

UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA
SEDE CUENCA

CARRERA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

**TRABAJO DE TITULACIÓN PREVIO A LA OBTENCIÓN
DEL TÍTULO DE INGENIERO ELÉCTRICO**

PROYECTO TÉCNICO DE ENFOQUE GENERAL:

**DETERMINACIÓN DE PÉRDIDAS DE ENERGÍA EN
TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN MEDIANTE
ALGORITMO DE COMPENSACIÓN EN SISTEMAS DE
MEDICIÓN.**

AUTORES:

**JUAN CARLOS MALDONADO CHICA
PAUL MARCELO CANDO NAULA**

TUTOR:

ING. PABLO ALEJANDRO MENDEZ, MSc.

CUENCA – ECUADOR

2018

CESIÓN DE DERECHOS DE AUTOR

Nosotros; Juan Carlos Maldonado Chica, con documento de identificación N° 0706125226 y Paúl Marcelo Cando Naula, con documento de identificación N° 0104839758, manifestamos nuestra voluntad y cedemos a la Universidad Politécnica Salesiana la titularidad sobre los derechos patrimoniales en virtud de que somos autores del trabajo de titulación: DETERMINACIÓN DE PÉRDIDAS DE ENERGÍA EN TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN MEDIANTE ALGORITMO DE COMPENSACIÓN EN SISTEMAS DE MEDICIÓN, mismo que se ha desarrollado para optar por el título de: *Ingeniero Eléctrico*, en la Universidad Politécnica Salesiana, quedando la Universidad facultada para ejercer plenamente los derechos cedidos anteriormente.

En aplicación a lo determinado en la Ley de Propiedad Intelectual, en nuestra condición de autores nos reservamos los derechos morales de la obra antes citada. En concordancia, suscribimos este documento en el momento que hacemos entrega del trabajo final en formato impreso y digital a la Biblioteca de la Universidad Politécnica Salesiana.

Cuenca, marzo del 2018



Juan Carlos Maldonado Chica
C.I.: 0706125226



Paúl Marcelo Cando Naula
C.I.: 0104839758

CERTIFICACIÓN

Yo, Pablo Alejandro Méndez Santos declaro que bajo mi tutoría fue desarrollado el trabajo de titulación: DETERMINACIÓN DE PÉRDIDAS DE ENERGÍA EN TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN MEDIANTE ALGORITMO DE COMPENSACIÓN EN SISTEMAS DE MEDICIÓN, realizado por los autores: Juan Carlos Maldonado Chica y Paúl Marcelo Cando Naula, obteniendo el Proyecto Técnico de Enfoque General que cumple con todos los requisitos estipulados por la Universidad Politécnica Salesiana.

Cuenca, marzo del 2018

A handwritten signature in black ink, appearing to read 'P. Méndez Santos', with a large, stylized initial 'P' and a long horizontal stroke extending to the right.

Ing. Pablo Alejandro Méndez Santos (M. Sc)
Tutor del Trabajo de Titulación
CI: 0102660578

DECLARATORIA DE RESPONSABILIDAD

Nosotros; Juan Carlos Maldonado Chica, con número de cédula 0706125226 y Paúl Marcelo Cando Naula, con número de cédula 0104839758, autores del trabajo de titulación: DETERMINACIÓN DE PÉRDIDAS DE ENERGÍA EN TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN MEDIANTE ALGORITMO DE COMPENSACIÓN EN SISTEMAS DE MEDICIÓN, certificamos que el total contenido de este Proyecto Técnico de Enfoque General es de nuestra exclusiva responsabilidad y autoría.

Cuenca, marzo del 2018



Juan Carlos Maldonado Chica
C.I.: 0706125226



Paúl Marcelo Cando Naula
C.I.: 0104839758

DEDICATORIA

Dedico esta tesis a mis padres David Maldonado y Carmita Chica, cuyo esfuerzo permitió que cumpliera con esta meta, este logro es igual mío que de ustedes, son mi mayor orgullo y mi mejor ejemplo. En memoria de mi hermano Henry David Maldonado, sé que desde un mejor lugar me dio la fuerza para seguir día a día, gracias por eso y por concederme la dicha de ser tío, para mi sobrina Hillary Maldonado también dedicó este trabajo. Por último, dedico esta tesis a mi novia quien a pesar de la distancia supo apoyarme y comprenderme durante mi vida universitaria.

Juan Carlos Maldonado Chica

Esta tesis la dedico a Dios por regalarme una hermosa familia, amigos incondicionales (Clan-Jaups), salud y vida para lograr alcanzar este objetivo, a mis padres Marcelo y María por ser un ejemplo a seguir, gracias por el sacrificio, esfuerzo y apoyo incondicional en todo momento, a mis hermanos por estar siempre a mi lado en los buenos y malos momentos, siendo ustedes el pilar fundamental para alcanzar cada meta planteada, gracias por apoyarme y brindarme sus sabios consejos, de manera especial a “ti” siendo tú la mayor motivación para mi corazón en todo el transcurso de mi vida universitaria, fue el ingrediente perfecto para alcanzar una victoria más en mi vida logrando culminar esta tesis con éxito, poder disfrutar del privilegio de ser agradecido y grato con esa persona que estuvo en los momentos de alegrías, tristezas y victorias en cada momento y que siempre quiso lo mejor para mi porvenir, gracias a todos.

Paul Marcero Cando Naula

AGRADECIMIENTOS

Agradezco a Dios, por haberme dado la perseverancia y sabiduría necesaria para finalizar esta meta. A mis padres por incentivar me con su ejemplo a ser mejor persona cada día, sin su esfuerzo jamás hubiera podido llegar a este punto. Un agradecimiento especial a la Lcda. Rosa Elena Lojano PhD., e Ing. Marcelo Inga, su apoyo fue vital para poder cumplir con esta meta, les estaré eternamente agradecido. Quiero agradecer a nuestro director y codirectores de tesis, Ing. Pablo Mendez, Ing. Marco Toledo, e Ing. Galo Cabrera, respectivamente, por su tiempo invertido, la constante motivación, y el conocimiento brindado durante el desarrollo de este proyecto. De manera especial agradezco al Ing. Boris Trelles y al Señor Carlos Masa, que nos brindaron su apoyo, colaboración y su amistad. A la Empresa Eléctrica Regional Centro Sur C.A., por la oportunidad brindada para la realización de esta tesis, y finalmente a la Universidad Politécnica Salesiana, la cual me instruyo para convertirme en un buen profesional y un mejor cristiano.

Juan Carlos Maldonado Chica

En primera instancia a Dios por darme la vida, por ser mi guía, fortaleza y estar conmigo en cada paso que doy, a mis padres y hermanas por brindarme su apoyo incondicional, a su vez un sincero agradecimiento al director de tesis Ing. Pablo Alejandro Méndez Santos por su guía y el conocimiento brindado para el desarrollo de este proyecto, que hicieron posible la culminación de la tesis, además, de manera especial a los ingenieros Marco Antonio Toledo Orosco y Galo Javier Cabrera Cobos, tutores asignados por la CENTROSUR, mi más sincero agradecimiento por su paciencia, tiempo invertido, dedicación, orientación y apoyo en el desarrollo de este proyecto. Por último, agradezco al personal del departamento de “Control de la Medición” de la CENTROSUR, que de alguna u otra manera contribuyeron en la elaboración de este trabajo de fin de carrera.

Paul Marcelo Cando Naula

“Hay una fuerza motriz más poderosa que el vapor, la electricidad y la energía atómica: La voluntad.”

Albert Einstein

RESUMEN

El presente proyecto técnico surge ante la necesidad de reducir el índice de pérdidas técnicas en la etapa de transformadores de distribución en la Empresa Eléctrica Regional Centro Sur C.A., centrado en que dichos equipos son los que producen la mayor cantidad de pérdidas técnicas en el sistema de distribución. La energía disipada en estas máquinas no es facturada por los sistemas de comercialización ya que los sistemas de medición usualmente utilizados no son capaces de registrar dichas pérdidas, representando déficit técnico y económico para las distribuidoras.

En base a lo antes descrito, la investigación se enfoca en realizar un análisis técnico y económico que permita determinar la factibilidad de utilizar sistemas de medición conectados en el lado de baja tensión y que cuenten con un módulo de compensación de pérdidas. El análisis inició con un estudio de evolución de pérdidas en función del tiempo de operación de la máquina, para lo cual se realizaron pruebas eléctricas en el laboratorio de transformadores de la CENTROSUR, posteriormente se elaboró un estudio de cargabilidad, el cual inició con un análisis estadístico para determinar un tamaño muestral confiable. Con el estudio de los perfiles de carga se obtuvieron los factores que mayor impacto generan en el aumento del porcentaje de pérdidas de energía en los transformadores trifásicos de distribución.

Una vez definida y caracterizada la carga de los transformadores se realizó la construcción del algoritmo de compensación de pérdidas, para la elaboración del modelo se utilizó como herramienta de análisis el software Matlab, cuya interface permitió un mejor manejo y comprensión del algoritmo. Una vez contrastados los resultados del modelo desarrollado, se ingresan los perfiles de carga diarios segmentados según la carga, obteniéndose de esta manera las pérdidas eléctricas que se generan en la etapa de transformación.

Cuantificadas las pérdidas eléctricas finalmente se elaboró un análisis económico que permitió obtener resultados sobre si es o no factible cambiar los contadores de energía utilizados normalmente para medir a clientes particulares, por contadores de energía cuyas funciones agreguen un módulo de compensación de pérdidas que permita registrar y facturar la energía real consumida por el cliente.

ABSTRACT

The present technical project arises the need to reduce the rate of technical losses present in distribution transformers of the Regional Electric Company Centro Sur C.A., because such equipment is the one that produces the greatest amount of technical losses in the distribution system. The energy dissipated in these machines is not invoiced by the marketing systems since the measurement equipment usually used is not capable of recording such losses, representing a technical and economic deficit for the distributors.

Based on the above, the research focuses on performing a technical and economic analysis to determine the feasibility of using measurement systems connected on the low voltage side and that have a loss compensation module. The analysis began with a study of the evolution of losses as a function of the machine's operating time, for which electrical tests were performed in the transformer laboratory of CENTROSUR, later a chargeability study was elaborated starting from the statistical analysis to determine a reliable sample size. With the study of the load profiles, the factors that generate the greatest impact in the increase of the percentage of energy losses in the three-phase distribution transformers were obtained.

Once the load of the transformers was defined and characterized, the loss compensation algorithm was developed, using the Matlab software, whose interface allowed a more dynamic and comprehensible modeling. With the contrasted results, the daily load profiles segmented according to the load are entered, thus obtaining the electrical losses that are generated in the transformation stage.

Finally, starting from the quantification of the losses, an economic analysis was elaborated in order to determine the feasibility of making the change of the energy meters normally used to measure particular customers by energy meters whose functions add a losses compensation module that can be recorded and billed the real power consumed by the customer.

PREFACIO

En las redes de distribución eléctrica las pérdidas de potencia y energía se obtienen a partir de un proceso de cálculo que abarca un gran número de parámetros de diseño y variables de estado operacional. La mayor parte de estas pérdidas se localizan en los principales componentes de las redes eléctricas de distribución como lo son transformadores y líneas (aéreas, subterráneas). Las pérdidas de potencia en las líneas crecen a medida que aumenta su longitud y la cantidad de energía que transportan, son variables con respecto al tiempo y dependientes de la configuración de la red de distribución y de los flujos de potencia activa y reactiva requeridos por los consumidores. Por otro lado, se conoce que las pérdidas de potencia en los transformadores dependen de los materiales con los que son construidos, y que la degradación de dichos materiales puede ser una gran influencia en el incremento de estas pérdidas en el transcurso del tiempo.

Con el fin de aportar a la reducción de las pérdidas técnicas de energía, los sistemas de medición han ido evolucionando continuamente, de tal manera que en la actualidad existen contadores electrónicos, cuyas capacidades permiten medir la potencia y energía que se pierde en las etapas de transporte y transformación mediante algoritmos de compensación de pérdidas.

La Empresa Eléctrica Regional Centro Sur C.A (CENTROSUR) en aplicación del pliego tarifario vigente, considera un recargo por pérdidas de transformación equivalente al 2% de la energía medida para los clientes atendidos a través de un transformador particular y con registro de lectura en baja tensión [1]; sin embargo, las pérdidas eléctricas en estas máquinas no tienden a comportarse linealmente, por lo que dicho factor no refleja realmente la energía perdida, lo cual constituye un aspecto de importancia al momento de determinación de las pérdidas de energía de la red.

Por lo antes indicado, y siendo los transformadores de distribución -TD's- los equipos que en mayor medida aportan a las pérdidas técnicas de la red de distribución, es que el presente trabajo pretende realizar un análisis técnico y económico para determinar el nivel real de pérdidas de energía en transformadores de distribución trifásicos mediante la construcción del algoritmo de compensación en sistemas de medición y la factibilidad de cambiar los medidores utilizados actualmente por medidores con capacidad de compensar dichas pérdidas.

GLOSARIO

ED's: Empresas distribuidoras.

TD's: Transformadores de distribución.

EERCS: Empresa Eléctrica Regional Centro Sur.

SEP: Sistema Eléctrico de Potencia.

B: Campo magnético.

H: Intensidad de campo magnético.

NTE: Norma Técnica Ecuatoriana.

INEN: Instituto Ecuatoriano de Normalización.

IEEE: Institute of Electrical and Electronics Engineers (Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos).

IEC: Comisión Electrotécnica Internacional.

CPT: Compensación de pérdidas en el transformador.

VA_{TXtest}: Valor nominal de potencia en VA.

LWFe_{TXtest}: Pérdidas en el hierro a la tensión nominal.

LWCu_{TXtest}: Pérdidas en el cobre a 75 ° C o 85°C a plena carga.

V_{n1}V_{n2}: Tensión nominal en el primario y secundario.

%I_{exc}: Porcentaje de corriente de excitación a tensión nominal.

%Z_{cc}: Porcentaje de impedancia a 75°C o 85 ° C.

LVFe_{TXtest}: Pérdidas reactivas sin carga.

LVCu_{TXtest}: Pérdidas reactivas con carga.

V_{TXtest}: Tensión línea a línea del transformador de potencia en el lado medido.

I_{TXtest}: Corriente nominal del transformador de potencia en el lado medido (corriente de línea).

V_{actual}: Voltaje actual en la carga.

I_{actual}: Corriente actual en la carga.

CTR: Relación de transformador de corriente.

VTR: Relación de transformador de voltaje.

%LWFe: Porcentaje de pérdidas en el hierro en Watts.

%LWCu: Porcentaje de pérdidas en el cobre en Watts.

%LVFe: *Porcentaje de pérdidas en el hierro en VARs.*

%LVCu: *Porcentaje de pérdidas en el cobre en VARs.*

V_{Mrated} : *Tensión nominal de entrada del medidor.*

I_{Mrated} : *Corriente nominal de entrada del medidor.*

V_{rms} : *Cuadrado medio de la raíz o también llamado voltaje eficaz.*

PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

El porcentaje total de pérdidas de la red de distribución de la CENTROSUR se encuentra por debajo del 7%, constituyéndose en una de las empresas distribuidoras del país con menor índice de pérdidas, por lo que alcanzar una reducción de este valor requiere de estudios más profundos y detallados. Con corte al mes de octubre de 2017 las pérdidas totales alcanzaron el 6,65% de la energía disponible del sistema, de las cuales el 5,67% corresponden a las pérdidas técnicas, de estas el 2,28% pertenecen a los transformadores de distribución, por lo que resulta de suma importancia efectuar una medición correcta que cuantifique la energía real consumida por estos equipos.

La investigación centra su estudio en los transformadores de distribución, ya que técnicamente estos presentan dos tipos de pérdidas, las pérdidas en el hierro y las pérdidas en el cobre, las mismas que reducen el rendimiento del transformador provocando pérdidas de energía dentro de la red. La empresa eléctrica CENTROSUR, entre sus estándares realiza la revisión técnica a cada uno de los transformadores que serán instalados en el área de concesión de la Empresa por lo que aplica protocolos de pruebas, con la finalidad de verificar que el funcionamiento sea óptimo y cumpla con todo los estándares nacionales e internacionales.

El transformador después de haber cumplido con éxito con los protocolos, es instalado donde sea requerido. Sin embargo, las pérdidas que fueron medidas en el laboratorio no son constantes en el tiempo, y su comportamiento depende de diversas variables o condiciones de operación.

El uso de herramientas técnicas – informáticas con las que la empresa CENTROSUR cuenta (GIS - CYME – ELSTER, etc.) y los modelos matemáticos estadísticos dentro del campo de la investigación, permitirán determinar una metodología para la compensación de pérdidas en los sistemas de medición, motivo principal de esta investigación.

JUSTIFICACIÓN

Las variables técnicas que inciden en las pérdidas de los transformadores pueden ser identificadas y cuantificadas mediante mediciones, es así que, la CENTROSUR en cumplimiento de la regulación 004/01 “Calidad del Servicio Eléctrico de Distribución” durante más de 10 años ha venido realizando mediciones en transformadores de distribución por lo que cuenta con una considerable base de datos. Así también, el Departamento de Control de la Medición mensualmente realiza la descarga de los perfiles de carga de clientes especiales y/o clientes que cuentan con equipos de medición con características de almacenamiento de perfil de carga.

Estos datos permitirán, a partir de la caracterización de la curva de carga, modelar el transformador y obtener las pérdidas en tiempo real, para que sean comparadas con las mediciones registradas por los contadores de energía. De esta forma se contrastarán las pérdidas en tiempo real, resultado de la investigación con las pérdidas que no registran los contadores actualmente instalados, de tal manera que se propondrá una metodología de medición a fin de registrar, cuantificar y facturar las pérdidas de energía en dicha etapa de transformación.

El presente proyecto pretende determinar las diferentes variables que influyen en las pérdidas de los transformadores, e incluirlas en la programación a través del módulo de compensación de pérdidas de energía en baja tensión.

OBJETIVOS

El segmento de análisis está centrado en transformadores trifásicos con sistemas de medición directo y semidirecto, para el análisis planteado se establecieron los siguientes objetivos

Objetivo General

Determinar las pérdidas de energía eléctrica en los transformadores de distribución y estudiar el efecto que tienen sobre las mediciones en baja tensión haciendo uso del algoritmo de compensación de pérdidas, de las herramientas informáticas y de los modelos matemáticos estadísticos.

Objetivos Específicos

- Realizar mediciones en diferentes tipos de transformadores de distribución con la finalidad de establecer los valores de pérdidas de energía de acuerdo al envejecimiento operacional y condiciones de funcionamiento.
- Analizar técnica y estadísticamente los resultados de las mediciones realizadas, así como incorporar otras mediciones efectuadas por la empresa CENTROSUR.
- Establecer el modelo de evolución esperado de las pérdidas de energía en los transformadores de distribución.
- Evaluar el modelo de evolución de pérdidas a través de mediciones con equipos de compensación de pérdidas conectados en baja tensión.
- Realizar un análisis económico de la aplicación del modelo para mitigar las pérdidas en transformadores de distribución de energía eléctrica y estimar el impacto en las pérdidas totales de la empresa.

ÍNDICE DE CONTENIDOS

CECIÓN DE DERECHOS DE AUTOR.....	II
CERTIFICACIÓN.....	III
DECLARATORIA DE RESPONSABILIDAD	IV
DEDICATORIA.....	V
AGRADECIMIENTOS	VI
RESUMEN	VII
ABSTRACT	VIII
PREFACIO	IX
GLOSARIO	X
PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	XII
JUSTIFICACIÓN	XIII
OBJETIVOS.....	XIV
Objetivo General.....	XIV
Objetivos Específicos.....	XIV
ÍNDICE DE CONTENIDOS	XV
ÍNDICE DE FIGURAS	XIX
ÍNDICE DE TABLAS	XXI
CAPÍTULO 1 : FUNDAMENTO TEÓRICO.....	22
1.1 INTRODUCCIÓN.....	22
1.2 PÉRDIDAS DE ENERGÍA EN LAS EMPRESAS DE DISTRIBUCIÓN.....	23
1.2.1. Pérdidas Técnicas.....	23
1.2.2. Pérdidas no Técnicas o Comerciales.....	23
1.2.3. Comportamiento histórico de las pérdidas a nivel nacional y en la CENTROSUR.	24
1.3 CARACTERÍSTICAS DE LAS PÉRDIDAS DE POTENCIA EN EL	
TRANSFORMADOR	27
1.3.1. Pérdidas de potencia en el cobre	28
1.3.2. Pérdidas de potencia en el hierro (pérdidas en el núcleo)	28
1.3.2.1. Pérdidas de potencia en el núcleo por histéresis	29
1.3.2.2. Pérdidas de potencia en el núcleo por corrientes de Foucault	30
1.3.3. Pruebas y normas eléctricas aplicadas a los transformadores de distribución	31

1.3.3.1.	Normativa para determinar las pérdidas en transformadores	31
1.3.4.	Envejecimiento operacional de transformadores	32
1.4	SISTEMAS DE MEDICIÓN DE ENERGÍA.....	33
1.4.1.	Componentes.....	33
1.4.2.	Transformadores de Medida	34
1.4.2.1.	Transformadores de Corriente	35
1.4.2.2.	Transformadores de tensión.....	37
1.4.3.	Tipos de medición	37
1.4.3.1.	Medición Directa	37
1.4.3.2.	Medición Indirecta	38
1.4.3.3.	Medición Semidirecta.....	39
1.4.4.	Regulación 005/17 del ARCONEL: Distribución y Comercialización de la energía eléctrica.....	40
1.4.4.1.	Obras para nuevos suministros en bajo voltaje.....	40
1.4.4.2.	Obras para nuevos suministros en medio y alto voltaje	41
1.5	MEDICIÓN EN BAJA TENSIÓN CON COMPENSACIÓN DE PÉRDIDAS EN TRANSFORMADORES.....	41
1.5.1.	Evolución de los métodos de compensación de pérdidas.....	42
1.5.1.1.	Medidores electromecánicos de pérdidas: Principio de funcionamiento	42
1.5.1.2.	Compensador de pérdidas en transformadores: Principio de funcionamiento	44
1.5.1.3.	Método del resistor: Principio de funcionamiento	45
1.5.1.4.	Medidores de compensación de estado sólido	46
1.6	CÁLCULO Y COMPENSACIÓN DE PÉRDIDAS	46
1.6.1.	Compensación de pérdidas en medidores de estado sólido.....	49
1.6.1.1.	Método 1: " Modelamiento directo en base a las pérdidas del protocolo de pruebas"	50
1.6.1.2.	Método 2: "Modelamiento en función de constantes porcentuales".....	52
1.6.2.	Proceso de cálculo interno de los medidores actuales	54
1.6.3.	Cálculo de la energía en función de la demanda	55
CAPÍTULO 2 : ANÁLISIS DE DATOS DE PÉRDIDAS DE ENERGÍA EN TRANSFORMADORES.....		56
2.1	INTRODUCCIÓN.....	56
2.2	ESPACIO MUESTRAL Y LEVANTAMIENTO DE INFORMACIÓN.....	56
2.2.1.	Tipos de muestreo	57
2.2.1.1.	Muestreo Probabilístico.....	57
2.2.1.2.	Muestreo no probabilístico	58
2.2.2.	Tamaño de la muestra	58
2.2.3.	Cálculo del tamaño de la muestra para el caso de estudio.....	59
2.3	ANÁLISIS DE LA EVOLUCIÓN DE LAS PÉRDIDAS DE POTENCIA.	61
2.3.1.	Pruebas eléctricas a transformadores de distribución	61
2.3.1.1.	Prueba de resistencia de aislamiento	62
2.3.1.2.	Prueba de medición de resistencia	63
2.3.1.3.	Prueba de relación de transformación	63

2.3.1.4.	Prueba de vacío (sin carga)	64
2.3.1.5.	Prueba de cortocircuito	65
2.3.1.6.	Mediciones obtenidas.....	65
2.3.2.	Protocolos de pruebas del transformador.....	66
2.3.2.1.	Aproximación de protocolos utilizando análisis estadístico	67
2.3.3.	Análisis de resultados	71
2.4	ANÁLISIS DE CARGA EN TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN.....	73
2.4.1.	Curva de carga diaria	73
2.4.2.	Segmentación de la muestra en función de la carga	74
2.4.2.1.	Factor de carga	74
2.4.2.2.	Factor de utilización.....	74
CAPÍTULO 3 : COMPENSACIÓN DE PÉRDIDAS Y ANÁLISIS ECONÓMICO		79
3.1	INTRODUCCIÓN.....	79
3.2	ALGORITMO DE COMPENSACIÓN DE PÉRDIDAS.....	79
3.2.1.	Modelo de pérdidas de los transformadores	79
3.3	EJEMPLO DE COMPENSACIÓN DE PÉRDIDAS	80
3.3.1.	Cálculo de pérdidas del transformador aplicando método 1: "Modelamiento directo en base a las pérdidas del protocolo de prueba".....	80
3.3.2.	Cálculo de las pérdidas en el transformador aplicando el método 2: "Modelamiento en función de constantes porcentuales".....	82
3.4	SIMULACIÓN EN GUI-MATLAB	83
3.4.1.	Diseño de la interfaz.....	84
3.4.1.1.	Ventana de presentación	85
3.4.1.2.	Ventana principal.....	85
3.4.2.	Programación de la interfaz.....	89
3.4.2.1.	Extracción de datos del perfil de carga.....	89
3.4.2.2.	Asignación y obtención de valores en los cuadros de texto.	91
3.4.2.3.	Extracción de cada dato que conforma el perfil de carga	91
3.5.	CONTRASTACIÓN DE RESULTADOS DEL MODELO DESARROLLADO	92
3.5.1.	Pruebas en el laboratorio de la CENTROSUR.....	92
3.5.2.	Pruebas de campo en medidores con compensación de pérdidas	97
3.5.2.1.	Prueba 1: Escuela del Milenio UEM SAYAUSÍ	98
3.5.2.2.	Prueba 2: Empresa CASSTORPROCT CIA LTDA	102
3.6	CUANTIFICACIÓN DE PÉRDIDAS EN TRANSFORMADORES.....	104
3.7	ESTUDIO DE RENTABILIDAD ECONÓMICA.....	110
3.7.1.	Flujo de caja e indicadores de rentabilidad	110
3.7.2.	Reducción de índice de pérdidas técnicas en la CENTROSUR	114
CAPÍTULO 4 : CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES		116

4.1	CONCLUSIONES.....	116
4.2	RECOMENDACIONES.....	119
	BIBLIOGRAFÍA.....	121
	ANEXOS.....	124
	Anexo 1: Muestra de transformadores particulares estratificada en función de la carga.....	125
	Anexo 2: Muestra de transformadores de la CENTROSUR estratificada según la carga.....	129
	Anexo 3: Protocolos de transformadores de distribución trifásica.....	135
	Anexo 4: Curvas de pérdidas y rendimiento.....	143
	Anexo 5: Especificaciones técnicas de los equipos utilizados para pruebas eléctricas.....	152
	Anexo 6: Cuantificación de Energía no registrada en transformadores particulares.....	156

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1-1. Porcentaje de pérdidas Nacional y de la CENTROSUR.	25
Figura 1-2. Porcentaje de pérdidas por etapa funcional en la CENTROSUR (junio-2017).	26
Figura 1-3. Pérdidas de potencia características de un transformador de distribución de 60 kVA.	27
Figura 1-4. Variación de pérdidas de potencia en el hierro de un transformador de distribución de 60 kVA. Fuente: Autores.	29
Figura 1-5. Curva de histéresis típica para materiales ferromagnéticos [10].	30
Figura 1-6. Esquema de conexión de un medidor trifásico para medición indirecta entre tres elementos, conexión simétrica [25].	38
Figura 1-7. Esquema de conexiones, medidor trifásico para medición Semidirecta [25].	39
Figura 1-8. Medidor de compensación y medidor de energía activa conectado en el lado de baja tensión de un transformador de potencia; instalación monofásica [8].	43
Figura 1-9. Conexiones para una instalación trifásica de medición de pérdidas [8].	43
Figura 1-10. Principio de funcionamiento del compensador de pérdidas de transformador [27].	45
Figura 1-11. Posibles ubicaciones de puntos de medición y facturación [30].	51
Figura 1-12. Ubicación del medidor en el lado de suministro [30].	52
Figura 1-13. Diagrama de bloques del medidor.	54
Figura 1-14. Curva de potencia por intervalos de demanda sucesivos [26].	55
Figura 2-1. Conexión del Megger para la prueba de resistencia del aislamiento sobre los devanados individuales (Fase-Neutro).	62
Figura 2-2. Conexión para la prueba de medición de resistencia.	63
Figura 2-3. Secuencia de conexiones para la prueba de relación de transformación y polaridad en un transformador Delta-Estrella.	64
Figura 2-4. Conexión en el Laboratorio para la prueba en vacío.	64
Figura 2-5. Conexión en el laboratorio para prueba de cortocircuito.	65
Figura 2-6. Dispersión de transformadores particulares según la carga.	75
Figura 2-7. Representación porcentual de cada estrato según la carga (TD's Particulares).	76
Figura 2-8. Dispersión de transformadores de la CENTROSUR según la carga.	77
Figura 2-9. Representación porcentual de cada estrato según la carga (CENTROSUR).	77
Figura 3-1. Funciones que desempeñara la Interfaz gráfica.	84
Figura 3-2. Ventana de presentación e ingreso.	85
Figura 3-3. Ventana de selección del análisis a realizar.	85
Figura 3-4. Ventana para el análisis del perfil de carga diario equivalente.	86
Figura 3-5. Ventana de resultados.	87
Figura 3-6. Curva de carga diaria equivalente obtenida.	87
Figura 3-7. Interfaz gráfica del método prueba.	88
Figura 3-8. Perfil de carga de n días.	89
Figura 3-9. Código fuente para la importación de los perfiles de carga a GUI-Matlab.	90
Figura 3-10. Placa de identificación de muestra [29].	92
Figura 3-11. Esquema de conexión del medidor al emulador de carga (WECO)	94
Figura 3-12. Esquema de conexión para la programación y prueba del medidor con compensación.	94
Figura 3-13. Conexión en cascada para programación y calibración de los medidores de prueba.	96
Figura 3-14. Ubicación de la Escuela del Milenio UEM Sayausí- Prueba 1.	98
Figura 3-15. Medidor con compensación de pérdidas activada.	99
Figura 3-16. Esquema de conexión serie-paralelo del medidor de prueba ABB en la UEM SAYAUSÍ.	100
Figura 3-17. Prueba realizada en la Unidad Educativa del Milenio SAYAUSÍ.	100
Figura 3-18. Ubicación de la empresa CASSTORPROCT, Prueba 2.	102
Figura 3-19. Conexión serie-paralelo del medidor de prueba ELSTER-Prueba 2.	103

Figura 3-20. Curva diaria del transformador de 50 kVA con código 20896 perteneciente al estrato I	106
Figura 3-21. Curva diaria del transformador de 150 kVA con código 25076 perteneciente al estrato II.	106
Figura 3-22. Curva diaria del transformador de 192,5 kVA con código 8265 perteneciente al estrato III.	107
Figura 3-23. Curva diaria del transformador de 150 kVA con código 25075 perteneciente al estrato IV.	107
Figura 3-24. Curva diaria del transformador de 50 kVA con código 17495 perteneciente al estrato V.	107
Figura 3-25. Curva diaria del transformador de 175 kVA con código 26076 perteneciente al estrato VI.	108
Figura 3-26. Curva de carga y de pérdidas de un transformador de distribución.	109

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1-1. Estadísticas de pérdidas de energía anual por empresa distribuidora _____	24
Tabla 1-2. Participación de la CENTROSUR en el total nacional _____	25
Tabla 1-3. Pérdidas de Energía, media móvil anual, CENTROSUR _____	26
Tabla 1-4. Desarrollo cronológico de la tecnología del núcleo del transformador _____	29
Tabla 1-5. Equivalencia de funciones en transformadores de instrumentos _____	35
Tabla 1-6. Límites de errores de corriente y fase _____	36
Tabla 1-7. Límites de errores de corriente, fase y compuesto _____	37
Tabla 1-8. Tipo de medición según la potencia nominal del transformador _____	40
Tabla 1-9. Cantidad de Sistemas de medición en la CENTROSUR _____	40
Tabla 1-10. Ajuste de parámetros de pérdidas en el medidor. _____	51
Tabla 2-1. Niveles de confianza relacionados con una constante. _____	59
Tabla 2-2. Población de transformadores de distribución trifásicos con sistemas de medición directo y semidirecto (de 30 kVA a 192,5 kVA) _____	60
Tabla 2-3. Resumen del muestreo y levantamiento de información. _____	61
Tabla 2-4. Mediciones obtenidas de la base datos del Laboratorio _____	66
Tabla 2-5. Transformadores trifásicos sometidos a pruebas durante el estudio _____	66
Tabla 2-6. Tamaño de intervalo para las pérdidas en el cobre (Cu) y hierro (Fe) para un transformador de 100 kVA ECUATRAN -1994. _____	68
Tabla 2-7. Intervalos de pérdidas en el cobre (Pcu) para un transformador de 100 kVA EECUATRAN -1994. _____	68
Tabla 2-8. Frecuencia absoluta y acumulada. _____	69
Tabla 2-9. Valores de frecuencia relativa para cada intervalo. _____	69
Tabla 2-10. Valores de frecuencia absoluta acumulada para cada intervalo. _____	69
Tabla 2-11. Pérdidas en el hierro aproximadas para el transformador de 100 kVA EECUATRAN -1994. _____	70
Tabla 2-12. Pérdidas eléctricas en función del tiempo de operación de los transformadores. _____	71
Tabla 2-13. Segmentación de las muestras en función de la carga. _____	74
Tabla 3-1. Parámetros para la realización de pruebas en el laboratorio de la CENTROSUR _____	95
Tabla 3-2. Contrastación de resultados de las pruebas en el laboratorio de la CENTROSUR _____	96
Tabla 3-3. Resultados de calibración y programación de medidores de prueba. _____	97
Tabla 3-4. Constantes para la programación del medidor con compensación en la UEM SAYAUSÍ. _____	99
Tabla 3-5. Resultado de la Prueba 1 en la UEM SAYAUSÍ _____	101
Tabla 3-6. Valores programados en el medidor de la empresa CASSTORPOCT. _____	103
Tabla 3-7. Resultado de la Prueba 2 en la empresa CASSTORPOCT. _____	103
Tabla 3-8. Resultados de la compensación en 6 clientes particulares. _____	105
Tabla 3-9. Porcentaje promedio de energía no registrada por estrato. _____	108
Tabla 3-10. Ingresos y Egresos presentes en el estudio económico para la muestra estudiada. _____	110
Tabla 3-11. Flujos de efectivo y valores actualizados de ingresos y egresos. _____	111
Tabla 3-12. Resultados de indicadores de rentabilidad. _____	112
Tabla 3-13. Resultados de indicadores de rentabilidad generalizados para toda la población _____	112
Tabla 3-14. Contrastación económica entre medición en alta o media tensión y medición en baja. _____	113
Tabla 3-15. Pérdidas de energía en un transformador de 300 kVA. _____	114
Tabla 3-16. Indicadores de rentabilidad económica para un cliente nuevo en media tensión medido en BT. _____	114
Tabla 3-17. Pérdidas totales del sistema de la EERCS con corte al mes de octubre del 2017. _____	114
Tabla 3-18. Índice de pérdidas esperado posterior a la investigación. _____	115

CAPÍTULO 1 : FUNDAMENTO TEÓRICO

1.1 Introducción

En ocasiones resulta poco práctico, ya sea por causas físicas o de costos, instalar equipos de medición en el punto de entrega de la energía. El equipo de medición puede instalarse en un lugar más económico o más asequible, y luego vía programación de parámetros de la instalación, compensar las pérdidas de energía existentes entre el punto de medición y el punto de facturación. Un ejemplo, es la colocación de la medición en el lado de baja tensión de un transformador, en lugar de medir el consumo de energía en el lado de media tensión, esta alternativa de medición tiene como ventaja su costo, pues evita el valor de la inversión de los transformadores de medida (TC's y TP's) en lado de medio voltaje, sin embargo su desventaja radica en una medición inexacta pues no se miden las pérdidas del transformador, por lo que es necesario que el medidor utilizado incluya un algoritmo de compensación de pérdidas.

La decisión de emplear la compensación en la medición puede verse influenciada por las normas y prácticas locales, la disposición de la subestación y la capacidad de obtener acuerdos contractuales con los clientes. La compensación de pérdidas en transformadores en sistemas de medición proporciona un medio económico para medir en baja tensión, las cargas de los clientes suministrados a nivel de media y alta tensión, compensando en el medidor las pérdidas del transformador en su registro.

1.2 Pérdidas de Energía en las Empresas de Distribución

Las Empresas eléctricas de Distribución -ED's- tienen como misión principal distribuir y comercializar la electricidad dentro de su área de concesión, cumpliendo estándares de calidad, responsabilidad social, ambiental y económica, a través de transacciones en el Mercado eléctrico Mayorista –MEM-.

Uno de los principales problemas presentes en las ED's son las pérdidas de energía, las mismas que están conformadas por pérdidas técnicas y no técnicas.

1.2.1. Pérdidas Técnicas

Es la parte de la energía que no es aprovechada y es necesaria para la operación del sistema; es decir, es la energía que se pierde en el Sistema Eléctrico de Potencia –SEP-, en las diferentes etapas de la cadena de suministro. Previo al cálculo de pérdidas técnicas de energía, es necesario segmentar el sistema de distribución en etapas funcionales. Normalmente se sugiere la siguiente clasificación [2]:

- Subtransmisión: Líneas de subtransmisión y transformadores de potencia
- Alimentadores primarios
- Transformadores de distribución
- Redes secundarias
- Redes de alumbrado público
- Acometidas y medidores.

El procedimiento utilizado en la estimación de las pérdidas de energía se basa en el uso de los perfiles de carga, clasificados por su duración y segmentación de acuerdo a los puntos de generación y de ubicación de la carga, en base de lo cual, utilizando un cálculo de flujos de potencia se definen las pérdidas. Cuando la metodología descrita se vuelve demasiado compleja, se determinan las pérdidas de energía a través de una muestra representativa que refleje el comportamiento del sistema [2].

1.2.2. Pérdidas no Técnicas o Comerciales

Las pérdidas no técnicas se originan principalmente por el uso clandestino e ilegal del suministro de energía eléctrica el cual no es facturado, así como también es causado por errores administrativos y/o técnicos en el proceso de comercialización del servicio. Otra manera de definir las pérdidas es como la diferencia entre las pérdidas totales producidas en el sistema eléctrico y las pérdidas técnicas. A continuación se enlistan algunas de las principales situaciones que pueden derivar en pérdidas no técnicas [2]:

- Deterioro normal de la precisión del contador por el tiempo de uso.
- Errores en la toma de lecturas de los contadores de energía.

- Errores en la facturación.
- Programación errónea de software de medidores.
- Manipulación de la instalación y de la calibración del medidor por parte del cliente
- Conexiones directas antes del medidor o desde la red de distribución.

1.2.3. Comportamiento histórico de las pérdidas a nivel nacional y en la CENTROSUR.

La siguiente tabla muestra un resumen estadístico de las pérdidas a nivel nacional, desglosadas por empresa distribuidora desde el 2011 hasta el 2016.

Tabla 1-1. Estadísticas de pérdidas de energía anual por empresa distribuidora.
Fuente: Dirección de comercialización-CENTROSUR.

EMPRESA	2011	2012	2013	2014	2015	2016	Pérdidas técnicas (2016)	Pérdidas no técnicas (2016)
CNEL-Bolívar	12,64	10,28	10,53	9,90	9,16	6,56	6,56	0
CNEL-El Oro	18,28	16,96	15,91	15,89	14,92	15,07	9,67	5,4
CNEL-Esmeraldas	25,49	23,06	21,79	23,65	23,36	22,75	9,14	13,61
CNEL-Guayaquil	14,74	13,67	12,14	11,39	11,50	11,75	8,41	3,34
CNEL-Guayas Los Ríos	21,78	20,05	17,22	16,46	15,28	15,23	11,71	3,52
CNEL-Los Ríos	31,20	25,25	26,34	21,10	20,04	19,67	7,77	11,89
CNEL-Manabí	29,27	25,83	24,45	24,93	24,16	24,09	11,97	12,12
CNEL-Milagro	22,95	20,46	18,49	18,06	17,91	18,58	7,38	11,21
CNEL-Sta. Elena	16,98	17,22	16,69	16,14	14,77	15,17	8,68	6,49
CNEL- Sto. Domingo	10,62	10,30	10,47	12,00	11,70	11,29	8,73	2,56
CNEL-Sucumbíos	22,30	21,56	21,34	17,37	15,53	15,51	12,36	3,15
E.E. Ambato	7,82	7,48	6,20	7,19	6,47	5,80	5,69	0,11
E.E. Azogues	5,04	4,30	4,85	4,44	4,54	4,25	3,87	0,39
E.E. Centro Sur	6,75	6,81	6,75	7,96	7,46	7,13	6,17	0,96
E.E. Cotopaxi	7,06	5,94	5,77	7,36	7,48	8,53	6,96	1,57
E.E. Galápagos	7,69	7,49	7,22	8,24	8,64	9,17	7,42	1,75
E.E. Norte	9,66	10,06	11,16	9,04	9,25	9,23	6,3	2,93
E.E. Quito	6,75	6,40	6,06	5,94	5,68	6,17	4,95	1,22
E.E. Riobamba	11,86	12,09	10,24	10,93	10,89	10,96	7,97	2,98
E.E. Sur	10,56	10,25	11,26	9,73	11,14	10,09	8,76	1,32
TOTAL	14,73	13,60	12,62	12,38	12,11	12,21	8,1	4,1

Se puede observar que la empresa eléctrica CENTROSUR presenta uno de los porcentajes de pérdidas más bajos a nivel nacional dentro de las empresas de distribución de energía eléctrica, en 2014 y 2015 existe un aumento de pérdidas, esto debido la incorporación del sistema de distribución del cantón La Troncal. Las pérdidas técnicas a nivel nacional presentan mayor

incidencia en las pérdidas totales, por esto es recomendable estudiar al sistema por etapa funcional, de tal manera que sea posible determinar con mayor precisión en que partes del sistema eléctrico se genera el mayor déficit técnico de energía.

La participación de la CENTROSUR en el total nacional se presenta en la tabla 1-2.

Tabla 1-2. Participación de la CENTROSUR en el total nacional.
Fuente: Dirección de Comercialización-CENTROSUR.

Año	Disponible nacional [MWh-Año]	Pérdidas nacional [MWh-Año]	Pérdidas a nivel nacional [%]	Pérdidas EERCS [MWh-Año]	Participación EERCS en pérdidas nacionales [%]
2010	16.824.039	2.747.426	16,33	56.398	2,05
2011	17.882.881	2.634.080	14,73	56.650	2,15
2012	18.720.950	2.546.056	13,60	60.402	2,37
2013	19.537.748	2.465.261	12,62	63.064	2,56
2014	20.927.651	2.590.093	12,38	81.124	3,13
2015	21.995.105	2.664.370	12,11	79.825	3,00
2016	22.042.282	2.690.941	12,21	76.853	2,86

A nivel nacional se observa una tendencia a la baja del porcentaje de pérdidas, registrándose 16,33% en el 2010 y 12,21% en el 2016, comportamiento que desde el 2015 se ha mantenido con variaciones mínimas como se puede ver en la Figura 1-1.

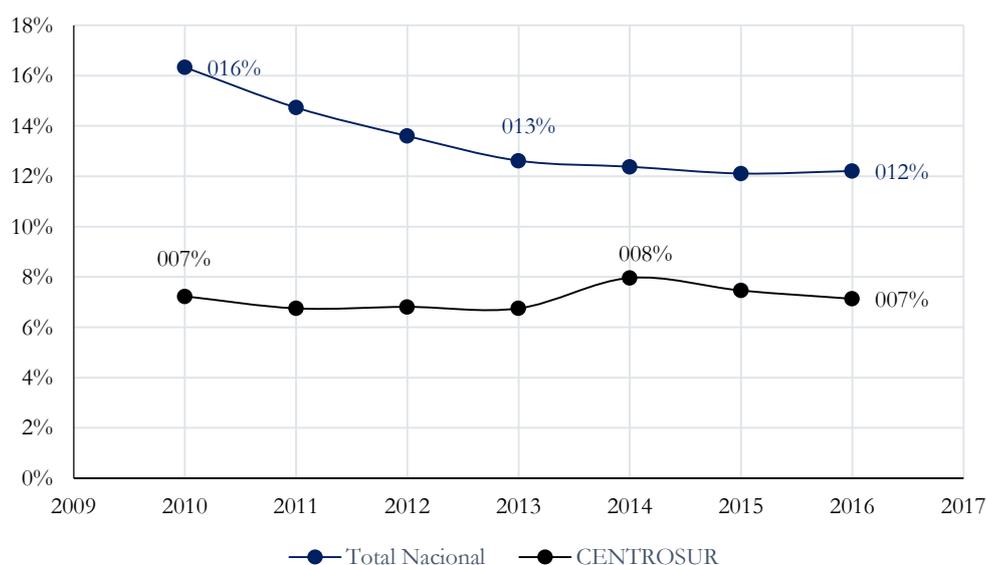


Figura 1-1. Porcentaje de pérdidas Nacional y de la CENTROSUR.
Fuente: Dirección de comercialización-CENTROSUR.

En la tabla 1-3 se muestran los valores porcentuales de pérdidas de energía utilizando una media móvil acumulada anual con corte a octubre del 2017.

Tabla 1-3. Pérdidas de Energía, media móvil anual, CENTROSUR.
Fuente: DIPLA –Dpto. de estudios Técnicos.

Sistema	enero	febrero	marzo	abril	mayo	junio	julio	agos	sept	oct
Total	2017	2017	2017	2017	2017	2017	2017	2017	2017	2017
Técnicas (MWh)	6,20	6,21	6,19	6,17	6,13	6,10	6,07	6,02	5,97	5,94
No técnicas (MWh)	1,13	1,19	1,39	0,94	1,04	1,01	0,92	0,97	1,04	0,99
Totales (MWh)	7,33	7,40	7,58	7,11	7,17	7,11	6,99	6,99	7,02	6,93

En el mes de octubre del 2017 la energía total disponible en la CENTROSUR fue de 94.798,95 MWh, con respecto a este valor los porcentajes de pérdidas por etapa funcional son los que se presentan en la siguiente gráfica.

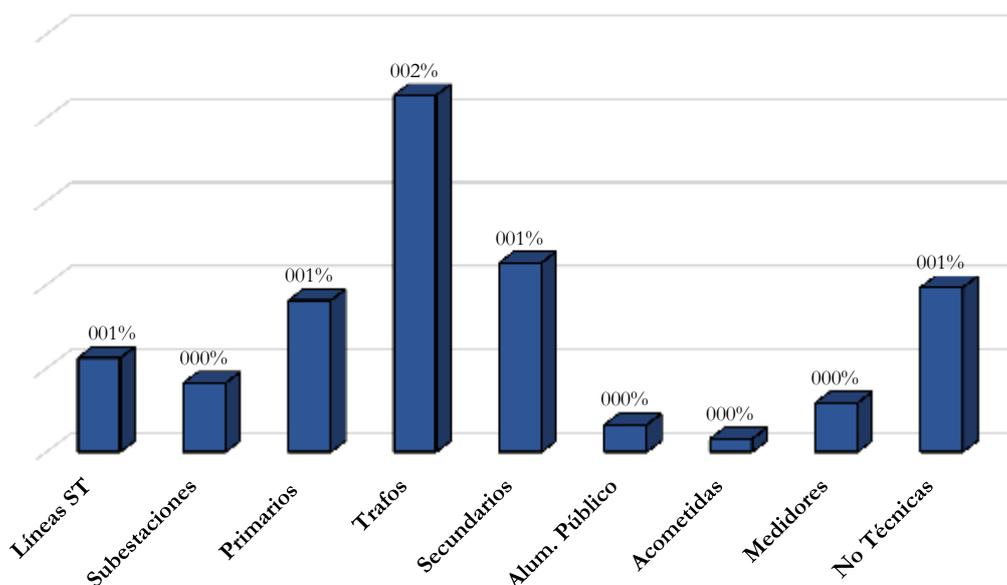


Figura 1-2. Porcentaje de pérdidas por etapa funcional en la CENTROSUR (junio-2017).
Fuente: DIPLA – Dpto. de estudios técnicos.

