, este proceso realiza automáticamente el cálculo del 2%, como se aprecia en la figura 31.



WCONCLIF Cliente.: 3865276 CONECEL S.A.  
6=Revisar  
Fecha: 10/11/2013 Revisar Lecturas Por Cliente Prg: WREVILEC

Op	Año	Mes	Var	Ran	Cla	Consumos	Fec.	Calc.	Lec.Ant	Lec.Act	Medidor	T
0	0											
	2012	8	R	N	N	0	14/08/2012		7	7	52564	E
	2012	7	A	N	N	1,032	14/07/2012	49692	50704	52564	E	
	2012	7	D	N	N	2	14/07/2012		0	2	52564	E
	2012	7	R	N	N	0	14/07/2012		7	7	52564	E
	2012	6	A	N	N	1,322	14/06/2012	48395	49692	52564	E	
	2012	6	D	N	N	4	14/06/2012		0	4	52564	E
	2012	6	R	N	N	0	14/06/2012		7	7	52564	E
	2012	5	A	N	N	1,250	14/05/2012	47169	48395	52564	E	
	2012	5	D	N	N	2	14/05/2012		0	2	52564	E
	2012	5	R	N	N	0	14/05/2012		7	7	52564	E
	2012	4	A	N	N	1,306	14/04/2012	45888	47169	52564	E	+

F3=Salir F5=Redibujar F10=Barra de menu F12=Retornar

08/004

Figura 31. Lecturas programa SICO.

Se puede observar que el dato de consumo ya incluye el 2%, este proceso se lo realiza como se explica en la tabla 19. El sistema SICO no detalla los valores que se facturan por concepto del 2% es decir no indica el valor económico facturado por este concepto ni la cantidad de energía con la que se ha penalizado para compensar las pérdidas.

CALCULO DE CONSUMO REGISTRO SICO										
POTENCIA	CODIGO TRAF0	CODIGO CLIENTE	DIAS FACT	LEC ANTERIOR	LECT ACTUAL	CONS REAL	2%	NS REAL + FACTOR	DIA PROMEDIO	CONS FACT
10	18290	3865276	31	45888	47169	1281	25,62	1306,62	40,03	1306

**Tabla 22. Cálculo de consumo Registro SICO.**

Para el caso que nos compete, el cálculo de las pérdidas en los transformadores, se ha realizado una agrupación en rango horario de la energía y la potencia real es la suma de las seis medidas correspondiente a cada hora, y para la potencia aparente es el promedio de las seis medidas correspondientes a cada hora indicado en la tabla 20, fundamental para el cálculo de las perdidas, las cuales se calcula mediante la fórmula (4):

$$Perdidas = Perdidas_{vacío} + \left( \frac{S_{medido}}{S_{nominal}} \right)^2 * Perdidas_{cobre} \quad (4)$$

Las pérdidas en los transformadores tanto en vacío (consideradas las perdidas en el núcleo) y las perdidas en el cobre (las pérdidas en las espiras de los bobinados) son datos constructivos indicados por el fabricante conocidos como protocolos del transformador los mismos que son registrados y revisados por la empresa eléctrica CENTROSUR en el laboratorio de transformadores.

Se han tabulado los valores de esta base de datos para llegar a obtener un valor promedio para cada rango de potencia de transformadores, lo cual se presenta en la tabla 23.

PROTOCOLOS DE PERDIDAS DE TRANSFORMADORES		
POTENCIA NOMINAL	PER VACIO	PER COBRE
TRAFO 5 KVA	27,31	84,41
TRAFO 10 KVA	45,97	139,04
TRAFO 15 KVA	68,46	189,06
TRAFO 25 KVA	105,54	285,41
TRAFO 30 KVA	131,75	486,68
TRAFO 37,5 KVA	125,09	397,1
TRAFO 45 KVA	169,3	668,21
TRAFO 50 KVA	186,48	730,26
TRAFO 60 KVA	227,47	871,52
TRAFO 75 KVA	249,13	993,46
TRAFO 100 KVA	322,91	1380,56
TRAFO 125 KVA	382,37	1627,21
TRAFO 150 KVA	416,2	1918,81
TRAFO 160 KVA	452,74	2114,82
TRAFO 175 KVA	440	2016
TRAFO 200 KVA	556,09	2384,83

