

UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA

SEDE CUENCA

CARRERA: INGENIERÍA ELÉCTRICA

**OPTIMIZACIÓN DE TRANSFORMADORES EN FUNCIÓN DE SU PERFIL Y
CRECIMIENTO DE LA DEMANDA**

TRABAJO DE TITULACIÓN PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO

DE:

INGENIERO ELÉCTRICO

Autores:

Arévalo Salamea Fernando Patricio

Moscoso Novillo Adrián Sebastián

Tutor:

Ing. Pablo Daniel Robles Lovato Ms.C.

CUENCA, ABRIL DE 2016

© DERECHOS DE AUTOR

Nosotros Fernando Patricio Arévalo Salamea y Adrián Sebastián Moscoso Novillo, por medio del presente documento certificamos que hemos leído la Política de Propiedad Intelectual de la Universidad Politécnica Salesiana y estamos de acuerdo con su contenido, por lo que los derechos de propiedad intelectual del presente trabajo de investigación quedan sujetos a lo dispuesto en la Política.

Asimismo, autorizamos a la Universidad Politécnica Salesiana para que realice la digitalización y publicación de este trabajo de investigación en el repositorio virtual, de conformidad a lo dispuesto en el Art. 144 de la Ley Orgánica de Educación Superior.

Cuenca, 05 de abril de 2016



Fernando Patricio Arévalo Salamea
C.I.: 030222755-8



Adrián Sebastián Moscoso Novillo
C.I.: 030202904-6

CERTIFICACIÓN

En calidad de TUTOR DEL TRABAJO DE TITULACIÓN “*OPTIMIZACIÓN DE TRANSFORMADORES EN FUNCIÓN DE SU PERFIL Y CRECIMIENTO DE LA DEMANDA*”, elaborado por Fernando Patricio Arévalo Salamea y Adrián Sebastián Moscoso Novillo, declaro y certifico la aprobación del presente trabajo de titulación basándose en la supervisión y revisión de su contenido.

Cuenca, 05 de abril de 2016



Ing. Pablo Daniel Robles Lovato Ms.C.
TUTOR DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

AGRADECIMIENTO

Queremos expresar nuestro más sincero agradecimiento al tutor de nuestro proyecto técnico, el Ing. Pablo Daniel Robles Lovato Ms.C. por brindarnos su apoyo y conocimientos que han sido un aporte fundamental para la consecución del mismo, al Grupo de Investigación en la persona de su director Ing. Flavio Quizhpi, por dar el aval de nuestro trabajo, al Consejo de Carrera de Ingeniería Eléctrica y al Ing. Marco Carpio Director de Carrera por brindar todas las facilidades del caso para llevar a cabo tanto los trámites como el desarrollo de nuestro proyecto, y en general a la Universidad Politécnica Salesiana y todo el personal docente que conforman la Carrera de Ingeniería Eléctrica, quienes con dedicación y esfuerzo han moldeado y modelado nuestra formación universitaria en las aulas de tan prestigiosa entidad educativa del país.

Fernando Patricio - Adrián Sebastián

DEDICATORIA

A Dios y la Virgen por colmarme de bendiciones y llenarme de fortaleza, a mis padres Fernando y Eliana por su apoyo incondicional, a mí enamorada Paola por animarme y acompañarme en todo momento, a mis familiares y amigos cuya motivación y palabras de aliento han sido importantes a lo largo de la vida universitaria, y a todos los docentes que influyeron en mi formación profesional.

Fernando Patricio

A Dios por darme salud y bendiciones, a mis padres Julia y Adrián por darme la vida, por ser mi ejemplo a seguir, educarme en valores, ser siempre mi apoyo y guía, a mis hermanos Sofía y Fernando por estar siempre a mi lado, a mi novia Cristina por entregarme su amor, respeto, apoyo incondicional y estar conmigo en todo momento, a mi abuelita Sofía por brindarme su apoyo y aconsejarme que siempre se debe luchar para cumplir todas las metas, a mis familiares y amigos por todos los consejos y apoyos recibidos durante el transcurso de mi vida y finalmente a todos mis profesores que influyeron en mi formación profesional y que me han guiado por el sendero de mi vida estudiantil.

Adrián Sebastián

ÍNDICE GENERAL

© DERECHOS DE AUTOR	II
CERTIFICACIÓN	III
AGRADECIMIENTO	IV
DEDICATORIA	V
ÍNDICE GENERAL.....	VI
ÍNDICE DE FIGURAS.....	VIII
ÍNDICE DE TABLAS	IX
GLOSARIO DE TÉRMINOS.....	X
RESUMEN.....	XII
OBJETIVOS	XIII
I. OBJETIVO GENERAL.....	XIII
II. OBJETIVOS ESPECÍFICOS	XIII
ALCANCE.....	XIV
CAPÍTULO I: INTRODUCCIÓN Y SELECCIÓN DEL MODELO MATEMÁTICO PARA LA PROYECCIÓN DE LA DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN	1
1.1 INTRODUCCIÓN.....	1
1.1.1 Marco Teórico.....	2
1.2 CLASIFICACIÓN DE LOS MODELOS MATEMÁTICOS PARA EL PRONÓSTICO DE DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA	6
1.2.1 Horizonte De Tiempo.....	6
1.2.2 Técnicas Matemáticas.....	8
1.3 SELECCIÓN DEL MODELO MATEMÁTICO ÓPTIMO PARA APLICAR EN EL PROYECTO DE INVESTIGACIÓN	13
1.3.1 Regresión Lineal Simple.....	14
CAPÍTULO II: APLICACIÓN DEL MODELO MATEMÁTICO PARA EL CAMBIO DE TRANSFORMADORES	16
2.1 PROYECCIÓN DE LA DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA UTILIZANDO EL MÉTODO DE REGRESIÓN LINEAL	16
2.1.1 Proyección De La Demanda En Un Escenario De Crecimiento Normal. 18	
2.1.2 Proyección De La Demanda En Un Escenario De Crecimiento Optimista.....	18

2.1.3	Proyección De La Demanda En Un Escenario De Crecimiento Pesimista.	19
2.2	ANÁLISIS DE CARGABILIDAD DEL TRANSFORMADOR	20
2.3	ANÁLISIS MEDIANTE LA RELACIÓN BENEFICIO COSTO PARA EL CAMBIO DE TRANSFORMADORES	21
2.4	CONSIDERACIONES ESPECIALES	28
2.4.1	Análisis Mediante El Ingreso De Cargas De Gran Potencia En El Transcurso De Un Periodo De Tiempo.....	28
2.4.2	Análisis De La Salida De Cargas De Gran Potencia En El Transcurso De Un Periodo De Tiempo.	29
CAPÍTULO III: ANÁLISIS DE RESULTADOS Y PRESENTACIÓN DE CRITERIOS ECONÓMICO – TÉCNICOS		30
3.1	ANÁLISIS DE RESULTADOS	30
3.2	PRESENTACIÓN DE CRITERIOS ECONÓMICOS - TÉCNICOS PARA CONFIRMAR LOS RESULTADOS.....	43
CAPÍTULO IV: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES		46
ANEXOS		48
Anexo 1: Histórico de Demanda del Transformador en Análisis.		49
Anexo 2: Resultados de los Cálculos de las Constantes A, B, C, D, E y de los Promedios del Tiempo y de la Demanda Linealizada.		50
Anexo 3: Resultados de la Proyección de la Demanda para los Escenarios de Crecimiento Normal, Optimista y Pesimista para los Años 4, 5, 6, 7 y 8.		51
Anexo 4: Resultados de la Proyección de la Demanda Modificada por Incrementos y Decrementos de Carga para los Escenarios de Crecimiento Normal, Optimista y Pesimista para los Años 4, 5, 6, 7 y 8.....		54
Anexo 5: Secciones que Dispone el Programa.....		56
Anexo 6: Comandos de Acceso Rápido del Programa.....		57
Anexo 7: Datos de Transformadores Comerciales que Dispone la EERCS.		58
BIBLIOGRAFÍA		59

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1: <i>Clasificación de los Modelos Matemáticos para el Pronóstico de la Demanda.</i>	6
Figura 2: <i>Clasificación de los Modelos Matemático Basados en Estadísticas.</i>	8
Figura 3: <i>Clasificación de los Modelos Matemático Basados en Inteligencia Artificial.</i>	11
Figura 4: <i>Clasificación de los Modelos Matemático Basados en Microáreas.</i>	12
Figura 5: <i>Proyección de la Demanda.</i>	21
Figura 6: <i>Botón “CRECIMIENTO DE LA DEMANDA”</i>	30
Figura 7: <i>Ventana para Ingresar el Histórico de Demanda.</i>	31
Figura 8: <i>Botones para Guardar el Histórico de Demanda por Año.</i>	31
Figura 9: <i>Botón “T STUDENT”</i>	33
Figura 10: <i>Curvas de Proyección de la Demanda.</i>	37
Figura 11: <i>Botón “GRAFICAR CRECIMIENTO DE LA DEMANDA”.</i>	38
Figura 12: <i>Botón “ANÁLISIS ECONÓMICO”.</i>	38
Figura 13: <i>Ventana para Ingresar los Datos de los Transformadores Antiguo y Nuevo.</i>	39
Figura 14: <i>Botón “INCREMENTO/DECREMENTO DE CARGA”.</i>	41
Figura 15: <i>Ventana para Ingresar el/los Incremento(s) o Decremento(s) de Carga.</i> 41	
Figura 16: <i>Curvas de Proyección de la Demanda con Incrementos y Decrementos de Carga.</i>	41
Figura 17: <i>Botón “ANÁLISIS ECONÓMICO INC/DEC DE CARGA”.</i>	42
Figura 18: <i>Ventana para Ingresar los Datos del Transformador Nuevo.</i>	42

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1: <i>Pérdidas en el Hierro y en el Cobre para Transformadores Monofásicos Clase 1</i> [14].	25
Tabla 2: <i>Pérdidas en el Hierro y en el Cobre para Transformadores Monofásicos Clase 2</i> [14].	25
Tabla 3: <i>Pérdidas en el Hierro y en el Cobre para Transformadores Trifásicos Clase 1</i> [15].	26
Tabla 4: <i>Pérdidas en el Hierro y en el Cobre para Transformadores Trifásicos Clase 2</i> [15].	26
Tabla 5: <i>Histórico de Demanda de los 3 Años.</i>	32
Tabla 6: <i>Histórico de Demanda por Trimestres.</i>	33
Tabla 7: <i>Prueba T-Student para dos muestras suponiendo varianzas desiguales.</i>	34
Tabla 8: <i>Parámetros para la Proyección de la Demanda.</i>	34
Tabla 9: <i>Factores de Relación para la Corrección Trimestral.</i>	35
Tabla 10: <i>Resultados de la Proyección de la Demanda para el Año 4.</i>	35
Tabla 11: <i>Resultados de la Proyección de la Demanda para el Año 5.</i>	36
Tabla 12: <i>Resultados de la Proyección de la Demanda para el Año 6.</i>	36
Tabla 13: <i>Resultados de la Proyección de la Demanda para el Año 7.</i>	36
Tabla 14: <i>Resultados de la Proyección de la Demanda para el Año 8.</i>	37
Tabla 15: <i>Datos Iniciales para el Análisis Económico.</i>	38
Tabla 16: <i>Datos del Transformador Antiguo para el Análisis Económico.</i>	39
Tabla 17: <i>Datos del Transformador Nuevo para el Análisis Económico.</i>	40
Tabla 18: <i>Resultados del Análisis Económico.</i>	40
Tabla 19: <i>Datos del Transformador Nuevo para el Análisis Económico cuando se Producen Incrementos y Decrementos de Carga.</i>	43
Tabla 20: <i>Resultados del Análisis Económico cuando se Producen Incrementos y Decrementos de Carga.</i>	43
Tabla 21: <i>Demanda Proyectada y Valores de Sobrecarga del Transformador.</i>	44
Tabla 22: <i>Demanda Proyectada y Valores de Sobrecarga del Transformador cuando se Producen Incrementos y Decrementos de Carga.</i>	45

GLOSARIO DE TÉRMINOS

CA:	Costo de Amortización
CAM:	Costo de Adquisición y Montaje del Equipo
CE:	Costo de Energía
CL:	Costo de Liquidación
CM:	Costo de Mantenimiento
CR:	Costo de Reparaciones Captales
CTI:	Costo Total de la Inversión
CΔPo:	Costo de las Pérdidas en el Hierro
CΔPk:	Costo de las Pérdidas en el Cobre
EERCS:	Empresa Eléctrica Regional Centrosur
FC:	Factor de Carga
kVA:	Magnitud de Potencia en kilovoltamperios
kVAR:	Magnitud de Potencia en kilovoltamperios reactivos
kW:	Magnitud de Potencia en kilovatios
Pk:	Pérdidas en el Cobre
Po:	Pérdidas en el Hierro
RBC:	Relación Beneficio-Costo
S:	Demanda
Sn:	Potencia Nominal
Subíndice A:	Para datos correspondientes al transformador antiguo
Subíndice N:	Para datos correspondientes al transformador nuevo

TE:	Tiempo Equivalente
TVU:	Tiempo de Vida Útil
VAN:	Valor Actual Neto
ΔP_o:	Pérdidas Totales en el Hierro
ΔP_k:	Pérdidas Totales en el Cobre
p.u:	Valores en por unidad

RESUMEN

El presente trabajo tiene como finalidad realizar un estudio para optimizar el funcionamiento de los transformadores en uso, sin importar su tipo o utilización, debido a que este elemento es de gran importancia dentro de los sistemas de transmisión y distribución de energía eléctrica.