De la gráfica anterior se puede observar que el mayor porcentaje de pérdidas se presenta en la etapa de transformación con un 2,13%, por lo que cualquier acción tendiente a mitigar estas pérdidas y mejorar la medición en esta etapa es de suma importancia para las empresas eléctricas de distribución en el país.

1.3 Características de las pérdidas de potencia en el transformador

Las pérdidas de potencia y consecuentemente de energía en los transformadores dependen de la vida útil de los materiales que componen esta máquina: cobre, hierro y aislamiento.

La reducción de la vida útil del aislante en el transformador de potencia se ve afectada por varias condiciones operativas como, por ejemplo: sobretensiones, cortocircuitos, carga nominal y las condiciones de sobrecarga a la cual los transformadores pueden ser sometidos durante su ciclo de vida. El trabajo de los materiales a altas temperaturas, la presencia de oxígeno y la humedad aceleran el proceso de envejecimiento de los aislantes, por lo cual las pérdidas de los transformadores se elevan [3].

El transformador, al estar sometido a las condiciones antes descritas es propenso a sufrir deterioros que son muy difíciles de medir cuando el elemento está en funcionamiento, por lo tanto, se dificulta la estimación de las pérdidas de potencia con respecto al tiempo [3]. Las pérdidas en los transformadores de potencia y distribución comúnmente se dividen en pérdidas en el hierro y en el cobre; las características generales de estas pérdidas, por ejemplo, para un transformador de 60 kVA se muestran en la Figura 1-3.

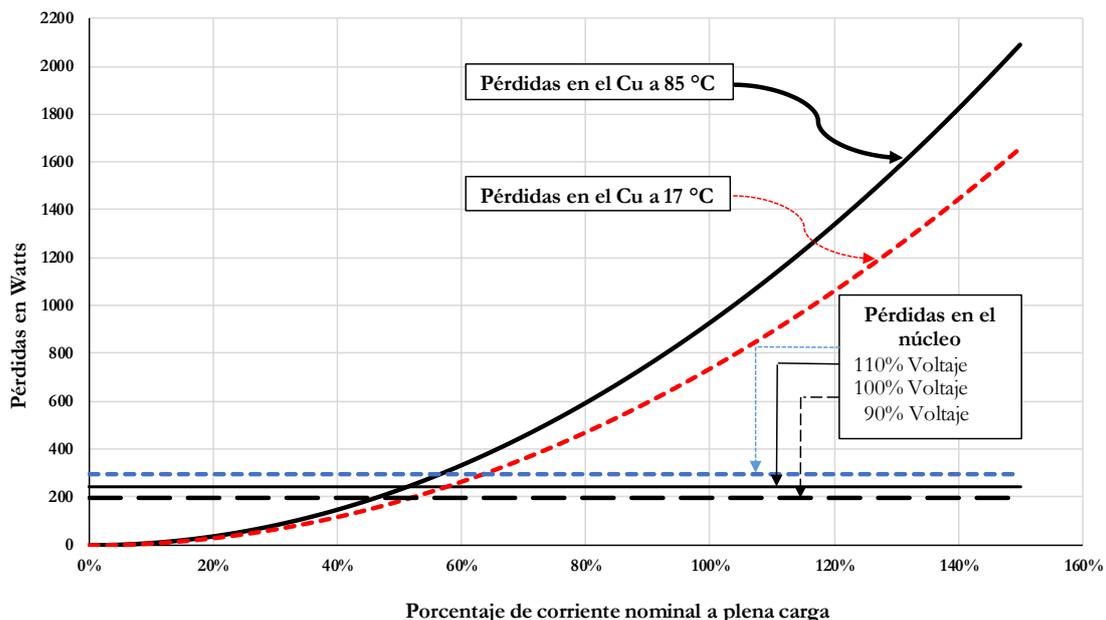


Figura 1-3. Pérdidas de potencia características de un transformador de distribución de 60 kVA.

Fuente: Autores.

En base a la Figura 1-3 se puede deducir que las pérdidas en el hierro permanecen constantes en función de la carga del transformador, sin embargo, las variaciones resultan cuando se aumenta o disminuye la cantidad de voltaje aplicado, por otra parte, las pérdidas en el cobre tienden a variar exponencialmente en función de la carga.

1.3.1. Pérdidas de potencia en el cobre

Estas pérdidas son causadas por la impedancia de bobinado y varían según la corriente de carga en el transformador. Las pérdidas en el cobre abarcan las pérdidas $I^2 * R$ o pérdidas Joule en los materiales de los devanados del transformador debido a la resistencia del conductor al flujo de corriente [4][5].

Los transformadores utilizados para atender a los consumidores conectados a media tensión pueden tener una eficiencia cercana al 99% a plena carga, con una división aproximadamente igual de las pérdidas. En algunos casos, sin embargo, las pérdidas en el cobre a plena carga puede ser casi el doble que las pérdidas en el núcleo [6].

1.3.2. Pérdidas de potencia en el hierro (pérdidas en el núcleo)

Las pérdidas en el hierro del transformador, es la potencia eléctrica que se pierde debido al calor dentro del núcleo cuando éste se encuentra sometido a una fuerza de magnetización. Son estrechamente proporcionales al cuadrado del voltaje e independientes de la carga. Estas se componen de: pérdidas por histéresis, pérdidas por corrientes parásitas en el hierro y pérdidas residuales, las pérdidas en el hierro se ven afectadas por la frecuencia, pero sus variaciones en los sistemas modernos son tan pequeñas que el efecto es insignificante; los cambios de temperatura también tienen un efecto demasiado pequeño para ser considerado [7].

Las pérdidas en el hierro son aproximadamente constantes en vacío y a plena carga cuando se alimentan cargas lineales; aunque estas son pequeñas comparadas con la potencia de salida del transformador, generalmente menor que 1% según [7], representan un gasto operativo constante y significativo para una empresa de servicios públicos, especialmente si sus costos de energía son altos. De acuerdo a [8] los ensayos a transformadores han incluido también el efecto de la variación de la tensión en las pérdidas reactivas en el hierro como se muestra en la Figura 1-4, en transformadores diferentes se ha encontrado que varían como $V^{3,5}$ a $V^{4,1}$, en general acercándose estrechamente a V^4 (voltaje aplicado).

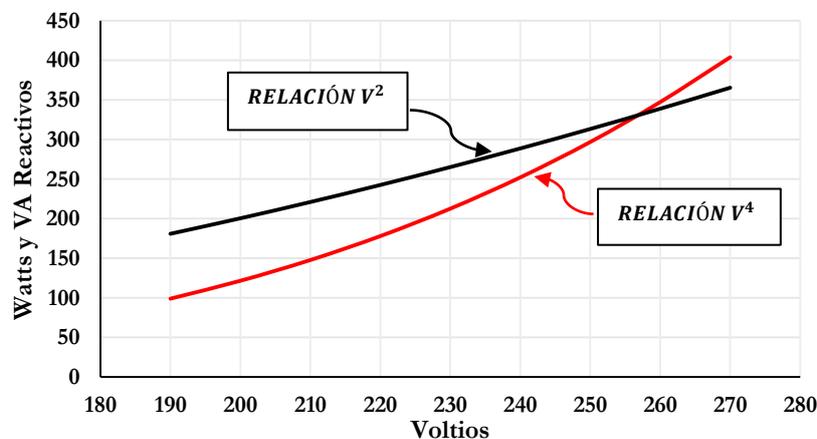


Figura 1-4. Variación de pérdidas de potencia en el hierro de un transformador de distribución de 60 kVA.
Fuente: Autores.

Con fines de disminuir las pérdidas en el hierro y mantener el índice constante en el tiempo, el diseño y la construcción de los núcleos han ido evolucionando, en la tabla 1-4 se muestra de manera cronológica las mejoras que se han realizado en estos componentes.

Tabla 1-4. Desarrollo cronológico de la tecnología del núcleo del transformador [9]

Año	Descripción	Creador
1882	Primer circuito cerrado (Transformador)	Gaulard- Gibbs
1885	transformador con circuito magnético en H (intensidad de campo magnético), I(corriente) y luego en E (voltaje inducido).	Stanley y Westinghouse
1896	Adición de silicio al hierro para reducir la velocidad de envejecimiento	Kelly
1905	Desarrollo del hierro silicio para uso comercial	Handfield
1924	Desarrollo del Hipernick	WESTINGHOUSE ELECTRIC COMPANY
1930	Desarrollo del proceso cold rolled: acero de silicio en rollos sin perjudicar sus propiedades	Steckel
1941	Desarrollo del Hipersil: aleación de hierro al silicio de grano orientado	ARMCO Y WESTINGHOUSE
1942	Núcleo tipo c para transformadores pequeños de distribución	C.C: Hortsman
1942	Núcleo de tipo d para transformadores mayores de distribución	H.V. Putnam
1949	Desarrollo del aislamiento de Carlite (inorgánico) para resistir las temperaturas del recorrido	-----
1957	Desarrollo del hierro al silicio con texturizado cúbico (100)(101)	-----
1961	Núcleo Wescor	B.B Ellis
1964	Núcleo traslapado a pasos (Step-Lap)	Burkhardt y B.B Ellis
1968	Material orient core hi-b	Nippon Steel Corporation
1970	Introducción del Tran-Cor h	ARMCO STEEL CORPORATION
1976	Acero amorfo	H. Liebermann y C. Graham
1978	Inscripción con plasma	-----
1984	Inscripción con laser	-----
2014	Se continúan utilizando las láminas desarrolladas desde 1957	-----

1.3.2.1. Pérdidas de potencia en el núcleo por histéresis

Si la fuerza de magnetización aplicada a una muestra ferromagnética se incrementa hasta la saturación y se reduce gradualmente de nuevo a cero, la curva de retorno B (Campo magnético) –H (Intensidad de campo magnético) no retorna por la trayectoria de la curva inicial, sino que se encuentra por encima de ella (Figura 1-5). Este retraso en la desmagnetización es una consecuencia

de la inclusión que impide el movimiento de las paredes del dominio¹, que se denomina desplazamiento irreversible de los límites. Este efecto se llama histéresis [10].

El valor finito de B cuando H es cero, O en la Figura 1-5 se llama densidad de flujo residual (o remanencia, B_r). Para desmagnetizar la muestra por completo, es necesario aplicar una fuerza de magnetización negativa representada por OC. Esto se llama fuerza coercitiva, H_c . Si la fuerza de magnetización se incrementa en esta dirección, se obtiene la saturación en la dirección opuesta. (Punto D en la Figura 1-5) [10].

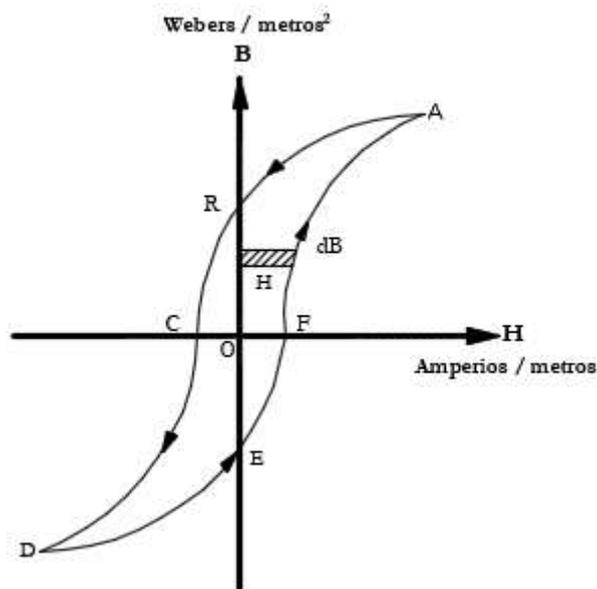


Figura 1-5. Curva de histéresis típica para materiales ferromagnéticos [10].

Cuando las variaciones de la fuerza magnetomotriz aplicadas al núcleo sean menores, el área de la curva también lo será y de esta manera se reducirán las pérdidas resultantes. La potencia perdida por histéresis depende del tipo de material del núcleo, la solución para disminuir el ciclo de histéresis es la utilización de materiales magnéticamente blandos, este tipo de materiales una vez que alcanzan la saturación y se elimina el campo aplicado se desmagnetiza con facilidad, lo que provoca curvas de histéresis muy estrechas con bajas pérdidas de energía por ciclo. Un material que presenta estas características y es económicamente rentable es el acero de silicio.

1.3.2.2. Pérdidas de potencia en el núcleo por corrientes de Foucault

El estudio del problema de corrientes de Foucault ha sido el tema de muchos trabajos por más de 100 años, actualmente sigue siendo de gran interés técnico y económico. En el año 1990 sólo alrededor del 92,5% de la energía generada en las plantas de energía (en EE.UU.) llegó a sus clientes. El otro 7,5% de la energía (aproximadamente 229.000 millones de kWh) se disipó como pérdidas en los sistemas de transmisión y distribución [11].

¹ Un dominio magnético es una región dentro de un material magnético que tiene magnetización uniforme, las regiones que separan los dominios se denominan paredes de dominio.

Un campo magnético variable en el tiempo en un conductor sólido, produce un voltaje inducido alrededor de cada trayectoria cerrada que rodea las líneas de flujo magnético. Las corrientes de circulación inducidas en el conductor por estas tensiones se conocen como corrientes de Foucault, y las pérdidas de calor resultantes, por regla general son indeseables. En un esfuerzo por minimizar estas pérdidas en transformadores se utilizan materiales magnéticos hechos de láminas delgadas aisladas una de otra y colocadas paralelas al flujo [10].

Según [12] las pérdidas de energía debido a las corrientes parásitas dependen del tamaño de los remolinos de corriente y de la resistividad del material en el que fluyen. Cuanto mayor sea el tamaño de las corriente de remolino mayor será el voltaje inducido resultante, cuanto mayor sea el voltaje inducido mayor será el flujo de corriente que resulta y, por lo tanto, mayores serán las pérdidas de $I^2 * R$ o pérdidas con carga . Por otro lado, cuanto mayor sea la resistividad del material que contiene las corrientes, más bajo será el flujo de corriente de un voltaje inducido en el remolino.

1.3.3. Pruebas y normas eléctricas aplicadas a los transformadores de distribución

Los transformadores de distribución son normados por el fabricante antes de su envío a las ED's del país. Las características entre los transformadores varían entre sí, y para un análisis preciso es importante obtener los resultados de las pruebas realizadas a cada transformador. Las pérdidas de la máquina eléctrica se obtienen de las siguientes pruebas

- Una prueba de circuito abierto a tensión nominal mide las pérdidas sin carga (núcleo).
- Una prueba de cortocircuito a corriente nominal mide las pérdidas con carga (cobre).

La impedancia de cortocircuito y la corriente de excitación se obtienen a partir de los valores adquiridos de las pruebas de cortocircuito y vacío, respectivamente, estos valores se incluyen con los otros resultados.

1.3.3.1. Normativa para determinar las pérdidas en transformadores

En el Ecuador existe normas vigentes que son aplicadas a los transformadores nuevos de distribución, dichas normas son utilizadas en el laboratorio de la CENTROSUR con el objetivo de verificar que los transformadores cumplan los requisitos necesarios para garantizar su óptimo funcionamiento.

Las normas a ser estudiadas en relación a las pérdidas en transformadores son:

- NTE INEN 2 111: 2004
- NTE INEN 2 113: 2004
- NTE INEN 2 115: 2004
- NTE INEN 2 116: 2004

➤ **NTE INEN 2 111 (2004): Transformadores de Distribución, Pruebas Eléctricas**

Esta norma describe los distintos métodos de pruebas eléctricas a las cuales deben someterse los transformadores de potencia y distribución sumergidos en líquido aislante y refrigerante, sin contenido de PCB y secos [13].

➤ **NTE INEN 2 113: 2004: Transformadores de Distribución, Determinación de pérdidas y corriente en vacío.**

Esta norma describe el método para las pruebas a las cuales se deben someter los transformadores de distribución sumergidos en aceite y secos, para determinar sus pérdidas y corriente sin carga. Se aplica a transformadores sumergidos en aceite y secos [14].

➤ **NTE INEN 2 115 (2004) Transformadores de distribución nuevos trifásicos. Valores de corriente sin carga, pérdidas y voltaje de cortocircuito.**

Esta norma establece los valores máximos permisibles de corriente sin carga (P_t), pérdidas sin carga (P_o), pérdidas con carga a 85° C (P_c), pérdidas totales (P_t) y voltaje de cortocircuito a 85°C (U_{zn}), para transformadores de distribución trifásicos autorrefrigerados y sumergidos en líquido refrigerante, sin contenido de PCB [15].

➤ **NTE INEN 2 116 (2004) Transformadores. Impedancia y pérdidas con carga**

Esta norma establece los ensayos a los cuales se deben someter los transformadores para determinar sus pérdidas y corriente con carga. Se aplica a transformadores de distribución sumergidos en aceite y secos [5].

1.3.4. Envejecimiento operacional de transformadores

En la transmisión y en la distribución de energía eléctrica los transformadores representan un grupo primordial de activos desde el punto de vista técnico y económico, por esta razón es de suma importancia que trabajen en las mejores condiciones posibles y se realice un mantenimiento apropiado para prolongar su vida útil. Múltiples trabajos de investigación han evaluado la vida útil de los transformadores de 20 a 35 años con temperaturas comprendidas entre los 65°C a 95°C, sin embargo, esta depende de las condiciones de funcionamiento y del mantenimiento recibido, si ambas situaciones son adecuadas, la máquina podría sobrepasar dichos límites sin problemas, pudiendo llegar incluso a los 60 años manteniendo su eficiencia y rentabilidad [16].

La expectativa de vida técnica de un transformador de potencia está determinada por varios factores de índole eléctrica, térmica y química [16]. Varios autores mencionan a los aislamientos como los materiales que determinan la vida útil del transformador, pues son los que presentan un mayor envejecimiento.

De acuerdo a las guías de carga de la IEEE [17] e IEC [18] que datan de hace más de 50 años, el envejecimiento y la duración de vida del aislamiento del transformador podrían describirse casi únicamente por la degeneración térmica de las propiedades del papel aislante situado entre el

devanado del transformador. La guía de carga de la IEEE también señala que debido a los muchos factores que causan el desgaste del aislamiento del transformador se impide determinar la vida útil de éste en condiciones controladas y no controladas [17] dicha norma pose su última actualización en el año 2012.

A continuación, se enlistan algunos de los factores más importantes que inciden en el envejecimiento del transformador, provocando su ineficiencia y el fin de su vida útil [19].

- Temperatura en los transformadores
- Esfuerzos eléctricos
- Esfuerzos mecánicos
- Acondicionamiento del aislamiento de los devanados
- Incidencias del medio ambiente
- Contenido de humedad en los transformadores
- Degradación del aceite por presencia de oxígeno agua formando poliésteres (lodos) o por presencia de askarel o silicón.
- Degradación de origen térmico que compromete el papel aislante formando furanos.

Todos los factores mencionados se encuentran generalizados, dentro de cada uno de ellos existen múltiples incidencias, el estudio del envejecimiento de los transformadores involucra una serie de parámetros que dificultan obtener resultados precisos sobre cuánto será la duración o cuanto es el envejecimiento del transformador conforme pasan sus años operativos. En lugar de eso existen metodologías que permiten realizar cálculos aproximados de la vida útil de un transformador en función del deterioro de los materiales aislantes [20].

1.4 Sistemas de medición de energía

Los sistemas de medición de energía son parte fundamental dentro del desarrollo de una empresa distribuidora, ya que de estos depende que la energía sea facturada correctamente.

1.4.1. Componentes

De acuerdo a [21] un sistema de medición se compone de algunos o de todos los elementos que se enlistan a continuación, de los cuales pueden o no estar incluidos en el medidor.

- Un medidor de energía activa
- Un medidor de energía reactiva (puede integrarse con el medidor de energía activa)
- Un medidor de respaldo.
- Transformadores de corriente y de potencial.
- Cableados entre transformadores y medidores para conducir las señales de voltaje y corriente.
- Un panel para el medidor y el registro de datos.

- Dispositivo de interfaz de comunicación que permitan una intercomunicación local, remota y la gestión de la información. Estos equipos pueden estar integrados o no al medidor.
- Facilidades de procesamiento de información o los algoritmos, software, necesarios para la interrogación y el envío de la información.
- Esquemas de seguridad y monitoreo que permitan proteger los equipos del sistema de medida y realizar seguimiento a las señales de aviso que presenten los mismos.
- Borneras de prueba o elemento similar que permita separar o reemplazar los equipos de medición de forma individual de la instalación en servicio, así como intercalar o calibrar en sitio los medidores y realizar las pruebas y mantenimientos a los demás elementos del sistema de medición. Estos equipos pueden estar integrados o no al medidor y deben permitir la instalación de sellos.

1.4.2. Transformadores de Medida

Sería difícil e impráctico construir medidores autónomos para medir la energía en circuitos de alta tensión o alta corriente. Para proporcionar una adecuada capacidad de transporte y un adecuado aislamiento, los tamaños físicos de los medidores deberían ser enormemente aumentados, estos contadores serían costosos de construir y expondría al técnico a los peligros del alto voltaje. Los transformadores de medida hacen innecesaria la construcción de tales contadores. Estos equipos son utilizados primordialmente por las siguientes razones:

1. Aislar los aparatos de medida y los relés de protección de los circuitos de alta tensión.
2. Reducir las tensiones y corrientes primarias a tamaños utilizables y valores estándar que se miden fácilmente con medidores que tienen una clasificación secundaria común.

Los transformadores de medida toman muestras de corriente y voltaje primarias y las reducen a un nivel seguro normalizado que permite el funcionamiento correcto del contador de energía [22].

Debido a que las mediciones y el accionamiento de las protecciones se encuentran referidas al valor de la corriente y de la tensión, se disponen de dos tipos fundamentales de transformadores de medida.

- Transformadores de corriente.
- Transformadores de potencial.

Los transformadores de corriente se conectan en serie con la línea, mientras que los de potencia van conectados en paralelo, entre dos fases o entre fase y neutro. En la tabla 1-5 se muestra algunas de las características de estos transformadores que permiten pasar de las funciones de un tipo de transformador a otro [22].

Tabla 1-5. Equivalencia de funciones en transformadores de instrumentos [22].

Concepto	Transformador	
	Tensión	Corriente
Norma IEC	60186	60185
Tensión	Constante	Variable
Corriente	Variable	Constante
La carga se determina por :	Corriente	Tensión
Causa del error:	Caída de tensión en serie	Corriente derivada en paralelo
La carga secundaria aumenta cuando:	Z_2 disminuye	Z_2 aumenta
Conexión del transformador a la línea:	En paralelo	En serie
Conexión de los aparatos al secundario:	En paralelo	En serie

1.4.2.1. Transformadores de Corriente.

Son transformadores que trabajan en régimen de cortocircuito, en condiciones normales de operación la corriente que circula por el secundario es proporcional a la corriente primaria, aunque ligeramente desfasada. Estos transformadores son utilizados para transformar la corriente y aislar los equipos de medición y de protección del circuito de alta tensión. Algunas de las características más importantes de estos equipos son [22], [23]:

- El primario se conecta en serie con el circuito que se desea medir, y el secundario en serie a los bornes de los equipos de medición o de protección que se desean energizar.
- Las espiras de los arrollamientos del primario pueden ser una o varias y a su vez dividirse en dos partes iguales.
- La forma del núcleo magnético suele ser toroidal cerrada con un entrehierro por donde se arrollan las espiras del secundario de forma uniforme, reduciendo al mínimo los flujos dispersos.

Los transformadores de corriente pueden dividirse en: transformadores de medición, de protección, mixtos y combinados.

➤ Transformadores de corriente para medición.

Los transformadores de corriente cuya función es medir, deben de reproducir de manera precisa la magnitud y el ángulo de fase de la corriente. Su exactitud debe ser garantizada desde un 10% de corriente nominal hasta un 20% sobre el mismo valor.

➤ **Transformadores de corriente para protección.**

Los transformadores de protección requieren conservar la fidelidad hasta 20 veces la corriente nominal y hasta 30 veces en redes de alta corriente. En el caso de los relés de sobrecorriente, solo se necesita mantener la relación de transformación, en otros relés como los de impedancias también es necesario mantener el error del ángulo de fase dentro de límites predeterminados

➤ **Transformadores de corriente mixtos**

Estos transformadores son diseñados para una combinación de los dos casos anteriores, un circuito con un núcleo de alta precisión para los circuitos de medición y uno o dos circuitos más con sus núcleos apropiados para los circuitos de protección.

➤ **Transformadores de corriente combinados**

Este tipo de transformador está conformado por un transformador de voltaje y uno de corriente. Son utilizados en la intemperie principalmente para reducir espacio.

➤ **Clase de precisión en transformadores de corriente.**

En transformadores para medida la clase de precisión se asigna por un número (índice de carga) igual al límite superior del error de intensidad expresado en porcentaje. Para esta precisión corresponde los límites de errores que se especifica en la norma IEC 44-1 y que se repite en la tabla 1-6.

Tabla 1-6. Límites de errores de corriente y fase [23].

Clase	Error de corriente ($\pm\%$) a distintas corrientes medidas(%)				Error de fase \pm a distintas corrientes medidas(%)							
					Minutos				Grados ($^{\circ}$)			
	5	20	100	120	5	20	100	120	5	20	100	120
0,1	0,4	0,2	0,1	0,1	15	8	5	5	0,25	0,13	0,08	0,08
0,2	0,75	0,2	0,1	0,1	30	15	10	10	0,51	0,25	0,17	0,17
0,5	1,5	0,75	0,5	0,5	90	45	30	30	1,54	0,75	0,51	0,51
1	3	1,5	1	1	180	90	60	60	3,09	1,54	1,03	1,03

Los límites mostrados en la tabla anterior no serán excedidos con cargas entre 25% y 100% de la carga nominal de precisión.

En la tabla 1-7 se muestran la clase de precisión en transformadores de intensidad para protección, estos errores son especificados en la norma IEC 44-1.

Tabla 1-7. Límites de errores de corriente, fase y compuesto [23].

Clase	Error de corriente (±%)	Error de fase ±		Error compuesto (%)
		Minutos	Grados (°)	
5P	1	60	1,03	5
10P	3	-	-	10

La clase de precisión de un transformador de intensidad para protección está determinada por un número (índice de clase) y la letra P (inicial de protección), el índice de clase muestra el límite superior del error compuesto para la intensidad límite de precisión nominal y la carga de precisión. Otros factores que determinan la precisión de los transformadores de corriente se enlistan a continuación.

- La potencia de precisión para transformadores de corriente en media tensión usados en la medida de clientes cuyas corrientes nominales en el primario sean menores o iguales a 30 A será de 20 VA. Para la medida a clientes en baja tensión la precisión deberá ser 15 VA o más; en casos diferentes deberá ser igual o mayor a 30 VA
- El factor límite de precisión en los bobinados según la norma IEC 44-1 será de 15.
- El factor de seguridad máximo admisible será de 5.

1.4.2.2. Transformadores de tensión.

Los transformadores de potencial tienen como objetivo principal alimentar a los equipos de medición y de protección con tensiones proporcionales a las tensiones de la red en el punto donde son conectados, son utilizados en sistemas donde los voltajes superan los 1000 voltios, el primario del transformador es conectado en paralelo con el circuito a controlar y el secundario en paralelo con las bobinas de tensión de los equipos que se desean energizar. Dentro de condiciones normales de operación el voltaje en el secundario será proporcional al primario, aunque con un pequeño desfaseamiento [22], [24].

Al igual que los transformadores de corriente estos equipos cumplen con dos funciones principales; transformar la corriente y aislar los equipos de medición y de protección del circuito de alta tensión.

1.4.3. Tipos de medición [21]

En función de la capacidad instalada, los sistemas de medición se clasifican en: medición directa, medición indirecta y medición semidirecta.

1.4.3.1. Medición Directa

En este tipo de medición los conductores de las acometidas se conectan directamente en los bornes de los medidores, las señales de corriente y voltaje de los devanados del secundario del transformador de potencia son las mismas que pasan a través de las bobinas de los contadores.

1.4.3.2. Medición Indirecta

En la medición indirecta los conductores de las acometidas no llegan directamente al medidor, primero pasan a través de equipos auxiliares de medida, tales como, transformadores de corriente y de potencial, las señales de corriente y voltaje que llegan al contador desde los devanados secundarios de los transformadores de instrumentos son proporcionales al voltaje y corriente de la carga. Para sistemas trifásicos se debe analizar la energía para cada una de las tres fases a través de un sistema de tres transformadores de corriente y tres de potencial (uno por cada fase).

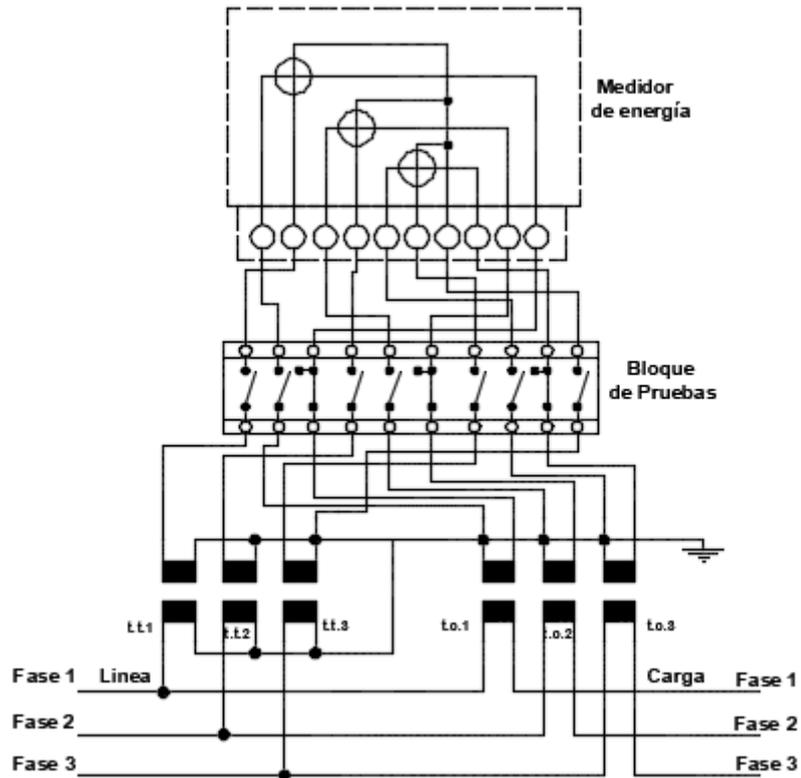


Figura 1-6. Esquema de conexión de un medidor trifásico para medición indirecta entre tres elementos, conexión simétrica [25].

1.4.3.3. Medición Semidirecta

En este tipo de conexión las señales de tensión que recibe el medidor son las mismas que recibe la carga, y las señales de corriente que se entrega al medidor provienen de los devanados secundarios de los transformadores de corriente, encargados de transformar la corriente de carga a valores proporcionales.

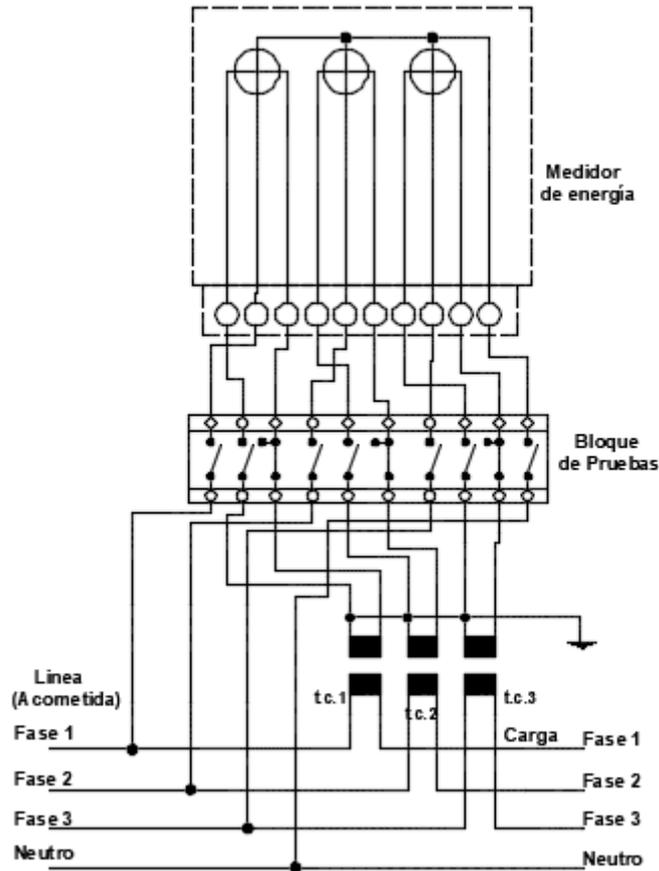


Figura 1-7. Esquema de conexiones, medidor trifásico para medición Semidirecta [25].

En la tabla 1-8 se muestran los sistemas de medición según la potencia nominal de la estación de transformación, esto conforme lo establecen las políticas internas de la Empresa Regional Centro Sur C.A.; también se muestra la configuración del sistema y el tipo de contador de energía utilizado.

Tabla 1-8. Tipo de medición según la potencia nominal del transformador.
Fuente: Dirección de comercialización de la CENTROSUR.

Potencia (kVA)	Configuración del sistema	Sistema de medición	Tipo de contador de energía
0-50	Monofásico	Directo	FM 2S-CL 200 A
50-100	Monofásico	Semidirecto (BT)	FM 4S-CL 20 A
>100	Monofásico	Indirecto (MT)	FM 4S-CL 20 A
0-30	Trifásico	Directo	FM 16A-CL 100 A
30-75	Trifásico	Directo	FM 16S-CL 200 A
75-192,5	Trifásico	Semidirecto (BT)	FM 10A-CL 20 A
>192,5	Trifásico	Indirecto (MT)	FM 10A-CL 20 A

El estudio está enfocado en la medición en baja tensión con la finalidad de cuantificar la energía que se pierde en la etapa de transformación. En la tabla 1-9 se muestra el número de equipos de medición instalados en la empresa eléctrica CENTROSUR.

Tabla 1-9. Cantidad de Sistemas de medición en la CENTROSUR.
Fuente: Dirección de comercialización de la CENTROSUR.

Sistemas de Medición	Potencia del transformador (kVA)	Cantidad de sistemas de medición
Directa	3 hasta 75	3.492
Semidirecta	75 hasta 192,5	2.419
Indirecta	Superiores a 200	118

1.4.4. Regulación 005/17 del ARCONEL: Distribución y Comercialización de la energía eléctrica [33].

1.4.4.1. Obras para nuevos suministros en bajo voltaje

Indica que los costos asociados a la atención de nuevos suministros a conectarse a las redes de bajo voltaje, cuyo punto de entrega se encuentre a un radio menor de 200 metros de un transformador de distribución existente y con carga declarada menor o igual a 12 kW, serán asumidos por la Distribuidora. Se exceptúan las adecuaciones civiles y el sistema de puesta a tierra.

Aquellos solicitantes, cuyo suministro esté ubicado en un radio mayor a 200 metros, serán responsables de los costos de expansión de red. Se exceptúan los costos de la acometida, del medidor y de la protección, los mismos que serán cubiertos por la Distribuidora.

La distribuidora instalara a su costo la acometida, el medidor y los elementos de corte, maniobra y protección, que se requieran, de acuerdo con las características del suministro, para lo cual el solicitante debe cumplir con lo siguiente:

- a) Proveer sitios adecuados y accesibles para la instalación del sistema de medición y de protección, conforme lo exija la distribuidora.
- b) Proveer el sistema de puesta a tierra de sus instalaciones, conforme las normas constructivas de la distribuidora.
- c) Tener habilitadas las instalaciones internas, conforme la normativa aplicable.

1.4.4.2. Obras para nuevos suministros en medio y alto voltaje

Indica que para la atención de nuevos requerimientos en medio y alto voltaje, será el solicitante el responsable de financiar todas las obras involucradas, incluidas las acometidas.

Además, los solicitantes serán responsables de la provisión de transformadores de corriente (TC's) y transformadores de voltaje (TP's) y su instalación de conformidad a las normas técnicas de la empresa Distribuidora quien también está a cargo de su operación y mantenimiento.

La Distribuidora será responsable de la provisión, instalación, operación y mantenimiento del medidor de energía.

La Distribuidora instalara a su costo el medidor que se requiera, de acuerdo con las características del suministro, para lo cual el solicitante debe cumplir lo siguiente:

- a) Proveer un sitio adecuado y accesible para la instalación del sistema de medición;
- b) Proveer los elementos de: protección, corte, seccionamiento y maniobra; puesta a tierra de sus instalaciones; así como los transformadores de medición de corriente y de voltaje; conforme las normas técnicas de la Distribuidora; y,
- c) Adecuación de sus instalaciones eléctricas, conforme la normativa aplicable.
- d) Proveer las patentes de los equipos de medición implementados.

1.5 Medición en baja tensión con compensación de pérdidas en transformadores

Grandes ventajas desde el punto de vista de la ingeniería como desde el enfoque económico se pueden obtener midiendo cargas de alta tensión en el lado de baja tensión de los transformadores de distribución. En general cuanto mayor es el nivel de tensión, mayor es la diferencia entre el coste de mediciones en alto y bajo voltaje, y mayor el ahorro económico si se puede proveer una medición en baja tensión con la precisión adecuada.

La aplicación de medición con compensación de pérdidas en baja tensión con frecuencia resultará en ahorros importantes, en especial cuando se dan los siguientes casos [8].

1. Cuando el costo de la medición de carga más pérdida es menor que el de la medición en el lado de alta tensión.
2. Cuando el espacio disponible es limitado, lo que hace más difícil la instalación de la medición de alta tensión y, por esta razón, más costosa.
3. Cuando las condiciones de carga son tales que los transformadores de potencia pueden ser energizados durante periodos considerables sin carga.
4. Para lugares expuestos en el sistema, donde se puede esperar que el transformador de instrumentos de media tensión presente problemas de funcionamiento, debido a rayos u otras perturbaciones.
5. Cuando se quiere obtener el registro desde el lado de alta tensión hasta un punto alejado de la ubicación del medidor.
6. Cuando un cliente con tarifa para el servicio de bajo voltaje y con la medición ya instalada, se cambia a una tarifa de servicio de alta tensión.

El objetivo de la medición con compensación es determinar las pérdidas de energía que no son medidas, las cuales se producen entre los puntos de facturación y de medición, y posteriormente registrarlas en un contador o combinarlas con la porción de carga medida.

1.5.1. Evolución de los métodos de compensación de pérdidas

Las pérdidas en transformadores fueron aproximadas y facturadas mediante el uso de curvas de pérdidas, compensadores electromecánicos (con paneles de resistencias ajustables) o aplicando porcentajes fijos a la demanda y a la energía medida en el lado de baja tensión. Las generaciones actuales de medidores ofrecen algoritmos flexibles de compensación de pérdidas, programados en el registro de los contadores. Estos equipos ofrecen un método alternativo para calcular las pérdidas, las mismas que pueden ser facturadas directamente por la Empresa Distribuidora.

1.5.1.1. Medidores electromecánicos de pérdidas: Principio de funcionamiento

La compensación a través de este método consistía en la utilización de un medidor electromecánico que registraba las pérdidas en el transformador y cuya instalación se realizaba de manera independiente en el lado de baja tensión junto al contador usual. Su registro se adicionaba al medidor de vatios-hora regular para obtener cantidades de facturación a partir del lado primario o de alta tensión. Los requisitos básicos para la medición de las pérdidas del transformador requerían un contador electromecánico conformado por un elemento o estator de voltaje al cuadrado y uno o más elementos de corriente al cuadrado, dependiendo del número de circuitos de medición de corriente [26].

Todos los estatores se combinaban en el mismo eje que accionaba un registro de la proporción apropiada para listar las pérdidas en kWh o kVARh. El elemento V^2 (voltaje aplicado) contaba con

una bobina de voltaje del medidor de energía activa y un devanado de baja corriente (posiblemente 50 mA) conectado en serie con una resistencia ajustable que servía como acople de pérdidas en el núcleo. El registro obtenido era proporcional al cuadrado del voltaje aplicado. El elemento I^2 utilizado se basaba en una bobina de corriente estándar y una bobina de voltaje de baja tensión conectada a través de la bobina de corriente y una resistencia en serie en el circuito de corriente. El registro, por lo tanto, era proporcional a I^2 [26]. En las Figuras 1-8 y 1-9 se muestra el principio de funcionamiento de estos equipos.

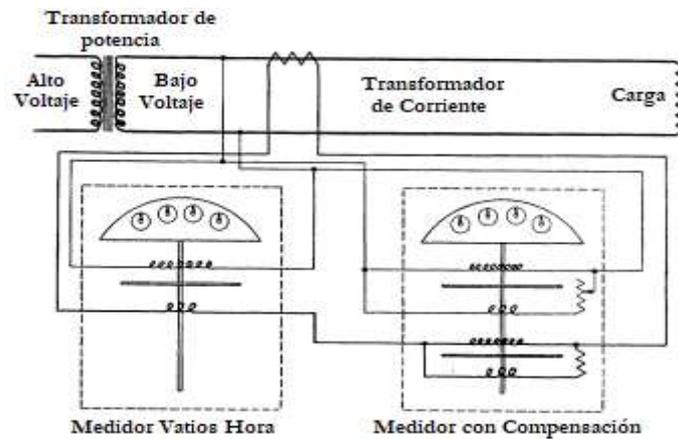


Figura 1-8. Medidor de compensación y medidor de energía activa conectado en el lado de baja tensión de un transformador de potencia; instalación monofásica [8].
(El medidor de compensación consta de un elemento E^2 y uno I^2 . Las pérdidas totales son registradas en kilovatios hora)

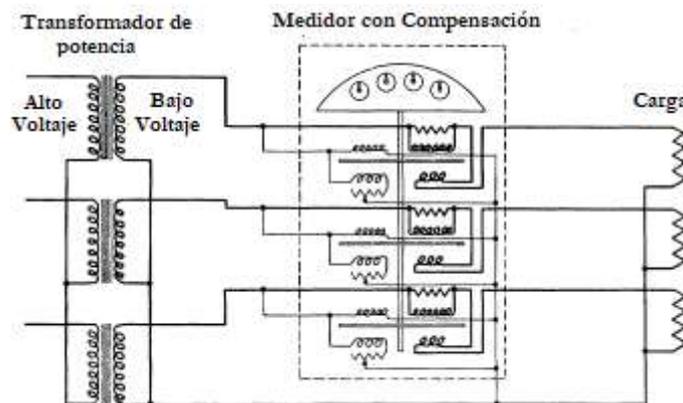


Figura 1-9. Conexiones para una instalación trifásica de medición de pérdidas [8].
(El medidor consiste en elementos combinados E^2 e I^2 , y utiliza discos que activan un registro en kilovatios hora)

Las desventajas que presentaba esta metodología de compensación de pérdidas son las siguientes:

- La utilización de un medidor especial.
- La medición de la demanda máxima era más complicada que con la medición de alta tensión.
- Se requería un equipo de prueba especial, normalmente no considerado por los probadores del medidor.

1.5.1.2. Compensador de pérdidas en transformadores: Principio de funcionamiento

Mediante esta metodología las pérdidas se agregaban al registro del medidor de energía activa utilizado para medir la carga del cliente en el lado de baja tensión del transformador. El compensador se conectaba a los circuitos de corriente y de voltaje, y mediante una calibración adecuada, las pérdidas se adicionaban en el registro del contador de energía activa.

En la Figura 1-10 las líneas continuas muestran el compensador básico de pérdidas en el transformador y sus conexiones. El elemento de pérdidas en el hierro (D) consta de un transformador de potencial pequeño, cuyo primario está conectado a través del lado de salida de baja tensión del transformador de voltaje (G). El secundario de 3 voltios del transformador de potencial está conectado a través de la bobina de corriente del medidor de vatios-hora a través de una resistencia ajustable que sirve como acople de las pérdidas en el hierro. Con cualquier ajuste de la resistencia de pérdidas en el hierro el flujo de corriente de la bobina del medidor es proporcional al voltaje; y dentro del medidor de energía activa (A), por interacción con la bobina de tensión, el par producido está de acuerdo con el valor del voltaje. Para incluir el incremento de las pérdidas en el cobre, un transformador de corriente pequeño tiene conectado el primario en serie con la bobina de corriente del medidor y su secundario está conectado a una resistencia ajustable que sirve como acople de pérdidas en el cobre [26], [27].

La tensión de salida del transformador de corriente y su resistencia se añade a la tensión aplicada a la bobina de potencial del contador. Como con cualquier ajuste dado de la resistencia, la tensión de salida del transformador de corriente de pérdidas en el cobre es proporcional a la corriente de línea dentro del medidor, por interacción con la bobina de corriente el par producido debe ser de acuerdo con el cuadrado de la corriente [26], [27]. Al aplicar este método, las pérdidas se obtenían en porcentaje de la carga en los puntos de prueba.

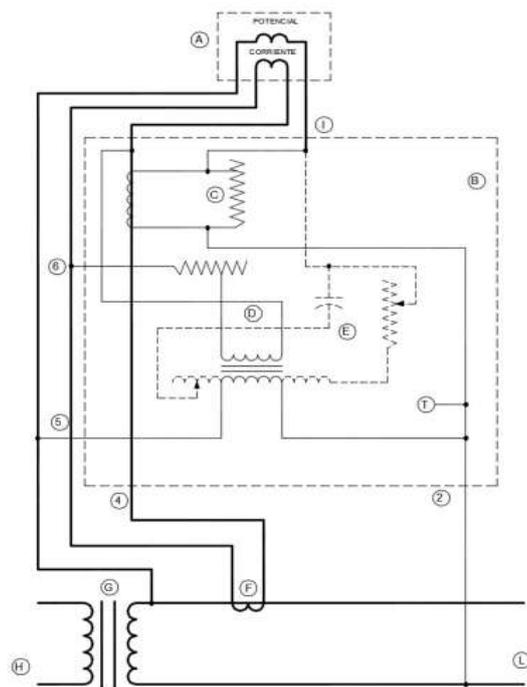


Figura 1-10. Principio de funcionamiento del compensador de pérdidas de transformador [27].

(medidor de energía activa (A), compensador (B), compensador de pérdidas CU (C), compensador de pérdidas Fe (D), transformador de voltaje (E), transformador de corriente (F), transformador de potencia (G), suministro en alta tensión (H), carga en baja tensión (I))

Los medidores electromecánicos para el registro de las pérdidas en el transformador fueron reemplazados por los compensadores de pérdidas debido a la mayor simplicidad de este último para la medición combinada de carga más pérdida en un solo equipo. Sin embargo, estos equipos siguieron siendo de utilidad en aquellos casos en que se requerían mediciones separadas de pérdidas.