**Tabla 23. Protocolo de transformadores para perdidas de vacío y cobre.**

El procedimiento para el análisis entre los valores de energía medidos por los equipos de calidad y los calculados por el sistema de la CENTROSUR SICO se los realizó de la siguiente manera:

Se realizó el análisis de los consumos medidos diarios por los equipos de calidad tomando en cuenta la cantidad de días de la semana que se repiten durante el mes, periodo en el que el sistema SICO calculó el consumo de energía kWh/mes.

Para definir una curva característica con los valores obtenidos en el sistema SICO se realiza una comparación con los valores medidos por los equipos de calidad mediante la siguiente ecuación:

$$FC = |1 - (Emensual sico - Emensual equipo calidad)|$$

FC: factor de corrección

E mensual SICO: consumo facturado

E mensual equipo calidad: consumo calculado con los datos de los equipos de calidad.

Esta constante se multiplicó por cada uno de los valores que generan la curva característica de los valores medidos por los equipos de calidad, lo que permite obtener una curva característica que representa el valor de energía mensual SICO.

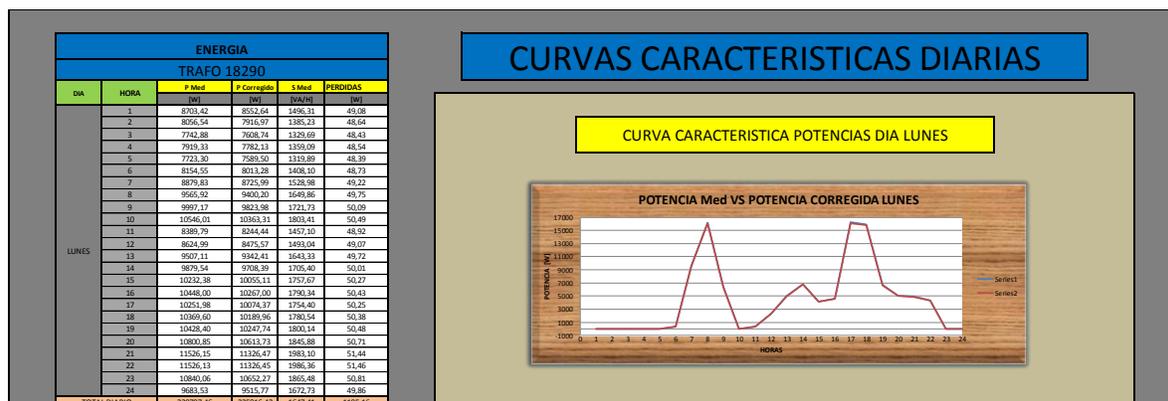


Tabla 24. Energía diaria registrada por el equipo de calidad de un transformador.

## 4.2 Factores de corrección.

Con los datos analizados se puede observar que el factor del 2% no se cumple para todas las condiciones de cargabilidad de los transformadores, por lo que se propone que se revise los factores obtenidos al analizar las pérdidas, como se muestra en tabla 25 en la columna 9. Estos valores, para el caso de los transformadores de 15kVA, oscilan en un rango de 1.5 a 8%, valores que se obtuvieron considerando la energía real consumida en el mes y las pérdidas de energía en igual periodo.

En el anexo digital se indica el resumen para cada transformador que se consideró para este análisis, ordenado por su potencia.

Este factor es el que compensaría en su totalidad las pérdidas generadas por el transformador.