Por este motivo se desarrolló un programa en Microsoft Excel que permite proyectar la demanda del equipo en operación para establecer las acciones a tomar sobre éste, como conservarlo o reemplazarlo, y determinar la factibilidad económica de la sustitución a partir del cálculo de los indicadores de rentabilidad (VAN y RBC) conjuntamente con la factibilidad técnica por medio del análisis de sobrecargas.

Finalmente los resultados obtenidos se interpretarán y ratificarán por medio de la presentación de criterios económicos y técnicos.

OBJETIVOS

I. OBJETIVO GENERAL

Aplicar modelos matemáticos para el análisis Económico-Técnico en el cambio de transformadores para el sector industrial.

II. OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Seleccionar los modelos matemáticos que se ajusten de mejor manera con los principios Económicos-Técnicos considerados.
- Utilizar la herramienta digital Microsoft Excel para el cálculo de los modelos matemáticos.
- Evaluar los resultados obtenidos del proceso matemático.
- Emitir criterios Económicos-Técnicos que garanticen el trabajo realizado.

ALCANCE

El presente proyecto consiste en aplicar un modelo matemático para optimizar el cambio de transformadores realizando un análisis económico-técnico, el mismo que pretende convertirse en una aplicación innovadora de uso nacional. El proyecto consiste en lo siguiente:

En primer lugar, se obtendrá el modelo de estimación en base a la demanda a la que está sometido el transformador y los indicadores económicos en base a sus pérdidas.

Después, se tomarán transformadores de forma aleatoria y se analizarán estos en función de las variaciones de carga, a lo largo del período de tiempo establecido para el estudio.

Se propondrán 3 escenarios de proyección de demanda (normal, optimista y pesimista), para que las propuestas realizadas cubran un mayor rango de potencia.

Luego, se realizará un análisis de relación beneficio-costos y se emitirán criterios de optimización para el cambio de los transformadores en estudio.

También, se evaluarán escenarios de repentinos incrementos/decrementos de carga en el área de incidencia de los transformadores antes indicados.

Y finalmente, se expondrán los resultados obtenidos.

CAPÍTULO I: INTRODUCCIÓN Y SELECCIÓN DEL MODELO MATEMÁTICO PARA LA PROYECCIÓN DE LA DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN

1.1 INTRODUCCIÓN

El cambio de transformadores es una actividad que se vuelve crítica debido a la gran importancia que éstos tienen dentro de un sistema eléctrico de medio voltaje sobre todo para los elementos que se encuentran conectados a continuación como por ejemplo clientes residenciales, comerciales e industriales para generalizar, donde un desabastecimiento de energía puede ocasionar pérdidas monetarias y paralización de actividades, por lo tanto esta acción se convierte en un cuello de botella el cual se podría reducir o eliminar si se aplican adecuados estudios de factibilidad económica y criterios técnicos para optimizar dicha acción en el área de concesión de la EMPRESA ELÉCTRICA REGIONAL CENTROSUR (EERCS).

La presente propuesta de proyecto tiene como finalidad optimizar el cambio de transformadores analizando su crecimiento de demanda por medio de criterios técnicos y económicos. De esta manera el proyecto se convertiría en una herramienta que beneficie tanto a la empresa distribuidora de energía eléctrica (EERCS) como a los abonados (residenciales, comerciales e industriales) que constituyan el área de incidencia del transformador analizado.

La limitación del presente proyecto sería que se tiene un modelo acoplado a la realidad de la región de incidencia, pero se podría aplicar en otras regiones teniendo en cuenta diferentes factores propios de cada región como nivel de potencia, crecimiento anual de la demanda, hábitos de consumo de energía, entre otros.

1.1.1 Marco Teórico.

➤ Demanda De Energía Eléctrica

Es la cantidad de potencia que un consumidor utiliza en un periodo de tiempo. La demanda de una instalación eléctrica en los terminales receptores, es tomada como un valor medio en un intervalo determinado. El intervalo de demanda es el periodo en el cual se registra el valor medio. El valor de demanda que se desea conocer define la duración de este intervalo. El intervalo de demanda es indispensable para establecer una demanda [1].

La demanda se puede expresar en kVA, kW o kVAR. La variación de demanda en el tiempo para una carga dada genera el ciclo de carga el mismo que se representa por medio de una curva de carga (demanda vs tiempo) [1].

➤ Carga Máxima

Se conoce también como la demanda máxima y corresponde a la carga mayor que se presenta en un sistema o en una instalación en un período de trabajo previamente establecido. Para establecer la demanda máxima se debe especificar el intervalo de demanda para medirla. La carga puede expresarse en p.u de la carga pico del sistema [1].

➤ Curvas De Carga Diaria

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

➤ **Curvas De Carga Anual**

Las curvas de carga anual están formadas por los valores de la demanda a la hora pico en cada mes, permiten una visualización de los crecimientos y variaciones de los picos mensuales y anuales. El análisis de las causas de estas variaciones debe conducir a conclusiones prácticas sobre el comportamiento del sistema y los factores que lo afectan [1].

➤ **Pérdidas En Transformadores**

Existen dos tipos de pérdidas en los transformadores, las mismas que se deben tener en cuenta pues ocasionan costos en la operación del equipo, estas pérdidas son: Pérdidas en el Hierro y Pérdidas en el Cobre, cuyos procesos de determinación se describen a continuación:

***Determinación de las Pérdidas en el Hierro:** En un transformador sin carga no se presentan pérdidas en el devanado de salida, por lo tanto la potencia que absorbe el transformador en vacío es la potencia perdida en el núcleo de hierro, lo que significa que las pérdidas en el hierro se miden en vacío [2].

***Determinación de las Pérdidas en el Cobre:** En un transformador en cortocircuito el núcleo produce pérdidas muy pequeñas, por otro lado si se mide la tensión en los devanados se registran las pérdidas en estos conocidas también como pérdidas en el cobre, por lo tanto las pérdidas en el cobre se miden con la prueba de cortocircuito [2].

➤ **Estadístico T-Student**

Es una herramienta de Excel que permite realizar un análisis estadístico para determinar la significancia de cada una de las muestras analizadas, presenta las siguientes opciones:

- Prueba t para medias de dos muestras emparejadas.
- Prueba t para dos muestras suponiendo varianzas iguales.

- Prueba t para dos muestras suponiendo varianzas desiguales.

Para el caso de la estimación de demanda, por la naturaleza de las muestras se empleará la tercera opción.

***Prueba t para dos muestras suponiendo varianzas desiguales:** En esta prueba se comparan los promedios de dos grupos de muestras completamente independientes, con varianzas desiguales o heterocedásticas.

Esta prueba “t” se realiza aplicando la siguiente fórmula:

$$t = \frac{\bar{X}_1 - \bar{X}_2}{S_{\bar{X}_1 - \bar{X}_2}} \quad (1)$$

Siendo,

$$S_{\bar{X}_1 - \bar{X}_2} = \sqrt{\frac{S_1^2}{n_1} + \frac{S_2^2}{n_2}} \quad (2)$$

Donde:

- X_1 y X_2 : Variables analizadas.
- \bar{X}_1 y \bar{X}_2 : Promedio de las variables analizadas.
- S_1^2 y S_2^2 : Varianzas de las variables.
- n_1 y n_2 : Número de observaciones de las variables.

➤ Índices De Rentabilidad Económica

La definición de Rentabilidad pretende la obtención de una utilidad máxima con relación a un monto de inversión determinado [3].

***Valor Actual Neto (VAN)**

Consiste en encontrar la diferencia entre el valor actualizado de los flujos de beneficio y el valor, también actualizado, de las inversiones y otros egresos de efectivo. La tasa que se utiliza para descontar los flujos es el rendimiento mínimo aceptable de la empresa, por debajo del cual los proyectos no deben ser aceptados [4]. El VAN de una propuesta de inversión se puede representar así:

$$VAN = \sum BENEFCIO - \sum COSTO \quad (3)$$

Si el VAN de un proyecto es positivo, la inversión deberá realizarse y si es negativo, deberá rechazarse. Las inversiones con valores actuales netos positivos incrementan el valor de la empresa, puesto que tienen un rendimiento mayor que el mínimo aceptable [4].

***Análisis Beneficio-Costo (RBC)**

Consiste en el análisis de la relación que existe entre los beneficios y costos asociados a un proyecto de inversión [5]. La fórmula de la relación beneficio-costo es:

$$\frac{B}{C} = \frac{VAI}{VAC} \quad (4)$$

Donde:

- B/C : Relación beneficio-costo.
- VAI : Valor actual de los ingresos netos o beneficios.
- VAC : Valor actual de los costos de inversión.

Si B/C es mayor que la unidad el proyecto es rentable pues significa que los beneficios serán mayores que los costos de inversión, pero si es igual o menor que la unidad el proyecto no es rentable pues significa que los beneficios serán iguales o menores que los costos de inversión [5].

1.2 CLASIFICACIÓN DE LOS MODELOS MATEMÁTICOS PARA EL PRONÓSTICO DE DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA

La clasificación de los modelos matemáticos es la siguiente:

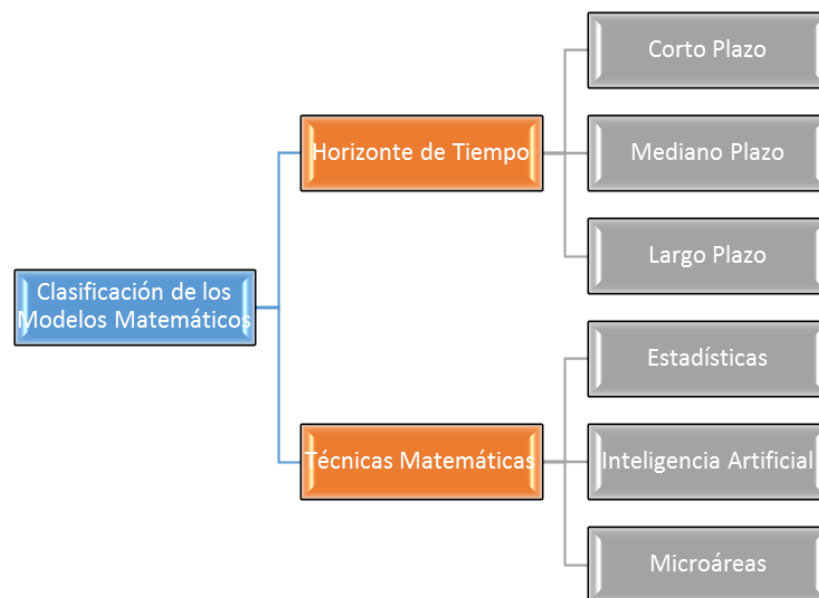


Figura 1: Clasificación de los Modelos Matemáticos para el Pronóstico de la Demanda.

Fuente: Los Autores.

1.2.1 Horizonte De Tiempo

Este pronóstico de demanda de energía eléctrica puede clasificarse en corto, mediano y largo plazo; y, su disposición es de acuerdo a su aplicación en la operación de las unidades de generación y el despacho económico, planeación del uso de energéticos y programación del mantenimiento de redes entre otras [6].

- **Pronóstico a corto plazo.** Este pronóstico consiste en proporcionar la demanda de energía eléctrica del sistema sobre un intervalo de horas, días y la semana, para de esta manera tener una previsión de carga futura en tiempo real para la hora siguiente y con un horizonte de hasta una semana; el pronóstico se basa en los datos históricos de demanda diaria y factores climáticos. El comportamiento del consumo de la electricidad se ve afectado por diversos factores en este tipo de pronóstico las variaciones de las condiciones meteorológicas, tarifas y hábitos de consumo son las más influyentes [6].

- **Pronóstico a mediano plazo.** Corresponde al pronóstico mensual con un horizonte de hasta un año, se establece a partir de la demanda histórica de electricidad y la predicción de algunas variables explicativas como el crecimiento de la economía, variaciones en el clima, períodos vacacionales adición de nuevas cargas y los patrones de demanda de clientes no regulados. Con el pronóstico de la demanda de energía eléctrica a mediano plazo, también se pronostican los energéticos que son necesarios para mantener la demanda futura, además de proporcionar elementos para llevar a cabo programas de mantenimiento de redes y equipos, planear el consumo de combustible requerido por las diversas unidades y coordinación adecuada de los recursos hidráulicos de las centrales generadoras [6].

- **Pronóstico a largo plazo.** Abarca un horizonte de uno hasta diez años. La predicción de la demanda en el largo plazo es de gran importancia debido a que es usada para la planeación de la creación de plantas de generación, líneas de transmisión subestaciones, redes de distribución, además del consumo de combustibles que se tendrá a largo plazo y de la valoración de los costos de producción de la energía eléctrica. Este estudio es clave para llevar a cabo la interconexión con otros sistemas de potencia [6].