Los compensadores de pérdidas en el transformador ofrecieron la ventaja de proporcionar pérdidas que se incluían en la calibración del medidor. En contraparte los problemas con estos compensadores incluyeron [28]:

1. Inexactitudes debido a la corriente y voltajes desequilibrados.
2. Difícil de calibrar.
3. Inexactitud debido a la carga del medidor.

1.5.1.3. Método del resistor: Principio de funcionamiento

De acuerdo a [26] el método de resistencia de compensación basaba su funcionamiento en un equipo de medición estándar adaptado especialmente para medir pérdidas. Las pérdidas sin carga o pérdidas en el hierro fueron compensadas por una resistencia energizada por la tensión del medidor, y medidas por una bobina de voltaje del contador de energía activa. La compensación de

las pérdidas con carga se realizaba por ajuste del equipo a plena carga y a carga ligera para incluir el porcentaje de pérdidas en su registro.

1.5.1.4. Medidores de compensación de estado sólido

Las generaciones actuales de medidores de estado sólido ofrecen algoritmos flexibles de compensación de pérdidas en transformadores, programados en el registro de los contadores. Estos medidores ofrecen un método alternativo para calcular dichas pérdidas, las mismas que pueden ser facturadas directamente a la empresa distribuidora o al cogenerador que transmite o recibe energía. Un medidor de compensación actual combina la compensación de pérdidas en el transformador y de la línea con las funciones del medidor dentro de su paquete. Los contadores modernos son de estado sólido y su paquete de funciones agrega varias opciones para realizar la compensación [28].

Aunque los medidores de estado sólido compensan utilizando las mismas relaciones matemáticas que los medidores electromecánicos combinados con la compensación de pérdidas en el transformador, difieren notablemente en su método de operación. En lugar de utilizar resistencias, transformadores de derivación y condensadores para modificar corrientes y voltajes, los medidores de compensación de estado sólido convierten la corriente y el voltaje en entradas digitales para circuitos de microprocesador, que luego realiza las operaciones matemáticas para calcular las cantidades medidas (vatios, VAR, VA, Q, etc.) [29]. Usando la tensión y la corriente medidas, los circuitos del microprocesador también calculan las pérdidas y añaden (o substraen) éstas a las cantidades medidas. Algunos medidores son capaces de medir y mostrar tanto las cantidades medidas compensadas como las no compensadas al mismo tiempo.

Mediante el uso de medidores de estado sólido con compensación de pérdidas, los servicios públicos pueden eliminar o reducir muchas de las desventajas al momento de determinar las pérdidas. Las ventajas del uso de estos medidores incluyen [28]:

- Cálculos de algoritmos realizados en cada fase de corriente y potencial del medidor, compensando así cargas desequilibradas.
- Compensación de pérdida bidireccional para dar cuenta de VATIOS y VARS entregados o recibidos.
- No se requiere cableado adicional más allá de la instalación del medidor.
- Facilidad de programación de nuevos parámetros de pérdidas en el transformador cuando sea necesario (es decir, cuando se cambia un transformador de potencia, etc.).

1.6 Cálculo y compensación de pérdidas

En esta sección se resumen los cálculos preliminares utilizados en algoritmos de compensación de pérdidas en transformadores. La metodología de compensación dependerá de los medidores y de sus fabricantes, seguidamente, se describe cómo se desarrollan los cálculos y posteriormente su

implementación en los medidores de estado sólido de marca Schneider Electric del modelo ION serie 8600C [26].

Las pérdidas en el transformador son una combinación de la potencia disipada por la inductancia de magnetización del núcleo (pérdida de hierro) y la impedancia del bobinado (pérdida de cobre) [26]. Estas pérdidas se calculan para cualquier condición de funcionamiento si se conocen algunos parámetros del transformador de distribución. El fabricante suele proporcionar esta información en la hoja de pruebas del transformador:

- Valor nominal de potencia en VA (VA_{TXtest}).
- Pérdidas en el hierro a la tensión nominal ($LWFe_{TXtest}$) en watts.
- Pérdidas en el cobre a 75 ° C o 85°C a plena carga ($LWCu_{TXtest}$) en watts.
- Tensión nominal en el primario y secundario (V_{n1}), (V_{n2}) en voltios.

Si se realizan pruebas de factor de potencia en el lado de baja tensión o si las pérdidas de potencia reactiva necesitan compensación, se requiere la siguiente información adicional:

- Porcentaje de corriente de excitación a la tensión nominal ($\%I_{exc}$).
- Porcentaje de impedancia a 75°C o 85 ° C ($\%Z_{cc}$).

Las pérdidas reactivas sin carga ($LWFe_{TXtest}$) y a plena carga ($LWCu_{TXtest}$) pueden no proporcionarse, pero se calculan a partir de los datos anteriores [30].

$$LWFe_{TXtest} = \sqrt{\left(VA_{TXtest} * \frac{\%I_{exc}}{100}\right)^2 - (LWFe_{TXtest})^2} \quad (1-1)$$

$$LWCu_{TXtest} = \sqrt{\left(VA_{TXtest} * \frac{\%Z_{cc}}{100}\right)^2 - (LWCu_{TXtest})^2} \quad (1-2)$$

Para determinar las pérdidas reales del transformador, las pérdidas de prueba deben ser escaladas para su uso a la tensión y corriente de funcionamiento actual [30].

$$LWFe = LWFe_{TXtest} * \left(\frac{V_{actual}}{V_{TXtest}}\right)^2 \quad (1-3)$$

$$LWFe = LWFe_{TXtest} * \left(\frac{V_{actual}}{V_{TXtest}}\right)^4 \quad (1-4)$$

$$LWCu = LWCu_{TXtest} * \left(\frac{I_{actual}}{I_{TXtest}}\right)^2 \quad (1-5)$$

$$LVCu = LVCu_{TXtest} * \left(\frac{I_{actual}}{I_{TXtest}} \right)^2 \quad (1-6)$$

Donde:

V_{TXtest} = Tensión línea a línea del transformador de potencia en el lado medido. Este valor debe introducirse en unidades primarias tal como se indica en la hoja de pruebas del transformador. A menudo la tensión nominal y la tensión de prueba son las mismas (Voltios).

I_{TXtest} = Corriente nominal del transformador de potencia en el lado medido (corriente de línea en amperios).

V_{actual} = Voltaje actual en la carga (Voltios)

I_{actual} = Corriente actual en la carga (Amperios)

Si las tensiones y corrientes reales son las tensiones y las corrientes secundarias de los transformadores de medición, tal como se ve en el medidor, entonces estas lecturas necesitan ser escaladas por la relación de transformador de corriente (CTR) o la relación de transformador de tensión (VTR) para dar los valores del circuito primario:

$$LWFe = LWFe_{TXtest} * \left(\frac{V_{tm2} * VTR}{V_{TXtest}} \right)^2 \quad (1-7)$$

$$LWCu = LWCu_{TXtest} * \left(\frac{I_{tm2} * CTR}{I_{TXtest}} \right)^2 \quad (1-8)$$

$$LVFe = LVFe_{TXtest} * \left(\frac{V_{tm2} * VTR}{V_{TXtest}} \right)^4 \quad (1-9)$$

$$LVCu = LVCu_{TXtest} * \left(\frac{I_{tm2} * CTR}{I_{TXtest}} \right)^2 \quad (1-10)$$

Donde:

V_{tm2} = Voltaje secundario del transformador de medición (Voltios).

I_{tm2} = Corriente secundaria del transformador de medición (Amperios).

A lo largo de los cálculos se hace una suposición empírica de que, dentro de pequeñas variaciones de la tensión nominal, las pérdidas activas en el hierro varían como el cuadrado de la tensión y las pérdidas reactivas en el hierro varían aproximadamente como la cuarta potencia de la tensión.

Los cálculos deben referirse al circuito de alta tensión o al circuito de baja tensión. Una vez hecha la elección, se debe seguir la convención para todos los cálculos posteriores para evitar confusiones.

1.6.1. Compensación de pérdidas en medidores de estado sólido

Para la descripción de este punto, se ha tomado como referencia a los medidores marca Schneider Electric del modelo ION de las series 7000 y 8000, los cuales soportan la compensación de pérdidas en su marco predeterminado, estos son ION8300 / ION8400 / ION8500/ ION 8600 y los ION7550 e ION7650 [30]. Los medidores tienen las siguientes características de compensación de pérdidas en el transformador y en la línea:

- Compensación realizada en potencia total de 1 segundo (kW total, kVAR total y kVA total).
- Las cargas desequilibradas se manejan con precisión (excepto en caso de pérdidas en la línea del conductor neutro en un sistema de 4 hilos).
- Las pérdidas pueden añadirse o restarse.
- La compensación funciona en los cuatro cuadrantes de potencia.
- El soporte para la compensación de los conjuntos de pruebas monofásicos también está disponible en el modo PRUEBA.
- La compensación funciona correctamente cuando todos los parámetros de ingreso se reportan en unidades secundarias (unidades de medidor).

Los medidores ION y otras marcas como ELSTER ofrecen dos métodos de cálculo de pérdidas posibles. Uno de estos métodos debe seleccionarse cuando la compensación de pérdidas está habilitada:

- Método 1 (Modelamiento directo en base a las pérdidas del protocolo de prueba).
- Método 2 (Modelamiento en función de constantes porcentuales).

Ambos métodos se basan en los mismos cálculos y producen resultados idénticos si se programan los parámetros de forma adecuada. La diferencia entre estos métodos está en el tipo de parámetros requeridos para realizar los cálculos.

Cuando la compensación está habilitada, el medidor calcula las pérdidas en el transformador y la línea basándose en un conjunto de parámetros de entrada. Estos parámetros determinan si el medidor añade o sustrae las pérdidas de la carga registrada.

1.6.1.1. Método 1: " Modelamiento directo en base a las pérdidas del protocolo de pruebas"

Dependiendo del método elegido para la compensación de pérdidas de energía en el transformador, el medidor requiere parámetros de datos específicos para ser programados. Las pérdidas en la línea y las pérdidas en el transformador se calculan por separado y se aplican a la potencia medida, la energía y las cantidades de demanda basadas en la ubicación del medidor con respecto al transformador, la línea de suministro y la línea de carga [29], [30]. Todos los parámetros requeridos para este método se pueden obtener del fabricante del transformador

➤ Parámetros para el cálculo de las pérdidas en los transformadores

Cuando se selecciona este método, se programan en el medidor los siguientes datos del transformador y la línea:

- Tensión nominal del transformador de potencia (V_{TXtest} en el lado medido del transformador de potencia)
- Potencia nominal del transformador
- Relación de transformación del transformador de potencia
- Pérdidas en el hierro o en vacío
- Pérdidas en el cobre o a plena carga
- Porcentaje de corriente de excitación
- Porcentaje de impedancia
- Longitud de la línea en el lado de la carga y de la línea de suministro
- Resistencia y reactancia por unidad de longitud para ambas líneas
- Relación de transformación de los TC's y TP's (VTR , CTR)
- Información acerca de la ubicación del medidor con respecto al transformador de potencia, la línea de suministro y la línea de carga.

Las pérdidas en el hierro y en el cobre se calculan a partir de las ecuaciones 1 a 10, basado en la corriente y la tensión de carga medidas.

➤ Parámetros de ubicación de medición

- MP Definición 1

Este parámetro indica si el monitor de potencia (punto de medición) está instalado en el lado de alimentación del transformador o del lado de la carga.

- MP Definición 2

Este parámetro indica si el monitor de potencia (punto de medición) está instalado junto al transformador o el extremo lejano de la línea.

➤ **Casos de uso: Puntos de medición y facturación**

El siguiente diagrama describe las ubicaciones posibles de los puntos de facturación (BP) y los puntos de medición.

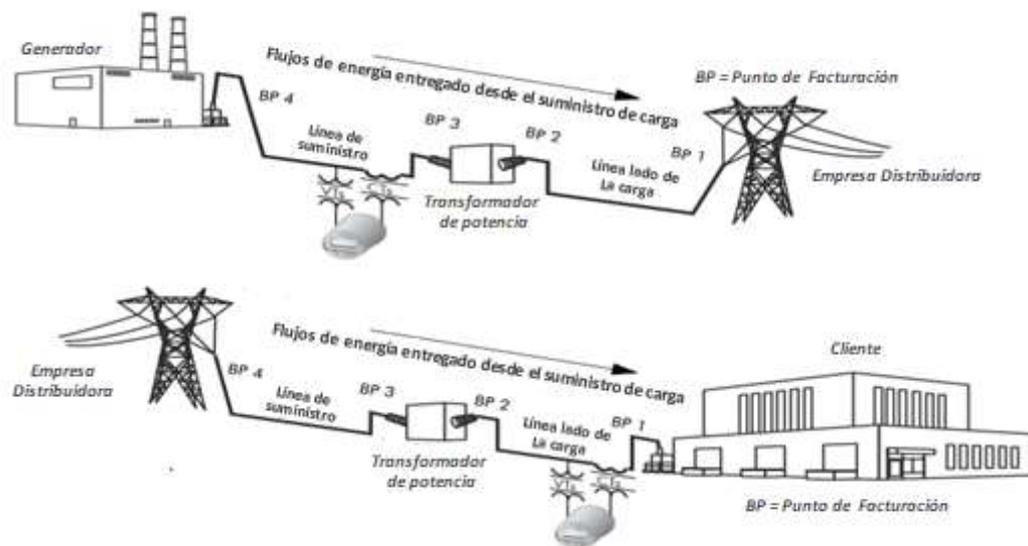


Figura 1-11. Posibles ubicaciones de puntos de medición y facturación [30].

Algunos escenarios implican energía entregada desde el generador a la empresa distribuidora, y otros de la empresa distribuidora al cliente. Los siguientes ejemplos muestran cómo la ubicación del contador de energía y el punto de facturación afectan al cálculo de los valores de potencia compensada.

➤ **Adición de pérdidas de transformador**

Las pérdidas en el transformador se añaden a las cantidades de potencia y energía. Los parámetros de cálculo de pérdidas en el medidor se deben ajustar como se indica en la tabla 10.

Tabla 1-10. Ajuste de parámetros de pérdidas en la programación del medidor.

Fuente: Autores.

Parámetro	Ajuste
MP Definición 1	Lado de la carga
MP Definición 2	Lado del transformador
VTR	Ingrese los dato del TP
TR	Ingrese los datos del TC
LW _{Cu} _{TXtest}	Ingrese los datos del transformador
LW _{Fe} _{TXtest}	Ingrese los datos del transformador
(%Z _{cc})	Ingrese los datos del transformador
(%I _{exc})	Ingrese los datos del transformador

➤ Substracción de pérdidas del transformador

Cambie MP Definición 1 a "Lado de suministro" para que las pérdidas en el transformador se restan de las cantidades de potencia y energía.

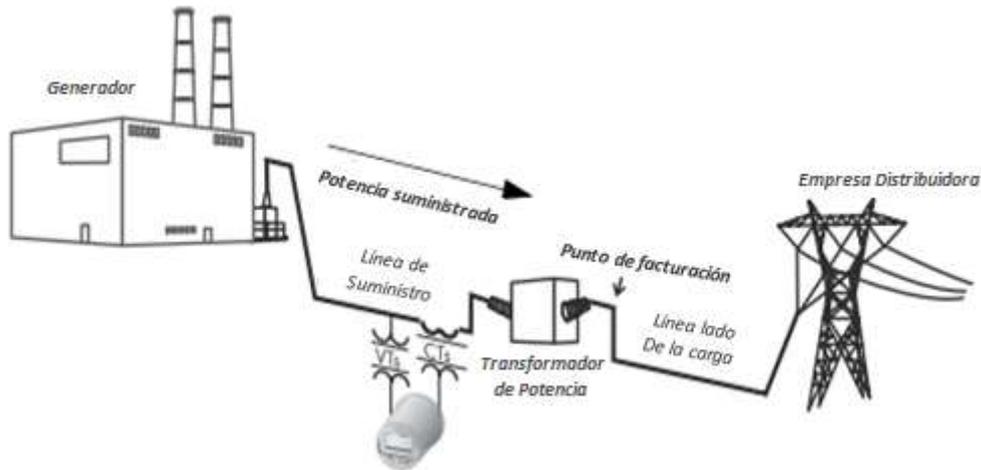


Figura 1-12. Ubicación del medidor en el lado de suministro [30].

1.6.1.2. Método 2: “Modelamiento en función de constantes porcentuales”.

En este método, los parámetros de cálculo de las pérdidas en la línea y en el transformador se calculan manualmente o mediante un tercer programa, del cálculo resultan cuatro constantes. Estos valores se programan en el medidor. El contador utiliza estas constantes para calcular las pérdidas y realizar la compensación. El método le permite habilitar o deshabilitar los cálculos de pérdidas en el hierro y en el cobre por separado. Cuando se selecciona este método, se deben programar los siguientes datos en el equipo de medición [30]:

- Porcentaje de pérdidas en el hierro en Watts ($\%LWFe$)*.
- Porcentaje de pérdidas en el cobre en Watts ($\%LWCu$)*.
- Porcentaje de pérdidas en el hierro en VARs ($\%LVFe$)*.
- Porcentaje de pérdidas en el cobre en VARs ($\%LVCu$)*.
- Relación de transformación de los transformadores de instrumentos (VTR)(CTR).
- Tensión nominal de entrada del medidor (V_{Mrated}) en voltios.
- Corriente nominal de entrada del medidor (I_{Mrated}) en amperios.
- Número de elementos del medidor (2 para conexiones Delta, 3 para WYE).

Si se desea que las pérdidas se resten de la energía entregada, se deben introducir valores negativos para las constantes de pérdida porcentual.

➤ **Cálculos de las constantes de pérdidas en porcentaje**

$$\%LWFE = \frac{LWFe_{TXtest}}{\text{Potencia en el primario (VA)}} * 100\% \quad (1-11)$$

$$\%LVFE = \frac{LVFe_{TXtest}}{\text{Potencia en el primario (VA)}} * 100\% \quad (1-12)$$

$$\%LWCu = \frac{LWCu_{TXtest}}{\text{Potencia en el primario (VA)}} * 100\% \quad (1-13)$$

$$\%LVCu = \frac{LVCu_{TXtest}}{\text{Potencia en el primario (VA)}} * 100\% \quad (1-14)$$

Donde:

$$P \text{ en el primario (VA)} = V_{Mrated} * VTR * I_{Mrated} * CTR * (\# \text{ elementos de medidor}) \quad (1-15)$$

➤ **Cálculos de pérdidas en el transformador utilizando constantes porcentuales**

Los medidores ION utilizan estas constantes para calcular las pérdidas de la siguiente manera:

$$LWFe = \frac{\%LWFe}{100} * \text{Potencia en el primario (VA)} * \left[\frac{V_{actual}}{V_{Mrated} * VTR} \right]^2 \quad (1-16)$$

$$LVFe = \frac{\%LVFe}{100} * \text{Potencia en el primario (VA)} * \left[\frac{V_{actual}}{V_{Mrated} * VTR} \right]^4 \quad (1-17)$$

$$LWCu = \frac{\%LWCu}{100} * \text{Potencia en el primario (VA)} * \left[\frac{I_{actual}}{I_{Mrated} * CTR} \right]^2 \quad (1-18)$$

$$LVCu = \frac{\%LVCu}{100} * \text{Potencia en el primario (VA)} * \left[\frac{I_{actual}}{I_{Mrated} * CTR} \right]^2 \quad (1-19)$$

1.6.2. Proceso de cálculo interno de los medidores actuales [29]

Para comprender los cálculos de compensación de pérdidas, primero es necesario comprender el funcionamiento del circuito integrado del medidor o también llamado “motor del medidor”. El motor del medidor recibe las señales analógicas de corriente y voltaje realizando un muestreo 66 a 88 veces por ciclo; usando estas señales de entrada realiza el cálculo de los valores (rms) de voltaje y corriente, las señales muestreadas se utilizan para calcular las cantidades Wh, VAh y VARh para cada fase.

Las mediciones de fase individuales se suman, esto impulsa un acumulador interno en el circuito integrado que genera un pulso al microcontrolador cuando se alcanza un nivel de umbral. El nivel umbral al que se genera un pulso se conoce como constante k_e del medidor (energía por pulso). El microprocesador procesa y almacena los datos en la memoria de acuerdo con el programa especificado por el usuario. Una vez almacenados, los valores de datos están disponibles para mostrarse y comunicarse según lo requiera la empresa de servicio públicos u otro usuario del medidor.

Hay cálculos, acumuladores y pulsos k_e separados, generados para cada cantidad de energía medida, por ejemplo, kWh-entregados, kVarh-entregados. Cuando la compensación de pérdidas está activada, se realizan cálculos adicionales, los valores V_{rms} e I_{rms} utilizados en los cálculos de energía normal también se utilizan para calcular un valor de compensación de energía activa y un valor de compensación de energía reactiva, los mismos que son adicionados o sustraídos a los registros de energía.

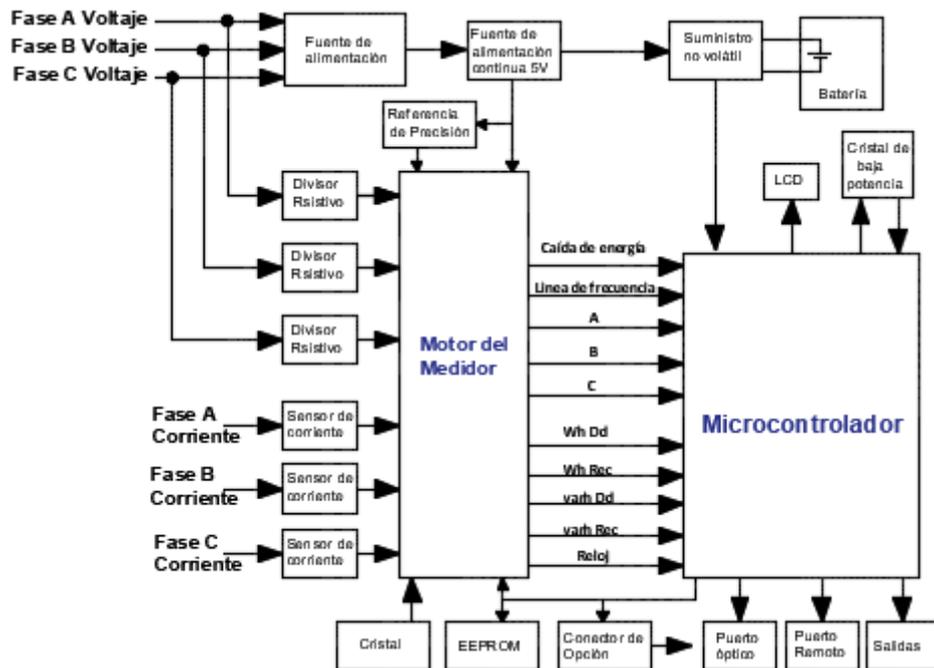


Figura 1-13: Diagrama de bloques del medidor.

Fuente: Autores.

1.6.3. Cálculo de la energía en función de la demanda [26]

La demanda de kilovatios se define generalmente como la carga de kilovatios promedio en un intervalo de tiempo específico. El significado de la demanda se puede entender a partir de la Figura 1-14 en la que se muestra una curva de potencia típica. En cualquiera de los intervalos de tiempo mostrados el área bajo la línea punteada denominada demanda es exactamente igual al área bajo la curva de carga. Dado que la energía es el producto de la potencia y del tiempo, cualquiera de estas dos áreas representa la energía consumida en el intervalo de demanda.

La equivalencia de las dos áreas muestra que la demanda del intervalo es aquel valor de potencia que, si se mantiene constante en el intervalo, dará cuenta del mismo consumo de energía que la potencia real. Es entonces el promedio de la potencia real sobre el intervalo de demanda. El intervalo de demanda durante el cual se mide la demanda puede ser cualquier periodo seleccionado, pero usualmente es de 5, 10, 15, 30, 60 y en incrementos similares hasta 720 minutos. La demanda se ha explicado en términos de potencia (kilovatios) y usualmente esta información tiene la mayor utilidad. Sin embargo, la demanda puede expresarse en kilovoltamperios reactivos (kVAR), kilovoltamperios (kVA) u otras unidades adecuadas.

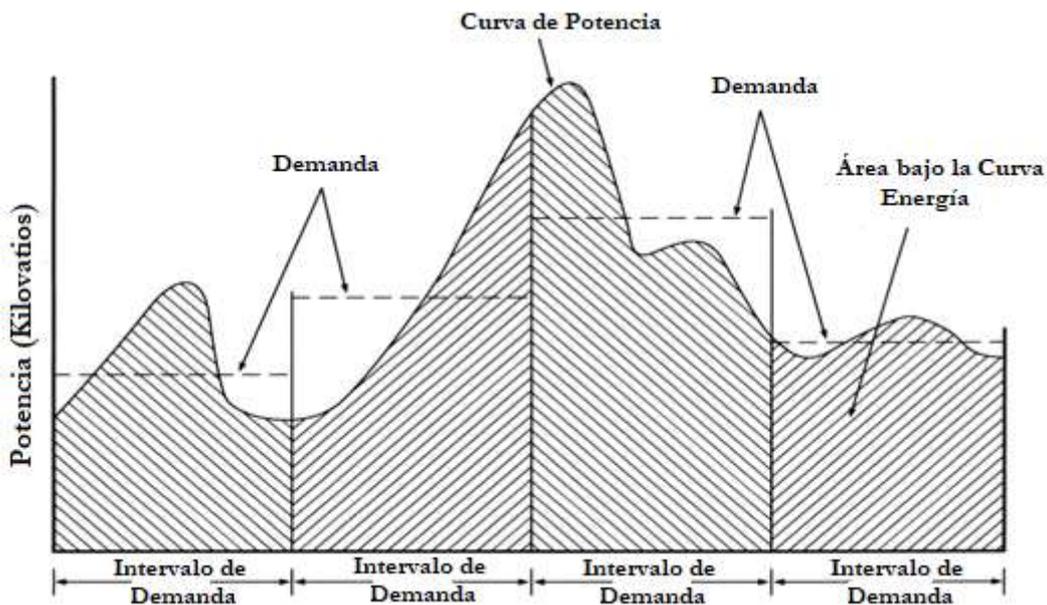


Figura 1-14. Curva de potencia por intervalos de demanda sucesivos [26].

$$\text{Demanda por cada intervalo} = \text{Potencia media sobre el intervalo}$$

CAPÍTULO 2 : ANÁLISIS DE DATOS DE PÉRDIDAS DE ENERGÍA EN TRANSFORMADORES

2.1 Introducción

En este capítulo se describe la recopilación, procesamiento y análisis de los datos de pérdidas en transformadores. Posteriormente de manera breve y a partir de las mediciones realizadas en el laboratorio de la CENTROSUR, se realiza un análisis de la evolución de pérdidas en estas máquinas en función de su tiempo de operación. Como punto final se realiza un análisis de la carga de la muestra obtenida, esto con el objetivo de encontrar las variables que mayor influencia ejercen en el incremento del porcentaje de pérdidas con respecto a la energía medida en los transformadores de distribución.

2.2 Espacio muestral y levantamiento de información

Debido a la imposibilidad de medir o conocer todos los elementos de una población se hace necesario el uso del muestreo, la importancia de una buena muestra reside en que a partir de esta se pueden hacer inferencias sobre las características de toda la población. Una de las características principales y de suma importancia en una muestra es la representatividad, es decir, los elementos de la muestra deben mostrar las características comunes del conglomerado estudiado.

El primer paso, para realizar el levantamiento de información y posteriormente el muestreo, es identificar la población objetivo, en el caso del presente estudio ésta se compone de todos los clientes que se conectan a la red a través de una estación de transformación trifásica y que se encuentran medidos en baja tensión, es decir, clientes con medición directa y semidirecta. Para la determinación de las pérdidas en la etapa de transformación es esencial el análisis y la caracterización de los perfiles de carga de la población estudiada. Los datos necesarios fueron facilitados por los departamentos de la CENTROSUR: Control de la Medición, Calidad y Análisis y Sistemas Geográficos de distribución.

Se obtuvieron un total de 125 perfiles de carga de clientes particulares generados desde el software METERCAD utilizado por la Empresa Eléctrica para el seguimiento y control de la medición, también se pudieron obtener 174 perfiles de carga de transformadores pertenecientes a la CENTROSUR, estos perfiles de carga son obtenidos a través de mediciones en los bornes de baja tensión del transformador para realizar controles de calidad.

La información sobre los transformadores se tomó desde la base de datos que posee la CENTROSUR a través del Departamento de Análisis y Sistemas Geográficos de Distribución (SIGADE), mediante una GeoDataBase interna implementada desde el año 2008 y actualizada hasta la fecha. La base de datos adquirida proporcionó información del universo total de

transformadores que existen en la CENTROSUR, la misma que permitirá cuantificar la población total estudiada y analizar sus diferentes características.

2.2.1. Tipos de muestreo [31]

Existen una gran cantidad de métodos para realizar un muestreo con la finalidad de que se puedan representar apropiadamente las características más significativas de la población. Estas características deberán mostrar la menor variabilidad posible en relación a los datos que se vayan a obtener y originar del estudio.

Los métodos de muestreo en general pueden clasificarse en dos grandes grupos:

- Muestreo Probabilístico.
- Muestreo No Probabilístico.

2.2.1.1. Muestreo Probabilístico

Estos métodos se basan en el principio de equiprobabilidad, es decir, que todos los elementos tienen la misma probabilidad de ser elegidos para formar parte de una muestra, y de la misma manera todas las posibles muestras de tamaño n tienen las mismas probabilidades de ser escogidas.

Dentro del muestreo probabilístico encontramos los siguientes tipos:

➤ Muestreo aleatorio simple

Debido a simplicidad tiene un uso prácticamente nulo cuando la población es grande.

El procedimiento utilizado es el siguiente:

- Se fija un número a cada elemento de la población.
- A través de un medio se escogen tantos individuos como sea necesario para completar el tamaño requerido de la muestra.

➤ Muestreo aleatorio sistemático

Este proceso requiere, como el anterior, enumerar todos los elementos de la población, pero en lugar de extraer n números aleatorios sólo se extrae uno. Se parte de ese número aleatorio i , que es un número escogido al azar, y los elementos que integran la muestra son los que ocupan los lugares $i, i + k, i + 2k, i + 3k, \dots, i + (n - 1)k$, es decir se toman los individuos de k en k , siendo k el resultado de dividir el tamaño de la población entre el tamaño de la muestra: $k = \frac{N}{n}$.

El riesgo en este tipo de muestreo está en los casos en que se dan periodicidades en la población, ya que al escoger a los elementos de la muestra con una periodicidad constante (k) podemos ingresar una homogeneidad que no se da en la población.

➤ **Muestreo aleatorio estratificado**

Este muestreo consiste en dividir a la muestra seleccionada en subconjuntos, tales que cada uno de ellos abarque a elementos con características similares entre sí. Al estratificar la muestra se consigue una mayor versatilidad en los procesos de investigación y, por ende, mejores resultados.

Una vez calculado el tamaño muestral, este se reparte de manera proporcional entre los estratos definidos en la población mediante una simple regla de tres.

➤ **Muestreo aleatorio por conglomerados**

Cuando la muestra se encuentra segmentada de forma natural en grupos que abarcan toda la variabilidad de la población, se puede elegir aleatoriamente un cierto número de conglomerados hasta alcanzar el tamaño muestral establecido y posteriormente investigar los elementos pertenecientes a los conglomerados seleccionados.

2.2.1.2. Muestreo no probabilístico

Es una técnica de muestreo que consiste en la elección subjetiva de la muestra en función de la investigación que se va a realizar.

Este tipo de muestreo tiene las siguientes características.

- Los elementos de la población no tienen las mismas oportunidades de ser seleccionados.
- No se tiene certeza de que la muestra extraída sea representativa.
- No permite generalizar sus resultados a toda la población.

Entre los métodos de muestreo no probabilísticos más utilizados en investigación se encuentran:

- Muestreo por cuotas
- Muestreo intencional o de conveniencia
- Bola de nieve
- Muestreo discrecional

Uno de los principales inconvenientes que presentan estos tipos de muestreos no probabilísticos es el no poder generalizar los resultados para toda la población, es por este motivo que no se los utiliza en este trabajo.

2.2.2. Tamaño de la muestra

El establecimiento de la precisión deseada suele hacerse indicando la cantidad de error que estamos dispuestos a tolerar en los estimadores muestrales. Para el cálculo de la muestra se deben de tomar en cuenta los siguientes factores.

Nivel de confianza o riesgo de error: Es la probabilidad de que la estimación efectuada se ajuste a la realidad. En la tabla 2-1 se relacionan distintos niveles de confianza con una constante “k”.

Tabla 2-1. Niveles de confianza relacionados con una constante.

Fuente: Autores.

Valor de constante (k)	1,15	1,28	1,44	1,65	1,96	2,05	2,24
Nivel de confianza	75%	80%	85%	90%	95%	96%	97%

Error muestral: Es una medida de la variabilidad de las estimaciones de muestras repetidas en torno al valor de la población, el error muestral refleja cuan alejados están los resultados actuales en comparación con los resultados que se pudieron obtener al analizar toda la población.

Probabilidad de éxito (p): Es la probabilidad que tiene la muestra de tener las mismas características o cualidades de la población (homogeneidad). También es definida como la diferencia entre la unidad y la probabilidad de fracaso (q).

Probabilidad de fracaso (q): Es la probabilidad de que la muestra no represente las características o cualidades de la población, cuando el valor es desconocido se asume un 0,5, lo que hace que el tamaño de la muestra sea mayor.

Para determinar el tamaño de la muestra para una población finita y conocida como es el presente caso, se hace uso de la siguiente expresión.

$$n = \frac{k^2 * N * p * q}{e^2(N - 1) + k^2 * p * q} \quad (2-1)$$

Donde:

k = Constante que depende del nivel de confianza que se asigne

N = Tamaño de la población

p = probabilidad de éxito

q = probabilidad de fracaso

e = error muestral (puede asumirse de 1% a 10%)

2.2.3. Cálculo del tamaño de la muestra para el caso de estudio

Lo primero que se realiza es la cuantificación de la población estudiada, para lo cual se hace uso de la base de datos de ubicación geográfica proporcionada por la CENTROSUR. En la tabla 2-2 se muestra el número de transformadores de la población segmentados por potencias.

Tabla 2-2. Población de transformadores de distribución trifásicos con sistemas de medición directo y semidirecto (de 30 kVA a 192,5 kVA).

Fuente: Dirección de Distribución-CENTROSUR.

Potencia Nominal (kVA)	Cantidad de transformadores por propiedad		Tipo de sistema de medición
	CENTROSUR	Particular	
30	354	304	Directa
45	219	76	Directa
50	600	229	Directa
60	126	45	Directa
75	423	175	Semidirecta
100	188	126	Semidirecta
112,5	17	16	Semidirecta
125	4	30	Semidirecta
150	9	33	Semidirecta
160	6	28	Semidirecta
175	0	7	Semidirecta
190	1	7	Semidirecta
192	0	8	Semidirecta
192,5	0	15	Semidirecta
Total	1.947	1.099	

Como se puede observar en la tabla 2-2 la población se ha segmentado por potencia y propiedad, sin embargo, para el estudio no se tomará en cuenta la potencia nominal del transformador ya que el análisis se realizará en función de la carga, por otro lado, se decidió realizar un muestreo estratificado en función de la propiedad del transformador, es decir, en transformadores pertenecientes a la CENTROSUR y en transformadores particulares.

El siguiente paso es definir el tamaño de la muestra y posteriormente realizar una asignación proporcional en función de la participación de los grupos seleccionados. A partir de la ecuación (2-1) para una población finita y conocida se obtiene el tamaño de la muestra, de acuerdo a los datos recogidos se considerará un nivel de confianza del 96 % ($k = 2,04$) con un error de 6%, los valores de p y q seleccionados son de 50% para ambos, ya que representa un mayor tamaño de muestra.

$N = 3.046$ transformadores entre particulares y de la CENTROSUR

$k = 2,04$ para un nivel de confianza del 96%

p y $q = 0,5$ para obtener un mayor tamaño muestral

$e = 0,06$

Aplicando la ecuación (2-1) se obtiene el siguiente resultado:

$$n = 266,4033$$

El tamaño de la muestra necesaria es de 266 perfiles de carga de transformadores de distribución.

El siguiente paso es asignar de manera proporcional la muestra total entre los estratos seleccionados para lo cual se hace uso de una regla de tres.

$$n' = \frac{\text{Población del estrato}}{\text{Población total (N)}} * \text{tamaño de la muestra (n)} \quad (2-2)$$

En la tabla 2-3 se muestran los resultados del muestreo y el levantamiento de información.

Tabla 2-3. Resumen del muestreo y levantamiento de información.

Fuente: Autores.

Estratos	Población	Tamaño de la muestra	Muestra recogida
CENTROSUR	1.947	171	173
Particulares	1.099	96	125
Total	3.046	267	298

Los cálculos se realizaron para obtener el máximo nivel de confianza y el mínimo error posible de acuerdo a la muestra recogida.

2.3 Análisis de la evolución de las pérdidas de potencia.

Esta sección está enfocada en realizar un análisis cualitativo y cuantitativo de las pérdidas eléctricas que sufren los transformadores de distribución desde su instalación hasta su retiro de la red, para esto, se realiza la comparación entre los valores del protocolo de pruebas de la máquina y los valores registrados al realizar pruebas al equipo bajo condiciones de máxima carga y vacío, luego de su retiro.

El objetivo de este análisis es determinar si el tiempo de funcionamiento del transformador bajo sus distintas condiciones, tiene un impacto significativo en el crecimiento de las pérdidas de potencia del transformador, de esta manera se determinará si es necesario incluir el envejecimiento del equipo en la medición con compensación de pérdidas.

2.3.1. Pruebas eléctricas a transformadores de distribución

Para poder realizar el análisis son necesarios los resultados de las pruebas de vacío y cortocircuito en los transformadores, sin embargo, la normativa de la CENTROSUR indica que todo transformador tiene que someterse primeramente a pruebas de aislamiento, medición de resistencia y prueba de relación de transformación. En el siguiente apartado, se resume de manera breve como se ejecutan estas pruebas en el laboratorio de transformadores de la CENTROSUR. Los principales

equipos utilizados para la realización de las pruebas eléctricas a los transformadores se detallan en el anexo 5.

2.3.1.1. Prueba de resistencia de aislamiento

Esta prueba permite verificar la resistencia óhmica de los devanados con respecto a los valores indicados en los protocolos de fábrica, permitiendo detectar falsos contactos o espiras en cortocircuito, a través de mediciones en cada devanado (Fase-Neutro).

Las conexiones de prueba dependen de la parte de aislamiento que se desea evaluar. En el laboratorio esta prueba se realiza con las siguientes conexiones:

- Alto voltaje vs Bajo voltaje
- Alto voltaje vs Tierra
- Bajo voltaje vs Tierra

La prueba se efectúa con el medidor de resistencia de aislamiento marca MEGGER a una tensión mínima de 1.000 V, recomendándose realizarla a 5.000V para pruebas de alta tensión vs baja tensión, alta tensión vs tierra y 2.500 V para la prueba baja tensión vs tierra, durante 1 minuto hasta que se registre una lectura que no cambie en el margen de tiempo determinado.

La prueba debe ser interrumpida si la lectura comienza a incrementarse sin estabilizarse, debido a que podrían presentarse descargas parciales durante las pruebas.

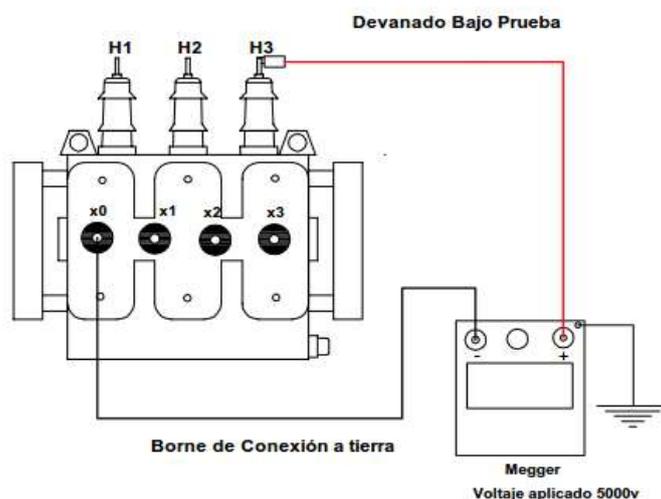


Figura 2-1. Conexión del Megger para la prueba de resistencia del aislamiento sobre los devanados individuales (Fase-Neutro).

Fuente: Autores.

2.3.1.2. Prueba de medición de resistencia

Mediante esta prueba se puede conocer el valor de la resistencia óhmica de los devanados del transformador a través de un dispositivo de medición de resistencia Winding Resistance WR50-12, permitiéndonos identificar si existen falsos contactos en conexiones de boquillas, cambiadores de derivaciones, soldaduras deficientes y hasta alguna falla incipiente en los devanados.

Se toman las medidas entre los devanados de alto voltaje H1-H2, H1-H3, H2-H3 y los devanados de baja tensión x1-x2, x1-x3, x2-x3 respectivamente, aplicando un nivel de corriente prefijado por la máquina, se verifica que la corriente de prueba no exceda el 10% de la corriente nominal del devanado, ya que con valores mayores de corriente se puede obtener resultados inexactos causados por una modificación en la resistencia debido al calentamiento del devanado.

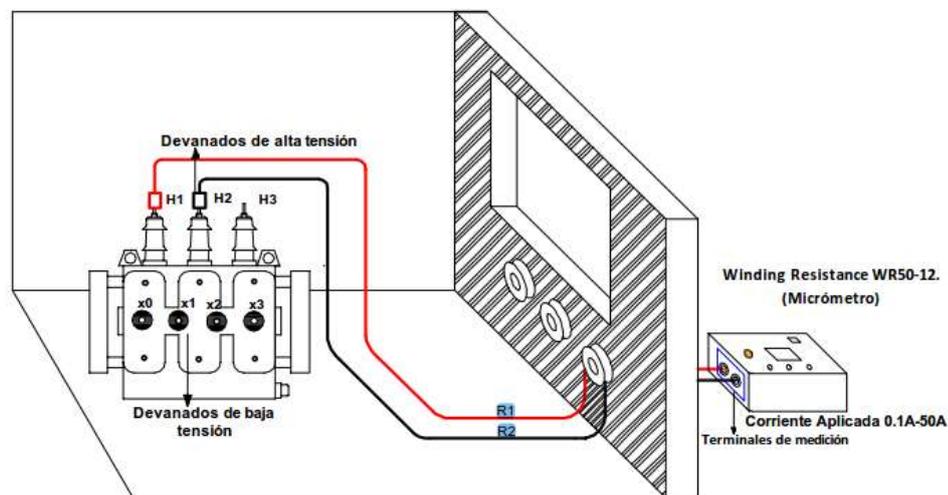


Figura 2-2. Conexión para la prueba de medición de resistencia.

Fuente: Autores.

2.3.1.3. Prueba de relación de transformación

Esta prueba tiene como propósito verificar que la tensión de salida sea la que se indica en la placa del transformador, descartando problemas de corto-circuito entre espiras, errores de conexión de boquillas y cambiadores de derivaciones.

Se conecta el TR-MARK III al transformador con los cables de prueba que son conectados en los sockets de salida “H” y “X” de la máquina, los mismos que se conectan a los devanados de alta y baja tensión respectivamente, posteriormente se selecciona el voltaje que se desea aplicar para la prueba, TR-MARK III ofrece tres configuraciones de voltaje 10V-40V-100V.

Al medir distintas relaciones de transformación con el equipo en diferentes posiciones del TAP que posee el transformador, se comprueba que dichas mediciones estén dentro de una tolerancia de medición, cumpliendo así la norma NTE INEN 2111:2004, la misma que fija una tolerancia entre $\pm 0.5\%$ de la relación declarada.

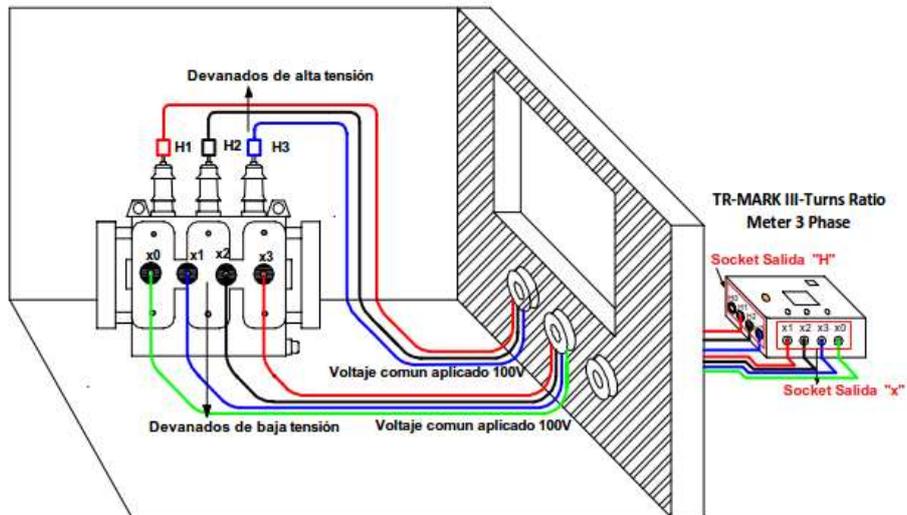


Figura 2-3. Secuencia de conexiones para la prueba de relación de transformación y polaridad en un transformador Delta-Estrella.

Fuente: Autores.

2.3.1.4. Prueba de vacío (sin carga)

Esta prueba permite obtener las pérdidas en el núcleo del transformador, para efectuar dicha prueba se conectan las tres puntas del banco de prueba a los terminales de bajo voltaje del transformador (x1, x2, x3).

Con el voltaje obtenido se procede a realizar la prueba inyectando al bobinado de baja tensión un voltaje y frecuencia nominal, obteniendo las lecturas de potencia de entrada en vacío P_0 y corriente en vacío I_0 .

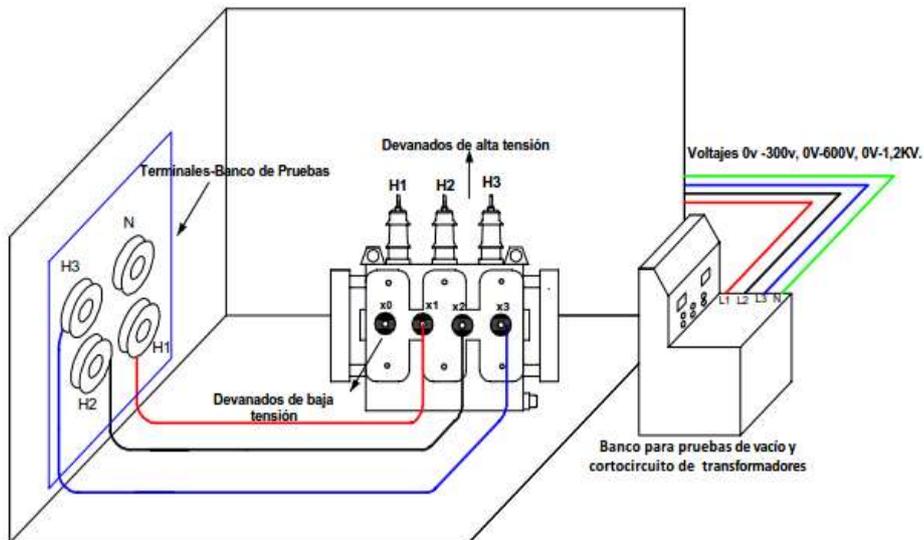


Figura 2-4. Conexión en el Laboratorio para la prueba en vacío.

Fuente: Autores.