POTENCIA	N° TRAF0	Carg %	FU	FLA	TOTAL MENSUAL PERDIDAS KWH/MES	TOTAL MENSUAL ENERGIA KWH/MES	ENERGIA FACTURADA POR PERDIDAS KWH/MES	PORCENTAJE REAL QUE SE SERIA COBRAR POR PERDIDAS
15	13285	59,858	0,599	0,577	95,464	5935	118,7	1,608
15	16126	20,313	0,203	0,201	54,83	2242	40,249	2,446
15	18044	13,392	0,134	0,068	53,379	665	10,456	8,027
15	9297	19,53	0,195	0,128	56,768	1520	30,4	3,735
15	17438	16,476	0,165	0,164	52,933	1794	33,31	2,951
15	13027	63,836	0,638	0,629	103,361	6790	134,87	1,522
15	17924	18,5	0,185	0,097	52,265	1100	20,549	4,715

Tabla 25. Resumen general de valores de los transformadores de 15 kVA.

### 4.3 Propuesta para la facturación de las perdidas por transformadores.

De acuerdo a los resultados obtenidos en este trabajo, se propone que para los clientes que disponen de transformador particular sea ingresado el valor de la potencia nominal y la cargabilidad a la que se encuentra trabajando el cliente como dato para la facturación.

Para el ejemplo que se ha descrito en la explicación, se tiene los datos de sus potencias nominales así como la cargabilidad que se presentan en los mismos, ver tablas 26, 27, 28, 29, 30, 31 y 32

TRAFO 13285				15 KVA	
POTENCIA NOMINAL	15000	PERDIDAS EN VACIO [W]	68,46	PERDIDAS EN COBRE [W]	189,06
MEDIDAS EQUIPO DE CALIDAD			MEDIDAS SICO		
DIA	VALOR DIARIO POTENCIA REAL	VALOR DIARIO POTENCIA CORREGIDA	VALOR DIARIO PERDIDAS	CANTIDAD DE DIAS	VALOR SICO DIARIO
LUNES	207722,01	200504,04	3237,14	4	185,47 KW/H
MARTES	211426,86	204080,15	3308,17	4	VALOR SICO MENSUAL
MIERCOLES	209963,22	202667,37	3274,99	4	5935 KW/H
JUEVES	207107,82	199911,19	3195,57	4	VALOR SICO MENSUAL FACTURADO
VIERNES	210332,40	203023,72	3269,76	5	6053,7 KW/H
SABADO	194660,38	187896,27	3003,53	5	DIFERENCIA
DOMINGO	194702,85	187937,27	3008,58	4	213,65496 ADIMENSIONAL
TOTAL MESUAL ENERGIA	6148,655				FACTOR DE CORRECCION
CARGABILIDAD	59,858	%			0,03474824 ADIMENSIONAL
FU	0,599	ADIMENSIONAL			VALOR SICO MENSUAL CC
FLA	0,577	ADIMENSIONAL			5935 KW/H MES
PERDIDAS TOTALES	95,464	KW/H MES			ENERGIA FACTURADA POR PERDIDAS
					118,7 %
					PORCENTAJE REAL QUE SE SERIA COBRAR POR PERDIDAS
					1,608 %

Tabla 26. Resumen general cálculos del transformador N°13285, potencia 15 kVA.

TRAFO 16126				15 KVA	
POTENCIA NOMINAL	15000	PERDIDAS EN VACIO [W]	68,46	PERDIDAS EN COBRE [W]	189,06
MEDIDAS EQUIPO DE CALIDAD			MEDIDAS SICO		
DIA	VALOR DIARIO POTENCIA REAL	VALOR DIARIO POTENCIA CORREGIDA	VALOR DIARIO PERDIDAS	CANTIDAD DE DIAS	VALOR SICO DIARIO
LUNES	71420,88	67567,84	1830,77	4	72,31
MARTES	71068,04	67234,04	1827,55	4	
MIERCOLES	71156,26	67317,49	1829,14	4	VALOR SICO MENSUAL
JUEVES	70708,66	66894,05	1825,51	4	2242
VIERNES	71126,87	67289,69	1829,20	5	VALOR SICO MENSUAL FACTURADO
SABADO	70885,10	67060,96	1827,75	5	2282,24956
DOMINGO	69940,92	66167,72	1823,28	4	DIFERENCIA
					114,761107
TOTAL MESUAL ENERGIA	2127,239	KW/H MES			FACTOR DE CORRECCION
CARGABILIDAD	20,313	%			0,05394839
FU	0,203	ADIMENSIONAL			VALOR SICO MENSUAL CC
FLA	0,201	ADIMENSIONAL			2012,47779
PERDIDAS TOTALES	54,830	KW/H MES			ENERGIA FACTURADA POR PERDIDAS
					40,2495557
					PERCENTAJE REAL QUE SE ERIA COBRAR POR PERDI
					2,446

Tabla 27. Resumen general cálculos para el transformador N°16126, potencia 15 kVA.