1.2.2 Técnicas Matemáticas.

Los métodos utilizados para el pronóstico de demanda de energía eléctrica mediante técnicas matemáticas pueden ser:

- **Estadísticas**

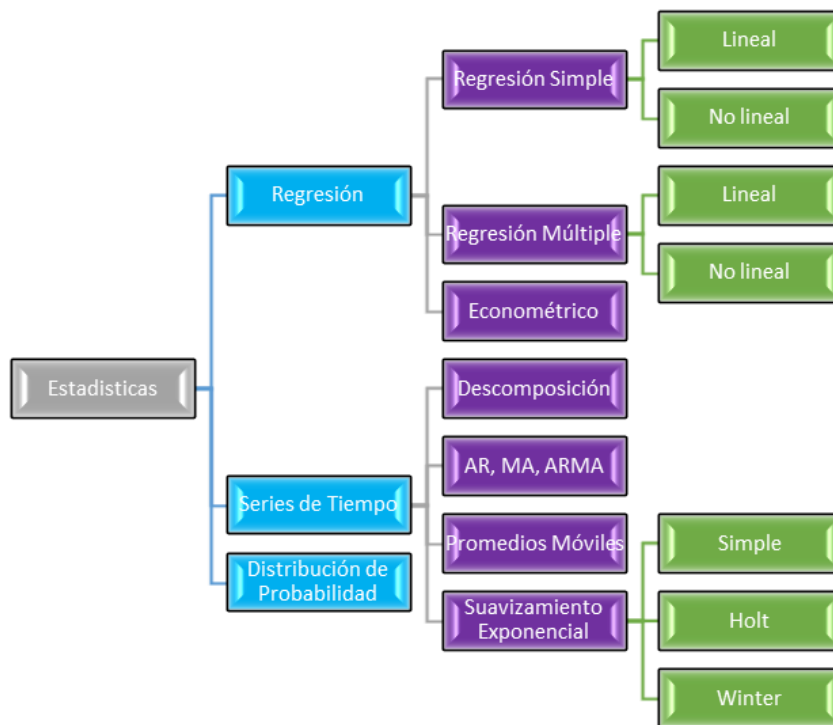


Figura 2: Clasificación de los Modelos Matemático Basados en Estadísticas.

Fuente: Los Autores.

✓ **Regresión**

Es un análisis estadístico que nos permite determinar la relación entre variables [6].

***Regresión Simple:** En el método de regresión simple hay solo una variable independiente y dependiente, donde se puede emplear el conocimiento de la variable independiente para pronosticar la variable dependiente [6].

***Regresión Múltiple:** el pronóstico de la demanda de electricidad considera no solo valores observados de demanda de energía eléctrica durante un periodo de tiempo, sino también considera los factores que influyen en la variación de dicha demanda, es decir, temperatura, crecimiento demográfico, humedad entre otras, el método de regresión múltiple permite agregar con mucha facilidad la consideración de los factores ambientales [6].

***Económico:** Este modelo combina la teoría económica y el modelo de regresión lineal múltiple para el pronóstico de la demanda de electricidad. Se basan en ecuaciones que relacionan la demanda de electricidad con factores externos, como el número de clientes, la renta de los mismos, el precio de la electricidad y de los productos sustitutivos, el nivel de actividad económica, las variables climáticas, el nivel de equipamiento de los hogares, etc. El modelo evalúa las relaciones entre el consumo de energía (dependiendo de variables) y factores que influyen en el consumo [6].

✓ Series de Tiempo

Este método requiere la menor información posible, dado que la única variable independiente es el tiempo, básicamente se pretende medir el consumo de energía eléctrica a intervalos espaciados uniformemente. El objetivo de la identificación de la información histórica es determinar un patrón básico en el comportamiento del consumo de electricidad que permita la proyección futura de la demanda de energía eléctrica [6].

***Descomposición:** Esta técnica supone que la serie histórica de una variable puede ser desagregada en cuatro patrones fundamentales: tendencia, ciclo, estacionalidad y un componente aleatorio, los cuales una vez aislados pueden extrapolarse individualmente hacia el futuro [6].

***AR, MA, ARMA:** Procesos Autorregresivos (AR) forman una familia de procesos tales que una observación depende de las observaciones anteriores; Procesos de Media Móvil (MA) es una combinación lineal de términos de error con ruido blanco; Procesos Autorregresivos y de Media Móvil (ARMA) es una combinación de AR y MA [6].

***Promedios Móviles:** se propone un número fijo de elementos que se moverán por todos los datos históricos que se están analizando, reemplazando los elementos más antiguos de la serie y aceptando los elementos nuevos que se van presentando. La cantidad fija de elementos lo establecerá el analista que los está estudiando [6].

***Suavizamiento Exponencial:** Por ser exponencial, da mayor importancia a los últimos datos, es por esto que solo trabaja con el último dato real y el último pronosticado. A demás, este método reacciona mejor a cambios fuertes en la demanda [6].

✓ **Distribución de Probabilidad**

Se construye ajustando los datos de cada subperiodo a una función de distribución de probabilidad continua con la cual se puede calcular la probabilidad de que la variable aleatoria sea menor igual a un valor dado. Como antes se ha mencionado la demanda de energía eléctrica es una variable aleatoria puesto que sus valores no pueden predecirse en forma exacta ya que dichos valores se ven influenciados por diversos factores, por lo cual, la ocurrencia de ciertos valores solo puede expresarse en términos de probabilidad [6].

- **Inteligencia Artificial**

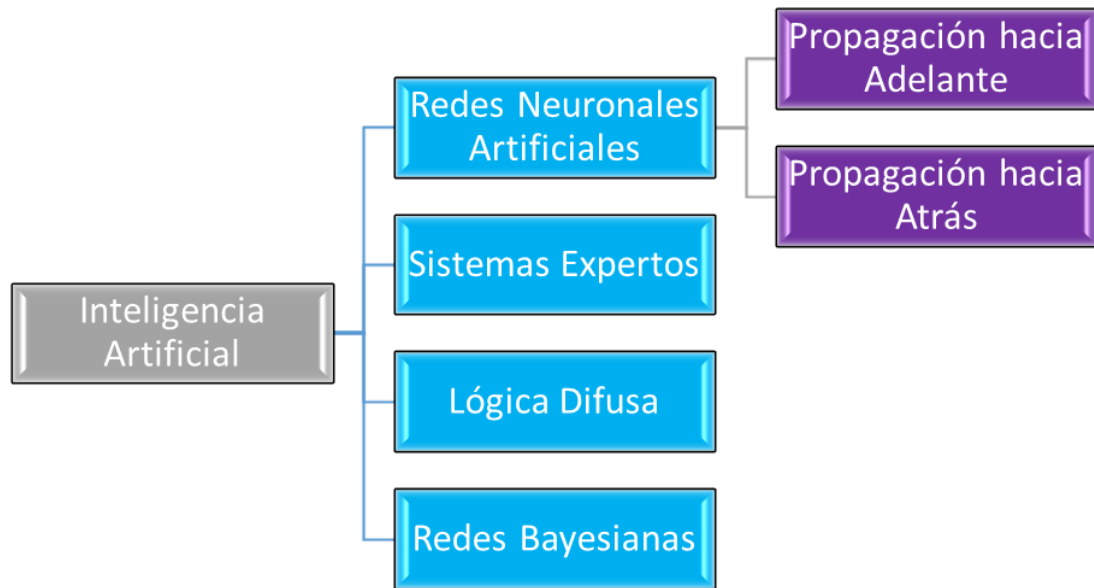


Figura 3: Clasificación de los Modelos Matemático Basados en Inteligencia Artificial.

Fuente: Los Autores.

- ✓ **Redes Neuronales Artificiales**

Son redes interconectadas masivamente en paralelo de elementos simples y con organización jerárquica, las cuales intentan interactuar con los objetos del mundo real del mismo modo que lo hace el sistema nervioso biológico [7]. Las redes neuronales, permiten aproximar funciones no lineales, lo cual permite modelar fenómenos complejos donde las variables no están correlacionadas. Así con aplicaciones de RNA se han obtenido atractivos resultados en medicina, economía, comunicaciones y otras áreas del conocimiento, siendo una de sus características la eliminación de hipótesis de reducción de linealidad que ha dominado el análisis de diferentes problemas a lo largo del tiempo. Si bien, la hipótesis de simplificación, permite desarrollar formulaciones de modelos matemáticos para explicar fenómenos de diversa naturaleza; no es posible desechar el modelo lineal básico, que se sustenta justamente en la linealidad de sus ecuaciones [6].

✓ **Sistemas Expertos**

Son herramientas informáticas que, a partir del conocimiento de un dominio determinado, son capaces de simular el comportamiento y razonamiento de un experto en el dominio en cuestión, y así obtener la solución para dicho dominio [8].

✓ **Lógica Difusa**

Aplicada en la probabilidad permite realizar análisis de probabilidad clásica con la opción adicional de realizar probabilidades difusas, esto para eventos que no son claros o totalmente definidos, a los que se les llama eventos borrosos o difusos [9].

✓ **Redes Bayesianas**

Utilizan el lenguaje de los grafos dirigidos acíclicos para representar relaciones de relevancia entre las variables. La fuerza de estas relaciones viene expresada mediante un conjunto de distribuciones de probabilidad condicionadas [8].

- **Microáreas**

Este método consiste en dividir la zona analizada en zonas de menor tamaño denominadas microáreas, esta división se realiza a partir del sistema eléctrico con que se cuente [6].

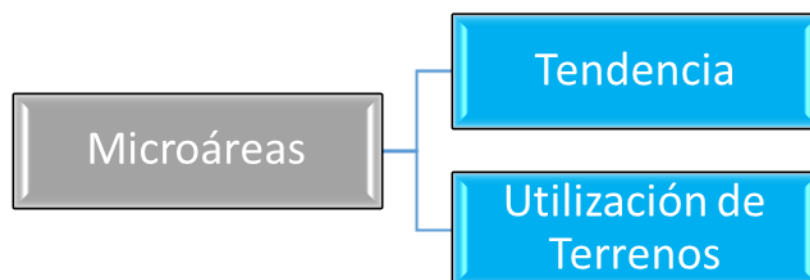


Figura 4: Clasificación de los Modelos Matemático Basados en Microáreas.
Fuente: Los Autores.

✓ **Tendencia**

Estas técnicas se caracterizan por extrapolar la carga, a partir de la información histórica de la demanda de energía eléctrica y requieren un mínimo de datos por lo que su implementación resulta muy fácil [6].

✓ **Utilización de Terrenos**

Relaciona los datos de oferta y demanda del suelo y la transforma en información de demanda eléctrica, a través de curvas de carga características [6].

1.3 SELECCIÓN DEL MODELO MATEMÁTICO ÓPTIMO PARA APLICAR EN EL PROYECTO DE INVESTIGACIÓN

El software seleccionado para realizar el programa propuesto es Microsoft Excel, debido a que se puede contar con dicho programa en cualquier máquina que esté a disposición y de no ser el caso también se puede encontrar este software de manera libre, además se debe tener en cuenta el peso del programa que comparado con otros programas de cálculo especializados, Excel es mucho más ligero lo cual no restringe el computador con el que se realice el análisis.

Hay que tener en cuenta que mientras más complejo el método de proyección de la demanda, más altos son los recursos de cálculo requeridos ya que el número de iteraciones se incrementa, por lo tanto el método seleccionado es el método de **Regresión Lineal Simple**, de este modo se elimina todo tipo de restricción en cuanto a características de memoria o procesamiento para los equipos con que se realice el estudio.

1.3.1 Regresión Lineal Simple.

Una línea recta es el modelo gráfico más sencillo para relacionar una variable dependiente con una sola variable independiente. Este método consiste en encontrar la ecuación de la recta que mejor se ajuste al conjunto de puntos de datos XY, es decir, calcula la suma de las distancias al cuadrado entre los puntos reales y los puntos definidos por la recta estimada a partir de las variables introducidas en el modelo, de forma que la mejor estimación será la que minimice estas distancias. A esta línea se le conoce como la línea de regresión, como se describe en la ecuación (5) [10], [11].

$$y = b_o + b_x + \varepsilon \quad (5)$$

Donde:

- b_o : Intersección en el eje y cuando $x=0$
- b : Pendiente de la recta, representa la cantidad de cambio en y al incrementar x en una unidad
- ε : Diferencia entre el valor real y el valor estimado o pronosticado

El método empleado para determinar los valores de b_o y b se conoce como Método de Mínimos Cuadrados, el mismo que sirve para encontrar la mejor relación lineal entre la variable independiente y la variable dependiente [6].