2.3.1.5. Prueba de cortocircuito

Esta prueba permite obtener las pérdidas en el cobre del transformador, para efectuar dicha prueba se conectan las tres puntas del banco de prueba a los terminales de alta tensión del transformador(H1-H2-H3), posteriormente se realiza un puente a los terminales de baja tensión (x1, x2, x3).

Con el voltaje obtenido se procede a realizar la prueba inyectando al bobinado de alta tensión un voltaje desde 0 con incrementos de 1 voltio por vez, hasta obtener la intensidad nominal en los tres devanados, dicha tensión lleva el nombre de tensión de cortocircuito V_{cc} , que en valores porcentuales oscila entre un 4% y un 10 % de la tensión nominal, como las intensidades son nominales, se producirá una pérdida en el cobre P_{cc} del transformador por el efecto Joule. Los resultados obtenidos a temperatura ambiente son referenciados a 85°C , de esta manera se realiza la contrastación con los valores indicados en la NTE INEN 2 115 (2004).

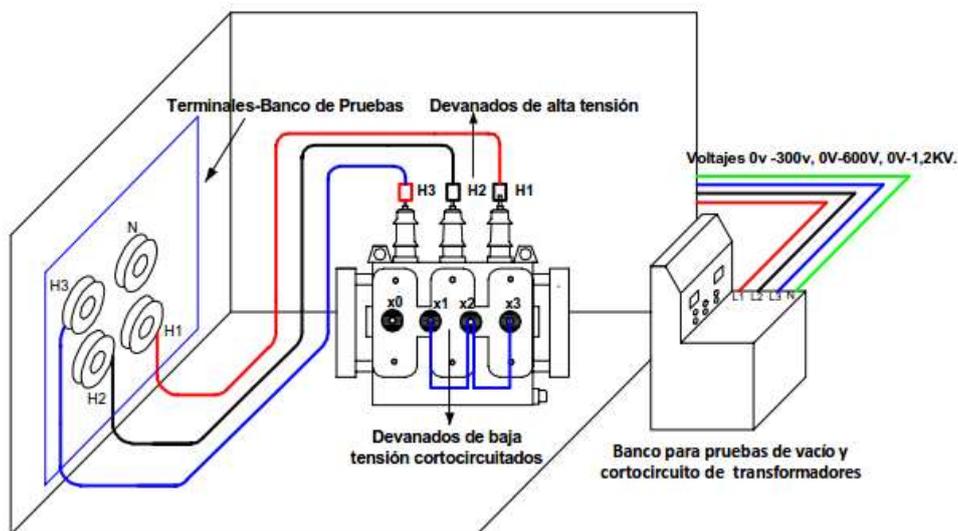


Figura 2-5. Conexión en el laboratorio para prueba de cortocircuito.

Fuente: Autores.

2.3.1.6. Mediciones obtenidas

Para el análisis de evolución de pérdidas se realizaron pruebas en el laboratorio de transformadores de la CENTROSUR, las cuales junto con la base de datos registrada en el laboratorio permitieron obtener una muestra total de 15 pruebas a transformadores trifásicos.

Las consideraciones para la selección de los transformadores idóneos para el estudio fueron las siguientes:

- Número de fases (para el estudio transformadores trifásicos).
- Años de funcionamiento del transformador.
- Motivo por la que fue dado de baja (que no afecte las mediciones).
- Potencia del transformador (superior a 30 kVA e inferior a 200 kVA).

En las tablas 2-4 y 2-5 se muestran los resultados de pérdidas y características de los transformadores registrados en el laboratorio y de los transformadores que fueron sometidos a pruebas eléctricas específicamente para el estudio.

Tabla 2-4. Mediciones obtenidas de la base datos del Laboratorio.
Fuente: Laboratorio de transformadores de la CENTROSUR

Marca	Potencia kVA	Voltaje MT / BT	Año de fabricación	Años de Operación	Pérdidas medidas	
					Po (W)	Pcu (W)
RYMEL	30	22.000/220/127	2005	10,3	130	542
ABB	45	22.000/220/127	1992	21	211,68	808
ECUATRAN	50	22.000/220/127	1998	17	213,2	953
ABB	50	22.000/220/127	1999	15	210	1.160
ABB	60	22.000/220/127	1992	18,8	239,14	1.073
SIEMENS	60	22.000/220/127	1997	21	242,7	950
ABB	75	22.000/220/127	1992	18	287,4	1.417
ECUATRAN	75	22.000/220/127	1988	26	228,35	1.562
ABB	75	22.000/220/127	1999	15	320	1.362
ECUATRAN	100	22.860/220/127	1986	28,5	276,3	1.696

Tabla 2-5. Transformadores trifásicos sometidos a pruebas durante el estudio.
Fuente: Autores.

Marca	Potencia kVA	Voltaje MT / BT	Año de fabricación	Años de Operación	Pérdidas medidas	
					Po (W)	Pcu (W)
ECUATRAN	100	22.000/220/127	1994	28,5	283,2	1.571
ECUATRAN	75	22.000/220/127	1989	22	221,11	1.587
INATRA	60	22.000/220/127	1985	25,3	289,2	1.281
ECUATRAN	50	22.000/220/127	1988	25	176,86	1.050
UNIAO	45	6.300/220/127	1981	30,7	214,1	838

Debido a las consideraciones tomadas en la selección de los transformadores y a la disponibilidad del laboratorio no se pudo efectuar una mayor cantidad de pruebas eléctricas.

2.3.2. Protocolos de pruebas del transformador

Los protocolos de pruebas presentan los valores obtenidos de las mediciones realizadas a cada transformador por parte del fabricante, como ya se mencionó anteriormente el laboratorio de transformadores tiene como objetivo la verificación de estos valores antes de que el equipo sea instalado en la red de distribución.

Para cumplir con el objetivo planteado en esta sección se requirió de los protocolos de pruebas para cada transformador, sin embargo, esto presentó un problema pues dichos protocolos ya no existen debido a la antigüedad de los equipos analizados.

Ante la falta de información de las pruebas iniciales, se decidió por obtener datos de equipos con características similares, esto con la finalidad de aproximar estadísticamente un protocolo para cada transformador. El levantamiento de información se realizó en el archivo del laboratorio, donde se encuentran los protocolos de pruebas de los transformadores que son recibidos por la Empresa. La selección de la información se realizó en función de las características semejantes con la muestra, estas fueron:

- Año de fabricación (máximo 4 años de diferencia).
- Marca del transformador
- Potencia del transformador
- Lote de fabricación

En el anexo 3 se muestran los datos recopilados de los protocolos de pruebas.

Otra fuente de información utilizada para este análisis fue la base de datos obtenida en el Departamento de análisis y sistemas geográficos de distribución, donde se encuentran registrados los valores de pérdidas en el cobre y en el hierro de muchos de los equipos que son ingresados en el laboratorio de transformadores para pruebas de verificación.

2.3.2.1. Aproximación de protocolos utilizando análisis estadístico

En función de los datos agrupados se obtendrá un protocolo de pérdidas aproximado para cada transformador, para lo cual se utilizará el método estadístico denominado “Medidas de tendencia central para datos agrupados en intervalos de frecuencia”, el cual permite agrupar los datos en intervalos para realizar un mejor análisis e interpretación de la muestra.

Lo primero que se realiza es construir una tabla de distribución de frecuencias mediante el número y tamaño del intervalo. El número del intervalo es igual a:

$$N. \text{ Intervalos} = \sqrt{n} \quad (2-3)$$

Donde:

n = Conjunto de observaciones

Para ejemplificar el cálculo se obtiene un protocolo aproximado para un transformador de 100 kVA marca ECUATRAN de 1994, para este equipo se obtuvieron 14 valores de pérdidas por lo cual:

$$N. \text{ Intervalos} = \sqrt{14}$$

$$N. \text{ Intervalos} = 3,74$$

$$N. \text{ Intervalos} \approx 4$$

Del conjunto de observaciones se localizan los valores máximo y mínimo, los cuales permitirán obtener el tamaño del intervalo mediante la siguiente expresión:

$$\text{Tamaño del intervalo} = \frac{V_{\max} - V_{\min}}{N. \text{ Intervalos}} \quad (2-4)$$

Los valores obtenidos se muestran en la tabla 2-6.

$$\text{Intervalo Final} = \text{valor}(\text{Min}) + \text{Tamaño del Intervalo} \quad (2-5)$$

En la tabla 2-6 se muestran los resultados aplicando la expresión anterior.

Tabla 2-6. Tamaño de intervalo para las pérdidas en el cobre (Cu) y hierro (Fe) para un transformador de 100 kVA ECUATRAN -1994.

Fuente: Autores.

Max (Cu)	1.669 W
Min (Cu)	1.292 W
Max (Fe)	356 W
Min (Fe)	267 W
Tamaño del Intervalo (Cu)	94 W
Tamaño del Intervalo (Fe)	22 W

Mediante la suma del valor mínimo y el tamaño del intervalo se obtendrán los distintos rangos en los cuales se agruparán diferentes valores de la muestra, como valor inicial se tomará el mínimo.

Tabla 2-7. Intervalos de pérdidas en el cobre (Pcu) para un transformador de 100 kVA ECUATRAN - 1994.

Fuente: Autores.

Límite inferior Pcu (Watts)	Límite superior Pcu (Watts)
1.292	1.386
1.386	1.480
1.480	1.574
1.574	1.668

Posteriormente se calculará la frecuencia absoluta (**ni**) la cual corresponde a la cantidad de datos cuyo valor está entre los extremos del intervalo.

Tabla 2-8. Frecuencia absoluta y acumulada.
Fuente: Autores.

Límite inferior Pcu (Watts)	Límite superior Pcu (Watts)	Frecuencia Absoluta (ni)
1.292	1.386	1
1.386	1.480	0
1.480	1.574	7
1.574	1.668	6

Una vez obtenidos los valores de frecuencia absoluta se calcula la frecuencia relativa (hi) aplicando la siguiente expresión.

$$\text{Frecuencia Relativa (hi)} = \frac{\text{Frecuencia Absoluta (ni)}}{n} \quad (2-6)$$

En la tabla 2-9 se muestran los resultados al aplicar la expresión anterior.

Tabla 2-9. Valores de frecuencia relativa para cada intervalo.
Fuente: Autores.

Límite Inferior Pcu (Watts)	Límite superior Pcu (Watts)	Frecuencia Absoluta (ni)	Frecuencia relativa (hi)
1.292	1.386	1	0,07
1.386	1.480	0	0
1.480	1.574	7	0,5
1.574	1.668	6	0,43

A continuación, se obtiene la frecuencia absoluta acumulada, que no es más que la suma sucesiva de cada dato de frecuencia absoluta.

$$\text{Frecuencia Acumulada} = \sum_{j=1}^i n_j = N_{i-1} + n_i \quad (2-7)$$

En la tabla 2-10 se muestran los resultados obtenidos.

Tabla 2-10. Valores de frecuencia absoluta acumulada para cada intervalo.
Fuente: Autores.

Límite Inferior Pcu (Watts)	Límite superior (Watts)	Frecuencia Absoluta (ni)	Frecuencia relativa (hi)	Frecuencia Absoluta Acumulada
1.292	1.386	1	0,07	1
1.386	1.480	0	0	1
1.480	1.574	7	0,5	8
1.574	1.668	6	0,43	14

Para encontrar el valor central cuando los datos están agrupados en una distribución de frecuencias se hace uso de la siguiente expresión:

$$M_e = L_i * A \left(\frac{\frac{n}{2} - N_{i-1}}{n_1} \right) \quad (2.8)$$

Donde:

L_i = Limite inferior del intervalo donde se encuentra la media teorica

$\frac{n}{2}$ = Media teórica, es decir el valor de la muestra dividido entre dos

N_{i-1} = frecuencia acumulada del intervalo anterior

A = Amplitud del intervalo (Diferencia entre limites)

n_1 = frecuencia absoluta del intervalo

La media teórica para el ejemplo resultaría 7 al tener 14 valores de pérdidas, a partir de este dato se buscará una frecuencia absoluta acumulada cercana, la misma que podrá ser igual o mayor a la media teórica. En la tabla 2-11 se puede ver que dicho valor es igual a 8.

Haciendo uso de la expresión (2.8) se obtiene el resultado del valor central aplicando la metodología vista.

$$M_e = 1560,57 \text{ W}$$

Este procedimiento se repite para encontrar las pérdidas en el hierro, obteniendo los siguientes resultados.

Tabla 2-11. Pérdidas en el hierro aproximadas para el transformador de 100 kVA EECUATRAN -1994.
Fuente: Autores.

Límite inferior P _{fe} (Watts)	Límite superior P _{fe} (Watts)	Frecuencia Absoluta (n _i)	Frecuencia relativa (h _i)	Frecuencia Absoluta Acumulada
267	289	1	0,07	1
289	311	0	0	1
311	333	7	0,5	8
333	355	6	0,43	14

El valor de la media teórica es 7, dando como resultado un valor aproximado de 8, por consiguiente, se aplica la expresión (2.8), obteniendo el siguiente resultado:

$$M_e = 285,85 \text{ W}$$

Para el resto de los transformadores se procedió con la misma metodología obteniendo los resultados mostrados en la tabla 2-12, en la misma tabla se observa la diferencia entre los valores de pérdidas nominales durante el tiempo de operación de la máquina.

Tabla 2-12. Pérdidas eléctricas en función del tiempo de operación de los transformadores.

Fuente: Autores.

Marca	Potencia (kVA)	Años de Operación	Pérdidas medidas en el laboratorio		Pérdidas según el protocolo de pruebas		Diferencia entre pérdidas nominales en función de los años de operación	
			Pfe (W)	Pcu (W)	Pfe (W)	Pcu (W)	Pfe (W)	Pcu (W)
RYMEL	30	10,3	130	542	129	508	1	34
ABB	45	21	211,68	808	208	673	4	135
ECUATRAN	50	17	213,2	953	180	772	33	181
ABB	50	15	210	1.160	209	1.124	1	36
ABB	60	18,8	239,14	1.073	230	1.054	9	19
SIEMENS	60	21	242,7	930	239	924	3	6
ABB	75	18	287,4	1.417	279	1.359	8	58
ECUATRAN	75	26	228,35	1.562	230	1.300	-2	262
ABB	75	15	320	1.362	308	1.178	13	184
ECUATRAN	100	28,5	276,3	1.696	251	1.311	25	385
ECUATRAN	100	28,5	283,2	1.571	286	1.561	-3	10
ECUATRAN	75	22	221,11	1.587	225	1.302	-4	285
INATRA	60	25,3	289,2	1.281	237	1.052	52	229
ECUATRAN	50	25	176,86	1.050	181	837	-4	213
UNIAO	45	30,7	214,1	838	209	756	5	82

Para representar gráficamente los resultados obtenidos se obtienen las curvas de pérdidas en el cobre y en el hierro para cada transformador al inicio y al final de su vida operativa. En el anexo 4 se muestran estas curvas.

2.3.3. Análisis de resultados

El análisis realizado tuvo como objetivo establecer de manera directa la cantidad de potencia que el transformador pierde en el transcurso de su funcionamiento, esto mediante la comparación entre las pérdidas nominales de la máquina en dos tiempos distintos.

En la tabla 2-12 se pueden ver los resultados obtenidos tanto en las pérdidas del cobre y del hierro para los transformadores analizados. Las pérdidas en vacío de los transformadores medidos después de su retiro tienen una variación media del 0,20% anual con respecto a los valores del protocolo de pruebas, tomando en cuenta los errores que introducen los métodos estadísticos aplicados y la metodología de medición empleada antes y actualmente, se puede deducir que las pérdidas en el

hierro de los transformadores se mantienen prácticamente constantes a lo largo de la vida operacional de la máquina.

De acuerdo a la investigación realizada, se conoce que la edad puede tener un efecto sobre las pérdidas del hierro, pero esto sólo se aplica a los transformadores construidos antes de 1915. Diferentes fabricantes adoptaron núcleos de acero de silicio no envejecido² en diferentes momentos, pero en general entre 1905 y 1910. Las pérdidas actuales de hierro de estos transformadores más antiguos son generalmente superiores que las mostradas por las pruebas de fábrica.

Dentro de los transformadores analizados el más antiguo data de 1981 y sus pérdidas nominales en vacío se han mantenido prácticamente constantes durante los 30 años de funcionamiento que mantuvo el equipo, otros transformadores con menor tiempo de operación presentan mayores pérdidas sin carga, pero esto se puede atribuir a la fabricación o ensamblaje del equipo, en conclusión, podemos corroborar que las pérdidas en el hierro permanecen constantes con variaciones sumamente bajas con respecto a las mediciones iniciales realizadas en fábrica.

Con respecto a las pérdidas en el cobre se pueden observar que los resultados varían de un transformador a otro sin seguir relación alguna con respecto al tiempo de funcionamiento ni a la potencia nominal. De acuerdo a lo investigado se sabe que los incrementos en las pérdidas en los transformadores se originan principalmente en el cobre y dependen de factores como:

- Carga del transformador
- Funcionamiento interno
- Temperatura ambiente
- Materiales de construcción.

Cualquier falla o condición anormal de estos factores pueden provocar incrementos considerables en la temperatura interna de la máquina, produciendo un sobrecalentamiento de los conductores y por ende una modificación en las propiedades del aislante, el efecto de desgaste aumentará con el pasar de los años debido a la constante variación de temperatura, siendo este el motivo principal del incremento en las pérdidas en el cobre. Un aumento de la temperatura de 65 °C aumenta las pérdidas en cerca de un 25%, como se puede observar en la Figura 1-3.

De manera general tomando como base los resultados obtenidos muestran que el transformador que registra una mayor elevación de sus pérdidas en el cobre es una máquina marca ECUATRAN de 1986 con 28,5 años de funcionamiento, el valor que se pudo cuantificar es de 385 vatios, lo que representa una variación de 1,03% por cada año de operación con respecto al valor inicial. Para el

² El acero de silicio no envejecido es un acero especial con aleación de silicio cuyos efectos por envejecimiento son mínimos, su utilización en la fabricación de núcleos para transformadores permite una significativa reducción de las pérdidas por histéresis y por corrientes Foucault.

resto de equipos esta variación es aún menor, demostrando que las condiciones en las que funcionaron estos transformadores permitieron un alto rendimiento incluso en la parte final de su vida útil, en el anexo 4 se presentan las curvas de rendimiento de cada transformador al inicio y final de su trayecto operativo.

De los resultados obtenidos y del análisis realizado en esta sección se puede concluir que el tiempo operacional de los transformadores de distribución instalados en el sistema de distribución de la EERCS, no ejerce una influencia significativa en el aumento de sus pérdidas eléctricas, por lo que en este trabajo no se tomará en cuenta ningún factor de envejecimiento a la hora de programar la compensación de pérdidas en los sistemas de medición.

Hay que tomar en cuenta que al no contar con los protocolos reales de los equipos existe cierta incertidumbre en los resultados obtenidos estadísticamente, también se toma en cuenta el tamaño de la muestra el cual no permite tener una confiabilidad alta a la hora de presentar los resultados finales en este análisis de evolución de pérdidas.

2.4 Análisis de carga en transformadores de distribución

Como se mencionó anteriormente la carga del transformador será la variable de influencia en el estudio, ya que independientemente de la tarifa del cliente o de la potencia del transformador tanto el factor de carga como el factor de uso indicaran en qué porcentaje crecen o disminuyen las pérdidas eléctricas en estas máquinas. De la muestra recogida se tienen perfiles de carga con intervalos de diez minutos pertenecientes a transformadores de la CENTROSUR y perfiles con intervalos de 15 minutos correspondiente a clientes particulares. Para ambas muestras se realizará un mismo análisis de carga con el objetivo de contrastar los resultados entre ambos grupos.

2.4.1. Curva de carga diaria

Una curva de carga diaria está conformada por los valores instantáneos de la potencia o por los valores de las potencias medias en intervalos de tiempos dados. Las curvas de carga son medidas con equipos electrónicos que permite analizar la cargabilidad del transformador en intervalos de 10 y 15 minutos.

Los transformadores seleccionados a través del muestreo, son equipos trifásicos con sistemas de medición directo y semidirecto, cuyos datos fueron registrados durante un periodo aproximado de 30 días. Las curvas de carga diaria de cada transformador se obtuvieron calculando los valores medios para cada intervalo de 10 y 15 minutos. Se asume que el comportamiento es similar los días laborales, festivos y fines de semana, también se eliminaron los datos que indicaban situaciones anormales de carga, cortes de servicio o errores de medición.

2.4.2. Segmentación de la muestra en función de la carga

De los 299 perfiles de carga que se obtuvieron se calculó el factor de carga y el factor de utilización en función de la potencia nominal del transformador, de esta manera se consigue homogeneizar los datos para un análisis general. A continuación, se describe de manera breve los factores estudiados.

2.4.2.1. Factor de carga

El factor de carga (F_c) es la relación entre la potencia promedio consumida en un determinado tiempo y la potencia máxima registrada. El factor de carga nos indica la variabilidad de la carga, cuando su valor se encuentre más cercano a la unidad, menor variación existe, si por el contrario si este se encuentra próximo a cero, significa que habrá mayor diferencia entre valores máximos y mínimos, y por tal razón una potencia media pequeña. El factor de carga está representado por la siguiente ecuación.

$$F_c = \frac{\text{Demanda Promedio}}{\text{Demanda máxima}} \quad (2-9)$$

2.4.2.2. Factor de utilización

El factor de utilización me permite tener una idea de que tan bien está siendo utilizada la capacidad instalada de un equipo de transformación o de generación. En otras palabras, se puede definir como la relación entre la demanda máxima y la capacidad nominal del sistema en kW o kVA. Suele ser llamado coeficiente o índice de carga y viene dado por la siguiente expresión.

$$F_u = \frac{\text{Demanda máxima}}{\text{Capacidad Instalada}} \quad (2-10)$$

A partir de estos factores se puede agrupar la muestra dentro de seis estratos, de esta manera se realiza un análisis en función de la variabilidad y la utilización de la carga. En la tabla 2-13 se muestra la segmentación realizada y el tamaño de la población para cada uno de los estratos.

Tabla 2-13. Segmentación de las muestras en función de la carga.

Fuente: Autores.

Estrato	Rango del factor de carga	Rango del factor de utilización	Cantidad de transformadores de la CENTROSUR	Cantidad de transformadores particulares
I	0 - 0,55	0 - 0,30	10	36
II	0 - 0,55	0,30 - 0,6	9	25
III	0 - 0,55	0,6 - 1	1	2
IV	0,55 - 1	0 - 0,30	26	45
V	0,55 - 1	0,30 - 0,6	79	13
VI	0,55 - 1	0,6 - 1	48	4

Los anexos 1 y 2 muestran los factores de carga y utilización calculados para cada transformador particular y de la CENTROSUR respectivamente, así como también el estrato al que pertenecen en función de estos factores.

La muestra segmentada en función de la carga nos da una visualización más amplia de cómo es el funcionamiento tanto de los transformadores pertenecientes a la CENTROSUR como los particulares. En las siguientes gráficas se muestra la dispersión de los transformadores según el uso y la variabilidad de la carga.

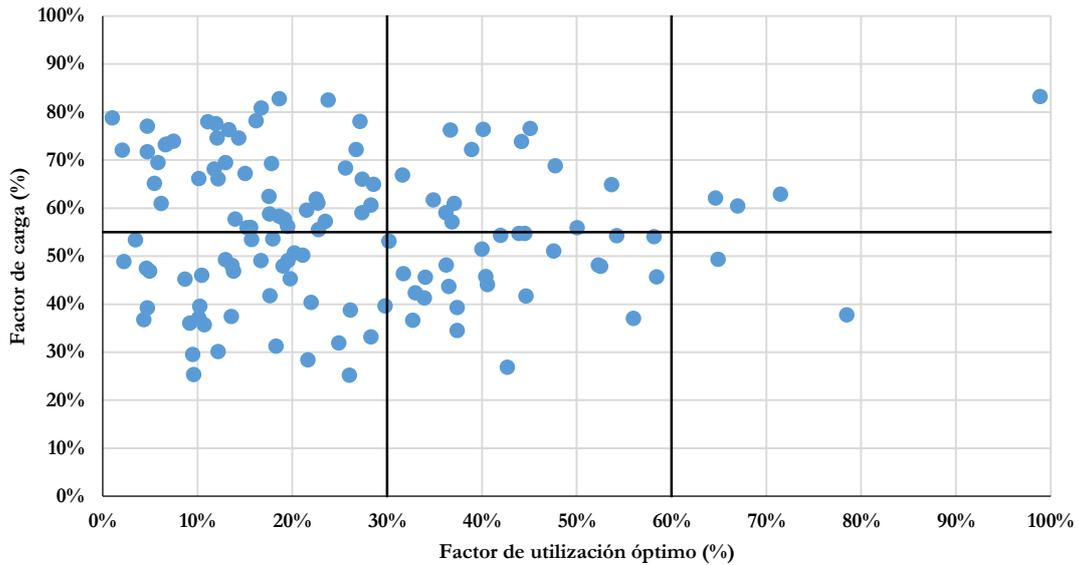


Figura 2-6. Dispersión de transformadores particulares según la carga.

Fuente: Autores.

Para el caso de la carga en los transformadores particulares la Figura 2-6 muestra que la gran mayoría se encuentran agrupados en los estratos I y IV, los cuales indican que todos estos equipos se encuentran con un factor de utilización menor o igual al 30 %, generando así porcentajes altos de pérdidas que no son facturadas por los medidores electrónicos normalmente utilizados. En la siguiente gráfica se muestra con más detalle el porcentaje que ocupa cada estrato.

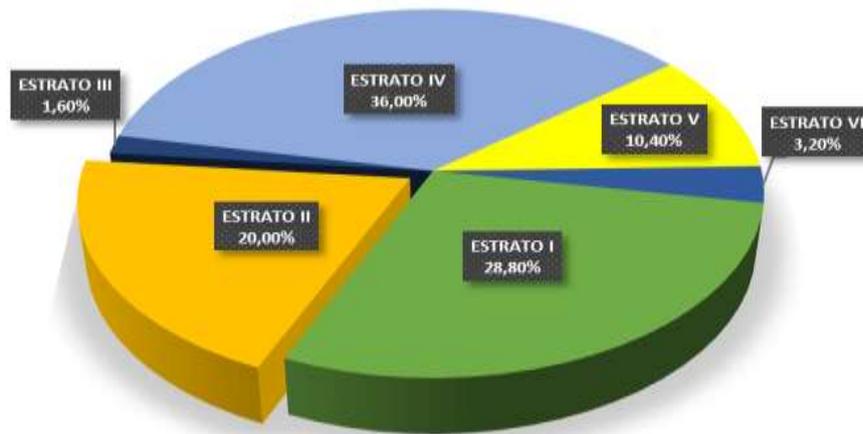


Figura 2-7. Representación porcentual de cada estrato según la carga (TD's Particulares).

Fuente: Autores.

Una situación ideal sería que tanto el factor de carga como el factor de utilización fuesen cercanos a la unidad, lo que indicaría que la carga permanece constante y el transformador se encuentra bien dimensionado de acuerdo al uso, sin embargo, esto no sucede.

De las gráficas anteriores podemos definir lo siguiente:

- De acuerdo al factor de utilización, el 64,8% de los transformadores estudiados se encuentran sobredimensionados (estrato I y IV), el 30,4% utilizan la carga de una manera aceptable (estrato II y V) y solo el 4,8% se encuentran dimensionados correctamente (estrato III y VI).
- En función del factor de carga, tomando como cargas ligeramente constantes las mayores al 55% y como cargas variables las menores o iguales al mismo valor, se puede notar que el 52% de los transformadores se encuentran operando con cargas con altamente variables (estrato I, II, III) y el 48% con cargas cercanas a la unidad (estrato IV, V, VI).
- El estrato que posiblemente represente mayores porcentajes de pérdidas con respecto energía medida, es el estrato I, esta deducción se origina en los bajos porcentajes de utilización de la capacidad instalada, lo que genera incrementos en los porcentajes de pérdidas en el hierro debido al sobredimensionamiento del equipo.

Para los transformadores pertenecientes a la empresa eléctrica CENTROSUR el análisis se realiza de la misma manera, la Figura 2-8 muestra la dispersión de estos transformadores según el uso y la variabilidad de la carga.

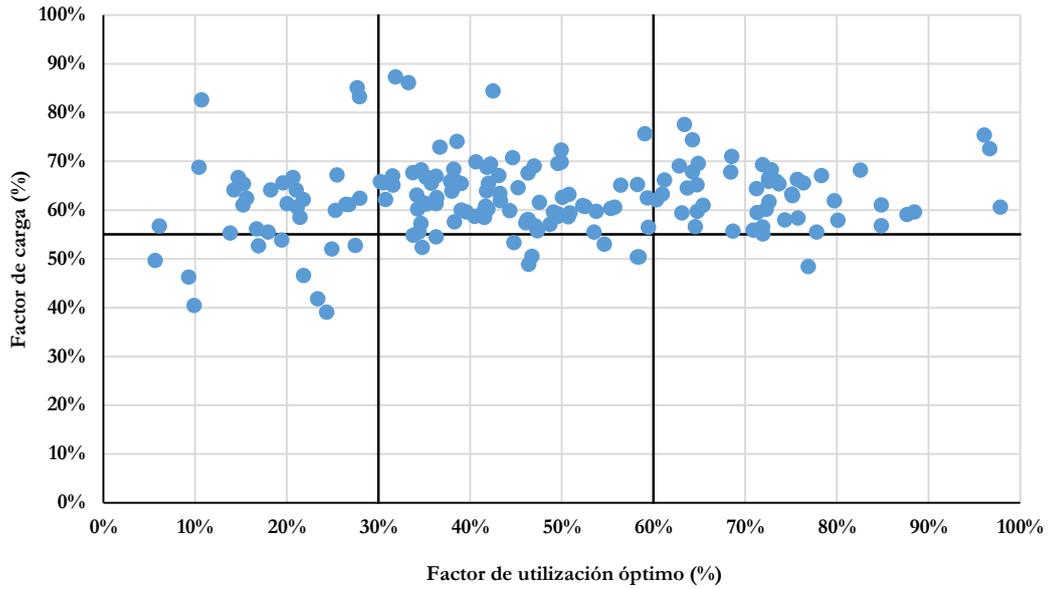


Figura 2-8. Dispersión de transformadores de la CENTROSUR según la carga.

Fuente: Autores.

Como se puede observar en la Figura 2-8 la dispersión de los transformadores de la CENTROSUR difiere notablemente de los particulares, manteniendo un factor de carga entre el 40 % y 90 % y un factor de utilización disperso sobre todo el eje de las abscisas. La Figura 2-9 muestra de manera más detallada que porcentaje ocupa cada estrato dentro de la muestra.

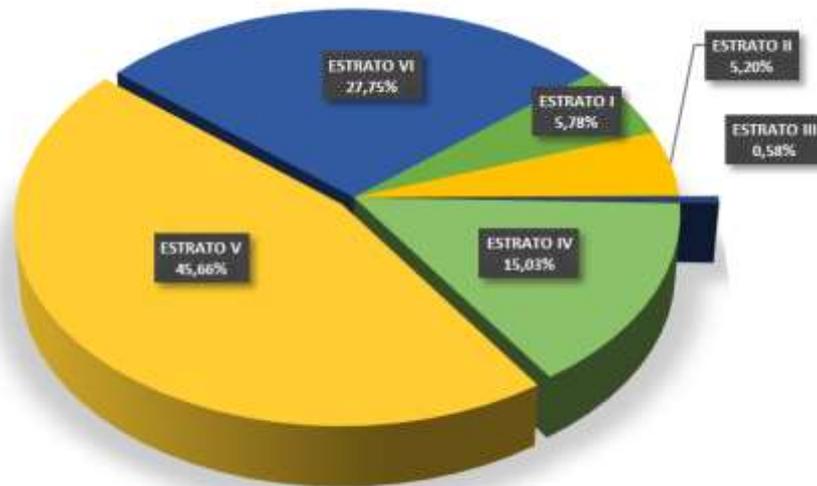


Figura 2-9. Representación porcentual de cada estrato según la carga (CENTROSUR).

Fuente: Autores

De las gráficas observadas se puede concluir lo siguiente:

- El 20,81 % de los transformadores analizados se encuentran sobredimensionados (estrato I y IV), el 50,86 % tienen un coeficiente de carga aceptable (estrato II y V) y el 28,33% se encuentran dimensionados correctamente (estrato III y VI).
- El 88,44 % de los transformadores se encuentran con un factor de carga superior al 55%, es decir con una carga poco variable.
- Los transformadores pertenecientes a la empresa regional CENTROSUR se encuentran mejor dimensionados que los transformadores particulares y tienen menor variabilidad en la carga, por lo que se puede asumir que los porcentajes de energía perdida en este grupo serán mucho menores que en los transformadores privados.

CAPÍTULO 3 : COMPENSACIÓN DE PÉRDIDAS Y ANÁLISIS ECONÓMICO

3.1 Introducción

En el presente capítulo, haciendo uso de la herramienta de análisis matemático GUI³-Matlab se elaborará la simulación del algoritmo de compensación en función del modelamiento de pérdidas del transformador. Los resultados obtenidos al realizar la compensación en el software serán comparados y evaluados con mediciones de prueba en el laboratorio de la empresa eléctrica y con mediciones realizadas en transformadores medidos en baja tensión por contadores que compensen la energía disipada en la etapa de transformación.

Una vez corroborado el modelo de compensación de pérdidas desarrollado en Matlab, se realizará la cuantificación de pérdidas de energía con la utilización de las curvas diarias de los clientes particulares obtenidos en el capítulo 2. Finalmente, se desarrollará un análisis económico que permita medir la factibilidad de utilizar contadores con compensación de pérdidas para registrar la energía real consumida por clientes con estación de transformación trifásica particular.

3.2 Algoritmo de compensación de pérdidas

Como se mencionó anteriormente en el capítulo 1, los medidores de estado sólido en la actualidad tienen incorporados algoritmos de compensación, que permiten, de manera automática y en caso de que la medición se encuentre en el lado de baja tensión, adicionar a los registros de medición las pérdidas que se generan en los transformadores y/o en las líneas de alimentación. La programación de estos medidores incluye una serie de parámetros de ambos elementos, en el caso del presente trabajo, se tomarán en cuenta únicamente las pérdidas en el transformador.

El algoritmo de compensación de pérdidas permite calcular indirectamente la energía disipada entre el punto de facturación y el punto de medición utilizando la teoría del transformador, la teoría de los circuitos y las corrientes y voltajes que circulan en la carga.

3.2.1. Modelo de pérdidas de los transformadores

El algoritmo fundamenta la compensación en el modelo de pérdidas del transformador, el cual considera las relaciones matemáticas entre los valores medidos de voltaje y la corriente. Estas relaciones son:

- Las pérdidas activas en vacío son proporcionales al cuadrado del voltaje (V^2).
- Las pérdidas activas a plena carga son proporcionales al cuadrado de la corriente (I^2).
- Las pérdidas reactivas en vacío son proporcionales a la cuarta potencia del voltaje (V^4).

³ Las GUI (también conocidas como interfaces gráficas de usuario o interfaces de usuario) permiten un control sencillo (con uso de ratón) de las aplicaciones de software, lo cual elimina la necesidad de aprender un lenguaje y escribir comandos a fin de ejecutar una aplicación.

- Las pérdidas reactivas a plena carga son proporcionales al cuadrado de la corriente (I^2).

Las pérdidas activas a voltaje y corriente nominal son dadas por el fabricante en la hoja de pruebas, mientras que las pérdidas reactivas se derivan de las pérdidas en kVA (dadas por la impedancia y la corriente de excitación) y por las pérdidas activas como se puede ver en las ecuaciones (1-1) y (1-2), dichas ecuaciones obtienen las pérdidas reactivas en vacío y a plena carga basándose en el triángulo de potencias. Las pérdidas que se obtienen en tiempo real serán calculadas en función de las pérdidas a plena carga y en vacío como se puede observar en las ecuaciones (1-3) a (1-10).

3.3 Ejemplo de compensación de pérdidas

En esta sección se mostrará un ejemplo de cómo se realiza el cálculo de la compensación de pérdidas para un transformador trifásico. La compensación para ejemplificar se realiza para un intervalo de una hora en el cual se dispone del valor de potencia activa y reactiva obtenido del perfil de carga registrado.

3.3.1. Cálculo de pérdidas del transformador aplicando método 1: "Modelamiento directo en base a las pérdidas del protocolo de prueba".

Parámetros y características del transformador

Nombre del cliente: FCA. LADRILLOS CESAR VIÑASACA

Dirección: San Andrés

Marca	Conexión	Código	P. Nominal (kVA)	Voltaje kV-V
<u>ECUATRAN</u>	<u>DYn5</u>	<u>21928</u>	<u>100</u>	<u>22-220</u>
Pérdidas Fe (W)	Pérdidas Cu (W)	Corriente de excitación (%In)	Impedancia a 85°C	
<u>271</u>	<u>1.327</u>	<u>2.6 %</u>	<u>3.2%</u>	

RDT de transformadores de medida: CT: 200/5 VT: 1/1

Tipo de Medición: Semidirecta

Cálculo de las pérdidas (Watts)

Para el cálculo de las pérdidas tomamos el registro del perfil de carga del 9/1/2016 desde las 13:15 hasta las 14:00.

Fecha	Hora	Intervalo	P (W)	Q(VARs)
9/1/2016	13:15	15	12.756	13.704
9/1/2016	13:30	15	13.104	14.124
9/1/2016	13:45	15	12.324	14.232
9/1/2016	14:00	15	12.324	13.812

Para simplificar el cálculo se obtiene la carga equivalente en una hora aplicando un promedio de acuerdo a lo visto en la sección 1.6.3, ya que los datos se disponen en intervalos de 15 minutos el resultado es también la energía medida en ese tiempo.

$$L_{eq} = \frac{12.756 + 13.104 + 12.324 + 12.324}{4} = \mathbf{12.627 W}$$

$$L_{eq} = \frac{13.704 + 14.124 + 14.232 + 13.812}{4} = \mathbf{13.968 VARs}$$

A partir de estos resultados se obtiene factor de potencia y la corriente nominal en el secundario del transformador.

$$\text{Cos } \varphi = \text{arcotangente} \left(\frac{13.968}{12.627} \right)$$

$$\text{Cos } \varphi = \mathbf{0,67}$$

$$I_{1n} = \frac{100.000VA}{\sqrt{3} * 220V} = \mathbf{262,47 A}$$

Asumiendo una variación mínima de voltaje del 2% con respecto al voltaje de fase, se calcula la corriente que circula por la carga.

$$I_{actual-TCp} = \frac{P}{3 * \text{Cos } \varphi * V_{actual}} \quad (3-1)$$

$$I_{actual} = \mathbf{50,41 A}$$

El valor obtenido se divide para la relación de transformación y se obtiene la corriente que circula por la carga referida al secundario del TC.

$$I_{actual-TCs} = \frac{50,413}{40} = \mathbf{1,26 A}$$

Con estos datos se aplica el primer método de acuerdo a las ecuaciones (1-7) y (1-8).

$$LWFe = 271 * \left(\frac{124,5 * 1}{127} \right)^2 = \mathbf{260,44 W}$$

$$LWcu = 1327 * \left(\frac{1,2603 * 40}{262,7} \right)^2 = \mathbf{48,87W}$$

Las pérdidas activas el 9/1/2016 desde las 13:15 hasta las 14:00 son:

$$LW_{\text{totales}} = 260,44 + 48,867 = \mathbf{309,307 W}$$

Cálculo de las pérdidas (VARs)

Utilizando las ecuaciones (1-9) y (1-10) se obtienen las pérdidas reactivas en el hierro a voltaje nominal y en el cobre a plena carga.

$$LV_{\text{Fe}_{\text{TXtest}}} = \sqrt{\left(100.000 * \frac{2,6}{100}\right)^2 - (271)^2}$$

$$LV_{\text{Fe}_{\text{TXtest}}} = \mathbf{2.586 \text{ VARs}}$$

$$LV_{\text{Cu}_{\text{TXtest}}} = \sqrt{\left(100.000 * \frac{3,2}{100}\right)^2 - (1.327)^2}$$

$$LV_{\text{Cu}_{\text{TXtest}}} = \mathbf{2.911,8844 \text{ VARs}}$$

A partir de los resultados obtenidos se calcula las pérdidas reactivas reales con la aplicación de las ecuaciones (1-4) (1-6)

$$LV_{\text{Fe}} = 2586 * \left(\frac{124,5 * 1}{127}\right)^4 = \mathbf{2.388 \text{ VARs}}$$

$$LV_{\text{Cu}} = 2911,8844 * \left(\frac{1,2603 * 40}{262,7}\right)^2 = \mathbf{107,268 \text{ VARs}}$$

Las pérdidas reactivas el 9/1/2016 desde las 13:15 hasta las 14:00 son:

$$LV_{\text{totales}} = 2.388 + 107,268 = \mathbf{2.495,268 \text{ VARs}}$$

3.3.2. Cálculo de las pérdidas en el transformador aplicando el método 2: “Modelamiento en función de constantes porcentuales”.

Este segundo método difiere del primero únicamente en el ingreso de los parámetros, en este caso se obtienen las constantes porcentuales, para lo cual primero se obtiene la potencia en el primario de los transformadores de medida a valores nominales de medidor, para esto se hace uso de la ecuación (1-15)

$$P \text{ en el primario (VA)} = (127) * (1) * (6,56) * (40) * (3)$$

$$P \text{ en el primario (VA)} = \mathbf{100.000 \text{ VA}}$$

Como se observa los valores nominales del medidor son los valores nominales en el secundario del transformador, si el resultado fuese distinto significaría que existen errores en los cálculos de la compensación.

A partir de este valor se determinan las constantes porcentuales aplicando las expresiones (1-11 a 1-14) como se muestra a continuación.

$$\%LWCu = \frac{1.327}{100.000} * 100\% = \mathbf{1,33\%}$$

$$\%LVFE = \frac{2.586}{100.000} * 100\% = \mathbf{2,58\%}$$

$$\%LVCu = \frac{2.911,884}{100.000} * 100\% = \mathbf{2,91\%}$$

Estas constantes de pérdidas son las que se programan en el medidor, a través de las ecuaciones (1-16 a 1-19) se obtienen los resultados de las pérdidas en vatios.

$$LWFe = \frac{0,271\%}{100} * 100.000 * \left[\frac{124,5}{127} \right]^2 = \mathbf{260,44 W}$$

$$LVFe = \frac{2,586\%}{100} * 100.000 * \left[\frac{124,5}{127} \right]^4 = \mathbf{2.388,3 W}$$

$$LWCu = \frac{1,327\%}{100} * 100.000 * \left[\frac{50,413}{6,56 * 40} \right]^2 = \mathbf{48,98 W}$$

$$LVCu = \frac{\%2,912}{100} * 100.000 * \left[\frac{50,413}{6,56 * 40} \right]^2 = \mathbf{107,48 W}$$

Los resultados son prácticamente los mismos ya que los datos utilizados también lo son, como ya se ha mencionado el método solo difiere en el ingreso de los parámetros y si estos son correctos siempre se obtendrán resultados similares.

3.4 Simulación en Gui-Matlab

La implementación de una interfaz GUI en Matlab también conocida como interfaz gráfica de usuario permite un control sencillo sobre el uso del algoritmo de compensación, se encuentra constituida por un conjunto de comandos o menús, instrumentos y métodos, por medio de los cuales el usuario se comunica con el programa durante las operaciones que se desean realizar, facilitando de esta manera la entrada y salida de datos e información.

El algoritmo necesita argumentos de entrada concretos y una configuración específica para generar resultados de forma correcta, lo que hace que su utilización se vea limitada únicamente a usuarios que conozcan su funcionamiento, por esta razón se realiza la interfaz gráfica en lenguaje MATLAB facilitando el manejo del mismo. La aplicación deberá gestionar las fórmulas que conforman el algoritmo, así como la información necesaria para su correcto funcionamiento, sustituyendo dichas formulas y datos por una aplicación compacta que conserva la funcionalidad original del algoritmo.

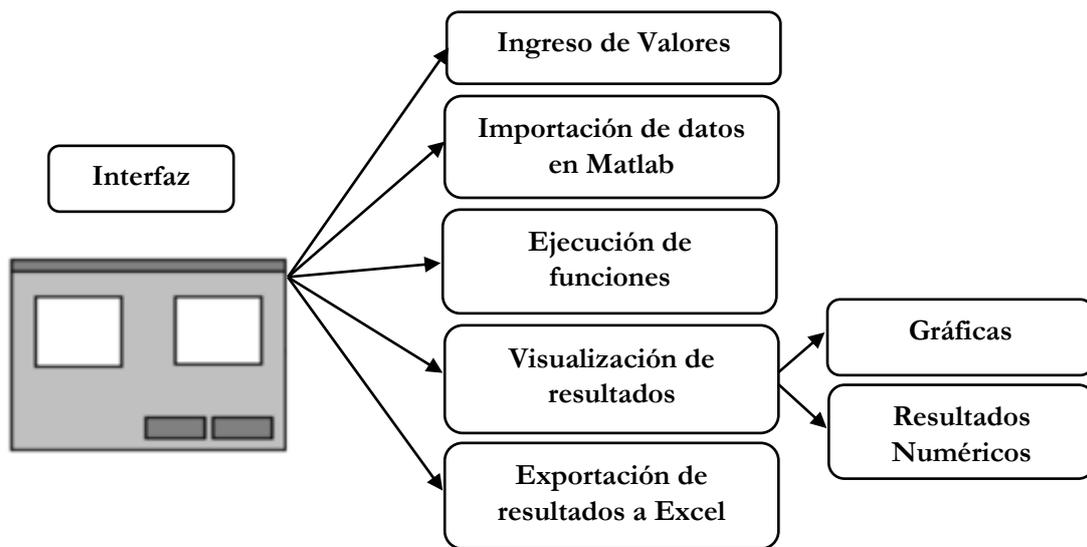


Figura 3-1. Funciones que desempeñara la Interfaz gráfica.
Fuente: Autores.

La aplicación deberá importar el perfil de carga de Excel con datos de demanda reactiva y activa en intervalos de 10 y 15 minutos, estos valores serán tratados internamente permitiendo obtener los siguientes resultados:

- Curva de carga sin aplicar la compensación
- Curva de carga aplicando un factor de recargo del 2% por pérdidas en transformadores, según indica el pliego tarifario vigente.
- Curva de carga obtenida con la aplicación del algoritmo de compensación.
- Energía compensada en kWh.
- Porcentajes de energía no facturada.
- Factor de potencia antes y después de la compensación.
- Perfil de carga con y sin compensación exportado a Excel.

Dentro de la simulación se agregó un modo de prueba con la finalidad de contrastar los resultados obtenido con las pruebas realizadas en el laboratorio de CENTROSUR.

3.4.1. Diseño de la interfaz

La interfaz GUI fue diseñada de tal forma que el usuario pueda comprender tanto los parámetros de ingreso como los resultados obtenidos de una manera sencilla, los datos necesarios se encuentran en el protocolo de pruebas del transformador y en la placa del medidor.

El diseño realizado permite visualizar tres diferentes ventanas entrelazadas entre sí, permitiendo al usuario un mejor manejo y comprensión.

3.4.1.1. Ventana de presentación

En esta ventana se visualiza el título del tema, se ingresa a la siguiente ventana pulsando el botón de inicio.



Figura 3-2. Ventana de presentación e ingreso.

Fuente: Autores.

3.4.1.2. Ventana principal

Dentro de esta ventana se realiza la selección del análisis de la compensación de pérdidas según los datos o el perfil de carga que se ingresará. Cada uno de estos escenarios se explica a continuación.



Figura 3-3. Ventana de selección del análisis a realizar.

Fuente: Autores.