TRAFO 18044				15 KVA	
POTENCIA NOMINAL	15000	PERDIDAS EN VACIO [W]	68,46	PERDIDAS EN COBRE [W]	189,06
MEDIDAS EQUIPO DE CALIDAD			MEDIDAS SICO		
DIA	VALOR DIARIO POTENCIA REAL	VALOR DIARIO POTENCIA CORREGIDA	VALOR DIARIO PERDIDAS	CANTIDAD DE DIAS	VALOR SICO DIARIO
LUNES	17207,53	15147,91	1709,40	5	24,63
MARTES	27051,15	23813,32	1802,97	5	
MIERCOLES	16746,88	14742,40	1689,13	4	VALOR SICO MENSUAL
JUEVES	16939,64	14912,09	1698,00	4	665
VIERNES	17867,47	15728,86	1712,52	4	VALOR SICO MENSUAL FACTURADO
SABADO	18168,04	15993,46	1711,18	4	675,45652
DOMINGO	18746,30	16502,51	1714,73	5	DIFERENCIA
					71,0869967
TOTAL MESUAL ENERGIA	593,913	KW/H MES			FACTOR DE CORRECCION
CARGABILIDAD	13,392	%			0,11969261
FU	0,134	ADIMENSIONAL			VALOR SICO MENSUAL CC
FLA	0,068	ADIMENSIONAL			522,826007
PERDIDAS TOTALES	53,379	KW/H MES			ENERGIA FACTURADA POR PERDIDAS
					10,4565201
					PERCENTAJE REAL QUE SE ERIA COBRAR POR PERDI
					8,027

Tabla 28. Resumen general cálculos del transformador N°18044, potencia 15 kVA.

TRAFO 9297				15 KVA	
POTENCIA NOMINAL	15000	PERDIDAS EN VACIO [W]	68,46	PERDIDAS EN COBRE [W]	189,06
MEDIDAS EQUIPO DE CALIDAD			MEDIDAS SICO		
DIA	VALOR DIARIO POTENCIA REAL	VALOR DIARIO POTENCIA CORREGIDA	VALOR DIARIO PERDIDAS	CANTIDAD DE DIAS	VALOR SICO DIARIO
LUNES	50926,70	44588,31	1894,64	4	7,83
MARTES	50567,34	44670,84	1904,84	5	
MIERCOLES	41213,78	36407,97	1853,67	5	VALOR SICO MENSUAL
JUEVES	22598,18	19963,08	1716,98	5	1520
VIERNES	49959,67	44134,04	1865,01	4	VALOR SICO MENSUAL FACTURADO
SABADO	27374,58	24182,52	1696,40	4	1550,4
DOMINGO	69081,70	61026,31	1891,58	4	DIFERENCIA
					158,732935
TOTAL MESUAL ENERGIA	1361,267	KW/H MES			FACTOR DE CORRECCION
CARGABILIDAD	19,530	%			0,11660675
FU	0,195	ADIMENSIONAL			VALOR SICO MENSUAL CC
FLA	0,128	ADIMENSIONAL			1520
PERDIDAS TOTALES	56,768	KW/H MES			ENERGIA FACTURADA POR PERDIDAS
					30,4
					PERCENTAJE REAL QUE SE ERIA COBRAR POR PERDI
					3,735

Tabla 29. Resumen general cálculos del transformador N°9297 potencia 15 kVA.