Para realizar el cálculo de estos coeficientes se lo realiza aplicando las ecuaciones (6) y (7) de la siguiente manera [6]:

$$y_i = \hat{b}_o + \hat{b}_{x_i} + \varepsilon_i \quad (6)$$

$$y_i = \hat{y}_i + \varepsilon_i \quad (7)$$

Luego la suma del cuadrado de los errores puede expresarse como se muestra a continuación [6]:

$$\sum \varepsilon_i^2 = \sum (y_i - \hat{y}_i)^2 = \sum (y_i - \hat{b}_o - \hat{b}_{x_i})^2 \quad (8)$$

$$\min \sum \varepsilon_i^2 = \min \sum (y_i - \hat{b}_o - \hat{b}_{x_i})^2 \quad (9)$$

$$E = \sum (y_i - \hat{b}_o - \hat{b}_{x_i})^2 \quad (10)$$

Finalmente se deriva la ecuación (10) con respecto a b_o y b , y se iguala a cero respectivamente y resolviendo las ecuaciones se encuentran los estimadores de los parámetros de la regresión [6]:

$$b = \frac{n \sum x_i y_i - \sum x_i \sum y_i}{n \sum x_i^2 - (\sum x_i)^2} \quad (11)$$

$$b_o = \frac{\sum y_i - b \sum x_i}{n} \quad (12)$$

CAPÍTULO II: APLICACIÓN DEL MODELO MATEMÁTICO PARA EL CAMBIO DE TRANSFORMADORES

2.1 PROYECCIÓN DE LA DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA UTILIZANDO EL MÉTODO DE REGRESIÓN LINEAL

Esta es la primera etapa que se lleva a cabo para la propuesta de optimización del cambio de transformadores, se parte de tomar el registro histórico de demandas mensuales del transformador que se va a analizar por ejemplo de 3 años, que contiene datos tanto de demanda (Vatios) como de tiempo (horas, días, meses, años) al que se denominará “x”.

Se transforman los datos de los 12 meses en 4 trimestres para cada año (3 años), esto se realiza agrupando los datos correspondientes a cada trimestre y se obtiene un promedio de cada grupo, siendo estos los nuevos valores de demanda.

Se procede a linealizar la demanda, realizando una función logarítmica con cada dato (13), y los resultados obtenidos se denominarán “y”.

$$y = \ln(\text{Demanda}) \quad (13)$$

Se calculan los promedios para el tiempo (14) y la linealización de la demanda (15), los que se denomina “ X_m ” e “ Y_m ” respectivamente.

$$X_m = \text{Promedio del Tiempo } (x) \quad (14)$$

$$Y_m = \text{Promedio de Demanda Linealizada } (y) \quad (15)$$

Se busca la curva que se ajuste de mejor manera al conjunto de datos conocidos $y = f(x)$, para este caso se empleará como curva de ajuste una función lineal, cuya ecuación es:

$$y_i = Y_m + m * (x - X_m) \quad (16)$$

Los coeficientes generales que se emplean en la ecuación son:

$$A = \sum (x - X_m) \quad (17)$$

$$B = \sum (y - Y_m) \quad (18)$$

$$C = \sum (x - X_m) * (x - X_m) \quad (19)$$

$$D = \sum (x - X_m) * (y - Y_m) \quad (20)$$

$$E = \sum (y - Y_m) * (y - Y_m) \quad (21)$$

Se determinan los siguientes factores:

- “N” que es el número máximo de periodos del histórico de tiempo.

$$N = \text{Número máximo de periodos} \quad (22)$$

- Se calcula el coeficiente de regresión que es la pendiente “m” de la recta.

$$m (\text{pendiente}) = D/C \quad (23)$$

- La desviación estándar de la muestra conocida como “Sigma” dará el nivel de desviación media que existe entre la recta de regresión que se toma para el pronóstico y el conjunto de datos reales de la demanda para N datos.

$$\text{Sigma} = \sqrt{(E - D * D/C)/(N - 2)} \quad (24)$$

- Se obtiene la significancia (K) aplicando la prueba T-Student para dos muestras suponiendo varianzas desiguales, definiendo una tasa de tolerancia del 5%.

$$K = \text{Estadístico } t \quad (25)$$

Ahora se realiza la estimación de la demanda, empleando los factores obtenidos anteriormente, como se indica a continuación:

- Se define el periodo de tiempo a ser proyectado, iniciando “x” desde N+1 hasta el período de tiempo que se desea realizar la proyección.
- Se calcula $A' = (x - X_m)$, para cada periodo de tiempo proyectado.
- Luego, se aplica la ecuación de la recta, para cada valor de “x” proyectado, obteniendo así los valores de “y_i” proyectados.

2.1.1 Proyección De La Demanda En Un Escenario De Crecimiento Normal.

A partir de los datos obtenidos en los procesos se calcula la proyección real de la demanda, realizando la operación inversa a la linealización, como se indica a continuación.

$$\text{Demanda} = \text{EXP}(y_i) \quad (26)$$

Para cubrir un rango más grande de posibilidades se plantean dos escenarios adicionales de estimación de demanda, que se describen a continuación.

2.1.2 Proyección De La Demanda En Un Escenario De Crecimiento Optimista.

El escenario de crecimiento optimista hace referencia a un crecimiento mayor al que se observa en el escenario de crecimiento normal. Para obtener esta estimación se calculan los siguientes factores:

$$C' = \frac{(x - X_m) * (x - X_m)}{C} \quad (27)$$

$$F = \sqrt[2]{1 + \left(\frac{1}{N}\right) + C'} \quad (28)$$

$$G = K * \text{Sigma} * F \quad (29)$$

Estos factores servirán para afectar los datos de proyección real de la demanda mediante el proceso descrito a continuación:

$$\text{Demanda Optimista} = \text{EXP}(y_i + G) \quad (30)$$

2.1.3 Proyección De La Demanda En Un Escenario De Crecimiento Pesimista.

El escenario de crecimiento pesimista hace referencia a un crecimiento menor al que se observa en el escenario de crecimiento normal. A partir de los factores obtenidos en el punto anterior se realiza el proceso de afección a los datos correspondientes al escenario real, proceso similar al realizado anteriormente pero con sus particularidades, obteniendo así el escenario pesimista de estimación de la demanda.

$$\text{Demanda Pesimista} = \text{EXP}(y_i - G) \quad (31)$$

- ❖ **Corrección Trimestral:** Debido a que la demanda no es completamente plana se realiza una condensación de datos tomando un muestreo trimestral de los datos históricos, y se obtienen a partir de estos unos factores de relación que se multiplicarán por los datos proyectados.

El procedimiento para calcular estos factores es el siguiente:

- Se obtienen los valores de “Y”, aplicando la ecuación de la recta y empleando los factores obtenidos anteriormente, “x” será el número de periodos de tiempo del histórico agrupado en trimestres (1, 2, 3...12).

$$Y = Y_m + m(x - X_m) \quad (32)$$

- Luego se obtiene el factor de relación, que es el cociente de y/Y .
- Después, se agrupan los valores del primer trimestre de cada año y se realiza el promedio de estos.
- Este proceso se repetirá con los valores del segundo, tercer y cuarto trimestre de cada año.

Finalmente, con los 4 factores correspondientes a los trimestres del año se procede a afectar el resultado de las demandas (Ver Ecuaciones 33, 34 y 35) para obtener resultados de proyección de demanda más exactos.

$$Demanda = EXP (y_i) * Factor de Relación \quad (33)$$

$$Demanda Optimista = EXP (y_i + G) * Factor de Relación \quad (34)$$

$$Demanda Pesimista = EXP (y_i - G) * Factor de Relación \quad (35)$$

2.2 ANÁLISIS DE CARGABILIDAD DEL TRANSFORMADOR

A partir de la estimación de la demanda se procede a evaluar la cargabilidad del transformador, que no es más que observar su estado de operación.

Realizado este proceso se puede definir en qué momento del periodo de tiempo proyectado es necesario realizar el cambio del transformador e incluso determinar si el transformador debe ser cambiado antes del periodo de tiempo estimado o también si este puede soportar los incrementos que se susciten durante el periodo indicado sin requerir cambio.

También se puede concluir si el transformador en análisis está sobredimensionado, esto significa que el equipo tiene una capacidad de potencia mucho mayor a la que está soportando, en este caso se producen las pérdidas negras debido a la subutilización del equipo.

Es necesario tener en cuenta que un transformador que se somete continuamente a sobrecargas, tiene como consecuencia el deterioro de los aislamientos del mismo, lo que ocasiona que su vida útil se vea reducida y por tanto se deba realizar la sustitución del equipo.

Por lo tanto la cargabilidad se analiza a partir de la proyección de demanda, la misma que se ilustra con las curvas de proyección, como se ve en la Figura 5.

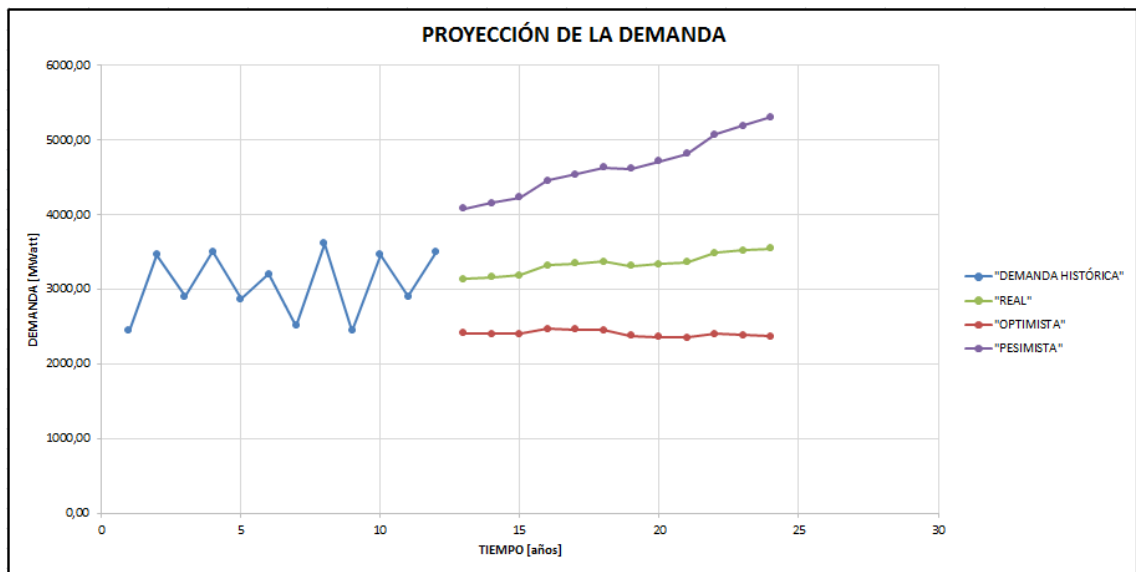


Figura 5: *Proyección de la Demanda.*
Fuente: Los Autores.

2.3 ANÁLISIS MEDIANTE LA RELACIÓN BENEFICIO COSTO PARA EL CAMBIO DE TRANSFORMADORES

Para el análisis económico para el cambio de transformadores se parte de los siguientes datos iniciales:

- El costo de la energía correspondiente al valor vigente en el pliego tarifario.

$$\text{Costo de Energía (CE)} = 0.08 \text{ [USD * kWh]} \quad (36)$$

- El factor de carga que mide la relación entre la demanda media y la demanda máxima, para el caso en estudio se considera un valor de 0.8.

$$\text{Factor de Carga (FC)} = 0.8 \quad (37)$$

- El tiempo equivalente que es el tiempo de funcionamiento del transformador durante el año.

$$\text{Tiempo Equivalente (TE)} = 8760 * FC = 7008 \text{ horas} \quad (38)$$

- El tiempo estimado de vida útil para un transformador.

$$\text{Tiempo de Vida Útil (TVU)} = 15 \text{ años} \quad (39)$$

- La tasa de interés pasiva que es el porcentaje que paga una institución bancaria a quien deposita dinero mediante cualquiera de los instrumentos que para tal efecto existen [12], el dato vigente de esta tasa se lo toma de la página web del Banco Central del Ecuador [13].

$$\text{Tasa de Interés Pasiva} = 5.83\% \quad (40)$$

- El costo total de la inversión en el cual se tienen en cuenta los costos de inversión inicial (Costo de Adquisición y Montaje del Transformador) y durante la vida útil (Costo de Reparación de Capitales, Costo de Mantenimiento y Costo de Liquidación).

$$\begin{aligned} \text{Costo de Adquisición y Montaje (CAM)} \\ = \text{Provisto por EERCS[USD]} \end{aligned} \quad (41)$$

$$\text{Costo de Reparaciones Capitales (CR)} = 1.8 \quad (42)$$

$$\text{Costo de Mantenimiento (CM)} = 0.2 \quad (43)$$

$$\text{Costo de Liquidación (CL)} = 0.8 \quad (44)$$

Por lo tanto, teniendo en cuenta los costos mencionados anteriormente se procede a calcular el Costo Total de la Inversión (CTI), de la siguiente manera:

$$CTI = CAM + (CAM * CR) + (CAM * CM) - (CAM * CL) [USD] \quad (45)$$

- El costo de amortización de la inversión, que es el costo total de la inversión dividido para el tiempo estimado de vida útil del transformador.

$$CA = \frac{CTI}{TVU} \quad (46)$$

También se requieren ciertos datos correspondientes a los transformadores, tanto del equipo actual como del nuevo, estos datos son:

- La demanda.

$$Demanda (S) = \frac{Demanda \text{ en Vatios}}{(1000 * 0,92)} [kVA] \quad (47)$$

- La potencia nominal del transformador (1F o 3F) antiguo como del nuevo, de acuerdo a los valores comerciales que dispone la EERCS.

$$Potencia \text{ Nominal } (Sn) = Potencia \text{ Transformador } [kVA] \quad (48)$$

- El número de fases del transformador en uso y del nuevo.

$$Número \text{ de Fases} = MONOFÁSICO \text{ o } TRIFÁSICO \quad (49)$$

- La clase del transformador que según las Normas INEN 2114 e INEN 2115 para transformadores Monofásicos y Trifásicos respectivamente, puede ser:

$$Clase = 1 \text{ o } 2 \quad (50)$$

- ✓ Para Transformadores Monofásicos:

***Clase = 1:** Transformadores clase medio voltaje $\leq 25 \text{ kV}_{f-f}$ / clase bajo voltaje $\leq 1,2 \text{ kV}_{f-f}$ referidos a 85° C .