➤ Ventana Perfil de carga diario

Esta ventana permitirá importar el perfil de carga diario de Excel con datos de demanda reactiva y activa en intervalos de 10 y 15 minutos, esto con la finalidad de analizar de manera más eficiente como actúa la curva de carga diaria equivalente de un cliente durante distintos horarios. Los datos serán tratados internamente permitiendo obtener los siguientes resultados:

- Curva de carga sin aplicar la compensación

- Curva de carga aplicando un factor de recargo del 2% por pérdidas en transformadores, según indica el pliego tarifario vigente.
- Curva de carga obtenida con la aplicación del algoritmo de compensación.
- Energía compensada en kWh.
- Porcentajes de energía no facturada.
- Factor de potencia antes y después de la compensación.
- Perfil de carga con y sin compensación exportado a Excel.

La ventana consta de varios botones, textos editables y no editables donde el usuario podrá ingresar diferentes valores para el cálculo. A continuación, se explica detalladamente cada una de sus partes:

Figura 3-4. Ventana para el análisis del perfil de carga diario equivalente.

Fuente: Autores.

- **Sección 1:** Se ingresan los parámetros del transformador
- **Sección 2:** Se ingresa la relación de transformación de los TCs, la cual depende de la corriente nominal del transformador en lado medido.
- **Sección 3:** Se ingresa la tensión de fase del transformador de potencia correspondiente al lado medido y el número de elementos que representan las bobinas de corriente y tensión que conforma el medidor.
- **Sección 4:** Se ingresa la tarifa del cliente para poder obtener un costo de la energía no facturada.
- **Sección 5:** Se selecciona el intervalo de demanda del perfil de carga que se analizará.

- **Sección 6:** Es esta parte se visualizará valores correspondientes a aplicar el método 1 “Hoja de prueba” explicado en capítulo 1, dichos resultados se visualizarán al pulsar el botón “Calcular compensación método 1”.
- **Sección 7:** En esta sección se encuentran los botones que permitirán visualizar los resultados.



Figura 3-5. Ventana de resultados.
Fuente: Autores.

Al pulsar el botón “Curvas de carga” se abrirá una pantalla donde se visualizará la curva carga diaria con compensación, sin compensación y aplicando un factor de recargo del 2% por pérdidas en transformadores.

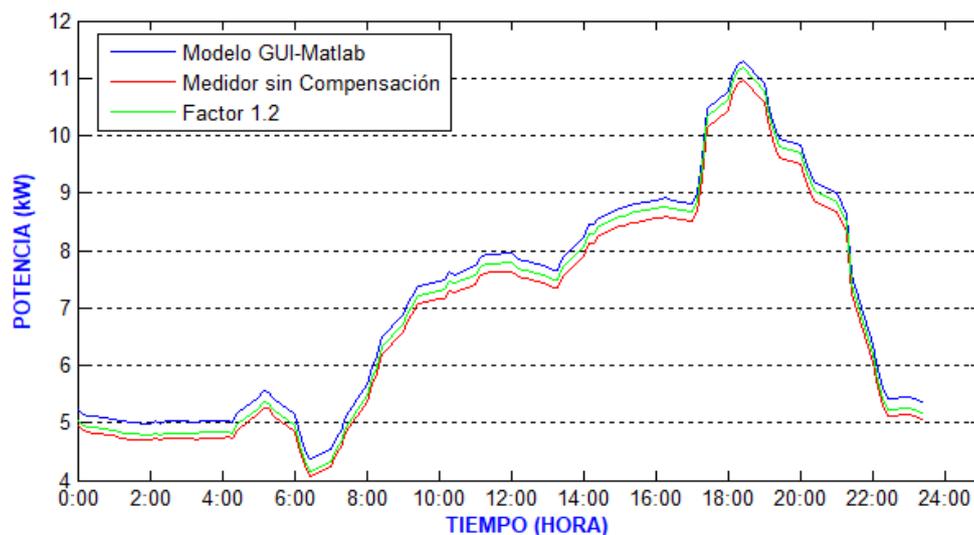


Figura 3-6. Curva de carga diaria equivalente obtenida.
Fuente: Autores.

- **Sección 8:** En esta parte se visualizan los resultados al aplicar el método 2 “Contantes de pérdidas” explicado en el capítulo 1, dichos resultados se visualizarán al pulsar el botón “Calcular compensación método 2”.

- **Método de Prueba**

Esta ventana fue creada con la finalidad de contrastar los resultados obtenido con las pruebas realizadas en el laboratorio de la CENTROSUR. Los datos que serán ingresados en los textos editables de esta pantalla son los mismos valores que se ingresan en la sección 1, 2, y 3 de la ventana “Perfil de carga diaria promedio”. Un dato adicional es que esta ventana solicita la corriente actual en la carga, la misma que permitirá obtener la compensación para dicho valor puntual mediante el método 2 “Contantes de pérdidas”. En la sección 5 de la Figura 3-7 se visualizarán los valores correspondientes al aplicar el método 2, dichos resultados se presentan al pulsar el botón “Calcular”.

Datos de Placa del TD	
Potencia Nominal (KVA)	50
Voltaje Secundario (V)	220
Cos (fi)	1

Datos de Protocolo del TD			
Po (W)	286	Pcc (W)	1045
%exc	3.2	%Zcc	3.5

Datos de los TCs	
TCs Primario	200
Tcs Secundario	5

Datos Del medidor	
Numero de elementos	3
Voltaje en la Carga	127
Corriente en la Carga	131.23

Datos de perdidas en %	
LWFe Iron watts correction	0.572
LWCu Copper watts correction	2.09
LVFe Iron VARS correction	3.14846
Iron watts correction	2.80747

Corriente nominal del Medidor (A)	3.2804
Voltaje nominal del Medidor (V)	127.017

Perdidas		Perdas Totales	
LWFe =	285.923	LWtotales	1331.15
LWCu =	1045.22	LVtotales	2977.42
LVFe =	1573.39		
LVCu =	1404.04		

Potencia sin compensar (W)	1249.97
Potencia con compensación (W)	1283.24
Potencia sin compensar (VARs)	0
Potencia con compensación (VARs)	74.4355

Calcular

Figura 3-7. Interfaz gráfica del método prueba.

Fuente: Autores.

➤ Perfil de n Valores

Mediante esta ventana se podrán analizar perfiles conformados por n valores de potencia activa y reactiva, para esto se realizará un barrido completo de los datos del perfil encontrados en Excel, siendo estos exportados a Matlab, donde serán tratados internamente, entregando al usuario los mismos resultados que al seleccionar la ventana “Perfil de carga diario”. La única diferencia es que se podrá ingresar un perfil de carga de n días, donde el eje x será representado por el número de intervalos de demanda en lugar de la hora.

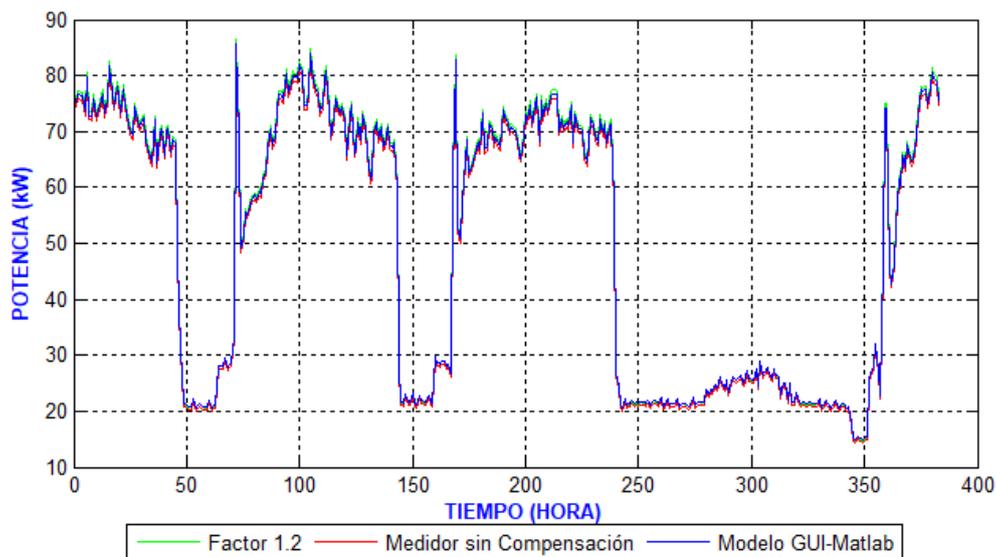


Figura 3-8. Perfil de carga de n días.

Fuente: Autores.

La grafica anterior muestra un perfil de carga de 4 días consecutivos, es decir 384 mediciones en intervalos de 15 minutos, a diferencia de utilizar la curva de carga diaria equivalente no es posible realizar un análisis más profundo del comportamiento de la carga en función del tiempo.

3.4.2. Programación de la interfaz

Finalizado el diseño de la interfaz gráfica por el usuario en cuanto a componentes y propiedades de los mismos, se generará un archivo de texto de extensión *.m automáticamente, el mismo que tiene una estructura que consta de un encabezado de inicialización y líneas de código correspondiente a diferentes subrutinas (callbacks) creadas por el usuario al momento de introducir los componentes a la interfaz GUI. Dentro de las diferentes subrutinas se escribirán códigos necesarios para la obtención de resultados, a continuación, se explican cada uno de ellos y la función que cumplen dentro de la interfaz.

3.4.2.1. Extracción de datos del perfil de carga

Para la importación de los valores de potencia activa y reactiva a un determinado tiempo se utilizó un comando de Matlab llamado “Xlsread”. Este comando importa los datos de una hoja de cálculo de Excel a una variable de tipo Array. La forma más simple de utilizar este comando es:

$\text{Nombre}_{\text{Variable}} = \text{xlsread}(\text{"nombre}_{\text{Fichero}}", \text{'nombre}_{\text{lámina}}', \text{'rango'})$

Donde:

- *"nombre_{Fichero}"* es el nombre del fichero de Excel. La ubicación de archivo debe estar en la ruta de búsqueda de Matlab
- Si el archivo Excel importado tiene más de una hoja de cálculo solo se importan los datos de la primera de la hoja
- El nombre de la lámina debe introducirse como cadena
- El rango es una región definida por el usuario dentro de una hoja de Excel

El perfil de carga contiene columnas donde se encuentran valores de potencia activa, reactiva al mismo intervalo de demanda del perfil importado.

Mediante el comando “*Xlsread*” se importan los valores de las columnas Hora, Potencia activa medida (kW), Potencia reactiva medida (kVAR), almacenándolos en diferentes variables de tipo Array, en el siguiente código se muestra las variables designadas para almacenar los datos importados de Excel:

```
nombreDeARCHIVO = 'Ingreso de datos.xlsx';
Hoja = 1;
xlRange13 = 'H7:H102'; xlRange14 = 'I7:I102'; xlRange15
= 'J7:J102'

%=== Extracción de valores cada 15 minutos =====

p= Xlsread ('Ingreso de datos.xlsx', hoja, xlRange13);
T= Xlsread ('Ingreso de datos.xlsx', hoja, xlRange15);
Q= Xlsread ('Ingreso de datos.xlsx', hoja, xlRange14);

%=== Extracción de valores cada 10 minutos=====

nombreDeARCHIVO = 'Ingreso de datos.xlsx';
hoja = 1;
xlRange13 = 'M7:M150'; xlRange14 = 'N7:N150'; xlRange15
= 'O7:O150'
```

Figura 3-9. Código fuente para la importación de los perfiles de carga a GUI-Matlab.
Fuente: Autores.

El nombre del fichero de Excel lleva como nombre “*Ingreso de Datos*”, el perfil que se desea importar a *Matlab* se encuentra en la hoja 1, los rangos que contienen los caracteres para perfiles de 15 y 10 minutos son los siguientes:

- Rango en el cual se encuentran los valores de potencia activa para perfiles de 15 y 10 minutos son: 'H7:H102'- 'M7:M150' respectivamente, almacenados en la variable tipo Array “p”.
- Rango en el cual se encuentran los valores de potencia Reactiva para perfiles de 15 y 10 minutos son: 'I7:I102'- 'N7:N150' respectivamente, almacenados en la variable tipo Array “Q”.
- Rango en el cual se encuentran los valores de Tiempo para Perfiles de 15 y 10 minutos son: 'J7:J102' - 'O7:O150' respectivamente, almacenados en la variable tipo Array “T”.

3.4.2.2. Asignación y obtención de valores en los cuadros de texto.

Para poder obtener los valores introducidos por el usuario se utiliza el comando “get”, el mismo que permite extraer el valor y almacenarlo en una variable.

Antes de memorizar el valor en una variable es preciso llevar a cabo una transformación de tipo de variable, por medio del comando “str2num” el cual convierte una matriz de caracteres en una matriz numérica.

$$\text{Nombre de la variable} = \text{str2num}(\text{get}(\text{handles. text}, ' \text{String}'))$$

Donde:

handles. text = Tag asignado a un Edit text.

Para la asignación de los resultados a los diferentes “static text” se utiliza el comando “set”

$$\text{set}(\text{handles. text1}, ' \text{String}', \text{Nombre de la variable})$$

Donde:

handles. text1 = Tag asignado a un static text.

3.4.2.3. Extracción de cada dato que conforma el perfil de carga

El estudio identifica cada dato que contiene el perfil de carga, por lo que se extrae cada valor que contiene el Array, a través de un método llamado “Extracción por puntero”. Mediante este método se podrá obtener los datos unitarios que contienen las variables de tipo Array (P), (Q), utilizando la siguiente expresión de Matlab:

$$\text{Nombre}_{\text{variable}} = [\text{Nombre}_{\text{Array}}(\text{Fila}, \text{Columna})]$$

Donde:

Nombre_{variable} = Variable donde se guardará el valor extraído.

Nombre_{Array} = Nombre del Array que se desea extraer la variable.

Fila = Posiciona en que fila se encuentra el valor a ser extraído.

Columna = Posiciona en que columna se encuentra el valor a ser extraído.

Con estos valores se procede a programar las ecuaciones descritas en el capítulo 1.

3.5. Contratación de resultados del modelo desarrollado

Las pruebas en el laboratorio métrico y en medidores con compensación ya instalados permiten contrastar los resultados del algoritmo del medidor electrónico con el algoritmo elaborado en Gui-Matlab, con un error mínimo se podrá proceder a cuantificar las pérdidas en los transformadores mediante el modelo elaborado de pérdidas y la caracterización de los perfiles de carga realizada en el capítulo 2.

3.5.1. Pruebas en el laboratorio de la CENTROSUR

Los medidores con compensación de pérdidas utilizados en la CENTROSUR son principalmente provistos por el fabricante ELSTER, la funcionalidad de compensación de pérdidas está disponible solo en los equipos con dos y tres elementos conectados a TCs. En la Figura 3-10 se describe la información que muestra el medidor.

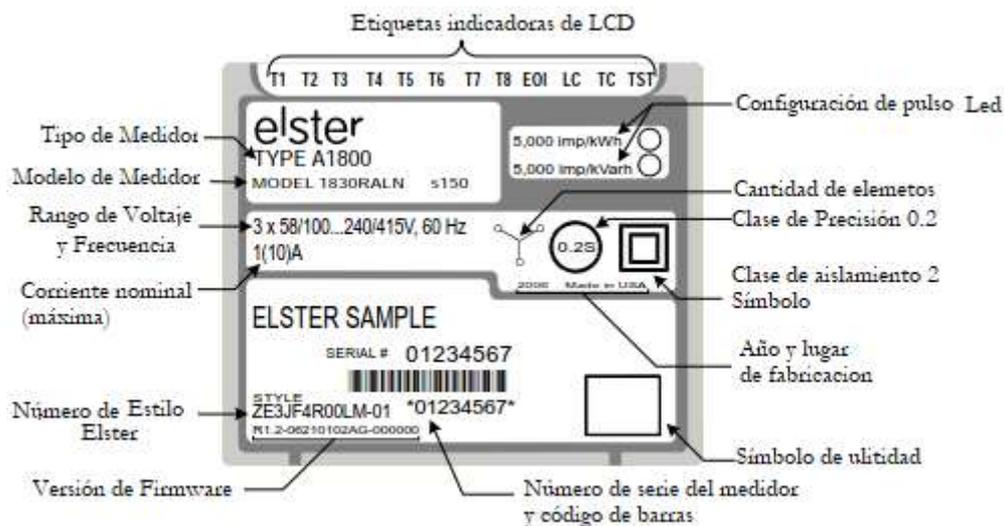


Figura 3-10. Placa de identificación de muestra [29].

La metodología utilizada para la programación de los medidores con compensación de pérdidas en principio es la misma que es utilizada para cualquier otro medidor que ingresa al laboratorio, la diferencia está en el ingreso de los parámetros de pérdidas obtenidos del protocolo del transformador, a continuación, se enlistan los pasos a seguir, los mismos que fueron facilitados por el Departamento de Control de la Medición de la CENTROSUR.

- **Paso 1:** Revisar los parámetros y especificaciones requeridos para configurar (programar) el contador de energía eléctrica, según requerimiento o en base a la Orden de Instalación.

- **Paso 2:** Ingresar al software de programación correspondiente, se deberá digitar el usuario y contraseña.
- **Paso 3:** Conectar el interfaz de comunicación y establecer comunicación entre la PC y el contador de energía, se deberá verificar si la comunicación es correcta.
- **Paso 4:** Ingresar los parámetros requerido como: constantes, relación de transformadores de medición, umbrales, nombre del cliente, etc. No se debe de olvidar de ingresar la contraseña de seguridad para el contador de energía. Generalmente los softwares de aplicación permiten tener almacenados las plantillas diseñadas previamente para cada tipo de tarifa, esto facilita y reduce el tiempo en la configuración (programación) del contador de energía.
- **Paso 5:** Escribir la configuración requerida en el Contador de energía. Se deberá observar que se ha cumplido con éxito el procedimiento de escribir (programar) el medidor.
- **Paso 6:** Verificar que las constantes resultantes, es decir el factor de multiplicación interno sea el correcto. Para lo cual se deberá realizar la siguiente comprobación:

$$k_e = \frac{ITC_{primario}}{ITC_{secundario}} * \frac{VTC_{primario}}{VTC_{secundario}} * \frac{kh}{Num. impulsos} \quad (3-2)$$

Donde:

ITC_{primario} = Es el valor de la intensidad nominal de corriente en el lado primario del transformador de corriente, en amperios.

ITC_{secundario} = Es el valor de la intensidad nominal de corriente en el lado secundario del transformador de corriente en amperios.

VTP_{primario} = Es el valor de la tensión nominal en el lado primario del transformador de potencial, en voltios.

VTP_{secundario} = Es el valor de la tensión nominal en el lado secundario del transformador de potencial, en voltios.

kh = Constante del contador de energía en Wh/pulso.

Num de impulsos = Es la constante de pulsos del contador de energía.

- **Paso 7:** Se deberá verificar si se requiere compensación de pérdidas para lo cual se modela el transformador de distribución de acuerdo a su protocolo de pruebas considerando los valores de las pruebas de cortocircuito, vacío, y el valor de la impedancia del transformador de distribución. De igual forma se deberá escribir esta configuración en el contador (Paso 5).

- **Paso 8:** Conforme a los requerimientos solicitados, se procede a almacenar la información del contador de energía en la base de datos del banco calibrador, y de ser necesario, se realiza una impresión de la pantalla con la configuración escrita (programada) en el medidor, tomar datos físicos y realizar una lectura del contador.

La prueba de lectura se realiza utilizando el sistema trifásico automático, descrito en el anexo 5, este equipo sirve como banco de calibración, el procedimiento consiste en ingresar un valor de corriente y voltaje de acuerdo a los valores nominales que puede recibir el medidor, y un factor de potencia para obtener valores de potencia reactiva. En la Figura 3.11 y 3.12 se muestra la conexión del medidor al emulador de carga “WECO”.

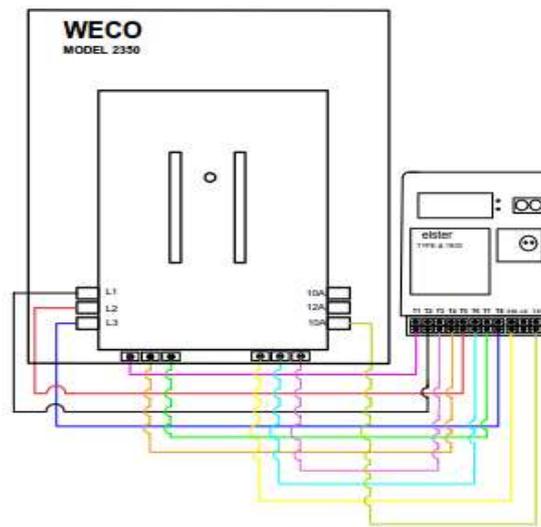


Figura 3-11. Esquema de conexión del medidor al emulador de carga (WECO)
Fuente: Autores



Figura 3-12. Esquema de conexión para la programación y prueba del medidor con compensación.
Fuente: Autores.

El medidor deberá tener activada la compensación de pérdidas, de esta manera el registro que muestre podrá ser contrastado con el valor obtenido en el modelo simulado en Matlab.

Al elegir el modo de prueba en el modelo elaborado en Gui-Matlab podremos ingresar los mismos datos adicionales que se ingresan en el laboratorio para emular la carga, los parámetros introducidos y la contrastación resultante entre el medidor con compensación de pérdidas y el modelo desarrollado se muestran las tablas 3-1 y 3-2 respectivamente.

Tabla 3-1. Parámetros para la realización de pruebas en el laboratorio de la CENTROSUR.

Fuente: Autores.

Número de Prueba	Datos del Transformador						Datos de los TC'S		Datos para el banco "WECO"		
	Pn (kVA)	Pfe (W)	Pcu (W)	Iexc (%)	Zcc (%)	Vll (V)	Ip (A)	Is (A)	Vprueba (V)	Iprueb (A)	Fp
1	50	286	1.04	1,98	3,92	220	200	5	120	0	1
2	50	286	1.04	1,98	3,92	220	200	5	120	3	1
3	50	286	1.04	1,98	3,92	220	200	5	127	3,28	1
4	100	314	1.63	1,453	3,97	220	300	5	125	4	0,5
5	100	314	1.63	1,453	3,97	220	300	5	125	2,5	0,8
6	200	632	2.52	2,6	3,2	220	300	5	127	0,5	0,5
7	200	632	2.52	2,6	3,2	220	300	5	127	0,5	1

Una vez ingresados los parámetros se tiene que esperar por un tiempo, según el intervalo de demanda al que fue programado el medidor, el cual puede ser 10,15 o 30 minutos, por lo general los medidores son programados para una integración en intervalos de 15 minutos, en el transcurso de este tiempo se podrá obtener la lectura del medidor, cabe destacar que durante este lapso la carga es constante, el medidor con compensación de pérdidas basa sus cálculos en función de la corriente y el voltaje medidos, por lo que al ingresar datos puntuales no existe variación, a diferencia de un medidor colocado en campo donde la carga puede variar continuamente dependiendo de la utilización de la misma.

Tabla 3-2. Contrastación de resultados de las pruebas en el laboratorio de la CENTROSUR.
Fuente: Autores.

N° Prueba	Valores Medidos		Valores Calculados		Error (%)	
	P(W)	Q(Var)	P(W)	Q(Var)	P(W)	Q(Var)
1	256	756	255,27	755,072	0,284%	0,123%
2	44.320	2.144	44.329,26	2.141,9	0,020%	0,098%
3	51.308	2.588	51.317,87	2.605,06	0,019%	0,659%
4	46.653	82.280	46.663,18	82.302,39	0,021%	0,027%
5	45.823	36.246	45.835	36.264,05	0,026%	0,049%
6	11.950	1.265	11.960,74	1.273,47	0,089%	0,669%
7	6.282	11.080	6.246	11.172,14	0,573%	0,832%

Como se puede observar en la tabla de resultados los errores obtenidos entre lo calculado y lo medido están por debajo del 1%, estos resultados permiten corroborar el correcto funcionamiento del modelo desarrollado.

Para proceder a realizar las pruebas en campo, se realizó la programación y calibración de los medidores que se instalarán, dichas pruebas permitieron verificar que los equipos funcionan de manera correcta y eficiente, en la Figura 3-13 se muestra el esquema de la conexión realizada en laboratorio y que posteriormente se ejecutó en campo.

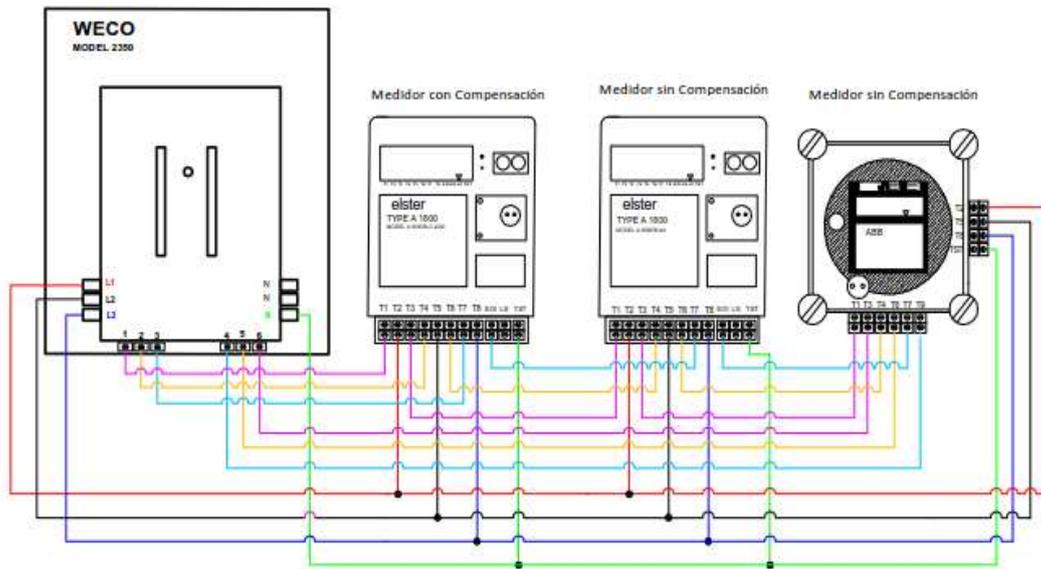


Figura 3-13. Conexión en cascada para programación y calibración de los medidores de prueba.
Fuente: Autores.

Los medidores ELSTER y ABB sin compensación de pérdidas deberán reflejar una lectura semejante entre sí y entre el valor dado por el banco de calibración. Los datos para la prueba en el emulador de carga son los mismos que se muestran en las pruebas 6 y 7 de la tabla 3-1.

Tabla 3-3. Resultados de calibración y programación de medidores de prueba.
Fuente: Autores.

Banco de Prueba(W)	Medidor 1 (W)	Medidor 2 (W)	Error Banco-M1	Error Banco-M2	Variación M1-M2
11430	11464	11452	0,29%	0,18%	0,10%
5715	5764,8	5754	0,68%	0,87 %	0,19%

Los resultados muestran una pequeña variación en los registros, con errores absolutos que van desde los 10 a 40 vatios aproximadamente, estos errores se pueden atribuir a la eficiencia de los equipos de medición, dichos errores no representan un problema en el estudio pues no sobrepasan el 1%, por lo que los resultados esperados en campo deberían ser suficientemente aproximados para corroborar el modelo desarrollado.

3.5.2. Pruebas de campo en medidores con compensación de pérdidas

Con las pruebas en campo se corroboró el funcionamiento del algoritmo de compensación en un entorno real. Para esto se conectó en serie-paralelo al medidor con compensación de pérdidas un medidor de prueba que registre la demanda del cliente sin aplicar la compensación, dicho perfil será ingresado al modelo en Gui-Matlab que cuenta con la metodología utilizada en el algoritmo con compensación de pérdidas, al obtener el perfil compensado contrastaron los resultados obtenidos con el registro del medidor instalado.

Gracias a la base de datos que lleva el personal del laboratorio de medidores se pudieron ubicar los clientes que cuentan con equipos de medición con compensación de pérdidas, dentro de este grupo de 186 clientes se seleccionó a 3 de ellos. La elección se realizó en función de la última demanda máxima, la cual se obtuvo ingresando en el sistema comercial (SICO), en base a este valor se escogió a clientes cuya demanda mostrara un factor de utilización bajo y alto, esto con la finalidad de mostrar el aumento del porcentaje de pérdidas en función de la carga. Los sitios escogidos fueron:

- Unidad Educativa de Milenio UEM SAYAUSÍ
- CASSTORPROCT CIA LTDA
- FIBROACERO

3.5.2.1. Prueba 1: Escuela del Milenio UEM SAYAUSÍ

La Unidad Educativa de Milenio –UEM- SAYAUSÍ, se encuentra ubicada en la Av. Ordoñez Lasso y vía a Buenos Aires. Según la información obtenida del sistema comercial la última demanda máxima registrada del transformador se encuentra en el rango de 9 a 14 kW, esto con respecto a la potencia nominal del transformador representa un factor de utilización por debajo del 10%.



Figura 3-14. Ubicación de la Escuela del Milenio UEM Sayausí- Prueba 1.
Fuente: <https://www.google.com.ec/maps/>.

La escuela posee un transformador trifásico de 200 kVA con código 31296P. El sistema de medición está compuesto por: un contador de energía ELSTER MODELO A1830RLC s200 (cod:2831776) y 3 transformadores de corriente con RTC de 300/5 con clase de precisión 0,2 que consta de un primario pasante para barra y cable de 40 x10 - Ø 32 respectivamente con un burden de 5 VA.

Como primer paso para la instalación del medidor de prueba se verifica la activación de la compensación de pérdidas en el contador de la CENTROSUR, esta prueba se la puede realizar de manera visual de las siguientes formas.

- El medidor indica que está activada la compensación mediante una flecha que apunta a las siglas “LC”.
- Cuando la compensación está activa el medidor está programado para que al final de la pantalla muestre a través del display el texto “Loss Compensation On”.

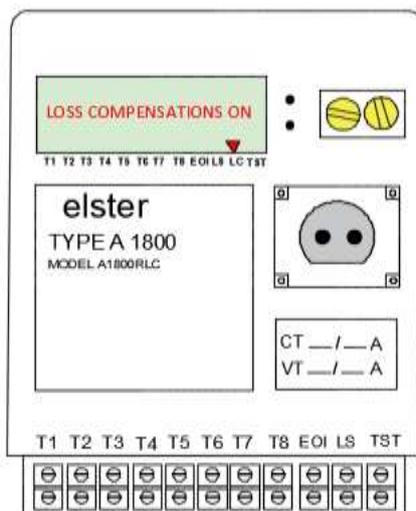


Figura 3-15. Medidor con compensación de pérdidas activada.

Fuente: Autores.

Una vez corroborada la activación de la compensación de pérdidas en el medidor, se genera mediante el software “METERCAD” un reporte en formato Word, dentro del cual se puede encontrar la siguiente información:

- Identificación
- Facturación actual
- Facturación anterior
- Instrumentación
- Datos de registro de eventos
- Constantes para la compensación de pérdidas

Dentro del reporte, la información útil para el cálculo de la compensación de pérdidas son las constantes, las cuales se muestran en la siguiente tabla.

Tabla 3-4. Constantes para la programación del medidor con compensación en la UEM SAYAUSÍ.

Fuente: Autores.

Valores Programados	
Corrección de Watts en el hierro %:	0,2620
Corrección de Watts en el cobre %:	1,0530
Corrección de VARs en el hierro %:	0,6280
Corrección de VARs en el cobre %:	2,7770
Corriente del medidor (A):	8,75
Voltaje del medidor (V):	127

Posteriormente se realiza la programación e instalación del equipo de prueba, la programación consiste en ingresar la relación de transformación y el tiempo de integración, para este caso la RTC

fue de 300/5 y el intervalo de demanda de 15 minutos, de esta manera el medidor podrá referir los valores de demanda y energía al secundario del transformador de distribución de igual forma que el medidor con el módulo de compensación de pérdidas.

En este sitio se instaló un medidor ABB, la conexión del equipo se muestra en la Figura 3.16 y 3.17, como se puede observar las bobinas de corriente se instalaron en serie a través de pinzas de corriente, mientras que las bobinas de voltaje en paralelo, de tal manera que ambos medidores registren las mismas corrientes y voltajes.

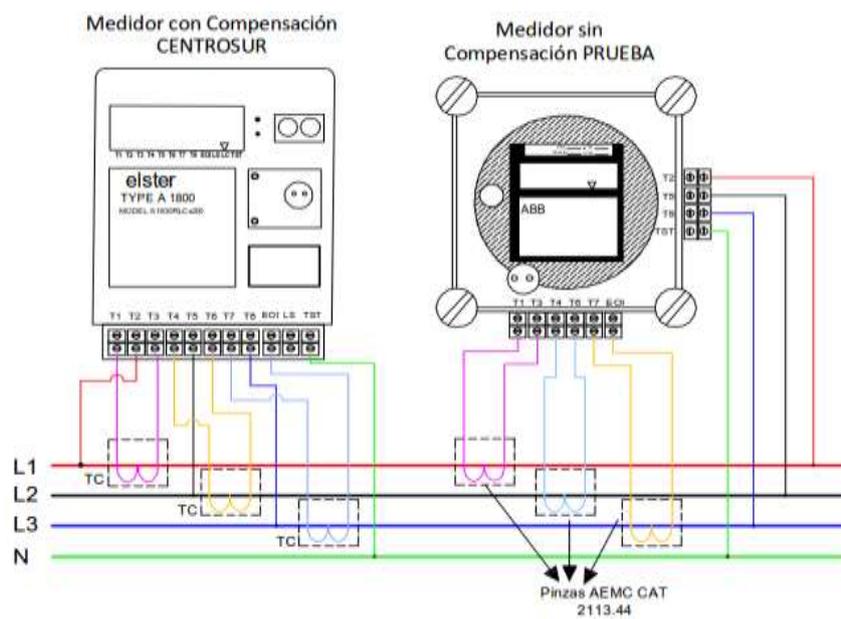


Figura 3-16. Esquema de conexión serie-paralelo del medidor de prueba ABB en la UEM SAYAUSÍ.
Fuente: Autores.

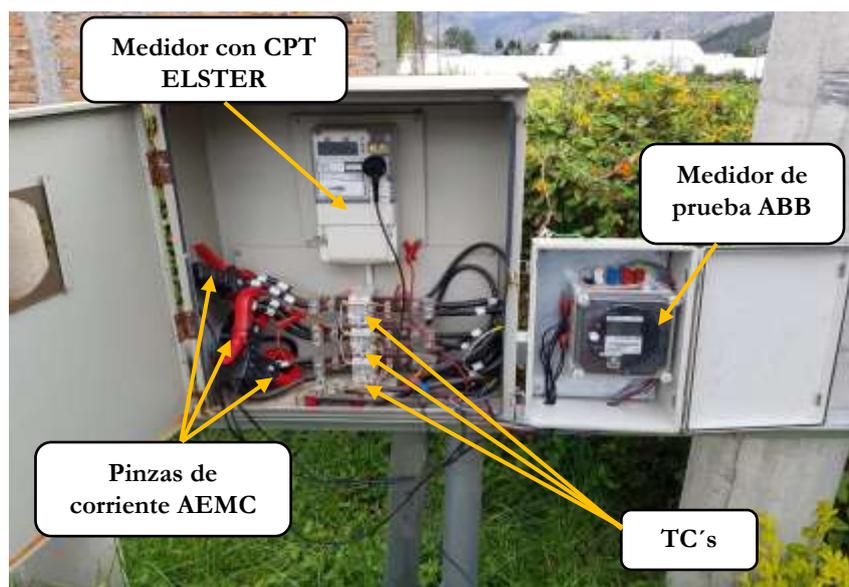


Figura 3-17. Prueba realizada en la Unidad Educativa del Milenio SAYAUSÍ.
Fuente: Autores.

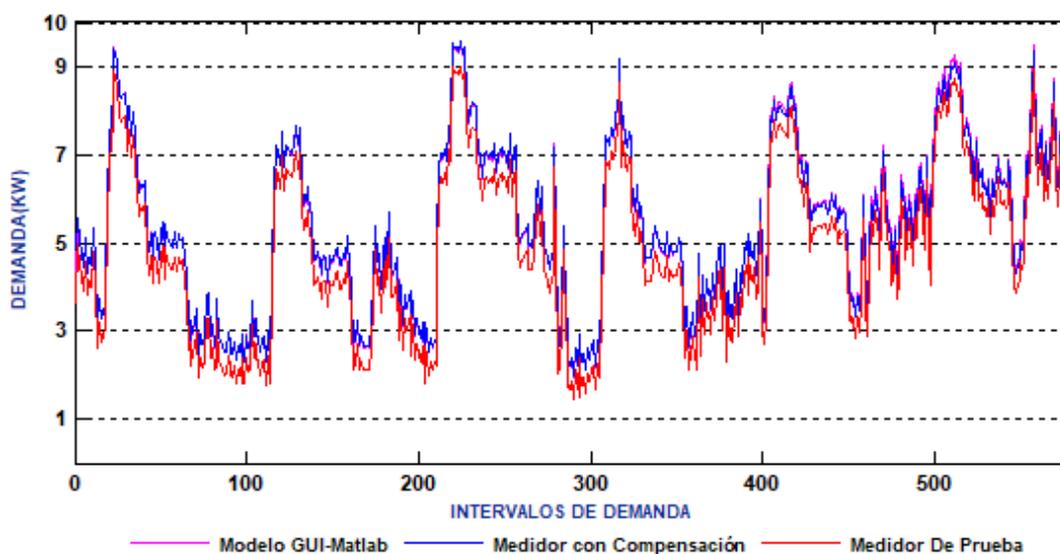
El medidor fue retirado 6 días después de su instalación, obteniendo un registro de 576 mediciones, de la misma manera se procedió a generar el perfil de carga del medidor con compensación de pérdidas.

Posteriormente se ingresó el perfil de carga sin compensación, los parámetros del transformador y del medidor, tal como se indicó en las secciones anteriores. El perfil de carga calculado se exporto a Excel y se realizó la contrastación con el perfil de carga obtenido del medidor con compensación en la UEM SAYAUSÍ. Los resultados se muestran en la tabla 3.5.

Tabla 3-5. Resultado de la Prueba 1 en la UEM SAYAUSÍ.
Fuente: Autores.

Energía registrada por el medidor de prueba (sin compensación)		Energía registrada por el medidor con compensación		Energía calculada con el modelo en Gui-Matlab		Error % entre la compensación del medidor y la calculada	
Activa (kWh)	Reactiva (kVARh)	Activa (kWh)	Reactiva (kVARh)	Activa (kWh)	Reactiva (kVARh)	Activa (kWh)	Reactiva (kVARh)
709,64	123,15	783,87	188,89	785,84	195,01	0,25%	0,24%

Los errores obtenidos son relativamente bajos, pese a las fluctuaciones de carga el contador con compensación de pérdidas instalado en la UEM SAYAUSÍ se encuentra trabajando eficientemente, las curvas de carga obtenidas se muestran en la siguiente gráfica.



Al graficar las tres curvas de carga se puede observar que tanto el perfil de carga del medidor ELSTER como el calculado mediante el modelo desarrollado compensan en igual medida durante los 576 intervalos de demanda. El error es insignificante y atribuible a las pinzas de corriente utilizadas y las pérdidas en cada uno de los 3 elementos del medidor.

3.5.2.2. Prueba 2: Empresa CASSTORPROCT CIA LTDA

La siguiente prueba se la realizó en la “Empresa CASSTORPROCT CIA LTDA.”, ubicada en la AUTOPISTA CUENCA AZOGUES S/N VIA A JADAN kilómetro 35 - CUENCA - NULTI, las últimas lecturas de demanda máxima tomadas del sistema comercial se encuentran aproximadamente entre los 9 kW, lo cual indica un factor de utilización menor al 8% con respecto a la potencia nominal del transformador. En la siguiente gráfica se muestra la ubicación exacta de CASSTORPROCT.



Figura 3-18. Ubicación de la empresa CASSTORPROCT, Prueba 2.

Fuente: <https://www.google.com.ec/maps/>.

La empresa CASSTORPROCT opera con varios transformadores, de los cuales se eligió por su baja carga, al transformador de 160 kVA con código 3667P. El sistema de medición instalado cuenta con un contador de energía ELSTER MODEL A1830RLC s200 y 3 transformadores de corriente 300/5 con clase de precisión 0.5 que consta de un primario pasante para barra y cable de 40 x10 - Ø 32 respectivamente con un burden de 7.5 VA.

La metodología utilizada en esta prueba es la misma que en la anterior, el medidor utilizado para este caso fue un contador ELSTER modelo RALN, la conexión fue similar con la diferencia de que en este caso las bobinas de corriente fueron conectadas mediante pinzas, lo que se hizo fue cortocircuitar el TC's y conectar las salidas de corriente del medidor con compensación de pérdidas a las entradas del contador de prueba, una vez terminada la instalación se retiró el puente entre los TC's. El esquema de la conexión realizada se muestra en la Figura 3-19.

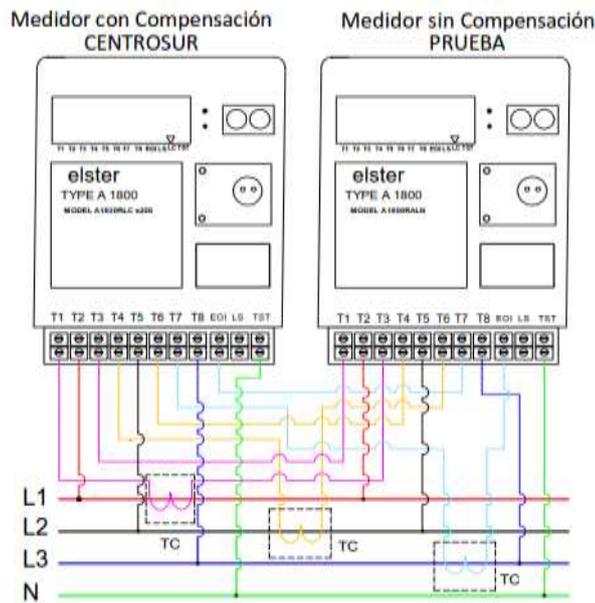


Figura 3-19. Conexión serie-paralelo del medidor de prueba ELSTER-Prueba 2.

Fuente: Autores.

Al realizar la conexión sin la utilización de pinzas de corriente se reduce el error porcentual en los resultados, el medidor ELSTER de prueba fue programado con la misma RTC y el mismo intervalo de demanda que el medidor con compensación de pérdidas.

Tabla 3-6. Valores programados en el medidor de la empresa CASSTORPOCT.

Fuente: Autores.

Valores Programados	
Corrección de Watts en el hierro %:	0,3020
Corrección de Watts en el cobre %:	1,0610
Corrección de VARs en el hierro %:	0,2140
Corrección de VARs en el cobre %:	2,0860
Corriente del medidor (A):	6,90
Voltaje del medidor (V):	127

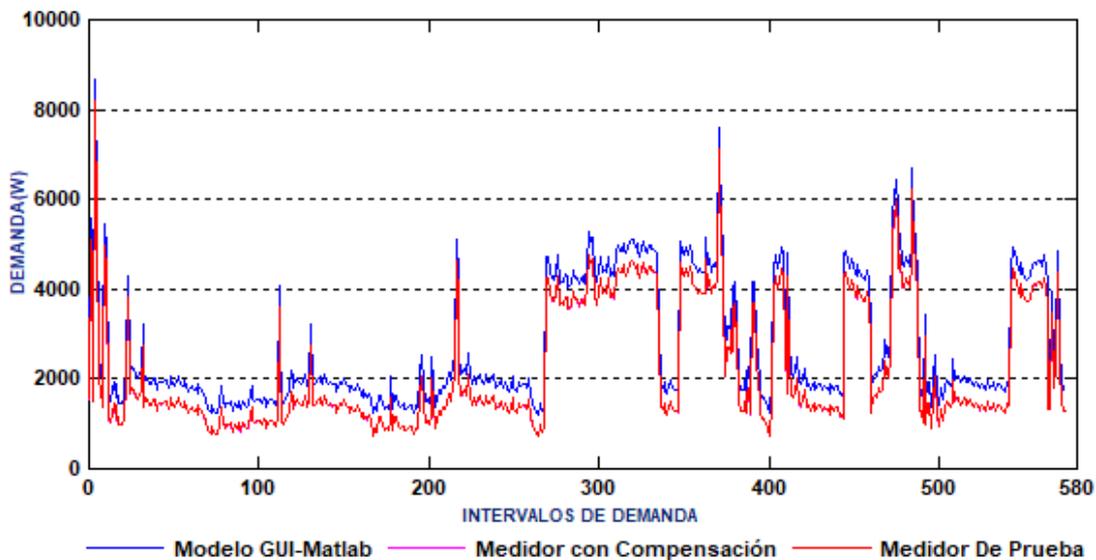
El medidor de prueba ELSTER fue retirado después de 6 días, una vez generado el perfil de carga de ambos medidores se realizó el mismo procedimiento desarrollado con la anterior prueba. Los resultados se muestran en la tabla 3-7.

Tabla 3-7. Resultado de la Prueba 2 en la empresa CASSTORPOCT.

Fuente: Autores.

Energía registrada por el medidor de prueba (sin compensación)		Energía registrada por el medidor con compensación		Energía calculada con el modelo en Gui-Matlab		Error % entre la compensación del medidor y la calculada	
Activa (kWh)	Reactiva (kVARh)	Activa (kWh)	Reactiva (kVARh)	Activa (kWh)	Reactiva (kVARh)	Activa (kWh)	Reactiva (kVARh)
317,16	254,54	316,30	254,01	384,49	301,62	21,55%	18,49%

Los resultados muestran errores cercanos al 20% entre las lecturas del medidor con compensación de pérdidas y los cálculos realizados por el modelo desarrollado en Gui-Matlab, sin embargo, se puede observar que la energía medida por el contador de prueba es prácticamente la misma que el equipo de CASSTORPOCT, lo que indica claramente que este medidor no está compensado las pérdidas del transformador, en la siguiente gráfica se muestran las mediciones obtenidas punto a punto.



Como se puede observar las curvas de carga de ambos medidores son iguales en cada intervalo de demanda, de tal manera que no se puede apreciar la curva del contador con compensación de pérdidas. La compensación del contador se visualizaba activa por lo que el error en el módulo puede ser defecto del circuito integrado encargado de realizar el cálculo de las pérdidas.

La prueba en la empresa FIBROACERO (factor de utilización alto) fue realizada, dicha empresa opera con varios transformadores de los cuales se eligió por su alta carga una máquina de 160 kVA, sin embargo, las mediciones obtenidas arrojaron resultados incoherentes debido a que el equipo normalmente utilizado fue cambiado temporalmente por un transformador antiguo alquilado en la CENTROSUR de 150 kVA, consecuentemente las contantes programados en el medidor no correspondían a dicha máquina, provocando que el contador adicione las pérdidas por transformación de una manera incorrecta, por lo que se recomienda realizar pruebas eléctricas a las máquinas antiguas antes de ser reutilizadas, determinando de esta manera las pérdidas eléctricas reales que deben ser programadas en el medidor.

3.6 Cuantificación de pérdidas en transformadores

Una vez corroborado el funcionamiento del modelo desarrollado en Gui-Matlab, se procedió a realizar la cuantificación de las pérdidas de energía en los transformadores de distribución particulares estudiados.

Los datos de ingreso para la compensación de pérdidas requieren los parámetros de cada transformador, al realizar un levantamiento de información en la base de datos del laboratorio de transformadores se pudo obtener un total de 69 registros de pérdidas de un total de 125 transformadores estudiados, para el resto de transformadores se utilizaron los valores de la norma NTC-INEN 2115. En el anexo 1 se muestran las pérdidas para cada transformador.