TRAFO 17438					15 KVA
POTENCIA NOMINAL	15000	PERDIDAS EN VACIO [W]	68,46	PERDIDAS EN COBRE [W]	189,06
MEDIDAS EQUIPO DE CALIDAD					MEDIDAS SICO
DIA	VALOR DIARIO POTENCIA REAL	VALOR DIARIO POTENCIA CORREGIDA	VALOR DIARIO PERDIDAS	CANTIDAD DE DIAS	VALOR SICO DIARIO
LUNES	57689,50	55547,37	1764,83	4	59,81 KW/H
MARTES	57803,82	55657,45	1764,46	4	VALOR SICO MENSUAL
MIERCOLES	57248,45	55122,70	1763,11	4	1794 KW/H
JUEVES	58130,55	55972,05	1765,67	4	VALOR SICO MENSUAL FACTURADO
VIERNES	56784,54	54676,01	1761,09	5	1827,31081 KW/H
SABADO	57954,13	55802,17	1766,08	5	DIFERENCIA
DOMINGO	58146,89	55987,78	1766,31	4	64,2298333 ADIMENSIONAL
TOTAL MESUAL ENERGIA	1729,770	KW/H MES			FACTOR DE CORRECCION
CARGABILIDAD	16,476	%			0,037132 ADIMENSIONAL
FU	0,165	ADIMENSIONAL			VALOR SICO MENSUAL CQ
FLA	0,164	ADIMENSIONAL			1665,54033 KW/H MES
PERDIDAS TOTALES	52,933	KW/H MES			ENERGIA FACTURADA POR PERDIDAS
					33,3108067 %
					PORCENTAJE REAL QUE SE DEBERIA COBRAR POR PERDIDA
					2,951 %

Tabla 30. Resumen general cálculos del transformador N°17438 potencia 15 kVA.

TRAFO 13027					15 KVA
POTENCIA NOMINAL	15000	PERDIDAS EN VACIO [W]	68,46	PERDIDAS EN COBRE [W]	189,06
MEDIDAS EQUIPO DE CALIDAD					MEDIDAS SICO
DIA	VALOR DIARIO POTENCIA REAL	VALOR DIARIO POTENCIA CORREGIDA	VALOR DIARIO PERDIDAS	CANTIDAD DE DIAS	VALOR SICO DIARIO
LUNES	228366,49	227585,73	3491,94	4	55,94 KW/H
MARTES	226370,32	225596,38	3458,15	4	VALOR SICO MENSUAL
MIERCOLES	225396,74	224626,13	3442,92	4	6790 KW/H
JUEVES	224250,00	223483,31	3413,44	4	VALOR SICO MENSUAL FACTURADO
VIERNES	221920,62	221161,90	3390,87	5	6924,8746 KW/H
SABADO	224727,01	223958,69	3435,14	5	DIFERENCIA
DOMINGO	229023,16	228240,16	3501,35	4	23,1350733 ADIMENSIONAL
TOTAL MESUAL ENERGIA	6766,865	KW/H MES			FACTOR DE CORRECCION
CARGABILIDAD	63,836	%			0,00941888 ADIMENSIONAL
FU	0,638	ADIMENSIONAL			VALOR SICO MENSUAL CQ
FLA	0,629	ADIMENSIONAL			6743,72985 KW/H MES
PERDIDAS TOTALES	103,361	KW/H MES			ENERGIA FACTURADA POR PERDIDAS
					134,874597 %
					PORCENTAJE REAL QUE SE DEBERIA COBRAR POR PERDIDA
					1,522 %

Tabla 31. Resumen general cálculos del transformador N°13027 potencia 15 kVA.