***Clase = 2:** Transformadores clase medio voltaje $> 25 \text{ kV}_{f-f}$ y $\leq 34,5 \text{ kV}_{f-f}$ / clase bajo voltaje $\leq 1,2 \text{ kV}_{f-f}$ referidos a 85° C .

- ✓ Para Transformadores Trifásicos:

*Clase = 1: Transformadores clase medio voltaje $\leq 25\text{kV}$ / clase bajo voltaje $\leq 1,2\text{ kV}$ referidos a 85° C .

*Clase = 2: Transformadores clase medio voltaje $\leq 34,5\text{ kV}$ / clase bajo voltaje $\leq 1,2\text{ kV}$ referidos a 85° C .

- El tipo del transformador Monofásico o Trifásico puede ser:

$$\begin{aligned} \textit{Tipo} \\ = \textit{CONVENCIONAL, AUTOPROTEGIDO o PAD MOUNTED} \quad (51) \end{aligned}$$

- ✓ Para Transformadores Monofásicos:

*Convencional.

*Autoprotegido.

- ✓ Para Transformadores Trifásicos:

*Convencional.

*Pad Mounted.

- El número de postes que dependiendo de la estructura de montaje puede ser:

$$\textit{Número de Postes} = 1, 2 \textit{ o PAD} \quad (52)$$

- ✓ Para Transformadores Monofásicos:

*1 Poste.

- ✓ Para Transformadores Trifásicos:

*1 Poste.

*2 Postes.

*PAD en caso de ser un transformador Tipo Pad Mounted.

- Las pérdidas en el hierro y en el cobre se toman de los valores proporcionados por las Normas INEN 2114 y 2115 para transformadores Monofásicos (Ver Tablas 1 y 2) y Trifásicos (Ver Tablas 3 y 4), según su Potencia Nominal¹.

$$Pérdidas en el Hierro (P_o) = \text{Según Normas INEN [VA]} \quad (53)$$

$$Pérdidas en el Cobre (P_k) = \text{Según Normas INEN [VA]} \quad (54)$$

Tabla 1: Pérdidas en el Hierro y en el Cobre para Transformadores Monofásicos Clase 1 [14].

Potencia Nominal kVA	I _o (% de I _n)	P _o (W) Pérdidas (Fe)	P _c (W) Pérdidas (Cu)	P _t (W)	U _{zn} (%)
3	2,5	21	70	91	3,0
5	2,5	31	91	122	3,0
10	2,5	52	142	194	3,0
15	2,4	68	192	260	3,0
25	2,0	98	289	387	3,0
37,5	2,0	130	403	533	3,0
50	1,9	160	512	672	3,0
75	1,7	214	713	927	3,0
100	1,6	263	897	1 160	3,0
167*	1,5	379	1 360	1 739	3,0

Tabla 2: Pérdidas en el Hierro y en el Cobre para Transformadores Monofásicos Clase 2 [14].

Potencia Nominal kVA	I _o (% de I _n)	P _o (W) Pérdidas (Fe)	P _c (W) Pérdidas (Cu)	P _t (W)	U _z (%)
15	2,4	141	246	387	4,0
25	2,4	185	360	545	4,0
37,5	2,0	229	488	717	4,0
50	2,0	267	606	873	4,0
75	1,9	331	821	1 152	4,0
100	1,7	386	1 019	1 405	4,0
167	1,6	507	1 497	2 004	4,0
250	1,6	628	2 025	2 653	4,0
333	1,6	732	2 510	3 242	4,0

¹ Los datos resaltados de color amarillo son de los transformadores que NO dispone la EERCS; sin embargo, se puede aplicar el procedimiento de análisis a cualquier equipo siempre que se disponga de todos los datos requeridos.

Tabla 3: Pérdidas en el Hierro y en el Cobre para Transformadores Trifásicos Clase 1 [15].

POTENCIA NOMINAL (kVA)	I_o (% de I_n)	P_o (W) Pérdidas (Fe)	P_c (W) Pérdidas (Cu)	P_t (W)	U_{zn} (%)
15	4,4	80	313	393	3,0
30	3,6	134	514	648	3,0
45	3,6	182	711	893	3,0
50	3,4	197	776	973	3,0
60	3,2	225	903	1 128	3,5
75	2,6	266	1 094	1 360	3,5
100	2,6	330	1 393	1 723	3,5
112,5	2,6	361	1 539	1 900	3,5
125	2,6	390	1 682	2 072	3,5
150	2,4	447	1 959	2 406	4,0
160	2,5	486	2 211	2 697	4,0
200	2,1	569	2 630	3 199	4,0
225	2,1	618	2 892	3 510	4,0
250	2,1	666	3 153	3 819	4,0
300	2,0	758	3 677	4 435	4,5
350	2,0	846	4 200	5 046	4,5
400	1,9	930	4 730	5 660	4,5
500	1,7	1 090	5 770	6 860	5,0
630	1,6	1 284	7 170	8 454	5,0
750	1,6	1 453	8 386	9 839	5,0
800	1,6	1 521	8 909	10 430	5,0
1 000	1,6	1 782	11 138	12 920	5,0
1 250	1,5	2 088	13 454	15 542	6,0
1 500	1,5	2 395	15 770	18 165	6,0
1 600	1,5	2 518	16 696	19 214	6,0
2 000	1,5	3 009	20 402	23 411	6,0

Tabla 4: Pérdidas en el Hierro y en el Cobre para Transformadores Trifásicos Clase 2 [15].

POTENCIA NOMINAL (kVA)	I_o (% de I_n)	P_o (W) Pérdidas (Fe)	P_c (W) Pérdidas (Cu)	P_t (W)	U_{zn} (%)
75	3,5	388	1 366	1 754	6,0
112,5	2,6	504	1 898	2 402	6,0
150	2,6	608	2 397	3 005	6,0
225	2,5	791	3 331	4 122	6,0
300	2,0	953	4 208	5 161	6,0
400	2,0	1 148	5 315	6 463	6,0
500	1,7	1 327	6 370	7 697	6,0
630	1,7	1 542	7 685	9 227	6,0
750	1,5	1 727	8 853	10 580	6,0
800	1,5	1 800	9 330	11 130	6,0
1 000	1,2	1 983	12 046	14 029	6,0
1 250	1,0	2 367	14 320	16 687	6,0
1 600	1,0	2 879	17 420	20 299	6,0
2 000	1,0	3 436	20 844	24 280	6,0

Con todos los parámetros mencionados anteriormente, se lleva a cabo el análisis económico que consiste en calcular el costo que representan las pérdidas en el hierro y en el cobre tanto para el transformador actual como para el transformador sugerido para el cambio, esto para cada potencia obtenida en la proyección de la demanda.

Para calcular el costo de las pérdidas en el transformador, se procede a calcular los valores de las pérdidas totales tanto en el hierro (ΔP_o) como en el cobre (ΔP_k), como se muestra a continuación:

- ❖ Se parte de las pérdidas en el hierro y en el cobre proporcionadas, que se tienen como dato y se realizan las siguientes operaciones:

$$\text{Pérdidas Totales en el Hierro } (\Delta P_o) = \frac{P_o}{1000} \quad (55)$$

$$\text{Pérdidas Totales en el Cobre } (\Delta P_k) = \frac{P_k}{1000} * \left(\frac{S}{S_n}\right)^2 \quad (56)$$

Por último, los costos por las pérdidas se calculan con el siguiente método:

- ❖ Costo de las Pérdidas en el Hierro ($C\Delta P_o$):

$$C\Delta P_o = \Delta P_o * (CE * TE + CA) \quad (57)$$

- ❖ Costo de las Pérdidas en el Cobre ($C\Delta P_k$):

$$C\Delta P_k = \Delta P_k * (CE * TE + CA) \quad (58)$$

Se realiza la RBC de los resultados obtenidos, que consiste en calcular los siguientes valores:

$$\text{Rate Bancario} = (1 + r_i)^t \quad (59)$$

Donde:

- r_i : Tasa de Interés Pasiva
- t : Fracción de Tiempo Estimado Correspondiente

$$\text{Beneficio} = \frac{C\Delta P_{k_A} - C\Delta P_{k_N}}{\text{Rate Bancario}} \quad (60)$$

$$Costo = \frac{(C\Delta P_{oN} + CA_N) - (C\Delta P_{oA} + CA_A)}{Rate\ Bancario} \quad (61)$$

$$VAN = Beneficio - Costo \quad (62)$$

Finalmente se calcula la Relación Beneficio-Costo (RBC) como se indica:

$$RBC = \frac{\sum Beneficio}{\sum Costo}$$

2.4 CONSIDERACIONES ESPECIALES

Se analizan los incrementos y decrementos de carga, que se pueden suscitar a lo largo del tiempo proyectado y como afecta la demanda y por ende al transformador, se analizan ambos casos simultáneamente, pero su descripción se hará por separado.

2.4.1 Análisis Mediante El Ingreso De Cargas De Gran Potencia En El Transcurso De Un Periodo De Tiempo.

Se pueden suponer ingresos de carga al sistema, los mismos que afectaran la cargabilidad del transformador y por lo tanto modificaran el análisis realizado anteriormente, se pueden mencionar los siguientes ejemplos de incrementos de carga:

- En el Sector Industrial: Una industria en particular que inaugura una nueva sección de su planta.
- En el Sector Domiciliario: El reemplazo de cocinas convencionales por concinas de inducción de los abonados.

El o los incrementos de potencia que se realizan afectan a la demanda proyectada, en el mes de incremento y todos los posteriores.

2.4.2 Análisis De La Salida De Cargas De Gran Potencia En El Transcurso De Un Periodo De Tiempo.

La salida de carga también afectará la cargabilidad del transformador, con la diferencia puntual de que en esta situación la consideración será cambiar a un transformador de menor potencia, por ejemplo los casos de salida de carga pueden ser:

- En el Sector Industrial: Una industria que trabaja a pérdida y decide cerrar una sección de sus operaciones.
- En el Sector Domiciliario: El reemplazo focos incandescentes por focos ahorradores y el cambio de electrodomésticos obsoletos por tecnologías eficientes.

La afección por salida de carga se trata de igual manera que la ocasionada por el ingreso, siendo afectado el valor de potencia del mes en que ocurre la salida y todos los posteriores.

Finalmente, con los nuevos datos de proyección de potencia obtenidos se realiza el análisis de cargabilidad y RBC tal como se indicó anteriormente.

CAPÍTULO III: ANÁLISIS DE RESULTADOS Y PRESENTACIÓN DE CRITERIOS ECONÓMICO – TÉCNICOS

En base a la metodología propuesta se toma para el análisis un transformador trifásico de 75kVA, perteneciente a la “Universidad de Cuenca”, con código de cliente 315572, cuyo histórico de demanda se observa en la tabla del Anexo 1.

3.1 ANÁLISIS DE RESULTADOS

Se toma un histórico de datos de 3 años del perfil de demanda, estos datos deben ser ingresados en el programa de Excel (Optimización_Transformadores) de dos maneras:

❖ Ingreso de Datos por Año.

En la “PÁGINA PRINCIPAL” y se da clic en el botón “CRECIMIENTO DE LA DEMANDA” (Ver Figura 6).



Figura 6: Botón “CRECIMIENTO DE LA DEMANDA”.
Fuente: Los Autores.

En la ventana que se genera (Ver Figura 7), se llenan los cuadros de texto con los datos del histórico de demanda por año (3años)², los mismos que se guardan dando clic en el botón del año correspondiente (Ver Figura 8) y se cargan automáticamente en la columna denominada “DEMANDA [W]” correspondiente a la Tabla 5.

² Los datos del histórico de demanda deben estar en Vatios [W].



Figura 7: Ventana para Ingresar el Histórico de Demanda.

Fuente: Los Autores.

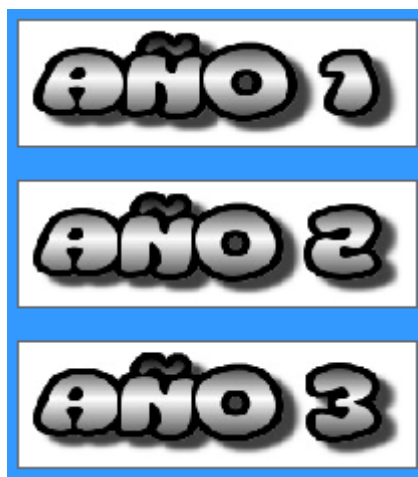


Figura 8: Botones para Guardar el Histórico de Demanda por Año.

Fuente: Los Autores.

❖ Ingreso de Datos Totales.

Se copian los datos correspondientes a los 36 meses y se pegan de forma vertical (uno a continuación del otro) en la columna denominada “DEMANDA [W]” de la Tabla 5³.

³ Los datos del histórico de demanda deben estar en Varios [W].