Para el análisis se hizo uso de las curvas de carga promedio de cada transformador antes obtenidas. El procedimiento para la obtención de las pérdidas se muestra a continuación.

- Se importa el perfil de carga diario de Excel a Matlab
- Se ingresan los parámetros del transformador
 - o Potencia nominal del transformador
 - o Voltaje nominal del transformador en el lado medido
 - o Pérdidas en el hierro a voltaje nominal
 - o Pérdidas en el cobre a corriente nominal
 - o Impedancia de cortocircuito (NTC-INE-2115)
 - o Corriente de excitación o de vacío (NTC-INE-2115)
- Se ingresan los parámetros del medidor
 - o Número de elementos (3 elementos en todos los casos de cálculo)
- Datos de los Transformadores de corriente
 - o Se utiliza la unidad en todos los casos
- Se tabulan los resultados

El procedimiento se realizó de manera similar para los 125 transformadores, a continuación, se muestra los resultados obtenidos para 6 máquinas distintas antes y después de la compensación de pérdidas de transformador (CPT), los totales se muestran en el anexo 6.

Tabla 3-8. Resultados de la compensación en 6 clientes particulares.

Fuente: Autores.

Potencia nominal (kVA)	Código	Energía sin CPT (kWh)	Energía con CPT (kWh)	Factor de potencia antes de CPT	Factor de potencia después CPT	Energía no registrada (%)	Estrato
50	20896	29,18	33,77	0,75	0,44	15,71%	I
150	25076	429,43	439,31	0,84	0,76	2,29%	II
192,5	8265	1.236,57	1.253,92	0,83	0,79	1,40%	III
150	25075	146,01	157,02	0,95	0,75	7,54%	IV
50	17495	337,21	342,39	1	0,99	1,54%	V
175	26076	1.490,69	1.504,74	0,87	0,84	0,94%	VI

Los resultados obtenidos muestran un mayor porcentaje de pérdidas de energía en los estratos I y IV respectivamente, de igual manera se observa una alteración representativa del factor de potencia, esto debido a los incrementos de las pérdidas de energía reactiva al realizar la compensación. A continuación, se muestran las curvas de carga de los 6 transformadores de la tabla 3-8 respectivamente, obtenidas antes y una vez aplicada la compensación de pérdidas en el transformador, también se muestra la curva aplicando el 2% (1,02) de recargo según indica el pliego tarifario vigente.

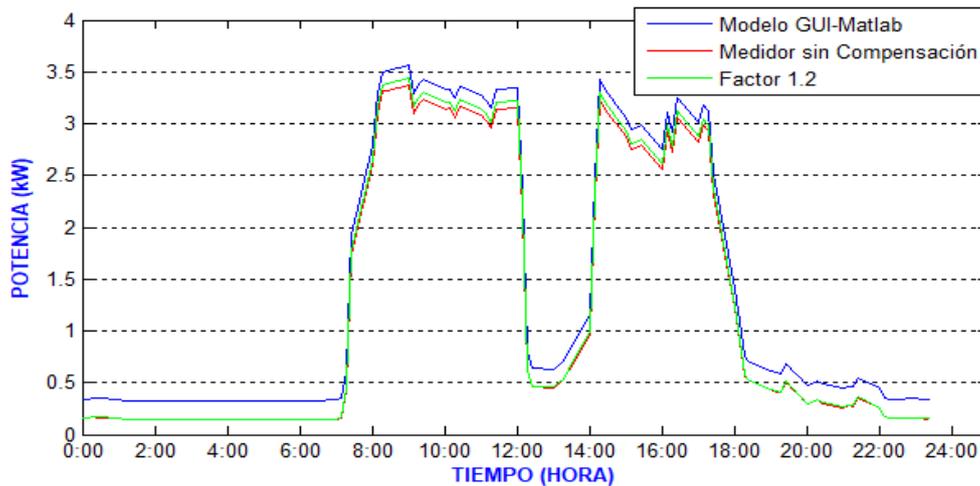


Figura 3-20. Curva diaria del transformador de 50 kVA con código 20896 perteneciente al estrato I.
Fuente: Autores.

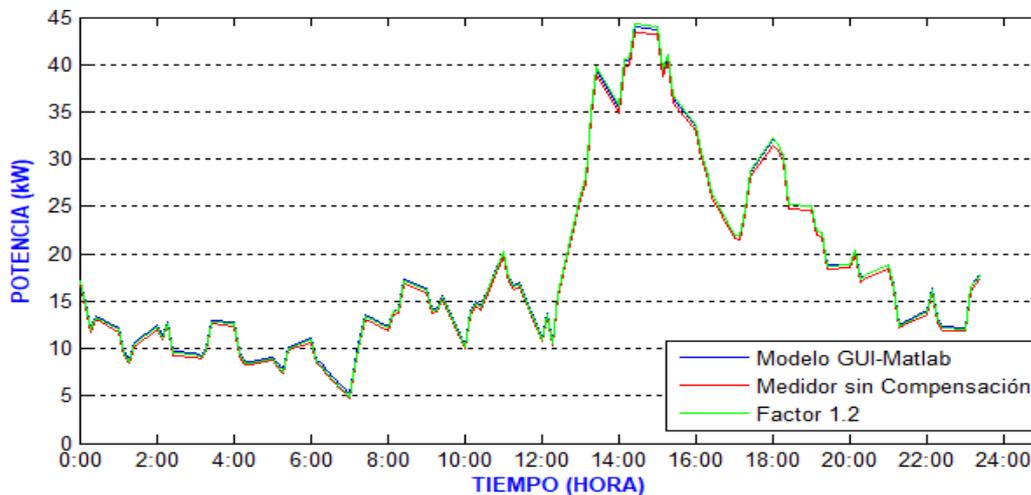


Figura 3-21. Curva diaria del transformador de 150 kVA con código 25076 perteneciente al estrato II.
Fuente: Autores.

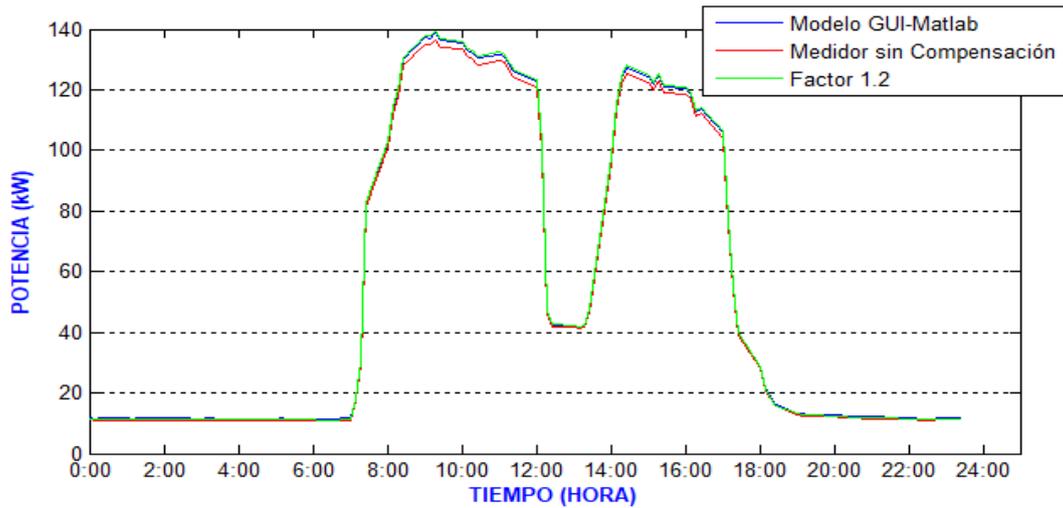


Figura 3-22. Curva diaria del transformador de 192,5 kVA con código 8265 perteneciente al estrato III.
Fuente: Autores.

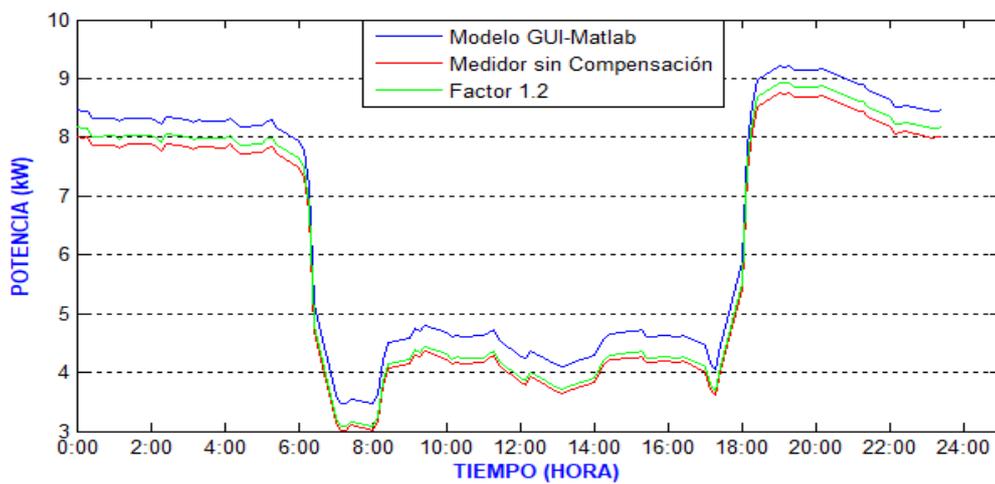


Figura 3-23. Curva diaria del transformador de 150 kVA con código 25075 perteneciente al estrato IV.
Fuente: Autores.

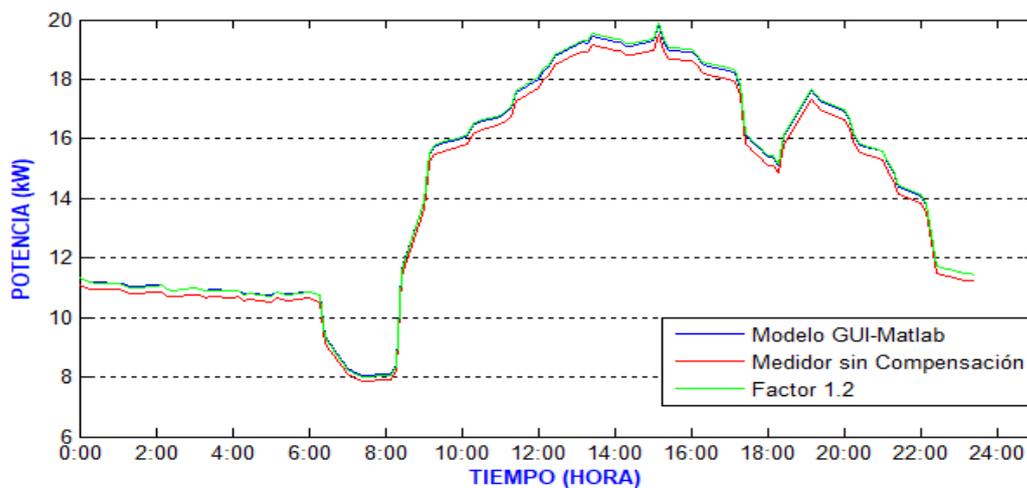


Figura 3-24. Curva diaria del transformador de 50 kVA con código 17495 perteneciente al estrato V.
Fuente: Autores.

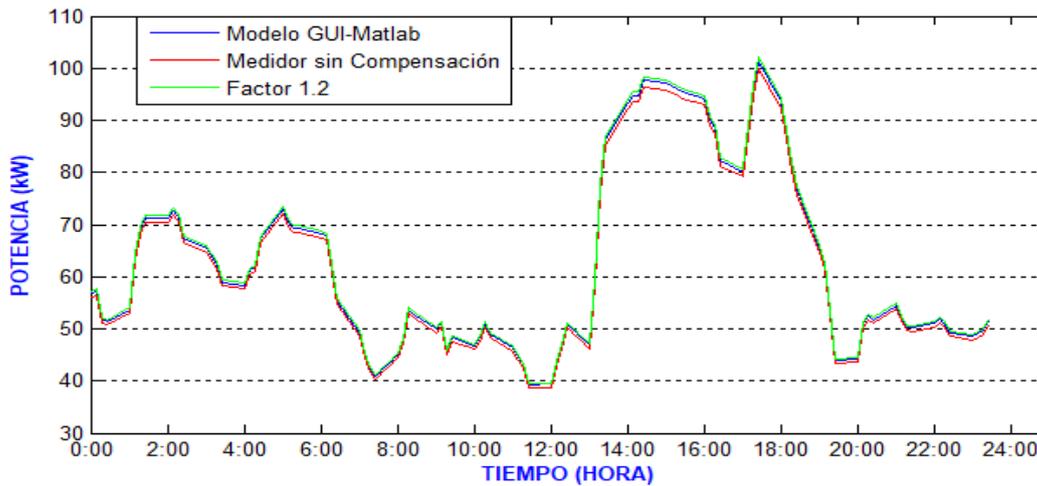


Figura 3-25. Curva diaria del transformador de 175 kVA con código 26076 perteneciente al estrato VI.
Fuente: Autores.

De las gráficas mostradas se puede notar que el 2% en ningún caso refleja las pérdidas reales, en el caso de los transformadores ubicados en los estratos de bajo factor de utilización (I y IV) se observa una gran diferencia entre la curva de carga del medidor y la curva de carga con compensación de pérdidas, mientras que en los transformadores ubicados en los estratos de mayor factor de uso y de carga (III y VI), las pérdidas se encuentran por debajo del 2%.

Del resto de transformadores estudiados se puede notar una tendencia semejante, las pérdidas aumentan y disminuyen según como lo haga el factor de utilización y de carga. Si se obtiene un porcentaje promedio de pérdidas en función de la energía medida diaria para cada uno de los estratos analizados se obtienen los siguientes resultados.

Tabla 3-9. Porcentaje promedio de energía no registrada por estrato.
Fuente: Autores.

Estrato	Porcentaje de Pérdidas no registradas	Factor de potencia después de la compensación
I	9,36%	0,67
II	2,19%	0,86
III	1,31%	0,87
IV	5,52%	0,85
V	1,51%	0,89
VI	1,09%	0,91

Los resultados mostrados en la tabla 3-9 corroboran lo analizado anteriormente, el porcentaje de pérdidas promedio muestra una diferencia pronunciada entre los estratos que presentan un factor de utilización por debajo del 30 %, de la misma manera se pudo notar un déficit en el factor de potencia en estos grupos. Hay que tomar en cuenta que los parámetros tomados para la compensación de energía reactiva como son la corriente de excitación y la impedancia de cortocircuito, fueron tomados de la norma NTC-INEN-2115, cuyos valores se encuentran por

encima de los valores normales vistos en el anexo 3, provocando un aumento en las pérdidas reactivas.

Los porcentajes de pérdidas con respecto a la energía registrada aumenta en los estratos de menor factor de utilización y mayor variación de la carga, esto se explica debido al sobredimensionamiento de los transformadores, cuyas pérdidas constantes en el hierro incluso pueden llegar a superar la carga del transformador. La siguiente figura muestra la curva de carga de un transformador de 50 kVA, y cómo evolucionan las pérdidas en el hierro y en el cobre en el transcurso del día.

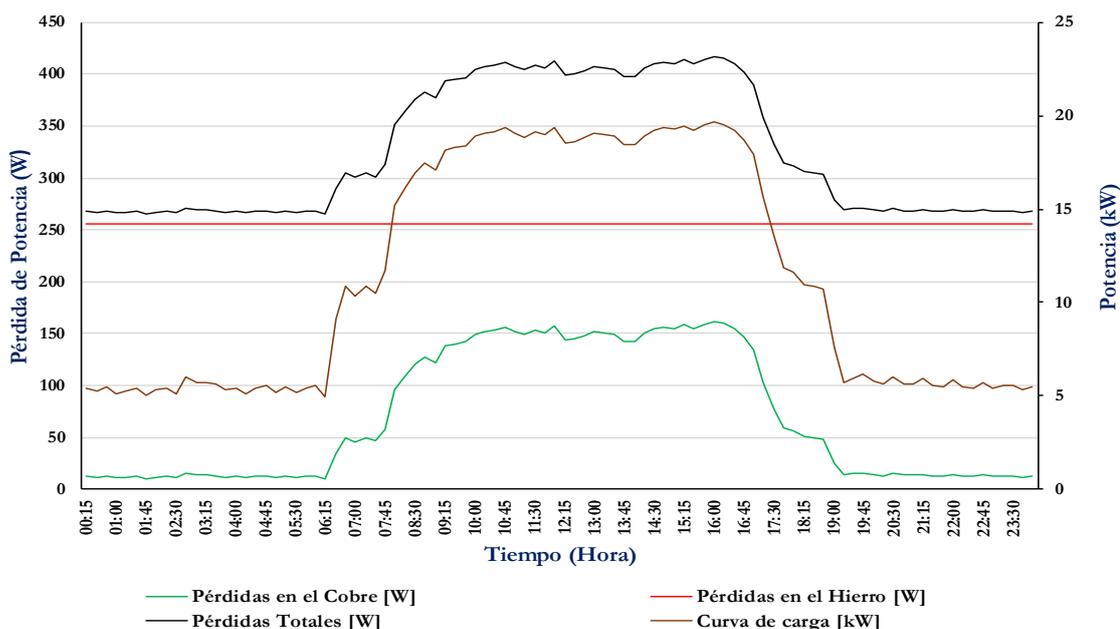


Figura 3-26. Curva de carga y de pérdidas de un transformador de distribución.
Fuente: Autores.

En la Figura 3-26 se muestra el comportamiento de las pérdidas en el hierro y en el cobre durante el funcionamiento diario de un transformador de distribución trifásico, cuyo factor de utilización máximo se encuentra cerca del 40%. De la gráfica anterior se puede considerar las siguientes observaciones:

- No existe variación en el voltaje, por lo que las pérdidas en el hierro permanecen constantes durante las 24 horas del día.
- Las pérdidas en el cobre varían de acuerdo a la fluctuación de la carga, observándose que durante el transcurso del día cambia de mínimos a máximos manteniéndose proporcional al consumo.
- Las pérdidas en el hierro son las dominantes, esto debido al bajo factor de utilización de la potencia, es decir, al sobredimensionamiento del transformador.
- Mientras el transformador se mantenga con factores de utilización por debajo del 30 %, los porcentajes de pérdidas en relación a la demanda registrada serán muchos más elevados.

3.7 Estudio de rentabilidad económica

La cuantificación de pérdidas permitió obtener la energía no registrada por los medidores instalados en el lado de baja tensión de 125 clientes particulares, esto se realizó a partir de la curva diaria promedio. Un análisis económico es sustancial para cuantificar económicamente las pérdidas de energía, el estudio dará inicio con la obtención del flujo de caja, el mismo que permitirá evaluar periodo a periodo el balance entre las entradas y salidas de efectivo, posteriormente se obtendrán los indicadores de rentabilidad (VAN, B/C, TIR, PAYBACK) de tal manera que se podrá concluir si es económicamente rentable cambiar los contadores actualmente utilizados por equipos que permitan mitigar las pérdidas de energía en la etapa de transformación en el lado de baja tensión, como punto final se analizará el impacto del estudio en la reducción del índice total de pérdidas técnicas en la CENTROSUR.

3.7.1. Flujo de caja e indicadores de rentabilidad

Para la obtención de los flujos de caja primeramente se obtuvo los egresos e ingresos que se percibirán durante todo el periodo. El estudio económico se proyecta para 15 años a un interés del 12 %, que es la vida útil de los medidores ELSTER con CPT y la tasa actual vigente, respectivamente. En la tabla 3-10 se muestran los ingresos y egresos que se presentan para el estudio económico, para el cálculo de los ingresos se toma el costo medio de energía de 0,10 C/kWh.

Tabla 3-10. Ingresos y Egresos presentes en el estudio económico para la muestra estudiada.

Egresos Totales	Inversión inicial total	125 Medidores electrónicos fases, 4 hilos, clase 20, forma 10 a con registro de energía activa, reactiva, demanda, perfil de carga y calidad de energía, con compensación de pérdidas (valor pu 745,48 USD)	USD 93.185,7125
		Mano de obra (instalación) (valor pu 120 USD)	USD 15.000
		Inversión inicial	USD 108.185,7125
	Mantenimiento	Cambio de batería cada 8 años (valor pu 30 USD)	USD 3.750
Ingresos totales	Precio de Energía no registrada	Diario (USD)	USD 102,92
		Mensual (USD)	USD 3.087,59
		Anual (USD)	USD 37.051,03

Fuente: Autores.

Los valores de la energía no registrada mensual y anual se obtuvieron multiplicando la energía perdida diaria en los 125 clientes estudiados por 30 y 360 días respectivamente. La variación que se encontró al utilizar la curva de carga diaria equivalente es del 0,04% con respecto a los resultados obtenidos al ingresar todos los datos registrados en los 30 días de medición de 6 contadores. La contrastación se realizó con la finalidad de validar los resultados utilizando las curvas diarias, cuyo uso representa un mejor manejo y comprensión de las mediciones obtenidas. Los resultados de los flujos de caja realizados en Excel se muestran en la tabla 3-11.

Tabla 3-11. Flujos de efectivo y valores actualizados de ingresos y egresos.

Fuente: Autores.

Años	Egresos (USD)	Ingresos (USD)	Flujos de efectivo (USD)	Flujos acumulados (USD)	Tasa $(1+t)^{-n}$	Valor actual de ingresos (USD)	Valor actual de egresos (USD)
0	108.185,71	0,00	108.185,71	-108.185,71	1,00	0,00	108.185,71
1	0,00	37.051,03	37.051,03	-71.134,69	0,89	33.081,27	0,00
2	0,00	37.051,03	37.051,03	-34.083,66	0,80	29.536,85	0,00
3	0,00	37.051,03	33.301,03	2.967,37	0,71	26.372,19	0,00
4	0,00	37.051,03	37.051,03	40.018,39	0,64	23.546,60	0,00
5	0,00	37.051,03	37.051,03	77.069,42	0,57	21.023,75	0,00
6	0,00	37.051,03	33.301,03	114.120,44	0,51	18.771,20	0,00
7	0,00	37.051,03	37.051,03	151.171,47	0,45	16.760,00	0,00
8	3750	37.051,03	33.301,03	184.472,50	0,40	14.964,29	1514,56
9	0,00	37.051,03	33.301,03	221.523,52	0,36	13.360,97	0,00
10	0,00	37.051,03	37.051,03	258.574,55	0,32	11.929,44	0,00
11	0,00	37.051,03	37.051,03	295.625,57	0,29	10.651,28	0,00
12	0,00	37.051,03	33.301,03	332.676,60	0,26	9.510,08	0,00
13	0,00	37.051,03	37.051,03	369.727,63	0,23	8.491,14	0,00
14	0,00	37.051,03	37.051,03	406.778,65	0,20	7.581,37	0,00
15	0,00	37.051,03	37.051,03	443.829,68	0,18	6.769,08	0,00
Total	USD 111.936	USD 555.765	USD 443.830	USD 2'682.152	-----	USD 252.350	USD 109.700

A partir de esto resultados se encuentra el VAN, TIR, B/C y tiempo de recuperación, los resultados se muestran en la siguiente tabla.

Tabla 3-12. Resultados de indicadores de rentabilidad.**Fuente:** Autores.

Indicador de rentabilidad	Resultado	Decisión a tomar
Valor Actual Neto (VAN)	USD 142.649,24	El proyecto puede aceptarse al obtener un VAN mayor a cero
Tasa Interna de Retorno (TIR)	35%	TIR > tasa de descuento por tanto se debe invertir
Relación Beneficio Costo (B/C)	2,3	B/C >1 por lo tanto es rentable la inversión
Tiempo de recuperación	2,92 años	El periodo de recuperación es corto en relación de la vida útil de los medidores, por lo que es rentable invertir.

Los resultados pueden ser aproximados para toda la población estudiada, tomando en cuenta que esta se encuentra conformada por clientes particulares con estación de transformación trifásica medidos en baja tensión (de 30 kVA a 192,5 kVA), de acuerdo a la tabla 2-1 la población es de 1.099 transformadores y la energía total no registrada por pérdidas en estas máquinas sería de 271,46 MWh/mes. Los resultados de los indicadores de rentabilidad generalizados para la población total, tomando en cuenta una confiabilidad del 96%, se muestran en la tabla 3-13, la metodología utilizada para alcanzar estos resultados es la misma que se aplicó a la muestra.

Tabla 3-13. Resultados de indicadores de rentabilidad generalizados para toda la población.**Fuente:** Autores.

Indicador de rentabilidad	Resultado	Decisión a tomar
Valor Actual Neto (VAN)	USD 1'254.178,41	El proyecto puede aceptarse al obtener un VAN mayor a cero
Tasa Interna de Retorno (TIR)	35%	TIR > tasa de descuento por tanto se debe invertir
Relación Beneficio Costo (B/C)	2,30	B/C >1 por lo tanto es rentable la inversión
Tiempo de recuperación	2,91 años	El período de recuperación es corto en relación de la vida útil de los medidores, por lo que es rentable invertir.

En contrastación con una medición en el primario del transformador, la medición en baja tensión con compensación de pérdidas da como resultados grandes ventajas desde el punto de vista técnico y económico, esto debido a la facilidad de instalación y a los bajos costos que se generarían en comparación a una medición con la utilización de transformadores compactos de medida en el lado de media tensión, en la tabla 3-14 se compara desde el punto de vista económico ambos sistemas de medición.

Tabla 3-14. Contratación económica entre medición en alta o media tensión y medición en baja.

Fuente: Autores.

Sistema de medición en media tensión		Sistema de medición en baja tensión con compensación de pérdidas	
Transformadores compactos de medida en MT	USD 7.000	Transformadores de medida en BT	USD 210
Instalación	USD 200	Instalación	USD 120
Medidor sin compensación	USD 350	Medidor con compensación	USD 745,48
Total	USD 7.550	Total	USD 1.075,48

Como se puede observar en la tabla anterior, una medición en baja tensión que registre la energía real consumida por el cliente, resulta más económica que una medición en el primario del transformador, ambos métodos registrarían correctamente la energía, lo que beneficiaría tanto al cliente como a la distribuidora, pues en todo instante se estaría midiendo adecuadamente, sin embargo, la inversión inicial para un sistema de medición en el lado de media tensión resultaría aproximadamente 7 veces más costosa que instalar contadores con algoritmos de compensación de pérdidas.

Según la regulación 005/17 del ARCONEL, el cliente es el responsable de adquirir los equipos necesarios para el sistema de medición (como TC's y TP's), a excepción del contador de energía; por lo cual la mejor decisión tomando en cuenta las normas técnicas de la distribuidora, es utilizar medición en baja tensión con contadores que compensen las pérdidas de energía de la estación de transformación.

Las normas técnicas de la CENTROSUR obligan a los clientes particulares, cuyas estaciones de transformación superen los 200 kVA a utilizar medición indirecta, sin embargo, no todas las distribuidoras se rigen con las mismas políticas. A continuación, se realiza el cálculo económico para medir la rentabilidad de utilizar un sistema de medición en baja tensión con medidores con compensación de pérdidas para un cliente nuevo cuyo transformador supera los 200 kVA (Medición indirecta en la CENTROSUR), el perfil de carga se obtuvo de un cliente abastecido con una máquina con la misma potencia nominal, se asume para este ejemplo que la medición se encuentra colocada en BT y no compensa la energía perdida.

Las pérdidas se obtienen a partir del modelo desarrollado en GUI-Matlab siguiendo la misma metodología utilizada hasta ahora. Los resultados se muestran en la tabla 3-15.

Tabla 3-15. Pérdidas de energía en un transformador de 300 kVA.

Fuente: Autores.

Potencia nominal (kVA)	Energía registrada (kWh)	Energía registrada (kVARh)	Energía registrada + CPT (kWh)	Energía registrada + CPT (kVARh)	Energía no registrada (%)
350	3853,11	2020,21	3904,07	2297,81	1,32

A partir de la energía no registrada se obtiene los flujos de caja, el procedimiento y los parámetros utilizados son los mismos descritos anteriormente, con la diferencia que al ser un cliente que debería ser medidor en el primario del transformador, se agrega a los ingresos el costo evitado del transformador compacto de medida, amortizado para 15 años. En la tabla 3-16 se muestran los indicadores de rentabilidad obtenidos. Hay que tomar en cuenta que dichos valores nacen de un análisis referencial para analizar el costo evitado de la distribuidora, bajo el supuesto de un cambio regulatorio que obligue a la Empresa Eléctrica a la dotación de los transformadores de medida en medio voltaje, tal cual lo establecía la regulación 001/15, actualmente modificada a la 005/17.

Tabla 3-16. Indicadores de rentabilidad económica para un cliente nuevo en media tensión medido en BT.

Fuente: Autores.

Indicador de rentabilidad	Resultado	Decisión a tomar
Valor Actual Neto (VAN)	USD 14.587,88	El proyecto puede aceptarse al obtener un VAN mayor a cero
Tasa Interna de Retorno (TIR)	214%	TIR > tasa de descuento por tanto se debe invertir
Relación Beneficio Costo (B/C)	14.41	B/C >1 por lo tanto es rentable la inversión
Tiempo de recuperación	0.46	El periodo de recuperación es corto en relación de la vida útil de los medidores, por lo que es rentable invertir.

3.7.2. Reducción de índice de pérdidas técnicas en la CENTROSUR

Con corte al mes de octubre del 2017 la empresa eléctrica CENTROSUR presenta el siguiente porcentaje de pérdidas con respecto a la energía disponible.

Tabla 3-17. Pérdidas totales del sistema de la EERCS con corte al mes de octubre del 2017.

Fuente: Dirección de comercialización-CENTROSUR.

Energía disponible (MWh)	Pérdidas técnicas en transformadores		Pérdidas Técnicas totales		Pérdidas Totales	
	%	MWh	%	MWh	%	MWh
97.411,07	2,13	2.074,02	5,67%	5.523,31	6,65	6.480,33

La energía mensual adicional que se podría medir utilizando contadores con compensación de pérdidas en baja tensión sería aproximadamente de 271,4605 MWh, lo que implicaría una reducción del índice de pérdidas técnicas del 0,2787%.

Tabla 3-18. Índice de pérdidas esperado posterior a la investigación.

Fuente: Autores.

Energía disponible (MWh)	Pérdidas en transformadores		Pérdidas Técnicas totales		Pérdidas Totales	
	%	MWh	%	MWh	%	MWh
97.411,07	1,8513	1.802,55	5,39%	5.251,84	6,37	6.208,86

CAPÍTULO 4 : CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

4.1 Conclusiones

- El estudio de las pérdidas eléctricas en los transformadores de distribución en función del envejecimiento operacional del transformador requiere una serie de parámetros operacionales, condiciones ambientales y características constructivas de cada máquina, por lo que se imposibilita conocer o encontrar un factor que represente las pérdidas de energía eléctrica, ya que las magnitudes son dinámicas en el tiempo.
- Se destaca el gran rendimiento de los transformadores durante el transcurso de su vida útil llegando a una reducción mínima promedio menor al 1% de su rendimiento inicial, de igual manera los resultados mostraron una variación en el aumento de las pérdidas en el núcleo y en el cobre de 0,20% y 0,64% anual; respectivamente, mostrando de esta manera que estos equipos trabajaron bajo condiciones favorables, las mismas que permitieron mantener sus materiales constructivos en excelentes condiciones.
- Las curvas de carga diaria equivalentes obtenidas para cada transformador permitieron facilitar la interpretación de los registros con una precisión alta, llegando a obtener una variación media de 0,04%, valor adquirido mediante la comparación entre la energía cuantificada del perfil original haciendo uso de todos los datos registrados por un mes y la energía registrada por el perfil diario equivalente multiplicado por 30 días.
- El comportamiento de las pérdidas en el hierro durante el funcionamiento diario de un transformador es constante, siempre y cuando no exista una variación de voltaje apreciable en el sistema, y son dominantes cuando el factor de utilización del transformador es bajo, por otra parte, las pérdidas en el cobre varían de acuerdo a la fluctuación de la carga manteniéndose proporcional al consumo del cliente.
- El uso del factor de utilización de la potencia para la estratificación posibilita obtener una mejor idea sobre el aprovechamiento de las instalaciones eléctricas tanto de la Empresa Eléctrica como del usuario, especialmente frente al uso masivo de cargas que absorben corriente únicamente durante una pequeña parte del periodo de tiempo de la curva de carga diaria. La aplicación de estas cargas conduce a que los sistemas de distribución sufran de niveles elevados de variaciones de voltaje, así como también tengan una disminución de la capacidad de potencia del sistema eléctrico, redundando en una afección a la calidad del producto técnico y su desempeño dinámico.

- De la muestra estudiada el 64,8 % de los transformadores particulares se encuentran sobredimensionados con un factor de utilización menor al 30 %, lo que implica un desaprovechamiento desmesurado y perjuicios para el sistema de distribución, produciendo un grave impacto en el aumento de las pérdidas técnicas y económicas de las distribuidoras y de los clientes particulares. En cuanto al factor de carga, se encontró que el 52% de los equipos que conformaban la muestra experimentaban variaciones altas entre valores mínimos y máximos de demanda, produciendo incrementos en los porcentajes de pérdidas.
- Los transformadores pertenecientes a la Empresa Eléctrica CENTROSUR se encuentran trabajando con un factor de carga y factor de utilización superior al 50%, lo que indica un mejor estudio del dimensionamiento y la proyección de la demanda en los transformadores de distribución y por lo tanto un menor porcentaje de pérdidas de energía en comparación a los clientes particulares.
- El estudio de los algoritmos para la compensación de pérdidas de energía en los transformadores basa sus cálculos en el modelo matemático de pérdidas de estas máquinas, los medidores con compensación disponibles comercialmente operan con estas fórmulas, las mismas que agregan o restan las pérdidas a la carga medida y registran las lecturas del medidor compensado, por lo que las Empresas de Distribución pueden utilizar estos equipos con total confianza, a fin de registrar la energía que se disipa dentro de estas máquinas, permitiendo una correcta facturación de la energía servida.
- Los medidores con compensación hacen práctica la medición de la energía que se consume en el punto de entrega de alta o media tensión desde el lado de baja tensión de los transformadores de distribución, este equipo de medición posee una precisión igual e incluso mayor que la medición en el primario de los TD's, aportando a economías importantes en especial al evitar el costo que implica la utilización de TC's y TP's para media tensión, sin embargo existen casos donde la medición en el lado primario sigue siendo superior, como por ejemplo:
 - Donde se necesitan instalaciones de medidores con compensación múltiples en lugar de un solo equipo de medición en el lado de alta tensión (transformadores que sirven a múltiples clientes)
 - Donde una parte de la carga se usa o se distribuye a la tensión de alimentación del lado primario (en este caso, es necesaria la medición directa en media o alta tensión)
- El modelo desarrollado en GUI-Matlab permitió realizar la cuantificación de pérdidas de energía en la etapa de transformadores mediante el ingreso del perfil de carga diario del

cliente estudiado, esto utilizando la misma metodología con la que compensan las pérdidas los contadores de estado sólido actuales, de esta manera se pudo analizar técnica y económicamente el impacto que puede llegar a tener la utilización de medidores con compensación de pérdidas para medir a los clientes particulares en el lado de baja tensión del transformador de distribución, esto permite contar con una herramienta de análisis que ayude a la toma de decisiones para discriminar los casos en los cuales es deseable instalar un sistema de medición con compensación o si es suficiente la compensación del 2% vía sistema comercial.

- Las pérdidas técnicas en la CENTROSUR tienen un porcentaje aproximado del 6%, siendo la etapa de transformación la que más aporta al total de pérdidas dentro del sistema de distribución; de acuerdo al análisis de compensación de pérdidas realizado a los clientes con puesto de transformación particular trifásico con medición en baja tensión (30 a 192,5 kVA) este índice podría ser reducido en un 0,26% si los medidores actualmente utilizados son sustituidos por contadores que cuenten con un módulo de compensación de pérdidas que permita registrar y facturar la energía disipada en el transformador.
- De acuerdo al estudio de rentabilidad económica que se realizó, una inversión para la adquisición de medidores con compensación de pérdidas podría ser recuperada en un periodo de 2,92 años, y dado que la vida útil de estos contadores es pronosticada por los fabricantes por un periodo de 15 años, esta inversión tendría una alta eficiencia y bajo riesgo de daños en los equipos
- La medición con compensación también hace posible la medición de pérdidas en aquellos casos en los que se usan factores de pérdida calculados, como es el caso del 2% que se recarga a los registros de clientes con estación de transformación particular medidos en baja tensión, esto de acuerdo al pliego tarifario vigente, sin embargo, este porcentaje no refleja las pérdidas de energía reales, pues en ningún caso estas siguen un comportamiento lineal, tal como se observó al realizar el presente estudio, donde los porcentajes varían del 1% al 40% en función de la carga del transformador, quedando sobrentendido que dichos factores no permiten cuantificar realmente las pérdidas de energía y potencia de las unidades de transformación cuando la medición se encuentra en el lado de baja tensión.
- Las políticas internas de la CENTROSUR establecen que todo cliente nuevo que pretenda instalar un transformador mayor a 200 kVA deberá implementar medición en media tensión de manera obligatoria, dicho sistema requiere de la instalación de transformadores de medida (tensión y corriente) para niveles de media y/o alta tensión, con un costo aproximado de USD 7.000 siendo este un sistema costoso en comparación con la

medición en baja tensión con compensación, la cual no requiere de dichos transformadores de medida en MT, estos sistemas poseen una precisión similar al sistema mencionado inicialmente, permitiendo al cliente un ahorro económico considerable debido a que la regulación actual 005/17 establece que los elementos necesarios para el montaje de un sistema en media en tensión deben ser financiados por el usuario, a excepción del contador de energía que será dispuesto por la ED's. La distribuidora deberá analizar técnicamente la pertinencia y factibilidad de modificar su política actual en cuanto a estos aspectos de medición.

- Los porcentajes de pérdidas de energía reactiva con respecto a las lecturas mostradas por los perfiles de carga resultaron mucho más elevados que los porcentajes de pérdidas activas, esto debido a que gran parte de los transformadores estudiados se encuentran trabajando con cargas cercanas a cero (vacío). La energía reactiva no tiene costo debido a que es inútil para generar trabajo eléctrico, sin embargo, existen penalizaciones debido a las afecciones que produce ésta al circular por las redes de distribución. Dichas penalizaciones vienen dadas por el factor de potencia, el mismo que indica la cantidad de potencia que es aprovechada o convertida en trabajo útil. De los resultados obtenidos una vez realizada la compensación, aproximadamente el 55% de los clientes tuvieron factores de potencia por debajo del 0,92 (límite establecido por la regulación vigente), lo que provocaría incrementos en la facturación mensual debido a las sanciones mencionadas.

4.2 Recomendaciones

- Debido a la gran eficiencia de los medidores con compensación de pérdidas y a los grandes costos que se evitarían al colocar una medición en el primario de los transformadores de distribución con el uso de transformadores compactos de medida, los cuales pueden ser hasta 7 veces más costosos que unos de estos equipos, se recomienda a la Empresa Eléctrica CENTROSUR realizar un cambio de todos los contadores utilizados para medir a clientes con estación de transformación particular medidos en baja tensión por medidores con compensación, y de esta manera poder reducir el actual índice de pérdidas técnicas de una manera más asequible e igualmente eficiente que la medición en el punto de entrega de la energía (primario del transformador).
- Se recomienda a la Empresa Eléctrica CENTROSUR que para futuros estudios y resultados más precisos sobre la determinación de pérdidas en transformadores de acuerdo al envejecimiento operacional, llevar un análisis mediante una bitácora de resultados de pruebas anuales del aislamiento, análisis de aceites, tomas de carga, temperatura y muestreos de termografías, para de esta manera poder determinar si existe una pérdida de las cualidades del sistema de aislamiento u otros materiales que conforman el

transformador, provocando una menor eficiencia y por ende mayor cantidad de pérdidas de energía, de la misma manera es recomendable realizar pruebas eléctricas a los transformadores dados de baja, con el fin de registrar y contrastar los valores obtenidos en los ensayos al inicio y al final de su vida útil.

- De acuerdo al instructivo para el trámite de aprobación de instalaciones eléctricas de la CENTROSUR, el cálculo de instalaciones residenciales, comerciales e industriales considera factores de coincidencia de carga que permiten contar con márgenes de seguridad de abastecimiento de la demanda de potencia así como precautelar la inversión considerando el incremento de carga futuro, sin embargo se hace visible que muchos de estos factores generan una alta tasa de sobredimensionamiento de la potencia del transformador de distribución, lo que acrecienta las pérdidas técnicas y económicas, por tal razón se recomienda el uso de parámetros que relacionen la capacidad instalada con el patrón de consumo estimados o condiciones reales de explotación y operación del sistema eléctrico del cliente.
- En 6 pruebas realizadas en campo se determinó que dos contadores no estaban compensando las pérdidas, ya que sus registros coincidían con los del medidor sin compensación conectado en serie-paralelo, de igual manera dos medidores presentaron errores en la programación de los parámetros, obteniendo lecturas erróneas, por estos motivos se recomienda realizar una inspección y seguimiento de todos los medidores con módulo de compensación de pérdidas, para de esta manera lograr eliminar cualquier incertidumbre sobre el funcionamiento de estos equipos, evitando un perjuicio económico al cliente o a la misma Empresa Eléctrica.
- Para futuras investigaciones se recomienda realizar un análisis del aceite dieléctrico debido a que dicho elemento es fundamental para la refrigeración del equipo por ende pudiera influir en las pérdidas eléctricas del transformador en función del tiempo.

BIBLIOGRAFÍA

- [1] ARCONEL, «**Pliego Tarifario para las Empresas Eléctricas,**» ARCONEL, 2017. [En línea]. Available: <http://www.regulacionelectrica.gob.ec/tarifas-del-sector-electrico/>.
- [2] R. C. Ávila y P. Quituisaca, «**Informe de evaluación de pérdidas de energía en la CENTROSUR,**» Cuenca, 2017.
- [3] U. Mannasero, J. Torres, J. Fernandez y I. Steinmann, *Desarrollo de un Algoritmo de Cálculo de Envejecimiento de la Aislación Eléctrica de Transformadores de Potencia*, Santa Fe: Universidad Tecnológica Nacional, 2013.
- [4] S. Krishnamoorthy y D. Jayabal, «**Evaluation of Transformer Loading and Energy Loss For Increasing Energy Efficiency in Distribution System,**» *IEEE*, pp. 1-3, 2015.
- [5] Instituto Ecuatoriano de Normalización, «**NTE INEN 2116:98, Transformadores. Impedancia y pérdidas con carga,**» 1998. [En línea]. Available: <https://archive.org/stream/ec.nte.2116.1998#page/n0/mode/2up>.
- [6] A. J. PETZINGER y B. E. Lenahan, «**Metering Power on the Low-Voltage Side,**» *IEEE*, vol. 62, n° 3, pp. 1-3, 1943.
- [7] S. Hasan, S. Taib, S. Hardi, A. Shukri y A. Rahim, «**Core Loss Characteristics Analysis of Power Transformer Under Different Frequencies Excitation,**» *IEEE*, vol. 1, n° 8, pp. 1-4, 2013.
- [8] G. B. SCHLEICHER, «**Compensating Metering in Theory and Practice,**» *IEEE Xplore*, vol. 1, n° 1, pp. 1-2, 1933.
- [9] H. Escarria, «**Desarrollo Tecnológicos de Materiales,**» 2014. [En línea]. Available: [http://www04.abb.com/global/seitp/seitp202.nsf/0/d2240a96ea09d11ec1257d0a00689a2b/\\$file/4.+Hernan+Escarria.pdf](http://www04.abb.com/global/seitp/seitp202.nsf/0/d2240a96ea09d11ec1257d0a00689a2b/$file/4.+Hernan+Escarria.pdf).
- [10] D. S. Takach y R. L. Boggavarapu, «**Distribution Transformer No-Load Losses,**» *IEEE*, Vols. %1 de %2PAS-104, n° 1, pp. 1-4, 1985.
- [11] J. C. Olivares Galván, R. Escalera Perez, P. S. Georgilakis y E. Campero, «**Separation of No-Load Losses for Distribution Transformers Using Experimental Methods: Two Frequencies and Two Temperatures,**» *IEEE*, pp. 1-5, 2010.
- [12] S. J. Chapman, *Máquinas Eléctricas*, Sídney: MCGRAW-HILL, 2012.
- [13] Instituto Ecuatoriano de Normalización, «**INEN 2111:2004: Transformadores de distribución Pruebas Eléctricas,**» 2004. [En línea]. Available: <https://archive.org/stream/ec.nte.2111.2004#page/n1/mode/2up>.
- [14] N. T. Ecuatorianas, «**INEN 2 113: 1998: Transformadores de Distribución, Determinación de pérdidas y corriente en vacío.,**» 1998. [En línea]. Available: <https://archive.org/stream/ec.nte.2113.1998#page/n0/mode/2up>.
- [15] Instituto Ecuatoriano de Normalización, «**nte.2115, Transformadores de distribución nuevos trifásicos. Valores de corriente sin, pérdidas y voltaje de cortocircuito,**» 2004.

- [En línea]. Available: <https://archive.org/details/ec.nte.2115.2004>.
- [16] W. Flores, E. Mombello, G. Rattá y J. A. Jardini, «**Vida de transformadores de potencia sumergidos en aceite,**» *IEEE LATIN AMERICA TRANSACTIONS*, vol. 5, n° 1, pp. 1-3, 2007.
- [17] IEEE, «**Guide for loading mineral oil-immersed transformers,**» *IEEE Std*, n° C57.01, 1995.
- [18] IEC, «Loading guide for oil-immersed power transformers.,» *IEC*, n° 354, 1991.
- [19] I. M. Robalino Soto, «**Vida Útil del Transformador,**» 1998. [En línea]. Available: <http://bibdigital.epn.edu.ec/bitstream/15000/6194/1/T1371.pdf>.
- [20] I. Margallo Gasco, «**Diagnóstico del consumo de vida de un transformador a través del análisis de compuestos furánicos,**» 2012. [En línea]. Available: https://e-archivo.uc3m.es/bitstream/handle/10016/.../TFG_Isabel_Margallo_Gasco.pdf.
- [21] Centro de Excelencia Técnica, «**CNS -NT -06: Sistemas de Medición de Energía,**» 2015. [En línea]. Available: http://www.cens.com.co/Portals/2/Documentos/Proceso_de_contratacion/Normatividad_interna/norma%20tecnica/Capitulo%206%20Sistemas%20de%20Medici%C3%B3n%20de%20Energ%C3%ADa%20CNS-NT-06.pdf.
- [22] I. A. Espinosa, «**TRANSFORMADORES DE INSTRUMENTO TC's y TP's Control y Medición,**» 2015. [En línea]. Available: <https://docslide.com.br/documents/transformadores-de-instrumento-55a8212dbe6be.html>.
- [23] Usinas y Transmisiones Eléctricas (UTE), «**Transformadores de Corriente,**» 2004. [En línea]. Available: <http://www.ute.com.uy/Empresa/lineas/distribucion/normalizacion/docs/NO-DIS-MA-5001.pdf>.
- [24] Usinas y Trasmisiones Eléctricas (UTE), «**Transformadores de Tensión,**» 2004. [En línea]. Available: <http://www.ute.com.uy/Empresa/lineas/distribucion/normalizacion/docs/NO-DIS-MA-5002.pdf>.
- [25] Instituto Colombiano de Normas Técnicas, «**Selección de Equipos de Medición de Energía Eléctrica,**» 2007. [En línea]. Available: http://atelectric.com/wp-content/uploads/2015/11/P%C3%A1ginas-desdeNTC-5019_2007-SELECCI%C3%93N-DE-EQUIPOS-DE-MEDICI%C3%93N-DE-ENERGIA-ELECTRICA.pdf.
- [26] Edison Electric Intitute, **Handbook for Electricity Metering**, Washinton D.C: Edinson Electric Institute, 2002.
- [27] G. B. SCHLEICHER, «**Improvements in Transformer-Loss Compensators for Watt-hour and Var-hour Meters,**» *IEEE*, vol. 70, pp. 1-5, 1951.
- [28] A. Hannah, «**Algorithms for Computing and Programming Transformer Loss Constants in Solid-State Meters,**» *IEEE*, pp. 1-17, 1998.
- [29] ELSTER, *A1800 ALPHA meter, Technical manual TM42-2410E*, 2009.
- [30] Schneider Electric, «**Transformer/Line Loss Calculations for Power Logic ION,**» 2011. [En línea]. Available: <https://www.schneider-electric.us/en/faqs/FA221594/>.