TRAFO 17924					15 KVA
POTENCIA NOMINAL	15000	PERDIDAS EN VACIO [W]	68,46	PERDIDAS EN COBRE [W]	189,06
MEDIDAS EQUIPO DE CALIDAD					MEDIDAS SICO
DIA	VALOR DIARIO POTENCIA REAL	VALOR DIARIO POTENCIA CORREGIDA	VALOR DIARIO PERDIDAS	CANTIDAD DE DIAS	VALOR SICO DIARIO
LUNES	34321,93	33152,21	1686,02	5	71,21 KW/H
MARTES	34065,46	32904,48	1685,34	5	VALOR SICO MENSUAL
MIERCOLES	34403,61	33231,10	1686,27	4	1100 KW/H
JUEVES	34746,66	33562,46	1686,74	4	VALOR SICO MENSUAL FACTURADO
VIERNES	34640,48	33459,89	1686,83	4	1120,54986 KW/H
SABADO	34710,72	33527,74	1687,04	4	DIFERENCIA
DOMINGO	33560,71	32416,92	1684,19	5	36,2535983 ADIMENSIONAL
TOTAL MESUAL ENERGIA	1063,746	KW/H MES			FACTOR DE CORRECCION
CARGABILIDAD	18,500	%			0,03408105 ADIMENSIONAL
FU	0,098	ADIMENSIONAL			VALOR SICO MENSUAL CORREGIDO
FLA	0,097	ADIMENSIONAL			1027,4928 KW/H MES
PERDIDAS TOTALES	52,265	KW/H MES			ENERGIA FACTURADA POR PERDIDAS
					20,5498561 %
					PORCENTAJE REAL QUE SE DEBERIA COBRAR POR PERDIDAS
					4,751 %

Tabla 32. Resumen general cálculos del transformador N°17924, potencia 15 kVA.

La demanda de los clientes deberá ser medida en el momento de la instalación del contador de energía, siendo obligación del cliente notificar en caso de reducción o aumento de carga.

## CAPITULO V

### **CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.**

Este trabajo contiene información recopilada en la CENTROSUR que cumple con las regulaciones y normas correspondientes, con la que se procedió a realizar los análisis que permitieron establecer valores reales de las pérdidas en los transformadores de distribución seleccionados.

En el proceso de investigación no se pudo obtener mayor información sobre la forma en la que se realizó el cálculo de este factor de recargo del 2% para clientes con transformador particular y con medición en baja tensión, ya que este factor data desde la época del antiguo INECEL ahora CONELEC.

Mediante esta investigación se ha podido determinar que los valores compensatorios por pérdidas a través del factor del 2% no se los puede realizar en una manera generalizada, por lo que se recomienda considerar la potencia del transformador y su demanda al momento de la facturación.

Una manera de poder eliminar el factor del 2% es realizar la medición para los clientes con transformador particular en el lado de media tensión, con lo cual se podrá medir los valores de pérdidas que generan estos. Uno de los inconvenientes es el elevado costo de los equipos involucrados en la medición al lado de alta tensión, como son los transformadores de corriente TCs y transformadores de voltaje TP.

Los equipos con compensación de pérdidas son otros elementos de medición que se pueden considerar, al momento la empresa eléctrica ha instalado estos equipos en algunas industrias. Debido al costo de estos equipos no se los puede instalar para todos los clientes que se encuentran penalizados con este factor, por lo que la propuesta para realizar la modificación en el sistema de facturación considerando la demanda aun es la mejor opción.

El modificar el sistema de facturación representara la solución con mínima inversión y con un tiempo de gestión más reducido.

## **RECOMENDACIONES**

Para llevar un registro de calidad en los sistemas de distribución, estos deberán ser ajustados a la realidad de cada estación de transformación, para determinar si los mismos se encuentran en una condición de sobre dimensionamiento o sub dimensionamiento, factores fundamentales para cuantificar las pérdidas producidas, que afectan directamente a la empresa distribuidora.

Para un futuro análisis más extendido, se deberá de igual manera hacer una selección de una muestra representativa, la cual recogerá las realidades y condiciones presentes en la mayoría de especies particulares presentes en el universo existente en las empresas eléctricas distribuidoras.

Se deberá considerar que el pliego tarifario se ajusten a la realidad del sistema eléctrico nacional, ya que como se demostró en este trabajo, no siempre se cumplen para todos los casos presentes, por lo menos los que competen a la distribución y comercialización.

Se debe informar a los clientes sobre los valores facturados por recargo, para que de esta manera puedan realizar los cambios en sus estaciones de transformación con el fin de dimensionar correctamente los transformadores y reducir las pérdidas que generan.

Se recomienda que se realicen proyectos que permitan el análisis de la implementación sobre equipos que permitan realizar el registro de pérdidas en tiempo real.