Tabla 5: Histórico de Demanda de los 3 Años.

AÑO	TRIMESTRE	MES	DEMANDA [W]	DEMANDA POR TRIMESTRES [W]	
1	1	1	13354,167	11284,722	
		2	11762,500		
		3	8737,500		
	2	4	4	11808,333	13318,056
			5	14920,833	
			6	13225,000	
	3	7	7	14883,333	12156,944
			8	13579,167	
			9	8008,333	
	4	10	10	12354,167	14194,444
			11	16600,000	
			12	13629,167	
2	1	1	13941,667	11977,778	
		2	11095,833		
		3	10895,833		
	2	4	4	12712,500	13344,444
			5	14387,500	
			6	12933,333	
	3	7	7	15908,333	10456,944
			8	10758,333	
			9	4704,167	
	4	10	10	11291,667	15051,389
			11	16937,500	
			12	16925,000	
3	1	1	16937,500	10187,500	
		2	5050,000		
		3	8575,000		
	2	4	4	13520,833	14441,667
			5	16837,500	
			6	12966,667	
	3	7	7	17133,333	12106,944
			8	12308,333	
			9	6879,167	
	4	10	10	14245,833	14595,833
			11	16570,833	
			12	12970,833	

Fuente: Los Autores.

Una vez ingresados los datos, se realiza la reducción trimestral del histórico, cuyos resultados se observan en la Tabla 6.

Tabla 6: *Histórico de Demanda por Trimestres.*

HISTÓRICO DE DEMANDA			
TRIMESTRE	AÑO	MES	DEMANDA [W]
1	1	1	11284,72
2		2	13318,06
3		3	12156,94
4		4	14194,44
1	2	5	11977,78
2		6	13344,44
3		7	10456,94
4		8	15051,39
1	3	9	10187,50
2		10	14441,67
3		11	12106,94
4		12	14595,83

Fuente: *Los Autores.*

Con estos datos, el programa realiza automáticamente el cálculo del Crecimiento de la Demanda tal como se explicó en el capítulo 2 sección 2.1.

Cada vez que se realicen modificaciones en los datos históricos es necesario recalcular el análisis T-Student, dando clic en el botón “T STUDENT” que se encuentra en la “PAGINA_PRINCIPAL” del programa (Ver Figura 9).



Figura 9: *Botón “T STUDENT”.*

Fuente: *Los Autores.*

Finalmente los resultados obtenidos se encuentran en la hoja “CÁLCULO_CRECIMIENTO_DEMANDA”, los mismos que se detallan a continuación:

➤ CORRECCIÓN DE LA DEMANDA - MÍNIMOS CUADRADOS

En la tabla del Anexo 2 se muestran los resultados del cálculo de las constantes (A, B, C, D y E) de la ecuación de la recta, así como los promedios del tiempo y de la demanda linealizada “ X_m ” e “ Y_m ”, respectivamente.

➤ T - STUDENT

Los resultados obtenidos al aplicar la prueba T–Student para dos muestras suponiendo varianzas desiguales con una Tasa de Tolerancia del 5% se observan en la Tabla 7.

Tabla 7: Prueba T-Student para dos muestras suponiendo varianzas desiguales.

Prueba t para dos muestras suponiendo varianzas desiguales		
	Variable 1	Variable 2
Media	6,5	9,446255764
Varianza	13	0,017240349
Observaciones	12	12
Diferencia hipotética de las medias	0	
Grados de libertad	11	
Estadístico t	-2,828795851	
P(T<=t) una cola	0,00820373	
Valor crítico de t (una cola)	1,795884819	
P(T<=t) dos colas	0,016407461	
Valor crítico de t (dos colas)	2,20098516	

Fuente: Los Autores.

➤ DETERMINACIÓN DE PARÁMETROS

En la Tabla 8 se observan los parámetros necesarios para la proyección de la demanda.

Tabla 8: Parámetros para la Proyección de la Demanda.

N (número de períodos)	Número de Períodos	12
Tasa de Tolerancia	Constante (Modificable)	5%
m (pendiente)	D/C (Pendiente)	0,007
Sigma	Raíz((E-D*D/C)/(N-2))	0,135
K	Estadístico t	2,829

Fuente: Los Autores.

➤ **ESTIMACIÓN DE LA DEMANDA**

La estimación o proyección de la demanda se realiza con el procedimiento indicado en el capítulo 2 sección 2.1.1 para el escenario de crecimiento normal, 2.1.2 para el escenario de crecimiento optimista y 2.1.3 para el escenario de crecimiento pesimista, estos resultados se pueden observar en las tablas del Anexo 3.

➤ **CORRECCIÓN TRIMESTRAL**

Los factores de relación encontrados para realizar la corrección trimestral se muestran en la Tabla 9.

Tabla 9: Factores de Relación para la Corrección Trimestral.

FACTORES DE RELACIÓN	
1	0,987405113
2	1,008650136
3	0,989887924
4	1,014056857

Fuente: Los Autores.

Los resultados de la corrección trimestral sobre la estimación de la demanda (Normal, Optimista y Pesimista), se muestran en el siguiente orden: Para el Año 4 (Tabla 10), Año 5 (Tabla 11), Año 6 (Tabla 12), Año 7 (Tabla 13), Año 8 (Tabla 14).

Tabla 10: Resultados de la Proyección de la Demanda para el Año 4.

	MES	REAL	OPTIMISTA	PESIMISTA
DEMANDA PROYECTADA PARA EL AÑO 4	13	13070,84	20483,74	8340,61
	14	13160,75	20950,50	8267,36
	15	13251,28	21462,55	8181,53
	16	13629,51	22492,75	8258,82
	17	13723,26	23105,74	8150,70
	18	13817,66	23762,72	8034,76
	19	13653,91	24008,26	7765,22
	20	13747,83	24738,44	7640,05
	21	13842,40	25511,28	7510,87
	22	14277,92	26969,77	7558,79
	23	14376,13	27849,69	7421,02
	24	14475,02	28774,49	7281,66

Fuente: Los Autores.

Tabla 11: Resultados de la Proyección de la Demanda para el Año 5.

	MES	REAL	OPTIMISTA	PESIMISTA
DEMANDA PROYECTADA PARA EL AÑO 5	25	14191,53	28963,13	6953,65
	26	14289,15	29953,30	6816,61
	27	14387,44	30989,75	6679,58
	28	14798,10	32763,69	6683,73
	29	14899,89	33920,55	6544,90
	30	15002,38	35128,52	6407,09
	31	14824,59	35712,21	6153,88
	32	14926,57	37002,58	6021,27
	33	15029,24	38347,90	5890,24
	34	15502,10	40720,52	5901,57
	35	15608,73	42216,97	5770,96
	36	15716,10	43775,63	5642,31

Fuente: Los Autores.

Tabla 12: Resultados de la Proyección de la Demanda para el Año 6.

	MES	REAL	OPTIMISTA	PESIMISTA
DEMANDA PROYECTADA PARA EL AÑO 6	37	15408,31	44205,52	5370,73
	38	15514,30	45850,89	5249,48
	39	15621,02	47563,58	5130,32
	40	16066,88	50407,78	5121,13
	41	16177,40	52302,51	5003,74
	42	16288,68	54273,92	4888,56
	43	16095,65	55277,17	4686,74
	44	16206,37	57371,01	4578,03
	45	16317,85	59548,95	4471,48
	46	16831,25	63323,44	4473,71
	47	16947,02	65736,86	4368,96
	48	17063,60	68246,70	4266,38

Fuente: Los Autores.

Tabla 13: Resultados de la Proyección de la Demanda para el Año 7.

	MES	REAL	OPTIMISTA	PESIMISTA
DEMANDA PROYECTADA PARA EL AÑO 7	49	16729,42	68994,42	4056,46
	50	16844,49	71637,10	3960,75
	51	16960,36	74384,98	3867,10
	52	17444,45	78904,09	3856,69
	53	17564,45	81938,71	3765,13
	54	17685,27	85093,83	3675,58
	55	17475,69	86730,26	3521,26
	56	17595,90	90077,20	3437,23
	57	17716,93	93556,80	3355,07
	58	18274,35	99546,82	3354,72
	59	18400,06	103399,31	3274,32
	60	18526,62	107404,27	3195,74

Fuente: Los Autores.

Tabla 14: Resultados de la Proyección de la Demanda para el Año 8.

	MES	REAL	OPTIMISTA	PESIMISTA
DEMANDA PROYECTADA PARA EL AÑO 8	61	18163,79	108635,45	3036,98
	62	18288,73	112849,81	2963,92
	63	18414,54	117230,81	2892,54
	64	18940,14	124405,35	2883,55
	65	19070,42	129241,41	2813,97
	66	19201,60	134268,59	2746,00
	67	18974,05	136899,60	2629,77
	68	19104,57	142230,79	2566,14
	69	19235,98	147772,56	2504,00
	70	19841,19	157281,82	2502,98
	71	19977,67	163416,14	2442,28
	72	20115,09	169792,68	2383,01

Fuente: Los Autores.

➤ ANÁLISIS DE CARGABILIDAD

A partir de la estimación de la demanda se obtienen las curvas de proyección que son la base para el análisis de cargabilidad del transformador, las mismas que se pueden observar en la Figura 10.

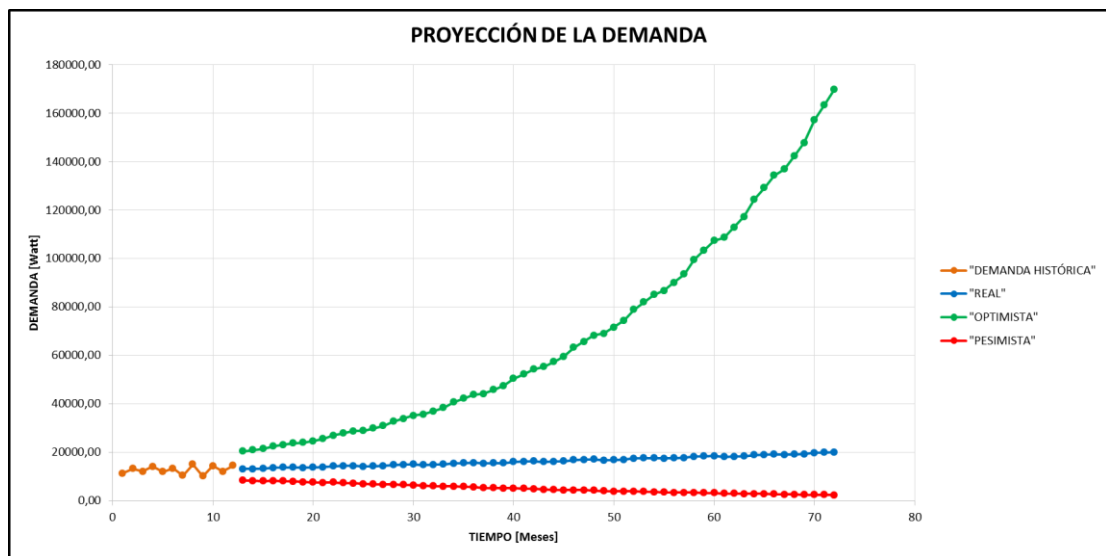


Figura 10: Curvas de Proyección de la Demanda.

Fuente: Los Autores.

Para visualizar las curvas de proyección de demanda se debe dar clic en el botón “GRAFICAR CRECIMIENTO DE LA DEMANDA” (Ver Figura 11).



Figura 11: Botón “GRAFICAR CRECIMIENTO DE LA DEMANDA”.
Fuente: Los Autores.

- **ANÁLISIS ECONÓMICO**

El análisis económico se realiza a partir de los datos mostrados en la Tabla 15.

Tabla 15: Datos Iniciales para el Análisis Económico.

DATOS INICIALES	
Costo de Energía:	0,08 [USD*kWh]
Factor de Carga:	0,8
Tiempo Equivalente:	7008
Tasa de Interés Pasiva:	5,83%
Costo de Reparaciones Captales:	1,8
Costo de Mantenimiento:	0,2
Costo de Liquidación:	0,8
Tiempo de Vida Útil:	15 años

Fuente: Los Autores.

Adicionalmente, se requiere información concerniente tanto para el transformador existente (Ver Tabla 16), como proyectado (Ver Tabla 17), los cuales se ingresan en la ventana mostrada en la Figura 13, que se despliega al presionar en el botón “ANÁLISIS ECONÓMICO” (Ver Figura 12). Para guardar los datos se presiona sobre la imagen del transformador respectiva.



Figura 12: Botón “ANÁLISIS ECONÓMICO”.
Fuente: Los Autores.

DATOS INICIALES PARA EL ANÁLISIS ECONÓMICO

DATOS DEL TRANSFORMADOR ANTIGUO:



POTENCIA NOMINAL [kVA]:

NÚMERO DE FASES:

CLASE:

TIPO:

NÚMERO DE POSTES:

DATOS DEL TRANSFORMADOR NUEVO:



POTENCIA NOMINAL [kVA]:

NÚMERO DE FASES:

CLASE:

TIPO:

NÚMERO DE POSTES:




Figura 13: Ventana para Ingresar los Datos de los Transformadores Antiguo y Nuevo.
Fuente: Los Autores.

Tabla 16: Datos del Transformador Antiguo para el Análisis Económico.