- [31] I. E. Salvado, «**Tipos de Muestreo,**» 2016. [En línea]. **Available:** <http://www.bvs.bn/Honduras/Embarazo/Tipos.de.Muestreo.Marzo.2016.pdf>.
- [32] ARCONEL, «**Regulación Nro. ARCONEL 005/17,**» ARCONEL, 2017. [En línea]. **Available:** <http://www.regulacionelectrica.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2017/12/Regulaci%C3%B3n-de-Distribuci%C3%B3n-Dic-2017.pdf>.
- [33] M.Toledo Orozco y B. Trelles Chitacápa , «**Metodología para la determinación de pérdidas en instalaciones de transformación particulares en sistema de medición instalados en el lado secundario,**» ECUASIER, 2016.

ANEXOS

Anexo 1: Muestra de transformadores particulares estratificada en función de la carga

Nº	Potencia (kVA)	Código	Factor de uso óptimo (%)	Factor de carga (%)	Po(W)	Pcu(W)	Estrato
1	30	21993	26,1540%	38,7062%	128	467	I
2	45	25215	18,3237%	31,2432%	160	681	I
3	50	28029	26,0437%	25,1872%	180	724	I
4	50	9454	4,7466%	39,2252%	197	776	I
5	50	20896	9,2213%	36,0248%	186	741	I
6	50	25034	21,6671%	28,3589%	178	756	I
7	50	CASCADA	20,2284%	50,6070%	197	776	I
8	50	28184	4,9855%	46,8268%	184	728	I
9	50	4502	9,5328%	29,5011%	197	776	I
10	60	1783	15,7469%	53,4078%	225	903	I
11	75	3767	12,9711%	49,2188%	266	1094	I
12	75	6574	13,8330%	46,8646%	266	1094	I
13	75	18293	10,2823%	39,5623%	261	1057	I
14	75	26219	19,0702%	47,9138%	249	1041	I
15	75	4761367	17,6795%	41,6991%	266	1094	I
16	100	2021	4,6343%	47,4406%	330	1393	I
17	100	2137	24,9199%	31,8768%	330	1393	I
18	100	12353	17,9848%	53,5771%	296	1258	I
19	100	16965	9,6321%	25,2866%	318	1377	I
20	100	17418	29,8043%	39,5992%	320	1370	I
21	100	20306	13,5981%	37,3975%	316	1229	I
22	100	21928	10,4827%	45,9871%	271	1327	I
23	100	25174	22,0199%	40,3465%	330	1393	I
24	100	26119	12,1861%	30,0816%	269	1253	I
25	100	3529	28,3072%	33,1840%	330	1393	I
26	112,5	26111	3,4716%	53,3487%	350	1497	I
27	112,5	25047	16,7096%	49,0621%	334	1373	I
28	125	25067	4,3679%	36,7610%	378	1599	I
29	125	17425	10,1750%	37,0687%	382	1676	I
30	150	1976	19,8072%	45,2717%	447	1959	I
31	150	28482	19,5718%	49,0086%	447	1959	I
32	160	2230	8,7192%	45,1556%	486	2211	I
33	160	9854	21,1151%	50,1802%	486	2211	I
34	192	331	13,6533%	48,0541%	553	2546	I
35	192	8318	2,2608%	48,8245%	553	2546	I
36	192,5	13252	10,7266%	35,6721%	572	3261	I
37	30	ARROZ	52,3147%	48,0808%	134	514	II
38	30	26329	36,2479%	48,0784%	134	514	II
39	45	21942	58,4667%	45,6674%	157	652	II
40	50	1848	41,9968%	54,2723%	197	776	II
41	50	14555	37,4076%	34,4555%	199	904	II
42	50	20303	42,7024%	26,8430%	186	724	II
43	50	20894	44,5245%	54,6770%	178	740	II

Nº	Potencia (kVA)	Código	Factor de uso óptimo (%)	Factor de carga (%)	Po(W)	Pcu(W)	Estrato
44	50	25071	40,4392%	45,7394%	176	760	II
45	75	5900	43,9409%	54,6828%	266	1094	II
46	75	20384	56,0191%	36,9931%	255	1059	II
47	75	21417	37,4169%	39,2424%	232	993	II
48	75	2867	52,5487%	47,8497%	266	1094	II
49	75	6496	47,5832%	51,0055%	266	1094	II
50	100	20841	36,5278%	43,6845%	321	1373	II
51	100	25063	30,2214%	53,0976%	286	1296	II
52	125	13064	33,0077%	42,2969%	389	1815	II
53	125	28045/20174	40,0291%	51,4260%	390	1682	II
54	150	15195	31,7483%	46,3249%	419	2324	II
55	150	25076	33,9629%	41,2465%	386	1853	II
56	150	17378	40,6057%	44,0796%	386	1947	II
57	160	5982	54,2394%	54,2185%	486	2211	II
58	160	15174	44,6817%	41,6582%	481	2258	II
59	160	20204	32,7248%	36,6354%	482	2053	II
60	175	3667722	58,1706%	53,9913%	517	2368	II
61	190	14960	34,0565%	45,5997%	549	2525	II
62	150	4343523	64,9245%	49,2867%	447	1959	III
63	192,5	8265	78,5086%	37,7286%	554	2552	III
64	45	4385363	15,2466%	55,8813%	182	711	IV
65	50	283	6,7761%	73,2715%	197	776	IV
66	50	4269	11,7774%	68,1401%	197	776	IV
67	50	4682	22,7875%	55,4772%	197	776	IV
68	50	8051	19,5330%	56,1784%	197	776	IV
69	50	9456	17,8318%	69,2507%	197	776	IV
70	50	18811	14,3736%	74,5562%	82	274	IV
71	50	20308	18,6606%	82,7371%	188	756	IV
72	50	21794	2,0971%	72,0217%	160	492	IV
73	50	25085	10,1635%	66,1163%	174	750	IV
74	75	1135	14,0050%	57,6478%	266	1094	IV
75	75	1982	4,7384%	76,9844%	266	1094	IV
76	75	2499	7,4822%	73,9098%	266	1094	IV
77	75	5910	22,7067%	60,9730%	266	1094	IV
78	75	8658	5,4769%	65,0937%	266	1094	IV
79	75	17415	27,3884%	65,9658%	239	942	IV
80	75	21995	12,9701%	69,4097%	250	1071	IV
81	75	26161	12,0871%	74,5865%	265	1024	IV
82	75	4635090	16,2103%	78,1635%	266	1094	IV
83	75	6517	21,5181%	59,5632%	266	1094	IV
84	75	5711	4,7263%	71,7125%	266	1094	IV
85	100	6656	16,7370%	80,8368%	330	1393	IV
86	100	13410	15,6411%	55,9705%	295	1799	IV

	Potencia (kVA)	Código	Factor de uso óptimo (%)	Factor de carga (%)	Po(W)	Pcu(W)	Estrato
87	100	17687	22,5578%	61,8885%	271	1301	IV
88	100	20026	12,2037%	66,0393%	320	1292	IV
89	100	21992	17,6208%	58,7093%	271	1328	IV
90	100	25033	27,3758%	59,0031%	263	1331	IV
91	100	8026186	18,6446%	58,2930%	330	1393	IV
92	100	25296	25,6342%	68,3088%	322	1368	IV
93	100	7657	15,0619%	67,1908%	330	1393	IV
94	125	26473	23,4847%	57,2121%	355	1666	IV
95	125	26474	28,5771%	64,9071%	379	1546	IV
96	125	18848	19,2060%	57,6579%	387	1443	IV
97	125	4672	17,5641%	62,3979%	390	1682	IV
98	150	28195	13,3143%	76,3035%	431	1787	IV
99	150	26187	11,1047%	77,9543%	445	1805	IV
100	150	25075	5,8414%	69,4312%	447	1380	IV
101	150	29951	6,6228%	73,1475%	368	1799	IV
102	150	28151	28,3089%	60,5902%	401	1952	IV
103	160	3667	1,0224%	78,7512%	486	2211	IV
104	160	8529	6,2044%	60,9185%	486	2211	IV
105	192,5	6594	23,8208%	82,4456%	554	2552	IV
106	192,5	21017	27,1529%	78,0177%	515	2284	IV
107	192,5	21876	26,7706%	72,1869%	469	2194	IV
108	192,5	29926	11,9790%	77,5265%	489	2444	IV
109	30	25010	34,9203%	61,6714%	113	482	V
110	45	21842	36,7009%	76,2258%	172	689	V
111	50	21981	40,1518%	76,3668%	182	726	V
112	50	25264	36,2149%	58,9856%	186	722	V
113	50	17495	38,9513%	72,1429%	190	762	V
114	75	6531	36,8853%	57,1029%	266	1094	V
115	112,5	7794	50,0600%	55,8876%	361	1539	V
116	112,5	26112	45,1026%	76,5232%	347	1535	V
117	125	2598	44,2135%	73,8563%	390	1682	V
118	125	26077	53,7176%	64,8380%	387	1634	V
119	175	18806	37,1159%	60,9611%	504	2253	V
120	192	20355	47,7753%	68,7842%	553	2546	V
121	192,5	26449	31,6537%	66,8580%	530	2153	V
122	50	6455	67,0114%	60,4190%	197	776	VI
123	60	1802	71,5254%	62,8855%	225	903	VI
124	75	12708	98,9128%	83,1786%	239	1046	VI
125	175	26076	64,6800%	62,0700%	446	2164	VI

Anexo 2: Muestra de transformadores de la CENTROSUR estratificada según la carga

Nº	Potencia (kVA)	Código	Factor de uso óptimo (%)	Factor de carga (%)	Po(W)	Pcu(W)	Estrato
1	50	29820	27,4686%	52,7021%	172	728	I
2	50	17384	9,3095%	46,2255%	190	633	I
3	50	25356	24,3462%	39,0434%	174	717	I
4	50	21767	23,3958%	41,7778%	167	751	I
5	30	20726	9,9033%	40,4236%	121	491	I
6	30	18352	24,9295%	51,9807%	124	458	I
7	45	18358	5,6573%	49,6305%	177	659	I
8	45	5868	21,8370%	46,5768%	182	711	I
9	60	515	16,9135%	52,6286%	225	903	I
10	60	3167	19,4541%	53,7914%	225	903	I
11	50	29819	34,7671%	52,3386%	170	726	II
12	50	12310	46,7375%	50,4746%	197	776	II
13	50	25368	46,3887%	48,8659%	169	733	II
14	30	19944	58,2579%	50,3457%	129	484	II
15	30	13490	58,4463%	50,3457%	131	510	II
16	45	15163	44,7926%	53,2658%	154	599	II
17	45	9018	54,6620%	52,9346%	182	711	II
18	100	6543	33,8037%	54,7960%	330	1393	II
19	75	18819	36,3064%	54,4880%	265	1032	II
20	50	20809	76,8988%	48,3647%	179	751	III
21	50	29644	10,6927%	82,5525%	161	704	IV
22	50	29818	16,6956%	56,0754%	168	713	IV
23	50	9829	18,2458%	64,0946%	197	776	IV
24	50	12655	25,3070%	59,8721%	168	726	IV
25	50	4318	26,4496%	61,1743%	197	776	IV
26	50	12615	27,9613%	62,3593%	173	716	IV
27	30	5826	27,6849%	85,0313%	134	514	IV
28	45	18355	17,9725%	55,4536%	178	672	IV
29	60	17320	21,4601%	58,4667%	210	882	IV
30	60	8756	21,0397%	64,0758%	225	903	IV
31	100	2288	21,7873%	62,1291%	330	1393	IV
32	100	7646	26,7928%	61,0666%	356	1524	IV
33	100	7651	25,4805%	67,1473%	330	1393	IV
34	100	25048	13,8483%	55,2284%	299	1318	IV
35	100	1011	10,4434%	68,7183%	330	1393	IV
36	100	4442	15,2640%	65,3049%	330	1393	IV
37	100	17354	15,6234%	62,3568%	288	1351	IV
38	100	20837	14,7158%	66,6512%	296	1301	IV
39	100	4593	20,6608%	66,6439%	330	1393	IV
40	150	2690	21,1393%	60,5782%	447	1959	IV
41	160	6629	15,2454%	60,9896%	486	2211	IV
42	75	6487	6,0959%	56,6668%	266	1094	IV

Nº	Potencia (kVA)	Código	Factor de uso óptimo (%)	Factor de carga (%)	Po(W)	Pcu(W)	Estrato
43	75	887	14,2591%	64,0826%	266	1094	IV
44	75	9842	19,5713%	65,5143%	320	1362	IV
45	75	2820	27,9322%	83,2034%	266	1094	IV
46	75	5915	20,0569%	61,2963%	266	1094	IV
47	50	6445	39,5856%	59,5907%	197	776	V
48	50	25370	33,7715%	67,6085%	178	776	V
49	50	29647	31,6048%	65,0665%	161	701	V
50	50	5780	35,7718%	65,4613%	197	776	V
51	50	12633	55,3573%	60,3068%	174	717	V
52	50	23602	41,6898%	60,7849%	194	689	V
53	50	2576	31,5678%	66,9447%	197	776	V
54	50	6436	40,4899%	58,6867%	197	776	V
55	50	20806	59,3391%	62,4792%	186	755	V
56	50	14066	43,3014%	61,8703%	179	769	V
57	50	6422	43,2255%	63,3481%	197	776	V
58	50	14058	47,1336%	56,6929%	184	771	V
59	50	18831	39,0332%	59,9477%	197	709	V
60	50	27680	34,4346%	55,4410%	167	711	V
61	50	13549	35,2741%	61,2071%	205	779	V
62	50	12619	50,7892%	63,1559%	179	719	V
63	50	12655	38,5589%	74,0419%	168	726	V
64	50	12685	47,0010%	68,9722%	172	710	V
65	50	12646	58,2579%	65,2208%	170	729	V
66	50	17312	41,5663%	58,5427%	160	761	V
67	50	21764	39,0137%	65,4047%	170	745	V
68	30	20724	41,5663%	58,4789%	123	492	V
69	30	20741	49,5531%	58,6447%	123	492	V
70	30	16087	49,9512%	69,7792%	133	478	V
71	30	4838	50,8765%	59,3758%	134	514	V
72	30	2517	49,1081%	59,5959%	134	514	V
73	30	5804	34,9958%	61,4063%	134	514	V
74	30	15840	46,2327%	57,9232%	128	506	V
75	45	14024	30,5042%	65,5259%	176	724	V
76	45	19951	52,2914%	60,8901%	168	670	V
77	45	15856	49,9572%	72,2673%	160	665	V
78	45	640	55,7537%	60,5696%	182	711	V
79	45	14976	50,7155%	58,6244%	184	737	V
80	45	8722	38,3043%	57,5255%	182	711	V
81	45	15404	59,4501%	56,4545%	150	690	V
82	45	5842	44,6405%	70,7005%	182	711	V
83	45	17298	49,5928%	69,5367%	172	676	V
84	45	5873	40,6399%	69,8542%	182	711	V

Nº	Potencia (kVA)	Código	Factor de uso óptimo (%)	Factor de carga (%)	Po(W)	Pcu(W)	Estrato
85	60	28554	34,6942%	68,1876%	206	823	V
86	60	14952	34,3026%	60,1416%	224	901	V
87	60	7632	44,3435%	59,8477%	225	903	V
88	60	6480	41,9333%	60,1640%	225	903	V
89	100	5521	47,5429%	61,5256%	330	1393	V
90	100	316	36,3077%	61,2781%	330	1393	V
91	100	2655	34,1968%	63,0721%	330	1393	V
92	100	6538	34,6583%	57,1916%	330	1393	V
93	100	23568	53,7647%	59,7283%	289	1258	V
94	100	1185	37,8664%	65,8485%	330	1393	V
95	100	17354	38,2180%	68,3114%	288	1351	V
96	100	2655	36,7150%	72,8324%	330	1393	V
97	150	2774	37,9958%	63,8104%	447	1959	V
98	150	5975	35,2037%	66,7143%	447	1959	V
99	150	7768	43,1475%	67,0217%	447	1959	V
100	150	6546	42,2381%	69,4106%	447	1959	V
101	150	2690	35,2037%	66,7143%	447	1959	V
102	160	4032	42,5035%	84,4034%	486	2211	V
103	75	6520	47,3574%	55,6880%	266	1094	V
104	75	17160	52,5558%	60,6680%	252	1024	V
105	75	20832	31,8669%	87,2455%	246	1055	V
106	75	21776	49,5496%	59,1843%	226	1062	V
107	75	21782	48,7265%	57,0213%	229	1065	V
108	75	28728	36,3556%	62,4963%	253	1007	V
109	75	4261	41,8348%	68,7437%	266	1094	V
110	75	20815	59,0744%	75,5829%	232	1056	V
111	75	9684	56,4345%	65,0791%	266	1094	V
112	75	9842	30,2251%	65,7768%	320	1362	V
113	75	17349	42,0017%	65,4439%	224	1012	V
114	75	2784	50,1017%	62,6104%	266	1094	V
115	75	28514	38,5031%	65,8217%	229	1079	V
116	75	2202	41,5161%	59,7896%	266	1094	V
117	75	2229	53,5221%	55,4668%	266	1094	V
118	75	12711	36,3107%	66,9312%	240	1092	V
119	75	12692	33,2780%	86,0455%	246	1012	V
120	75	12702	46,3664%	57,9843%	249	1043	V
121	75	2917	46,3157%	67,5437%	266	1094	V
122	75	21780	41,8044%	63,8791%	236	1069	V
123	75	12740	45,2331%	64,5768%	266	1094	V
124	75	23475	46,0856%	57,3664%	266	1094	V
125	75	3843	30,7956%	62,1000%	266	1094	V
126	50	6415	73,4231%	65,8312%	197	776	VI

N°	Potencia (kVA)	Código	Factor de uso óptimo (%)	Factor de carga (%)	Po(W)	Pcu(W)	Estrato
127	50	29797	64,7451%	65,1178%	160	708	VI
128	50	1569	61,2171%	66,0961%	197	776	VI
129	50	2421	75,6887%	66,2751%	197	776	VI
130	50	21764	75,1063%	63,2417%	170	745	VI
131	50	12632	63,7036%	64,4811%	173	716	VI
132	50	25362	77,8043%	55,4756%	175	719	VI
133	50	21757	60,9782%	63,2098%	184	736	VI
134	50	21763	71,2584%	64,3392%	168	724	VI
135	50	2421	71,9381%	55,0472%	197	776	VI
136	50	11215	68,5437%	70,9542%	197	776	VI
137	50	12633	72,5867%	65,8312%	174	717	VI
138	50	11564	78,3429%	67,0639%	197	766	VI
139	50	12623	73,6911%	65,3340%	174	719	VI
140	50	9822	71,9196%	69,2849%	210	1160	VI
141	30	20733	71,9196%	56,4918%	128	491	VI
142	30	20716	64,7782%	59,7054%	121	492	VI
143	30	1145	80,1350%	57,8925%	134	514	VI
144	30	5498	72,3168%	60,1177%	134	514	VI
145	30	20734	68,4319%	67,7747%	129	493	VI
146	30	14004	88,4788%	59,5609%	127	489	VI
147	30	15383	96,0852%	75,3351%	130	510	VI
148	30	6360	79,7534%	61,8896%	134	514	VI
149	30	11050	65,4235%	60,9243%	134	514	VI
150	30	15153	96,7064%	72,5156%	130	478	VI
151	45	7466	84,8787%	56,7351%	182	711	VI
152	45	5845	68,6865%	55,6289%	182	711	VI
153	45	18089	74,3510%	57,9609%	180	693	VI
154	45	13804	64,8904%	69,5166%	170	698	VI
155	45	5408	97,8379%	60,5671%	182	711	VI
156	45	13179	64,5664%	56,5616%	160	705	VI
157	45	8725	62,8324%	69,0020%	182	711	VI
158	45	17695	63,3785%	77,5275%	178	700	VI
159	45	5886	60,3303%	62,0869%	182	711	VI
160	60	6478	72,5856%	66,5286%	225	903	VI
161	60	28510	87,6576%	59,0326%	205	862	VI
162	60	17317	84,8750%	60,9969%	213	865	VI
163	60	8753	72,6259%	61,6376%	225	903	VI
164	60	2904	75,7695%	58,3208%	225	903	VI
165	60	2424	64,2714%	67,7895%	225	903	VI
166	75	4229	82,5966%	68,1312%	266	1094	VI
167	75	2534	63,0940%	59,3782%	266	1094	VI
168	75	28642	72,8493%	68,2106%	234	1090	VI

N°	Potencia (kVA)	Código	Factor de uso óptimo (%)	Factor de carga (%)	Po(W)	Pcu(W)	Estrato
169	75	5898	76,3784%	65,5143%	266	1094	VI
170	75	28605	71,3100%	59,4680%	196	1005	VI
171	75	3589	75,1800%	62,8826%	266	1094	VI
172	75	20822	70,8909%	55,8213%	227	1063	VI
173	75	21770	64,2485%	74,3829%	225	1064	VI

Anexo 3: Protocolos de transformadores de distribución trifásica

Transformadores de 30KVA

AÑO	MARCA	CONEXIÓN	VALORES NOMINALES				RESISTENCIA EN DEVANADOS		ENSAYO SIN CARGA			ENSAYO CON CARGA		
			Vn1	Vn2	In1	In2	Alta (Ω)	Baja ($m\Omega$)	Vo(V)	Io(A)	Po(W)	Icc(A)To	Pcc(85 $^{\circ}$)	Zcc%(85 $^{\circ}$)
2003	ECUATRAN	DY5	22000	220	0,79	78,73	187.65	17.53	220	0,89	135,7	0,716	485,38	2,79
2003	ECUATRAN	DY5	22000	220	0,79	78,73	186.59	17.40	220	0,93	136,4	0,69	494,26	2,93
2004	RYMEL	DY5	22000	220	0,79	78,73	243.96	15.89	220	0,57	129	0,79	477,6	3
2005	RYMEL	DY5	22000	220	0,79	78,73	241.68	16.27	220	0,71	129	0,79	408	3
2008	ECUATRAN	DY5	22000	220	0,79	78,73	207.70	17.00	220	0,63	126,9	0,78	463,21	2,37
2013	INATRA	DYN5	22000	220/127	0,79	78,73	217.10	8.90	220	0,99	126,4	0,79	453	2,7
2013	INATRA	DYN5	22000	220/127	0,79	78,73	221.35	3,040.09	220	0,84	132,5	0,78	452	2,7
2002	ECUATRAN	DY5	22000	220	0,79	78,73	185.80	17.51	220	0,81	136,5	0,69	488,98	2,88
2002	ECUATRAN	DY5	22000	220	0,79	78,73	187.37	17.54	220	0,85	136,3	0,74	485,67	2,75
2002	ECUATRAN	DY5	22000	220	0,79	78,73	186.47	17.03	220	0,9	138,9	0,73	491,36	2,78
2002	ECUATRAN	DY5	22000	220	0,79	78,73	187.31	17.34	220	0,85	127,1	0,74	487,21	2,75
2002	ECUATRAN	DY5	22000	220	0,79	78,73	187.65	17.53	220	0,89	135,7	0,72	485,38	2,79
2002	ECUATRAN	DY5	22000	220	0,79	78,73	186.59	17.40	220	0,93	136,4	0,69	494,26	2,93
2002	ECUATRAN	DY5	22000	220	0,79	78,73	185.68	573.96	220	0,94	132,5	0,71	487,52	2,8
2002	ECUATRAN	DY5	22000	220	0,79	78,73	192.86	17.24	220	0,75	125	0,71	495,58	2,85
2007	INATRA	DYN5	22000	220/127	0,79	78,73	230.00	9.20	220	0,36	129	0,79	490	3
2007	INATRA	DYN5	22000	220/127	0,79	78,73	230.20	9.14	220	0,36	131	0,79	492	3
2007	INATRA	DYN5	22000	220/127	0,79	78,73	231.53	9.20	220	0,37	132	0,79	494	3
2007	INATRA	DYN5	22000	220/127	0,79	78,73	229.63	9.19	220	0,36	129	0,79	493	3

Transformadores de 45KVA

AÑO	MARCA	CONEXIÓN	VALORES NOMINALES				RESISTENCIA EN DEVANADOS		ENSAYO SIN CARGA			ENSAYO CON CARGA		
			Vn1	Vn2	In1	In2	Alta (Ω)	Baja ($m\Omega$)	Vo(V)	Io(A)	Po(W)	Icc(A)To	Pc(85°)	Zcc(85°)
1997	SIEMENS	DYn5	22000	227/131	1.18	114.5	90.97	14.03	227	0.646	234	1.18	642	2.72
1997	SIEMENS	DYn5	22000	227/131	1.18	114.5	98.04	16.67	227	0.560	211	1.18	674	2.9
1997	SIEMENS	DYn5	22000	227/131	1.18	114.5	98.04	16.67	227	0.616	208	1.18	673	2.89
1997	SIEMENS	DYn5	22000	227/131	1.18	114.45	98.04	16.67	227	0.616	210	1.18	672	2.9
1997	SIEMENS	DYn5	22000	227/131	1.18	114.5	98.04	16.67	227	0.613	207	1.18	671	2.89
1997	SIEMENS	DYn5	22000	227/131	1.18	114.5	98.04	16.74	227	0.560	245	1.18	676	2.9
2001	RYMEL	DYn5	22000	220/127	1.18	118.09	129.32	11.23	220	0.640	157	1.18	643.9	3.12
2001	RYMEL	DYn5	22000	220/127	1.18	118.09	129.73	11.26	220	0.603	159	1.18	650.2	3.22
2001	RYMEL	DYn5	22000	220/127	1.18	118.09	129.87	11.33	220	0.610	158	1.18	650.9	3.15
2001	RYMEL	DYn5	22000	220/127	1.18	118.09	129.65	11.30	220	0.676	156	1.18	648.8	3.16
2001	RYMEL	DYn5	22000	220/127	1.18	118.09	129.90	11.36	220	0.640	157	1.18	649.6	3.22
2001	RYMEL	DYn5	22000	220/127	1.18	118.09	129.70	11.33	220	0.693	159	1.18	654.8	3.13
2002	ECUATRAN	DYn5	22000	220	1.18	118.09	126.91	10.42	220	1.190	158.3	1.1	694.67	2.69
2002	ECUATRAN	DYn5	22000	220	1.18	118.09	126.95	10.37	220	1.110	170.1	1.13	712.36	2.71
2002	ECUATRAN	DYn5	22000	220	1.18	118.09	131.12	10.44	220	1.263	175.8	1.12	724.07	2.74
2002	ECUATRAN	DYn5	22000	220	1.18	118.09	128.62	10.41	220	1.243	171.7	1.13	715.88	2.72
2002	ECUATRAN	DYn5	22000	220	1.18	118.09	126.39	10.36	220	1.370	175.3	1.15	712.64	2.68
2007	INATRA	DYn5	22000	220/127	1.18	118	150.83	11.48	219	0.486	177	1.18	688	2.9
2007	INATRA	DYn5	22000	220/127	1.18	118	150.87	11.61	222	0.510	183	1.18	694	3.4
2007	INATRA	DYn5	22000	220/127	1.18	118	149.47	7.99	220	0.510	178	1.18	700	2.7

Transformadores de 50KVA

AÑO	MARCA	CONEXIÓN	VALORES NOMINALES				RESISTENCIA EN DEVANADOS		ENSAYO SIN CARGA			ENSAYO CON CARGA		
			Vn1	Vn2	In1	In2	Alta (Ω)	Baja ($m\Omega$)	Vo(V)	Io(A)	Po(W)	Icc(A)To	Pc(85°)	Zcc(85°)
1993	ABB	DYn5	22000	220	1.32	131.23	176.33	13.09	220	1.12	286	1.32	1045	4.01
1993	ABB	DYn5	22000	220	1.32	131.23	175.33	13.06	220	1.06	225	1.32	1041	3.99
1993	ABB	DYn5	22000	220	1.32	131.23	175.67	13.09	220	1.16	208	1.32	1045	4.04
1993	ABB	DYn5	22000	220	1.32	131.23	180.47	13.28	220	1.17	209	1.32	1043	3.98
1998	RYMEL	DYn5	22000	220	1.31	131.22	117.54	12.00	220	0.64	174	1.31	789.5	3.02
1998	RYMEL	DYn5	22000	220	1.31	131.22	116.38	12.00	220	0.67	172	1.31	788	3.06
1998	RYMEL	DYn5	22000	220	1.31	131.22	116.06	12.00	220	0.65	179	1.31	787.7	3.06
1998	RYMEL	DYn5	22000	220	1.31	131.22	115.26	12.00	220	0.68	181	1.31	782.8	3.04
1998	RYMEL	DYn5	22000	220	1.31	131.22	116.90	12.50	220	0.64	180	1.31	797.1	3.03
2002	ECUATRAN	DYn5	22000	220	1.31	131.22	106.36	10.47	220	1.01	156.2	1.27	780.99	2.64
2002	ECUATRAN	DYn5	22000	220	1.31	131.22	105.83	10.47	220	0.75	146.2	1.25	775.39	2.64
2002	ECUATRAN	DYn5	22000	220	1.31	131.22	106.37	10.32	220	0.96	170	1.24	796.02	2.75
2002	ECUATRAN	DYn5	22000	220	1.31	131.22	106.12	10.36	220	0.83	153.6	1.24	776.78	2.69
2003	RYMEL	DYn5	13800	220	2.09	131.22	38.13	10.32	220	0.72	176	2.09	702.2	2.92
2003	RYMEL	DYn5	13800	220	2.09	131.22	38.25	10.24	220	0.74	176	2.09	691.9	2.98
2003	RYMEL	DYn5	13800	220	2.09	131.22	38.13	10.48	220	0.86	177	2.09	695	2.95
2003	RYMEL	DYn5	13800	220	2.09	131.22	38.30	10.41	220	0.57	176	2.09	697.2	2.92
2003	RYMEL	DYn5	13800	220	2.09	131.22	38.17	10.35	220	0.72	176	2.09	691.3	2.95
2007	INATRA	DYn5	22000	220	1.31	131	136.12	9.45	220	0.57	195	1.31	749	3
2007	INATRA	DYn5	22000	220	1.31	131	137.49	9.57	220	0.56	196	1.31	748	3
2707	INATRA	DYn5	22000	220	1.31	131	138.00	9.64	220	0.57	197	1.31	752	3.3

Transformadores de 60KVA

AÑO	MARCA	CONEXIÓN	VALORES NOMINALES				RESISTENCIA EN DEVANADOS		ENSAYO SIN CARGA			ENSAYO CON CARGA (85°)		
			Vn1	Vn2	In1	In2	Alta (Ω)	Baja (mΩ)	Vo(V)	Io(A)	Po(W)	Icc(A)	Pcc(85°)	Zcc%(85°)
1992	ABB	DY5	22000	220	1,58	157,49	125.27	9.71	220	0,91	237	1,58	1052	3,97
1997	SIEMENS	DY5	22000	226/130	1,57	153,7	89.20	14.83	226	0,96	288	1,57	1092	2,7
2005	INATRA	DYN5	22000	220/127	1,57	157	138.00	5.10	220	2,97	221	1,57	1121	3,5
1997	SIEMENS	DYN5	22000	226/130	1,57	153,27	89.20	14.83	226	0,93	303	1,57	1080	2,68
1997	SIEMENS	DYN5	22000	226/130	1,57	153,27	89.20	14.83	226	0,96	288	1,57	1092	2,7
1997	SIEMENS	DYN5	22000	226/130	1,57	153,27	89.20	14.83	226	1,08	310	1,57	1081	2,71
1997	SIEMENS	DYN5	22000	226/130	1,57	153,27	89.20	14.83	226	0,98	292	1,57	1088	2,7
1997	SIEMENS	DYN5	22000	226/130	1,57	153,27	89.20	14.83	226	0,84	280	1,57	1089	2,7
1997	SIEMENS	DYN5	22000	226/130	1,57	153,27	89.20	14.83	226	0,96	315	1,57	1091	2,71
1997	SIEMENS	DYN5	22000	226/130	1,57	153,27	89.20	14.83	226	0,9	298	1,57	1080	2,68
1993	ABB	DY5	22000	220	1,58	157,48	133.13	9.65	220	0,85	230	1,58	1119	3,91
1993	ABB	DY5	22000	220	1,58	157,48	127.83	9.66	220	0,96	244	1,58	1088	3,84
1993	ABB	DY5	22000	220	1,58	157,48	127.83	9.66	220	1,05	250	1,58	1090	3,85
1993	ABB	DY5	22000	220	1,58	157,48	125.27	9.69	220	0,81	233	1,58	1085	3,83
1993	ABB	DY5	22000	220	1,58	157,48	133.13	9.63	220	0,88	240	1,58	1119	3,91
1993	ABB	DY5	22000	220	1,58	157,48	133.13	9.65	220	0,91	246	1,58	1121	3,85
1993	ABB	DY5	22000	220	1,58	157,48	125.27	9.71	220	1,68	250	1,58	1084	3,83
1994	ECUATRAN	DY5	22000	220	1,57	157,4	92.15	9.48	220	1,12	400	1,09	996,35	3,91
1994	ECUATRAN	DY5	22000	220	1,57	157,4	95.90	9.50	220	1,16	400	1,1	924,17	3,83
1994	ECUATRAN	DY5	22000	220	1,57	157,4	93.56	9.44	220	0,99	360	1,15	908,48	3,91

Transformadores de 75KVA														
AÑO	MARCA	CONEXIÓN	VALORES NOMINALES				RESISTENCIA EN DEVANADOS		ENSAYO SIN CARGA			ENSAYO CON CARGA		
			Vn1	Vn2	In1	In2	Alta (Ω)	Baja ($m\Omega$)	Vo(V)	Io(A)	Po(W)	Icc(A)	Pcc(85°)	Zcc%(85°)
1994	ECUATRAN	DY5	22000	220	1,97	196,82	96.42	7.13	220	6,53	336	1,74	1348	4,7
1992	ABB	DY5	22000	220	1,97	196,85	97.67	7.91	226	1,27	268	1,97	1439	3,93
1992	ABB	DY5	22000	220	1,97	196,85	97.47	7.60	226	1,3	269	1,89	1451	3,89
1994	ECUATRAN	DY5	22000	220	1,97	196,82	105.02	7.92	220	6,53	336	1,74	1348	4,7
1994	ECUATRAN	DY5	22000	220	1,97	196,82	96.42	7.13	220	6,53	288	1,47	1176,8	4,6
1993	ABB	DY5	22000	220	1,97	196,85	95.87	7.40	226	1,27	268	1,97	1439	3,8
1993	ABB	DY5	22000	220	1,97	196,85	96.97	7.59	226	1,31	271	1,97	1301	3,94
1993	ABB	DY5	22000	220	1,97	196,85	96.97	7.75	226	1,33	274	1,97	1406	4
1993	ABB	DY5	22000	220	1,97	196,85	97.53	7.91	226	1,35	272	1,97	1400	3,91
1993	ABB	DY5	22000	220	1,97	196,85	97.67	7.91	226	1,2	267	1,97	1423	3,82
1996	RYMEL	DYn5	22000	220	1,97	196,83	78.60	3.50	220	0,74	234	1,97	1108	3,25
1995	INELMO	DY5	22000	210/121	1,96	206,1	126.00	12.00	210	6,03	315	1,96	1350	4,24
1995	INELMO	DY5	22000	210/122	2,96	196,8	91.33	10.00	210	2,95	296	1,96	1010	3,92

Transformadores de 100KVA

AÑO	MARCA	CONEXIÓN	VALORES NOMINALES				RESISTENCIA EN DEVANADOS		ENSAYO SIN CARGA			ENSAYO CON CARGA		
			Vn1	Vn2	In1	In2	Alta (Ω)	Baja ($m\Omega$)	Vo(V)	Io(A)	Po(W)	Icc(A)To	Pc(85°)	Zcc(85°)
1993	ABB	DYn5	22000	220	2.63	262.47	72.67	4.70	220	1.453	314	2.63	1625	3.97
1993	ABB	DYn5	22000	220	2.63	262.47	72.67	4.70	220	1.56	321	2.63	1630	3.98
1993	ABB	DYn5	22000	220	2.63	262.47	72.67	4.70	220	1.593	321	2.63	1626	4
1993	ABB	DYn5	22000	220	2.63	262.47	72.67	4.70	220	1.6	312	2.63	1611	4.19
1994	ECUATRAN	DYn5	22000	220	2.62	262.43	61.62	4.72	220	4.02	356	2.49	1524.37	4.3
1994	ECUATRAN	DYn5	22000	220	2.62	262.43	62.21	4.71	220	3.76	340	2.51	1539.04	4.2
1994	ECUATRAN	DYn5	22000	220	2.62	262.43	62.07	4.71	220	3.09	316	2.5	1522.92	4.2
1994	ECUATRAN	DYn5	22000	220	2.62	262.43	62.48	4.70	220	4.41	356	2.47	1528.69	4.4
2001	ECUATRAN	DYn5	22000	220	2.624	262.43	51.50	4.32	220	5.12	334.5	1.83	1465.36	3.51
2008	INATRA	DYn5	6300	220	9.16	262	4.90	2.14	220	3.696	324	9.193	1324	2.7

Transformadores de 150KVA

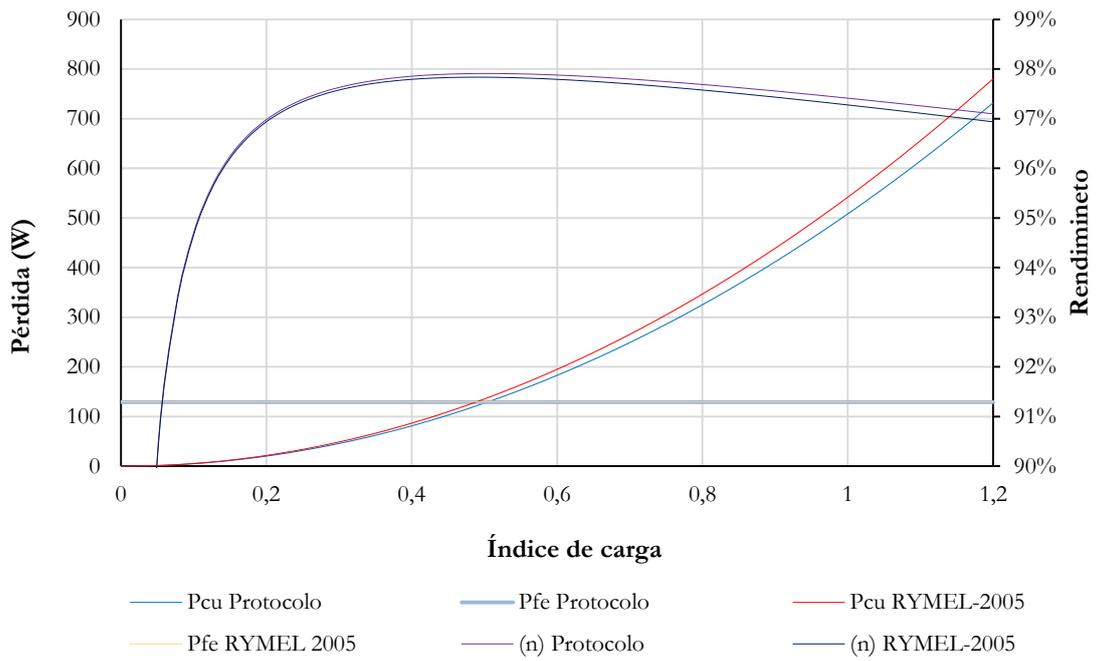
AÑO	MARCA	CONEXIÓN	VALORES NOMINALES				RESISTENCIA EN DEVANADOS		ENSAYO SIN CARGA			ENSAYO CON CARGA		
			Vn1	Vn2	In1	In2	Alta (Ω)	Baja ($m\Omega$)	Vo(V)	Io(A)	Po(W)	Icc(A)To	Pc(85°)	Zcc(85°)
2005	INATRA	Dyn5	22000	220	3.94	394	35.70	1.11	220	7.8	400	3.94	1910	4.03
1999	ECUATRAN	Dyn5	6300	480	13.75	180.2	6.05	11.66	480	2.81	481.1	13.63	1958.8	3
2001	INATRA	Dyn5	22000	220	3.94	394	27.70	1.10	220	7	445	2.85	1888	4.16
1992	SIEMENS	Dyn5	6300	210	13.75	412.39	3.12	2.70	210	6	520	13.75	2181	2.76
1992	SIEMENS	Dyn5	6300	210	13.75	412.39	3.12	2.70	210	6	540	13.75	2181	2.87
1992	SIEMENS	Dyn5	6300	210	13.75	412.39	3.12	2.70	210	6	520	13.75	2165	2.76

Transformadores de 192.5KVA

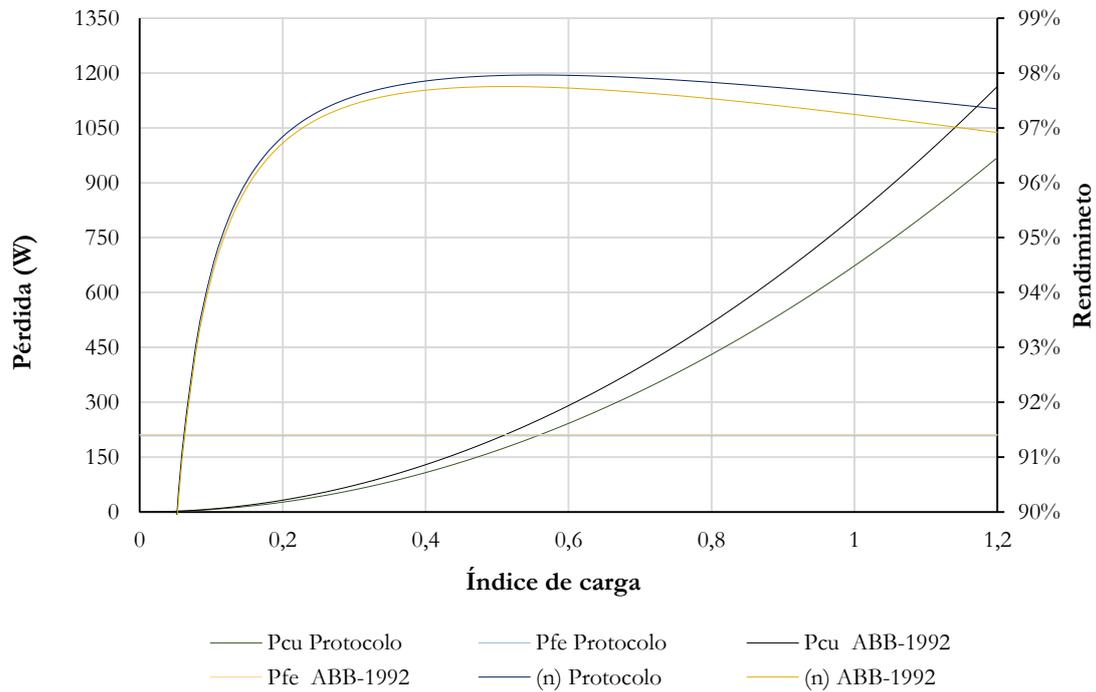
AÑO	MARCA	CONEXIÓN	VALORES NOMINALES				RESISTENCIA EN DEVANADOS		ENSAYO SIN CARGA			ENSAYO CON CARGA		
			Vn1	Vn2	In1	In2	Alta (Ω)	Baja ($m\Omega$)	Vo(V)	Io(A)	Po(W)	Icc(A)To	Pc(85°)	Zcc(85°)
2002	INATRA	Dyn5	6300	220	17.64	505	2.90	1.68	218	1.92	558	18.3	2485	4.01
2000	INATRA	Dyn5	22000	440	5.05	253	27.90	8.20	450	5.667	580	3.8	2347	4.07
2002	ECUATRAN	Dyn5	22000	220	2.624	262.43	51.50	4.32	220	5.12	334	1.83	1465.36	3.51
2001	INATRA	Dyn5	22000	225	5.05	505	29.50	2.64	225	1.64	572	4.06	2689	3.73

Anexo 4: Curvas de pérdidas y rendimiento

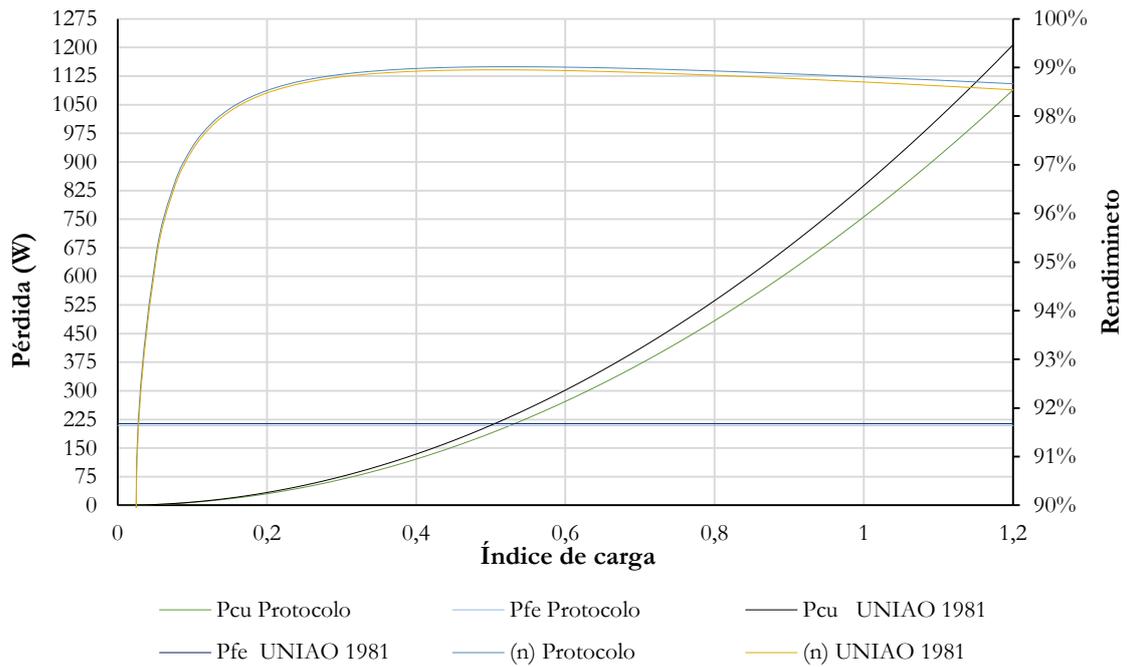
Transformador de 30 kVA RYMEL -2005 con 10,3 años de operación