DATOS DEL TRANSFORMADOR ANTIGUO	
Demanda:	15,865036232 [kVA]
Potencia Nominal:	75 [kVA]
Número de Fases:	TRIFÁSICO
Clase:	1
Tipo:	CONVENCIONAL
Número de Postes:	2
Pérdidas en el Hierro:	289,1304348 [VA]
Pérdidas en el Cobre:	1189,130435 [VA]
Costo de Adquisición y Montaje:	4484,04 [USD]
Costo Total de la Inversión:	9864,888 [USD]

Fuente: Los Autores.

Tabla 17: Datos del Transformador Nuevo para el Análisis Económico.

DATOS DEL TRANSFORMADOR NUEVO	
Demanda:	15,865036232 [kVA]
Potencia Nominal:	150 [kVA]
Número de Fases:	TRIFÁSICO
Clase:	1
Tipo:	CONVENCIONAL
Número de Postes:	2
Pérdidas en el Hierro:	485,8695652 [VA]
Pérdidas en el Cobre:	2129,347826 [VA]
Costo de Adquisición y Montaje:	6354,7 [USD]
Costo Total de la Inversión:	13980,34 [USD]

Fuente: Los Autores.

Luego de definir el transformador para efectuar el cambio se realiza el estudio de factibilidad económica mediante el VAN y la RBC, obteniendo los resultados que se muestran en la Tabla 18.

Tabla 18: Resultados del Análisis Económico.

VALOR ACTUAL NETO [USD]					
MESES	AÑO 4	AÑO 5	AÑO 6	AÑO 7	AÑO 8
1	-282,31	-129,06	-46,56	0,41	30,72
2	-265,55	-120,11	-41,63	3,40	32,85
3	-249,65	-111,61	-36,92	6,27	34,94
4	-233,38	-102,29	-30,92	10,93	39,36
5	-219,06	-94,60	-26,60	13,65	41,42
6	-205,47	-87,30	-22,46	16,30	43,47
7	-193,60	-81,51	-19,90	17,11	43,27
8	-181,36	-74,91	-16,13	19,57	45,23
9	-169,75	-68,64	-12,51	21,97	47,16
10	-157,37	-61,10	-7,12	26,70	52,11
11	-146,90	-55,39	-3,74	29,02	54,08
12	-136,96	-49,95	-0,49	31,29	56,04

RBC

0,443612171

Fuente: Los Autores.

INCREMENTOS Y DECREMENTOS DE CARGA

Los incrementos y/o decrementos se realizan dando clic en el botón “INCREMENTO/DECREMENTO DE CARGA” (Ver Figura 14) y llenando los cuadros de texto de la ventana mostrada en la Figura 15. Para el análisis se supone un incremento de carga en el mes 34 de 2000W y decrementos en los meses 18 y 52 de 5000W y 8000W, respectivamente⁴.

⁴ Los incrementos o decrementos de carga que sean digitados son multiplicados por un factor de carga de 0,8.

INCREMENTO/DECREMENTO DE CARGA

Figura 14: Botón "INCREMENTO/DECREMENTO DE CARGA".
Fuente: Los Autores.

INCREMENTO/DECREMENTO DE DEMANDA

NÚMERO DE MES: 1

INCREMENTO DE DEMANDA EN EL MES:

DECREMENTO DE DEMANDA EN EL MES:

Figura 15: Ventana para Ingresar el/los Incremento(s) o Decremento(s) de Carga.
Fuente: Los Autores.

Los nuevos datos de proyección de demanda se pueden ver en las tablas del Anexo 4. Con los nuevos valores se obtiene la curva de proyección de demanda que se observa en la Figura 16.

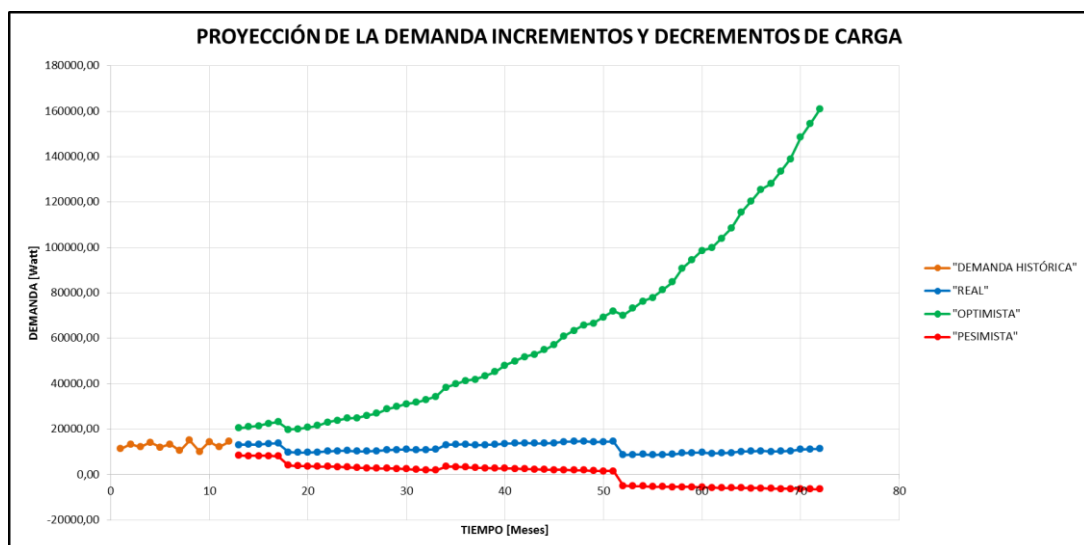


Figura 16: Curvas de Proyección de la Demanda con Incrementos y Decrementos de Carga.
Fuente: Los Autores.

De acuerdo a la potencia proyectada se determina la sustitución del transformador actual por uno con las características que se indican en la Tabla 19, las mismas que se ingresan dando clic en el botón “ANÁLISIS ECONÓMICO INC/DEC DE CARGA” (Ver Figura 17) y llenando los cuadros de texto de la ventana (Ver Figura 18). Para guardar los datos se presiona sobre la imagen del transformador.



Figura 17: Botón “ANÁLISIS ECONÓMICO INC/DEC DE CARGA”.
Fuente: Los Autores.

A screenshot of a software window titled 'DATOS INICIALES PARA EL ANÁLISIS ECONÓMICO PARA INCREMENTOS/DECREMENTOS DE CARGA'. The window has a blue background and a white title bar with a close button. The main content area is divided into two sections. On the left, under the heading 'DATOS DEL TRANSFORMADOR NUEVO:', there is a photograph of a Siemens 1000 kVA transformer. On the right, there are five input fields: 'POTENCIA NOMINAL [kVA]:' (text input), 'NÚMERO DE FASES:' (dropdown menu), 'CLASE:' (dropdown menu), 'TIPO:' (dropdown menu), and 'NÚMERO DE POSTES:' (dropdown menu). At the bottom center of the window is a large black square button with a white circle and a white 'X' inside, representing the 'Guardar' (Save) function.

Figura 18: Ventana para Ingresar los Datos del Transformador Nuevo.
Fuente: Los Autores.

Tabla 19: Datos del Transformador Nuevo para el Análisis Económico cuando se Producen Incrementos y Decrementos de Carga.

DATOS DEL TRANSFORMADOR NUEVO	
Demanda:	15,865036232 [kVA]
Potencia Nominal:	112,5 [kVA]
Número de Fases:	TRIFÁSICO
Clase:	1
Tipo:	CONVENCIONAL
Número de Postes:	2
Pérdidas en el Hierro:	392,3913043 [VA]
Pérdidas en el Cobre:	1672,826087 [VA]
Costo de Adquisición y Montaje:	4756,14 [USD]
Costo Total de la Inversión:	10463,508 [USD]

Fuente: Los Autores.

Con los nuevos datos, se procede a realizar el análisis económico de forma similar a lo realizado anteriormente, obteniéndose los resultados que se muestran en la Tabla 20.

Tabla 20: Resultados del Análisis Económico cuando se Producen Incrementos y Decrementos de Carga.

VALOR ACTUAL NETO [USD]					
MESES	AÑO 4	AÑO 5	AÑO 6	AÑO 7	AÑO 8
1	-65,17	-27,70	0,87	18,47	28,17
2	-60,64	-24,92	2,57	19,73	29,38
3	-56,30	-22,27	4,23	20,97	30,59
4	-51,22	-18,86	6,96	18,30	33,51
5	-47,25	-16,41	8,53	19,62	34,76
6	-50,22	-14,05	10,06	20,92	36,01
7	-47,10	-12,59	10,50	20,97	35,64
8	-43,47	-10,43	11,93	22,22	36,87
9	-40,00	-8,35	13,33	23,46	38,10
10	-35,79	-3,36	16,14	26,41	41,58
11	-32,61	-1,44	17,51	27,67	42,88
12	-29,57	0,41	18,85	28,93	44,19

RBC
1,066652469

Fuente: Los Autores.

3.2 PRESENTACIÓN DE CRITERIOS ECONÓMICOS - TÉCNICOS PARA CONFIRMAR LOS RESULTADOS

➤ ANÁLISIS EN CONDICIONES NORMALES

A partir del análisis de cargabilidad se determina sustituir el transformador en uso de 75kVA TRIFÁSICO, por un nuevo de 150kVA TRIFÁSICO debido a que la máxima

demanda proyectada supera la potencia nominal del equipo instalado. Adicionalmente se debe tener en cuenta, que un transformador se puede someter a una sobrecarga del 30% de su potencia nominal, por lo que el transformador sugerido cumple con las expectativas de la demanda (Ver Tabla 21).

Tabla 21: Demanda Proyectada y Valores de Sobrecarga del Transformador.

DEMANDA [kVA]					
MESES	AÑO 4	AÑO 5	AÑO 6	AÑO 7	AÑO 8
1	22,265	31,482	48,049	74,994	118,082
2	22,772	32,558	49,838	77,866	122,663
3	23,329	33,685	51,700	80,853	127,425
4	24,449	35,613	54,791	85,765	135,223
5	25,115	36,870	56,851	89,064	140,480
6	25,829	38,183	58,993	92,493	145,944
7	26,096	38,818	60,084	94,272	148,804
8	26,890	40,220	62,360	97,910	154,599
9	27,730	41,683	64,727	101,692	160,622
10	29,315	44,261	68,830	108,203	170,959
11	30,271	45,888	71,453	112,391	177,626
12	31,277	47,582	74,181	116,744	184,557

SOBRECARGA DEL TRANSFORMADOR		30%
POT. NOM. ANT.	POT. NOM. NUE.	
75	150	[kVA]
SOB. TRAN. ANT.	SOB. TRAN. NUE.	
97,5	195	[kVA]

Fuente: Los Autores.

El análisis económico arroja resultados no tan favorables para realizar la inversión (Ver Tabla 18), debido a que la RBC es menor que 1. Sin embargo, el cambio debe efectuarse debido a que la proyección supera la potencia nominal del transformador existente, el mismo que resulta favorable realizar en el mes 1 del año 7 de acuerdo al VAN.

➤ ANÁLISIS CON INCREMENTOS Y DECREMENTOS DE CARGA

Con el análisis de cargabilidad realizado para esta sección se sugiere el cambio del transformador de 75kVA TRIFÁSICO por uno de 112,5kVA TRIFÁSICO, debido a que la máxima potencia proyectada que soportará el equipo es de 174,992kVA, que supera la capacidad de potencia del equipo en uso.

El transformador propuesto es el que mejores resultados arrojó en el análisis económico (Ver Tabla 20) obteniendo una RBC mayor que 1, que indica que la inversión es factible; la sustitución debe realizarse en el mes 1 del año 6 según el

VAN. El análisis de sobrecarga que se observa en la Tabla 22 indica que se puede abastecer la demanda hasta el mes 8 del año 8.

Si bien no se cubre completamente el periodo de tiempo proyectado, se opta por esta opción de sustitución debido a los resultados económicos favorables y a que los escenarios de proyección son un supuesto que tiene como finalidad cubrir la mayor cantidad posible de eventualidades (incrementos y decrementos de carga) que se pueden suscitar en el sistema.

Tabla 22: Demanda Proyectada y Valores de Sobrecarga del Transformador cuando se Producen Incrementos y Decrementos de Carga.

DEMANDA [kVA]					
MESES	AÑO 4	AÑO 5	AÑO 6	AÑO 7	AÑO 8
1	22,265	27,134	45,441	72,385	108,517
2	22,772	28,210	47,229	75,258	113,098
3	23,329	29,337	49,091	78,245	117,860
4	24,449	31,265	52,182	76,200	125,658
5	25,115	32,522	54,242	79,499	130,915
6	21,481	33,835	56,385	82,928	136,379
7	21,748	34,470	57,475	84,707	139,239
8	22,542	35,872	59,751	88,345	145,033
9	23,382	37,335	62,118	92,127	151,057
10	24,967	41,653	66,221	98,638	161,393
11	25,924	43,279	68,844	102,825	168,061
12	26,929	44,974	71,573	107,179	174,992

SOBRECARGA DEL TRANSFORMADOR		
		30%
POT. NOM. ANT.	POT. NOM. NUE.	
75	112,5	[kVA]
SOB. TRAN. ANT.	SOB. TRAN. NUE.	
97,5	146,25	[kVA]

Fuente: Los Autores.