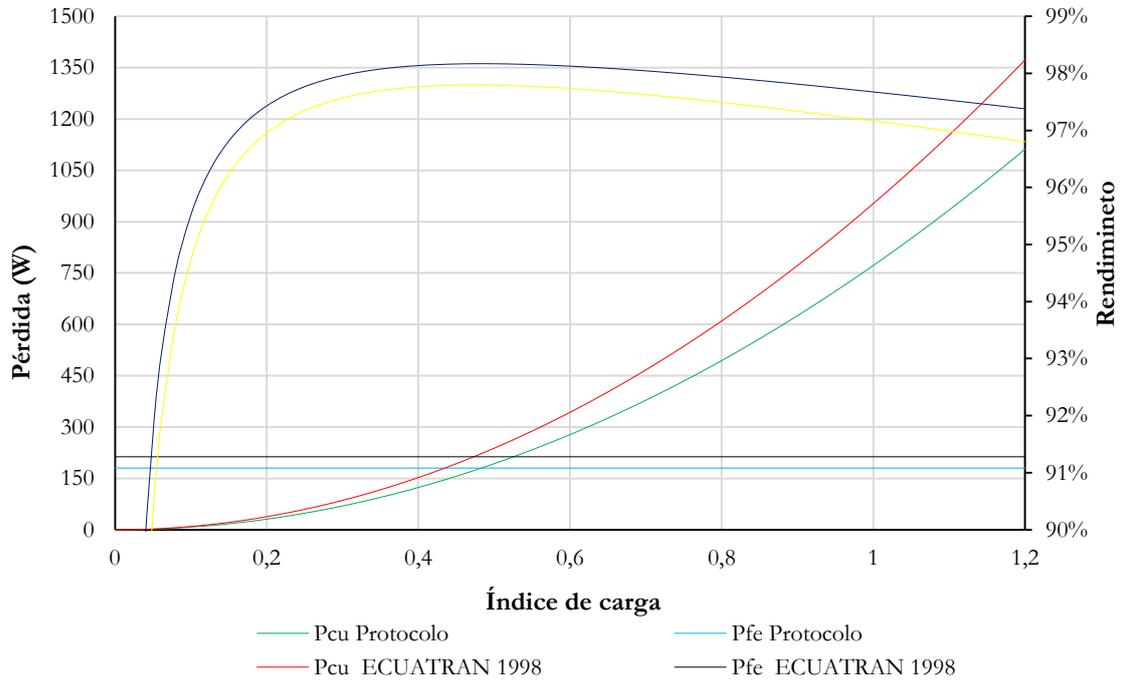
Transformador de 45 kVA ABB -1992 con 21 años de operación



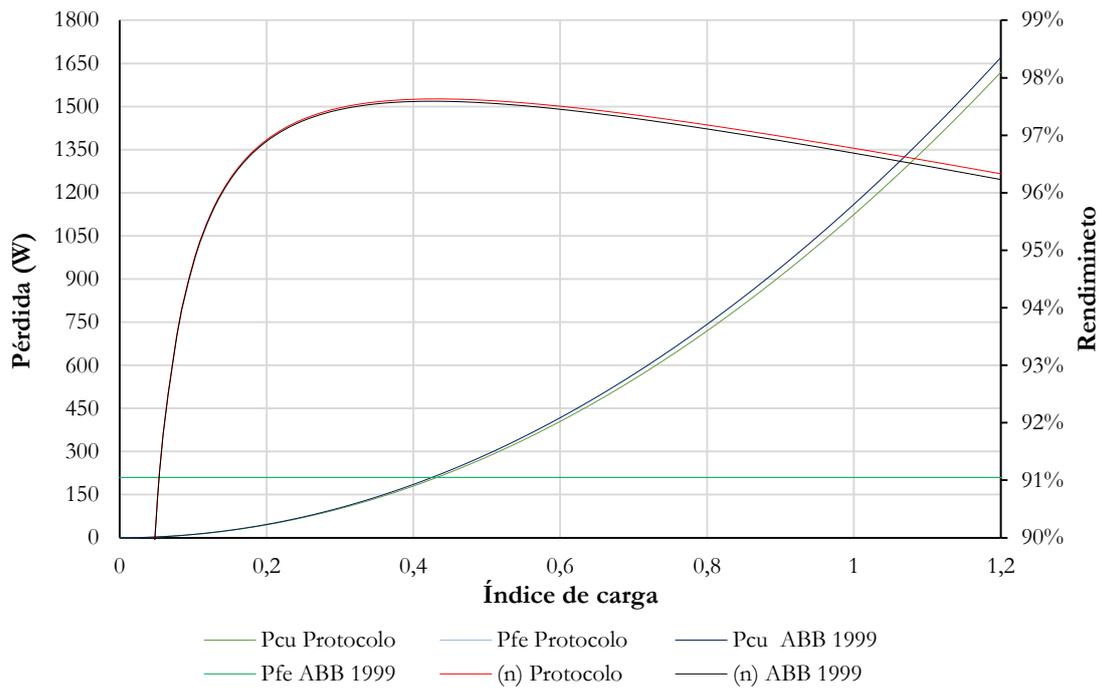
Transformador de 45 kVA UNIAO -1981 con 30,7 años de operación



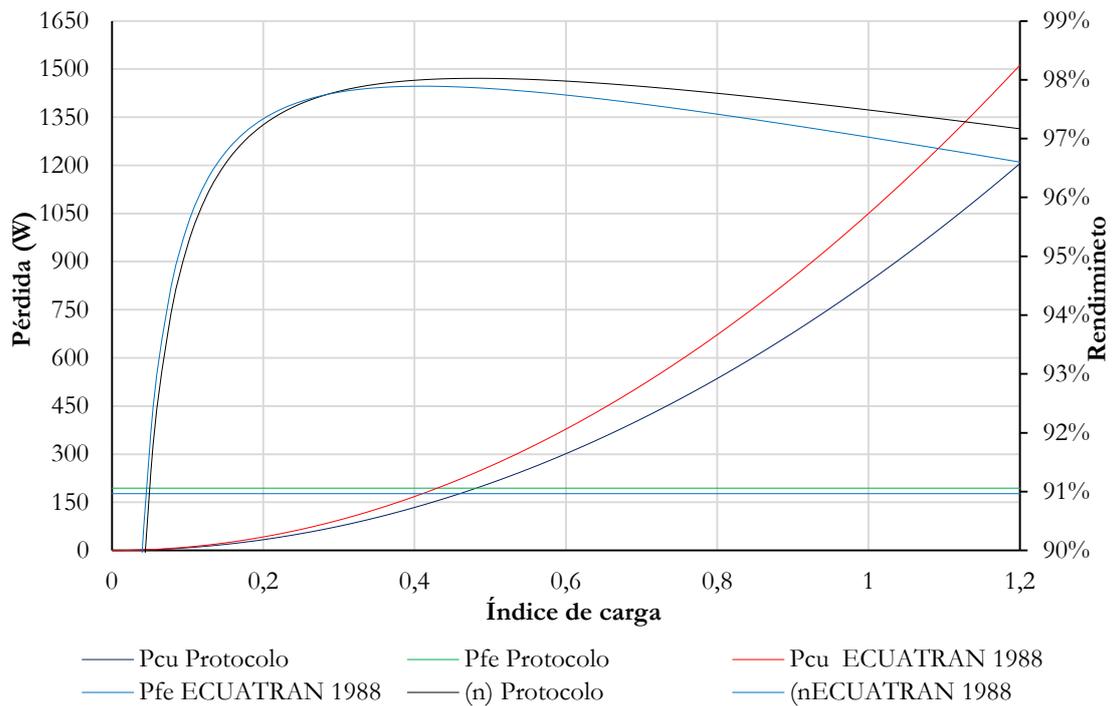
Transformador de 50 kVA ECUATRAN -1998 con 17 años de operación



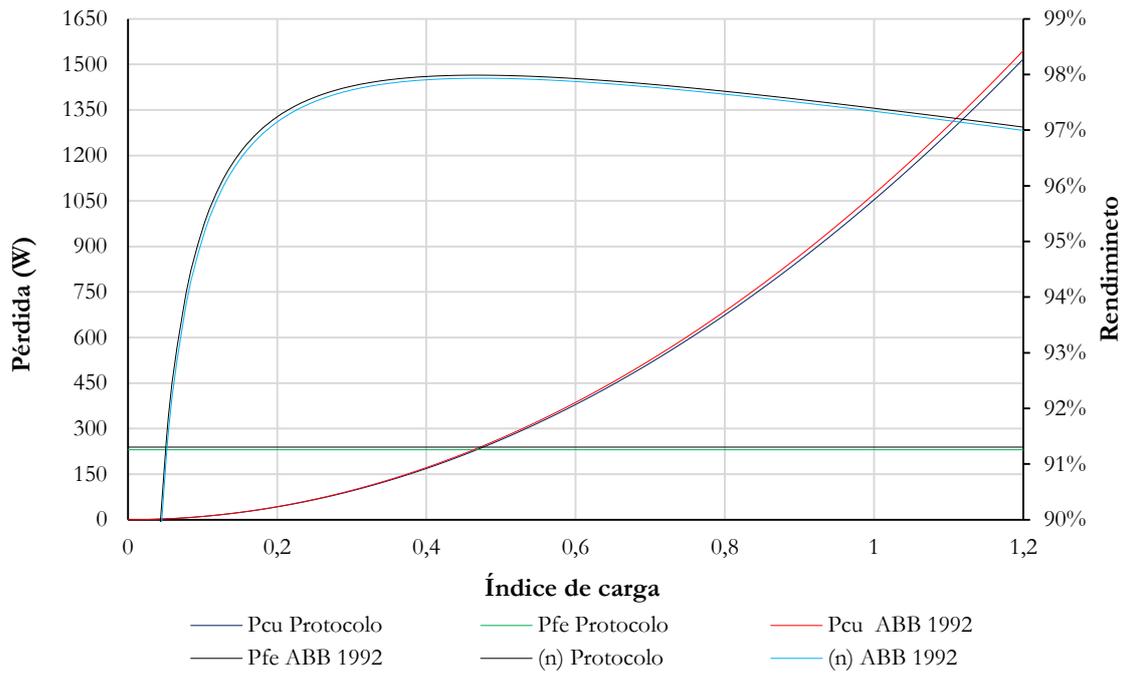
Transformador de 50 kVA ABB -1999 con 15 años de operación



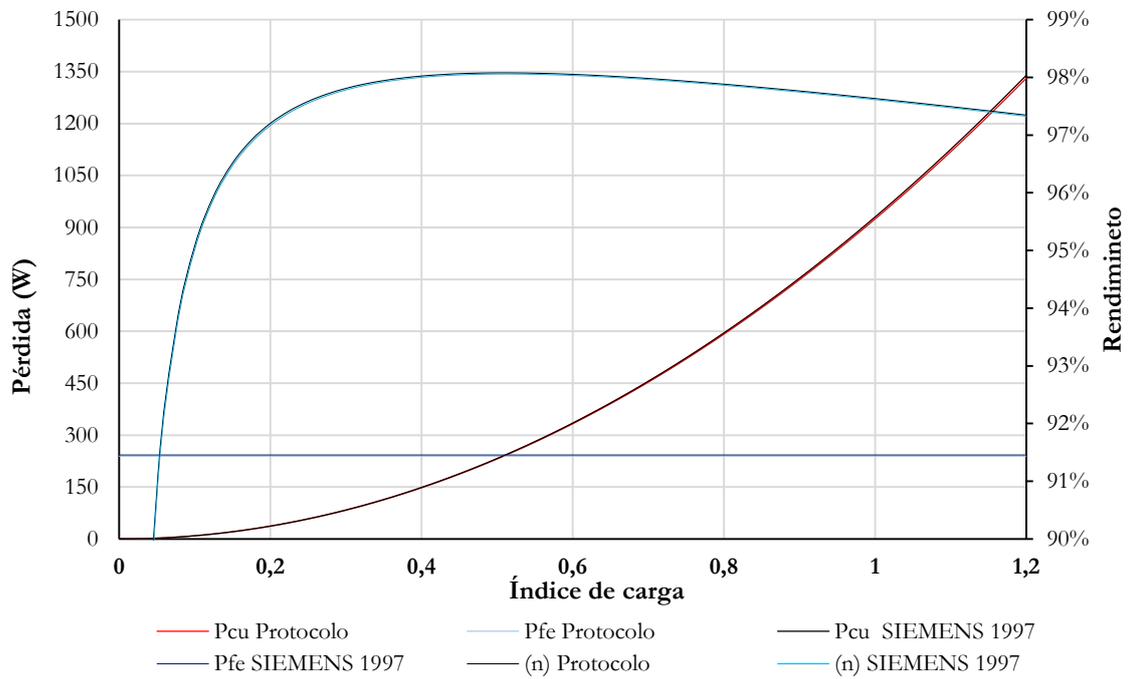
Transformador de 50 kVA ECUATRAN -1988 con 25 años de operación



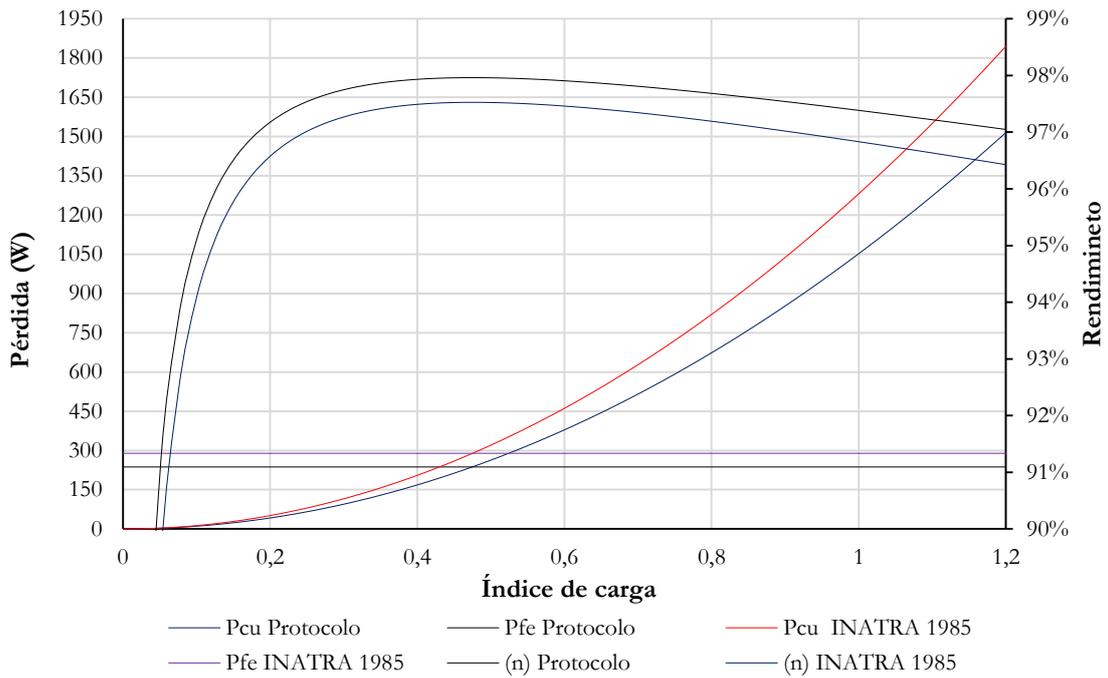
Transformador de 60 kVA ABB -1992 con 18,8 años de operación



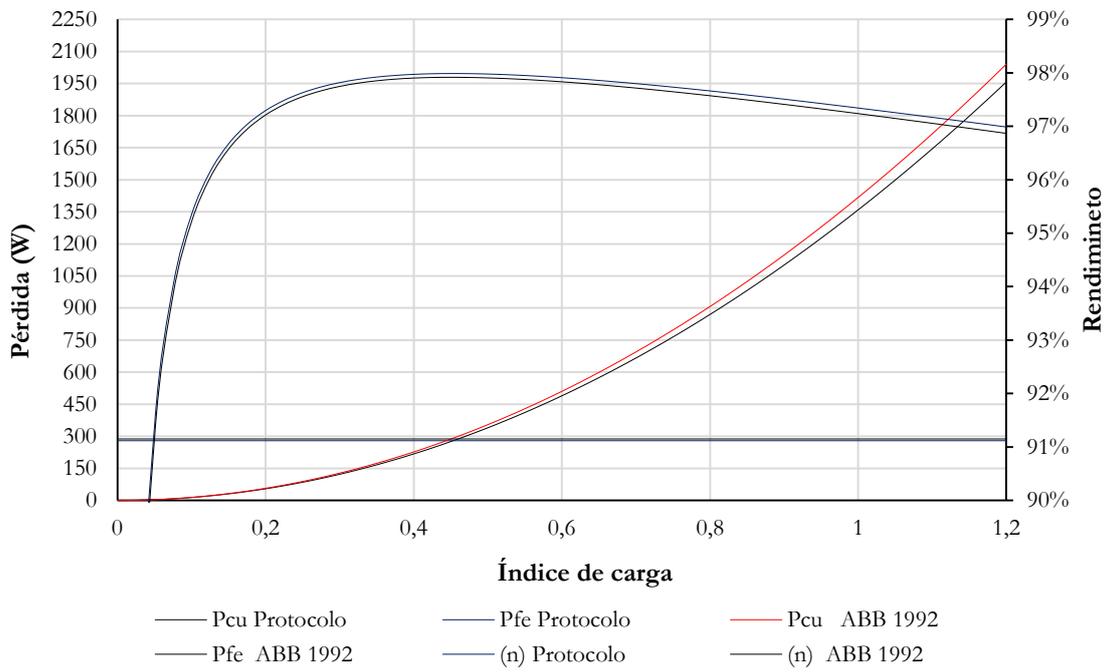
Transformador de 60 kVA SIEMENS -1997 con 21 años de operación



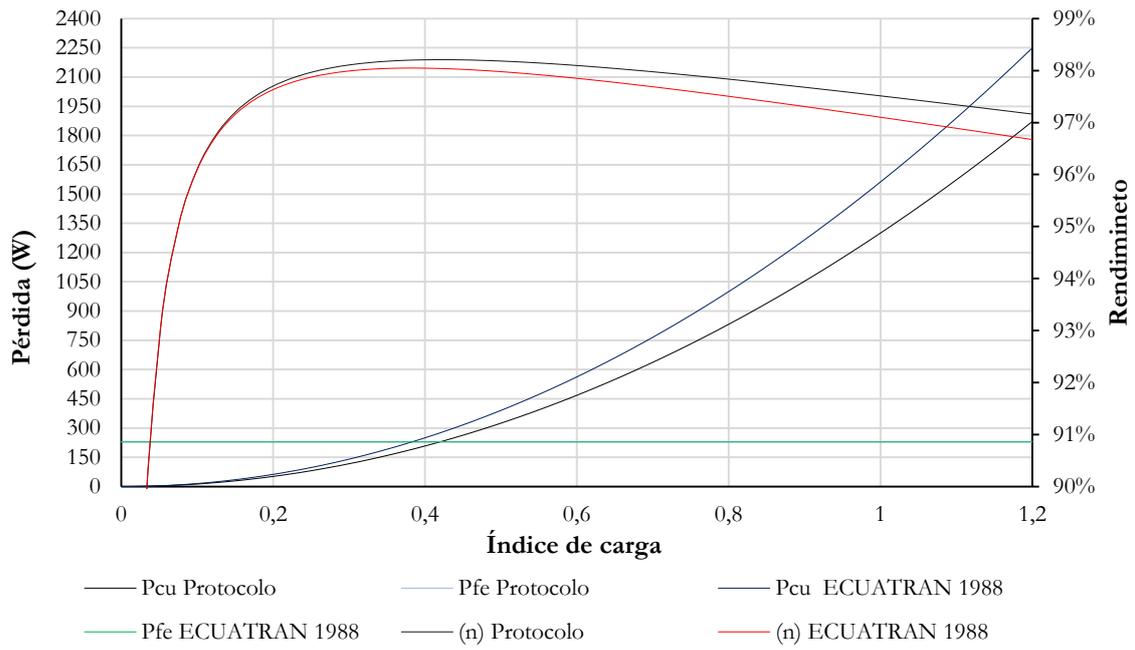
Transformador de 75 kVA ABB -1992 con 18 años de operación



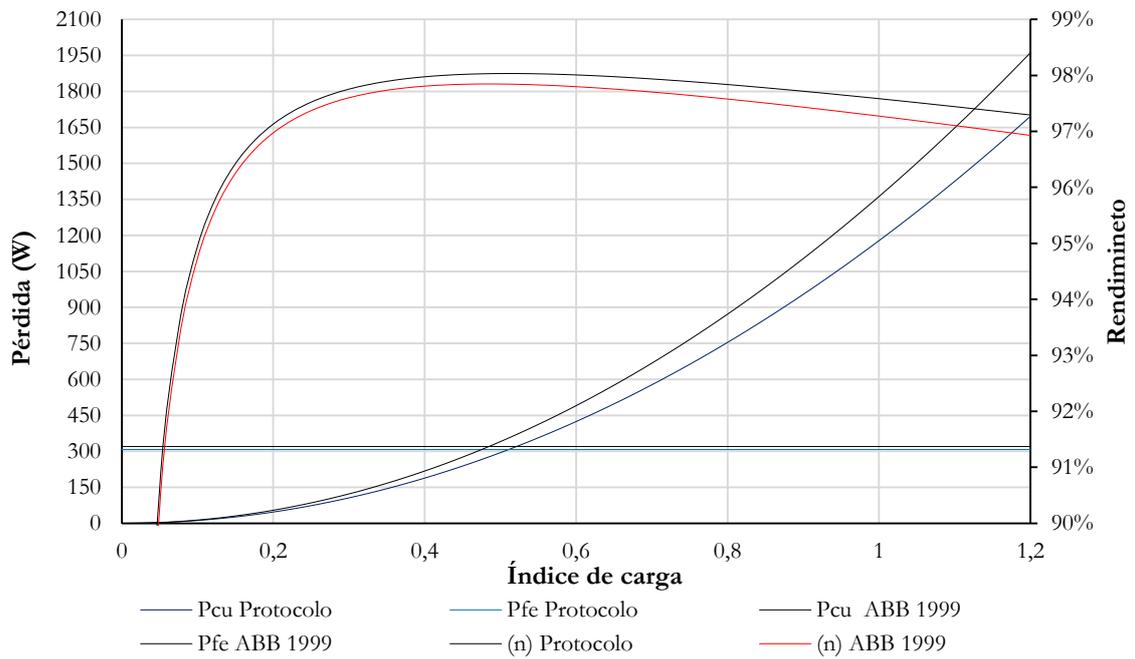
Transformador de 75 kVA ABB -1992 con 18 años de operación



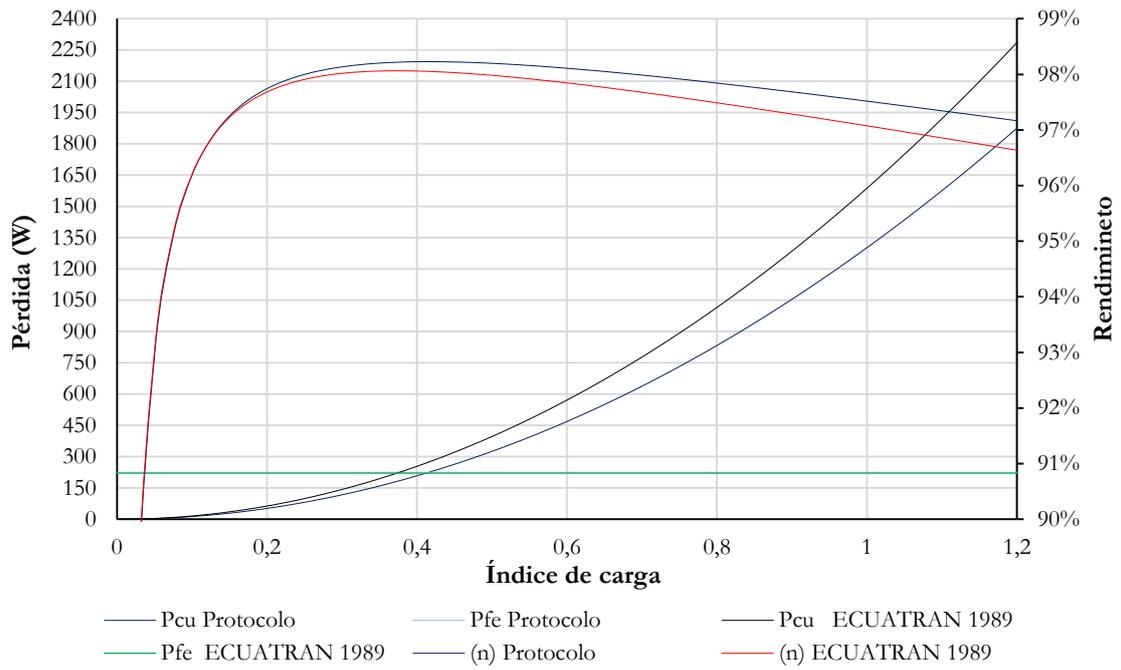
Transformador de 75 kVA ECUATRAN -1988 con 26 años de operación



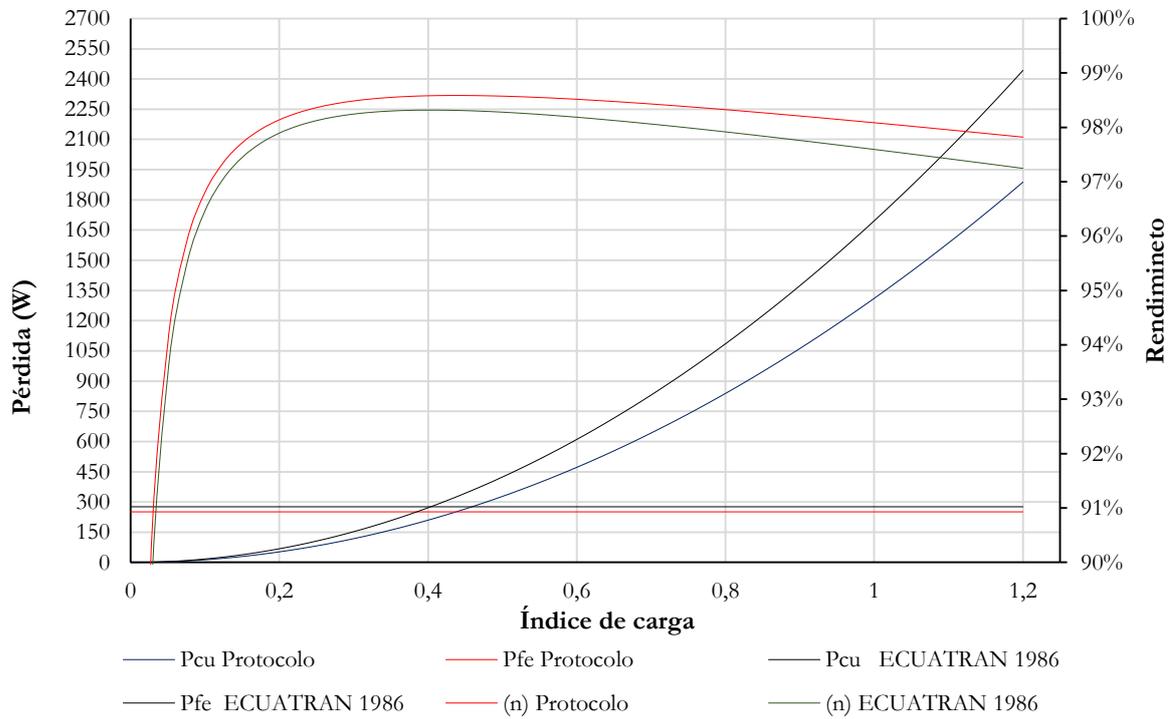
Transformador de 75 kVA ABB -1999 con 15 años de operación



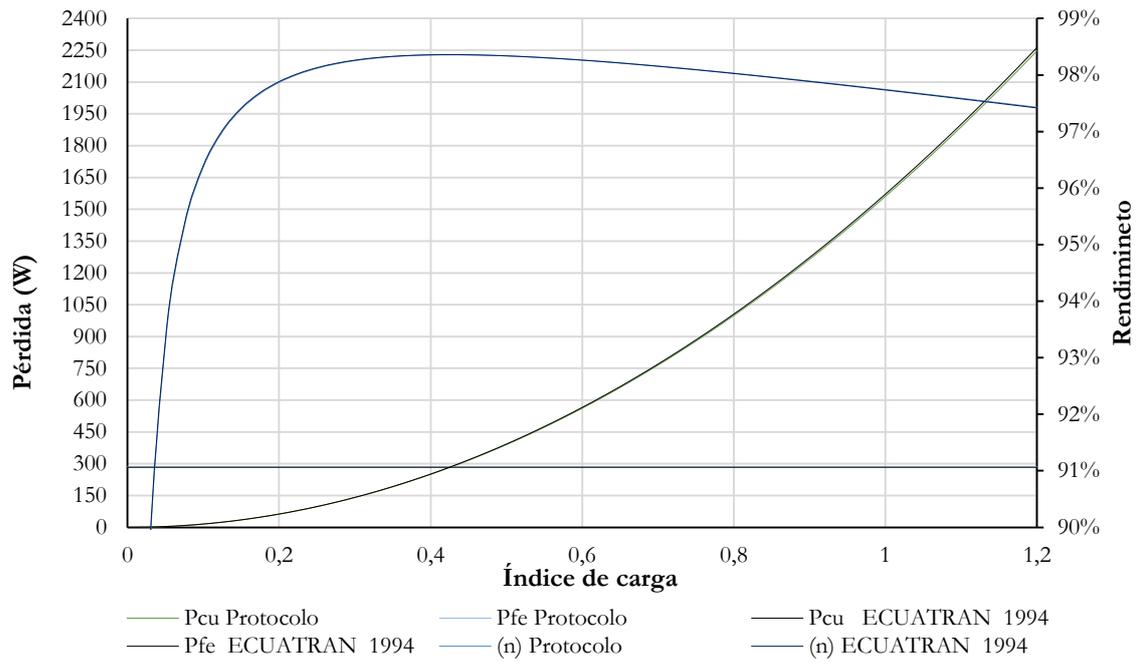
Transformador de 75 kVA ECUATRAN -1989 con 22 años de operación



Transformador de 100 kVA ECUATRAN -1986 con 28,5 años de operación



Transformador de 100 kVA ECUATRAN -1994 con 28,5 años de operación



Anexo 5: Especificaciones técnicas de los equipos utilizados para pruebas eléctricas

➤ **MEGÓHMETRO 5000V MODELO 5070**



Descripción: Pose la Capacidad para medir la resistencia de aislamiento hasta 30TΩ. Resistentes a la intemperie garantizando pruebas en campo, son exactos, confiables y construidos para un trabajo propio de mantenimiento eléctrico.

Principales características

- Medición directa y visualización de capacitancia y corriente de fuga.
- Visualización de resistencia, tensión de prueba y tiempo de ejecución.
- Tiempos programables de ejecución de pruebas y de tasa IP.
- Funciones de estabilización de lectura (Smooth) y alarma.
- Descarga automática y visualización de la tensión de descarga.
- Pantalla grande doble con visualización de tiempo, tensión y mediciones.
- Compensación de temperatura programable.
- Bloqueo programable de tensión de prueba.

Especificaciones técnicas

Tensiones de prueba		500V,1000V,2500V y 5000V
Mediciones de aislamiento		30KΩ a 10000 GΩ (10 TΩ)
Indicador de alarma de tensión		Si >25V
Precisión	1KΩ a 40GΩ	±5% de lectura ± 3 cuentas
	40KΩ a 10TΩ	±15% de lectura ± 10 cuentas
Almacenamiento de resultados de pruebas		Almacena más de 1500 resultados de pruebas
Conexión de comunicaciones		En serie y con adaptador de RS-232 a USB

➤ **Winding Resistance WR50-12.**



Descripción: Este dispositivo está diseñado para la medición de una resistencia de carga inductiva con un alto grado de precisión, aplicando un nivel de corriente prefijado, seleccionado por el usuario, de 0,025A a 50A.

Principales características

- Operación facial a través de una pantalla táctil.
- Carga inductiva hasta 1500 Henry.
- Se puede operar el dispositivo completamente remoto con una Pc.
- Pose 3 canales de entrada de temperatura.
- Corriente CC ajustable para la resistencia de 0.05μ ... 100k.
- Impresora integrada en el panel.
- Fuente de alimentación de alta potencia (50A/50V).

Especificaciones técnicas

Rango	0.05 a 1KΩ
Resolución	5 Dígitos
corriente	10mA...50A a 50V
Exactitud	±0.1% Rdg y ± 2LSD
Rango de inductancia	0 Henry a 1500 Henry
Temperatura	Operación: -10° C a 60° C Almacenamiento: -20° C a 70° C

➤ **TR-MARK III-Turns Ratio Meter 3 Phase**

	<p>Descripción: Este sistema inteligente analiza la configuración de un transformador y realiza automáticamente todas las mediciones necesarias para la relación de voltaje, la relación de vueltas, la corriente y el desplazamiento de fase.</p>	
	<p>Principales características</p>	
	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Rango de voltaje de prueba automático. ➤ Proporciona un porcentaje de error ➤ Detección automática de vector de fase ➤ Almacenamiento de datos de más de 10.000 mediciones ➤ Impresora interna 	
	<p>Especificaciones técnicas</p>	
	<p>Alimentación de línea de entrada</p>	<p>100 a 250 VCA 47-63 Hz, rango automático, fusible: 2A</p>
	<p>Pantalla del panel</p>	<p>LCD a color con iluminación posterior y pantalla táctil</p>
	<p>Voltaje de prueba</p>	<p>Seleccionable por el usuario 100, 40, 10 y 1 Vca, 1A</p>
	<p>Interfaz</p>	<p>9 pines RS232 serie / 2 USB 1.1 (1 host, 1 dispositivo)</p>
	<p>Almacenamiento de memoria</p>	<p>Almacena más de 10.000 resultados de pruebas completos</p>
	<p>Temperatura de Funcionamiento</p>	<p>-10 ° C a 60 ° C</p>
<p>Temperatura de almacenamiento</p>	<p>-20 ° C a 70 ° C</p>	

➤ **SR604 Pinza de Corriente Marca AEMC CAT 2113.44**

	<p>Descripción: La Pinza de corriente posee un diseño ergonómico con un funcionamiento sencillo, teniendo como característica principal un desfase pequeño para mediciones de potencia. Diseñado para uso con multímetros digitales, registradores, indicadores, osciloscopios y medidores de potencia de acuerdo con las normas de seguridad en 61010, 600V CAT III.</p>	
	<p>Especificaciones técnicas</p>	
	<p>Modelo</p>	<p>SR604</p>
	<p>Relación</p>	<p>1000:5</p>
	<p>Rango de medición (CA)</p>	<p>0,1 a 1000A</p>
	<p>Señal de salida (CA)</p>	<p>1mA/A</p>
	<p>Desplazamiento de fase</p>	<p><0,5°</p>
	<p>Conexión de salida</p>	<p>Cable</p>
	<p>N° de catalogo</p>	<p>2113.44</p>

➤ **Automatic Three-Phase Test System Model 2350**



Descripción: Ofrece la posibilidad de probar los medidores de hoy en día con cualquier combinación de ángulos de fase de voltaje, desequilibrios de corriente, desequilibrios de ángulos de fase y frecuencias en pasos de 0.001Hz.

Especificaciones técnicas

Voltaje de entrada	120 o 240VAC (3 hilos), 50 o 60Hz monofásico.
Potencia de entrada	650VA máximo
Precisión del sistema	Para rangos de corriente 0.2A-50A: - kWh +/- 0,04% a 1,0 P.F. (+/- 0.01% típico) - kWh +/- 0,04% a 0,5 P.F. (+/- 0.01% típico) - kW +/- 0,075%
Precisión de voltaje y corriente	0,50% RMS real
Precisión del ángulo de fase	+/- 0.5 °
Frecuencia de prueba	45-65Hz en pasos de 0.001Hz
Distorsión armónica de voltaje	Menos de 1.0% THD(menos de 0.5% típico)
Distorsión armónica actual	Menos del 1.0% THD (menos de 0.3% típico)
Formularios de prueba del medidor	1S-17S, 19S, 21S, 24S, 26S, 29S, 35S, 36S, 45S, 46S, 56S, 66s

➤ **CLOU CL30005-16**



Descripción: CL30005 es una Mesa de prueba multifuncional de tecnología avanzada para probar tipos de medidores electrónicos trifásicos, medidor de energía de múltiples funciones trifásicos, medidores de energía PLC trifásicos y medidores multirifa trifásicos (prepagos).

Funciones principales

- Me permite llevar a cabo pruebas simultanea de contadores de energía con el mismo modo, diferente contante y clase de precisión
- Me permite mostrar diagramas, fasores y oscilaciones de la misma fase de voltaje y corriente en tiempo real
- Medir grados de distorsión de voltaje y corriente de salida
- Medir parámetros como voltaje, corriente, energía, factores de energía, fase y frecuencia.
- Medirlas variaciones causadas por las magnitudes de influencia, tales como la tensión, frecuencia, secuencia de fase armónica, inversa y tensión equilibrada.

Especificaciones técnicas

Tipo	CL30005-16
parámetros	0-380v 0,01-100A
Precisión	0,05
S/N	06029

Anexo 6: Cuantificación de Energía no registrada en transformadores particulares

Potencia nominal (kVA)	Código	Energía registrada (kWh)	Energía registrada (kVARh)	Energía registrada + CPT (kWh)	Energía registrada + CPT (kVARh)	Energía no registrada (%)	Estrato
192	8318	50,1603	450,8476	63,9506	551,9332	27,492%	I
112,5	26111	49,9856	3,7909	58,5920	76,8895	17,218%	I
125	25067	33,5576	256,1614	42,9439	337,6476	27,971%	I
100	2021	52,7645	4,3626	60,8841	69,2917	15,388%	I
50	9454	21,5904	9,8464	26,4354	52,3494	22,441%	I
50	28184	18,6918	11,4754	23,2168	54,0150	24,209%	I
160	2230	136,6492	629,1915	149,1334	730,5841	9,136%	I
50	20896	29,1811	25,5099	33,7659	68,0626	15,712%	I
50	4502	33,7443	0,1361	38,5957	42,6497	14,377%	I
100	16965	49,6763	33,0768	57,5093	98,0634	15,768%	I
125	17425	107,2311	43,9152	116,6464	125,2093	8,780%	I
75	18293	73,2084	5,1743	79,6496	53,8708	8,798%	I
100	21928	76,1375	94,4693	82,8288	159,6254	8,788%	I
192,5	13252	141,6108	105,7869	155,7454	206,6692	9,981%	I
100	26119	77,5872	42,1177	84,2305	107,2873	8,562%	I
75	3767	113,9387	16,2830	120,5245	65,0076	5,780%	I
100	20306	113,0077	47,2837	120,8160	112,3477	6,910%	I
192	331	273,4285	121,1971	287,1337	222,0406	5,012%	I
75	6574	109,5236	35,0014	116,1173	83,7430	6,020%	I
60	1783	120,9972	3,3346	126,6297	43,3739	4,655%	I
112,5	25047	221,3192	2,7037	229,6218	76,0911	3,751%	I
75	4761367	84,1208	112,3495	90,7320	161,1293	7,859%	I
100	12353	230,9352	23,5027	238,3388	88,8486	3,206%	I
45	25215	56,9871	21,0521	60,9545	61,6797	6,962%	I
75	26219	151,8687	90,4689	158,1001	139,4036	4,103%	I
150	28482	341,4363	47,4520	352,6590	138,0413	3,287%	I
150	1976	316,7208	87,4848	327,8841	177,9023	3,525%	I
50	CASCADA	114,5011	40,5187	119,4157	83,1369	4,292%	I
160	9854	385,3653	111,6563	397,6355	212,4679	3,184%	I
50	25034	59,0569	42,6224	63,4866	85,2673	7,501%	I
100	25174	208,1662	47,8978	216,4291	113,1571	3,969%	I
100	2137	161,3263	93,1992	169,6034	158,4912	5,131%	I
50	28029	76,8806	16,4229	81,3489	59,0453	5,812%	I
30	21993	72,8838	4,3482	76,0842	31,4068	4,391%	I
100	3529	216,0714	393,1611	224,7290	459,3304	4,007%	I
100	17418	259,7934	114,8243	267,9590	180,4715	3,143%	I
100	25063	384,9109	13,5130	392,3069	79,4964	1,921%	II
150	15195	497,8626	204,7493	508,6253	295,8453	2,162%	II
160	20204	437,0989	295,5628	449,3631	396,7361	2,806%	II
125	13064	411,1961	167,3625	421,2024	249,5486	2,433%	II
150	25076	429,4372	281,0403	439,3096	372,3110	2,299%	II
190	14960	388,4544	649,8204	402,8218	751,7691	3,699%	II

Potencia nominal (kVA)	Código	Energía registrada (kWh)	Energía registrada (kVARh)	Energía registrada + CPT (kWh)	Energía registrada + CPT (kVARh)	Energía no registrada (%)	Estrato
30	26329	111,1280	38,8702	114,5954	66,0920	3,120%	II
100	20841	376,4724	79,9464	384,7822	145,8689	2,207%	II
50	14555	154,6146	23,9936	159,7270	66,7788	3,307%	II
75	21417	264,0881	6,4957	270,0612	55,9518	2,262%	II
125	28045/20174	606,8086	114,9645	617,1895	198,0809	1,711%	II
50	25071	221,0677	21,1812	225,7127	64,2806	2,101%	II
150	17378	549,5912	422,2177	559,8744	514,6225	1,871%	II
50	1848	266,6098	85,1931	271,8814	128,2336	1,977%	II
50	20303	134,3246	39,3662	139,0798	82,2288	3,540%	II
75	5900	422,9211	61,1449	430,0128	110,9726	1,677%	II
50	20894	292,0169	5,5696	296,8649	48,9547	1,660%	II
160	15174	635,4808	712,2162	648,8585	816,2852	2,105%	II
75	6496	417,6299	91,5837	424,7840	141,5478	1,713%	II
30	ARROZ	169,8923	69,8082	173,5257	97,2685	2,139%	II
75	2867	444,7370	347,5525	452,5950	399,0518	1,767%	II
160	5982	1068,199	477,6390	1082,3598	583,5853	1,326%	II
75	20384	330,5743	169,9453	337,6008	220,3240	2,126%	II
175	3667722	1307,514	389,9903	1322,5862	505,9102	1,153%	II
45	21942	282,1926	76,5023	286,6766	118,1169	1,589%	II
150	301	1124,530	302,1269	1138,1353	399,6125	1,210%	III
192,5	8265	1236,576	831,9260	1253,9208	943,3233	1,403%	III
160	3667	28,8003	14,5813	40,7460	114,5115	41,478%	IV
50	21794	13,9757	5,7878	17,9087	48,3858	28,142%	IV
75	5711	60,1937	15,4003	66,7421	64,0431	10,879%	IV
75	1982	65,6077	2,8603	72,1575	51,5062	9,983%	IV
75	8658	45,9101	28,3580	52,4594	77,0029	14,266%	IV
150	25075	146,0077	48,4304	157,0164	138,4309	7,540%	IV
160	8529	144,9880	11,1040	156,9628	111,1131	8,259%	IV
150	29951	171,4993	29,1464	180,5785	119,3879	5,294%	IV
50	283	59,5798	0,0018	64,4378	42,5264	8,154%	IV
75	2499	76,1328	74,5632	82,7021	123,2516	8,629%	IV
50	25085	76,0363	44,2660	80,3467	86,8860	5,669%	IV
150	26187	298,8906	96,9707	309,9393	187,2360	3,697%	IV
50	4269	95,7244	17,5985	100,6094	60,2081	5,103%	IV
192,5	29926	424,9153	44,4643	437,1077	145,9797	2,869%	IV
75	26161	147,3098	68,2564	153,8914	117,0410	4,468%	IV
100	20026	190,7401	50,0956	198,6798	115,2241	4,163%	IV
75	21995	162,0448	0,0003	168,2619	48,8362	3,837%	IV
150	28195	358,4971	70,9108	369,2415	161,3506	2,997%	IV
75	1135	145,2986	5,7596	151,9089	54,5375	4,549%	IV
50	18811	124,2767	34,5075	126,3188	77,3877	1,643%	IV
100	7657	239,5952	15,1204	247,8188	80,2890	3,432%	IV

Potencia nominal (kVA)	Código	Energía registrada (kWh)	Energía registrada (kVARh)	Energía registrada + CPT (kWh)	Energía registrada + CPT (kVARh)	Energía no registrada (%)	Estrato
45	4385363	91,7529	15,9745	96,2755	56,5689	4,929%	IV
100	13410	210,1052	42,3124	217,5057	107,5777	3,522%	IV
75	4635090	228,0662	67,5627	234,7641	116,5315	2,937%	IV
100	6656	275,7327	171,5729	284,0504	236,9585	3,017%	IV
125	4672	328,7894	0,0001	338,5609	81,6530	2,972%	IV
100	21992	248,2080	15,2580	255,0172	80,7016	2,743%	IV
50	9456	148,1833	0,0439	153,1242	42,7056	3,334%	IV
100	8026186	259,1556	72,0525	267,4147	137,3030	3,187%	IV
50	20308	185,2699	0,0862	190,0373	42,8613	2,573%	IV
125	18848	332,2137	19,0432	341,8845	100,7142	2,911%	IV
50	8051	130,9121	24,9720	135,8481	67,6805	3,771%	IV
75	6517	225,7360	26,8584	232,4381	75,8363	2,969%	IV
100	17687	328,0361	71,4486	334,9171	137,0801	2,098%	IV
75	5910	249,0907	6,6539	255,8285	55,7098	2,705%	IV
50	4682	144,9070	58,2542	149,8706	100,9981	3,425%	IV
125	26473	391,7562	122,2407	400,7549	204,2125	2,297%	IV
192,5	6594	880,9206	772,1783	895,8625	876,7358	1,696%	IV
100	25296	413,7715	71,5269	422,0505	137,3202	2,001%	IV
192,5	21876	876,8808	244,9939	889,1227	348,4552	1,396%	IV
192,5	21017	978,7038	7,8265	992,2181	111,4992	1,381%	IV
100	25033	347,0564	199,9108	353,8401	265,7905	1,955%	IV
75	17415	324,3315	26,5009	330,4845	75,9347	1,897%	IV
150	28151	604,0021	131,1403	614,3711	222,6745	1,717%	IV
125	26474	556,4580	0,0000	566,2615	82,5322	1,762%	IV
192,5	26449	931,6832	335,8424	945,5866	439,7194	1,492%	V
30	25010	154,6738	33,4859	157,6439	60,7483	1,920%	V
50	25264	256,3137	28,9747	261,2255	72,1238	1,916%	V
45	21842	301,4925	31,2928	306,1641	72,4083	1,549%	V
75	6531	378,9630	20,3645	385,9853	70,0411	1,853%	V
175	18806	927,1090	313,9744	940,6984	426,8894	1,466%	V
50	17495	337,2071	0,0090	342,3888	43,3951	1,537%	V
50	21981	345,3632	140,3984	350,4275	184,0074	1,466%	V
125	2598	769,6768	574,1490	780,6633	658,7196	1,427%	V
112,5	26112	886,6418	267,8612	896,7018	344,5765	1,135%	V
192	20355	1424,499	537,2971	1440,5254	644,7445	1,125%	V
112,5	7794	755,3885	1133,706	767,7228	1214,9132	1,633%	V
125	26077	1010,812	432,8394	1022,1721	518,6450	1,124%	V
175	26076	1490,693	841,4946	1504,7367	960,5127	0,942%	VI
50	6455	483,1861	25,6021	489,2591	70,9382	1,257%	VI
60	1802	631,1577	142,5018	639,1565	186,4692	1,267%	VI
75	12708	1303,206	793,2135	1315,1817	855,9653	0,919%	VI