CAPÍTULO IV: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

➤ CONCLUSIONES

Es importante optimizar la operación de los elementos que conforman un sistema, sobre todo aquellos elementos que se pueden convertir en un cuello de botella dentro del proceso, tal como ocurre con los transformadores eléctricos dentro de la distribución de energía eléctrica.

Un proceso de optimización, para ser lo más exacto posible debe tener en cuenta tanto aspectos técnicos como económicos así como la mayor cantidad posible de factores que intervengan dentro del proceso (costos, pérdidas producidas en el equipo, vida útil del equipo, etc).

La optimización realizada en el presente trabajo tiene en cuenta única y específicamente al transformador, basándose en el consumo al que dicho equipo está sometido, no se toman en cuenta elementos como cables conductores o reactivos, que pueden ser propuestos, discutidos y estudiados como nuevos temas investigativos.

Los criterios enunciados para ratificar los resultados y justificar las recomendaciones sugeridas son de naturaleza subjetiva en gran medida, dependiendo mucho de la persona que realice el análisis y del entorno en que se desarrolle el mismo.

➤ RECOMENDACIONES

Los procesos de repotenciación de los sistemas de Transmisión y Distribución de energía eléctrica que se están llevando a cabo actualmente en todo el país deben realizarse conjuntamente estudios de optimización de los elementos de estos sistemas, de esta manera se previenen cambios innecesarios o antes de tiempo y subutilización de los componentes.

Sería de gran importancia que el análisis de optimización se extienda hacia el resto de elementos que constituyen el proceso de distribución de energía eléctrica como

por ejemplo las líneas, de esta manera se estaría optimizando la operación del sistema en general.

Un sistema sobre o sub utilizado puede ocasionar pérdidas importantes tanto para el distribuidor como para el consumidor de energía eléctrica.

En el caso particular de un usuario con transformador particular cuya carga sea menor a 10 kVA, se recomienda que este se conecte directamente a la red (ARCONEL 001-15), y que su equipo se ponga a disposición de la empresa distribuidora de energía eléctrica.

ANEXOS

Anexo 1: Histórico de Demanda del Transformador en Análisis.

CLIENTE:		315572	Universidad de Cuenca		TRANSFORMADOR:		75	[kVA]
		RANGO						
AÑO	MES	CONSUMO MENSUAL [kWh]	MEDIO	PICO	VALLE	ESPECIAL	NO PICO	CONSUMO MENSUAL [W]
2013	ENE	3205	1732	604	831	18	20	13354,167
	FEB	2823	1523	531	731	20	18	11762,500
	MAR	2097	1017	370	693	6	11	8737,500
	ABR	2834	1485	538	786	13	12	11808,333
	MAY	3581	2027	686	833	18	17	14920,833
	JUN	3174	1831	540	775	13	15	13225,000
	JUL	3572	2174	575	790	15	18	14883,333
	AGO	3259	1808	638	781	16	16	13579,167
	SEP	1922	888	337	688	3	6	8008,333
	OCT	2965	1657	550	730	15	13	12354,167
	NOV	3984	2327	773	852	15	17	16600,000
	DIC	3271	1837	586	819	15	14	13629,167
2014	ENE	3346	1889	592	834	16	15	13941,667
	FEB	2663	1812	0	824	13	14	11095,833
	MAR	2615	1027	875	700	4	9	10895,833
	ABR	3051	1679	541	802	13	16	12712,500
	MAY	3453	2042	572	813	12	14	14387,500
	JUN	3104	1788	497	787	13	19	12933,333
	JUL	3818	2364	632	788	15	19	15908,333
	AGO	2582	1575	382	596	13	16	10758,333
	SEP	1129	483	231	408	3	4	4704,167
	OCT	2710	1606	475	601	14	14	11291,667
	NOV	4065	2554	655	821	17	18	16937,500
	DIC	4062	2553	654	820	17	18	16925,000
2015	ENE	4065	2553	654	820	17	21	16937,500
	FEB	1212	430	216	535	14	17	5050,000
	MAR	2058	1109	307	626	5	11	8575,000
	ABR	3245	2026	496	693	12	18	13520,833
	MAY	4041	2584	573	849	12	23	16837,500
	JUN	3112	1808	485	787	11	21	12966,667
	JUL	4112	2654	590	831	16	21	17133,333
	AGO	2954	1850	405	672	11	16	12308,333
	SEP	1651	729	294	619	3	6	6879,167
	OCT	3419	2015	597	775	14	18	14245,833
	NOV	3977	2466	702	773	16	20	16570,833
	DIC	3113	1850	564	663	16	20	12970,833

Anexo 2: Resultados de los Cálculos de las Constantes A, B, C, D, E y de los Promedios del Tiempo y de la Demanda Linealizada.

x	Demanda [W]	y = ln (Dem)	y - Ym	x - Xm	(x - Xm)*(x - Xm)	(y - Ym)*(y - Ym)	(x - Xm)*(y - Ym)
1	11284,72	9,331205074	-0,11505069	-5,5	30,25	0,013236661	0,632778796
2	13318,06	9,496875954	0,05062019	-4,5	20,25	0,002562404	-0,227790854
3	12156,94	9,405655845	-0,04059992	-3,5	12,25	0,001648353	0,142099719
4	14194,44	9,560605931	0,114350166	-2,5	6,25	0,013075961	-0,285875416
5	11977,78	9,39080836	-0,055447404	-1,5	2,25	0,003074415	0,083171106
6	13344,44	9,498855431	0,052599666	-0,5	0,25	0,002766725	-0,026299833
7	10456,94	9,255021577	-0,191234188	0,5	0,25	0,036570514	-0,095617094
8	15051,39	9,619225551	0,172969787	1,5	2,25	0,029918547	0,25945468
9	10187,50	9,228916758	-0,217339007	2,5	6,25	0,047236244	-0,543347517
10	14441,67	9,577872826	0,131617062	3,5	12,25	0,017323051	0,460659715
11	12106,94	9,401534488	-0,044721276	4,5	20,25	0,001999993	-0,201245744
12	14595,83	9,588491379	0,142235614	5,5	30,25	0,02023097	0,78229588
6,5		9,446255764	-1E-14	0	143	0,189643837	0,980283439
Xm		Ym	B	A	C	E	D

Anexo 3: Resultados de la Proyección de la Demanda para los Escenarios de Crecimiento Normal, Optimista y Pesimista para los Años 4, 5, 6, 7 y 8.

AÑO DE PROYECCIÓN	x	A'	$y_i = m(x - X_m) + Y_m$	Dem = Exp (y_i)	C'	F	G	Pronóstico Optimista		Pronóstico Pesimista	
					$(x - X_m) * (x - X_m) / C$	Raíz $(1 + (1/N) + C')$	K * Sigma * F	$y_i + G$	Exp ($y_i + G$)	$y_i - G$	Exp ($y_i - G$)
4	13	6,5	9,491	13237,568	0,295	1,174	0,449	9,940	20745,019	9,042	8447,001
	14	7,5	9,498	13328,625	0,393	1,215	0,465	9,963	21217,735	9,033	8372,818
	15	8,5	9,505	13420,308	0,505	1,260	0,482	9,987	21736,318	9,022	8285,887
	16	9,5	9,511	13512,622	0,631	1,309	0,501	10,012	22299,853	9,010	8187,989
	17	10,5	9,518	13605,571	0,771	1,362	0,521	10,039	22907,582	8,997	8080,799
	18	11,5	9,525	13699,159	0,925	1,417	0,542	10,067	23558,928	8,983	7965,853
	19	12,5	9,532	13793,391	1,093	1,475	0,564	10,096	24253,511	8,968	7844,540
	20	13,5	9,539	13888,272	1,274	1,536	0,587	10,126	24991,157	8,951	7718,094
	21	14,5	9,546	13983,805	1,470	1,598	0,611	10,157	25771,887	8,934	7587,601
	22	15,5	9,553	14079,995	1,680	1,662	0,636	10,189	26595,915	8,917	7454,011
	23	16,5	9,559	14176,847	1,904	1,728	0,661	10,221	27463,636	8,898	7318,149
	24	17,5	9,566	14274,365	2,142	1,796	0,687	10,253	28375,613	8,879	7180,725
5	25	18,5	9,573	14372,553	2,393	1,865	0,713	10,286	29332,569	8,860	7042,352
	26	19,5	9,580	14471,418	2,659	1,935	0,740	10,320	30335,375	8,840	6903,555
	27	20,5	9,587	14570,962	2,939	2,006	0,767	10,354	31385,041	8,819	6764,781
	28	21,5	9,594	14671,191	3,233	2,077	0,795	10,388	32482,711	8,799	6626,412
	29	22,5	9,600	14772,109	3,540	2,150	0,823	10,423	33629,653	8,778	6488,774
	30	23,5	9,607	14873,722	3,862	2,224	0,851	10,458	34827,256	8,757	6352,140
	31	24,5	9,614	14976,033	4,198	2,298	0,879	10,493	36077,024	8,735	6216,743
	32	25,5	9,621	15079,049	4,547	2,373	0,908	10,529	37380,575	8,713	6082,777
	33	26,5	9,628	15182,773	4,911	2,448	0,937	10,565	38739,639	8,691	5950,406
	34	27,5	9,635	15287,210	5,288	2,524	0,966	10,601	40156,051	8,669	5819,765
	35	28,5	9,642	15392,366	5,680	2,601	0,995	10,637	41631,759	8,647	5690,966
	36	29,5	9,648	15498,245	6,086	2,677	1,024	10,673	43168,817	8,624	5564,100

6	37	30,5	9,655	15604,852	6,505	2,755	1,054	10,709	44769,389	8,601	5439,239
	38	31,5	9,662	15712,193	6,939	2,832	1,084	10,746	46435,747	8,579	5316,443
	39	32,5	9,669	15820,272	7,386	2,910	1,113	10,782	48170,279	8,556	5195,756
	40	33,5	9,676	15929,095	7,848	2,989	1,143	10,819	49975,481	8,533	5077,211
	41	34,5	9,683	16038,666	8,323	3,067	1,173	10,856	51853,968	8,509	4960,832
	42	35,5	9,690	16148,991	8,813	3,146	1,204	10,893	53808,472	8,486	4846,633
	43	36,5	9,696	16260,075	9,316	3,225	1,234	10,930	55841,849	8,463	4734,622
	44	37,5	9,703	16371,922	9,834	3,304	1,264	10,967	57957,077	8,439	4624,799
	45	38,5	9,710	16484,540	10,365	3,384	1,295	11,005	60157,264	8,416	4517,161
	46	39,5	9,717	16597,931	10,911	3,463	1,325	11,042	62445,650	8,392	4411,698
	47	40,5	9,724	16712,103	11,470	3,543	1,356	11,079	64825,611	8,368	4308,396
	48	41,5	9,731	16827,061	12,044	3,623	1,386	11,117	67300,666	8,345	4207,239

7	49	42,5	9,738	16942,808	12,631	3,703	1,417	11,154	69874,480	8,321	4108,206
	50	43,5	9,744	17059,353	13,233	3,784	1,448	11,192	72550,867	8,297	4011,275
	51	44,5	9,751	17176,698	13,848	3,864	1,478	11,230	75333,801	8,273	3916,422
	52	45,5	9,758	17294,851	14,477	3,945	1,509	11,267	78227,414	8,249	3823,620
	53	46,5	9,765	17413,817	15,121	4,025	1,540	11,305	81236,011	8,225	3732,840
	54	47,5	9,772	17533,601	15,778	4,106	1,571	11,343	84364,067	8,201	3644,053
	55	48,5	9,779	17654,209	16,449	4,187	1,602	11,381	87616,240	8,177	3557,230
	56	49,5	9,786	17775,647	17,135	4,268	1,633	11,419	90997,376	8,153	3472,338
	57	50,5	9,792	17897,920	17,834	4,349	1,664	11,456	94512,516	8,128	3389,345
	58	51,5	9,799	18021,034	18,547	4,431	1,695	11,494	98166,901	8,104	3308,220
	59	52,5	9,806	18144,995	19,274	4,512	1,726	11,532	101965,984	8,080	3228,928
	60	53,5	9,813	18269,808	20,016	4,593	1,757	11,570	105915,436	8,056	3151,438

8	61	54,5	9,820	18395,481	20,771	4,675	1,789	11,608	110021,153	8,031	3075,715
	62	55,5	9,827	18522,017	21,540	4,756	1,820	11,646	114289,268	8,007	3001,726
	63	56,5	9,834	18649,424	22,323	4,838	1,851	11,685	118726,157	7,983	2929,439
	64	57,5	9,840	18777,708	23,121	4,920	1,882	11,723	123338,452	7,958	2858,819
	65	58,5	9,847	18906,873	23,932	5,002	1,914	11,761	128133,044	7,934	2789,834
	66	59,5	9,854	19036,928	24,757	5,083	1,945	11,799	133117,105	7,909	2722,450
	67	60,5	9,861	19167,877	25,596	5,165	1,976	11,837	138298,085	7,885	2656,635
	68	61,5	9,868	19299,726	26,449	5,247	2,008	11,875	143683,734	7,860	2592,356
	69	62,5	9,875	19432,483	27,316	5,329	2,039	11,914	149282,108	7,836	2529,582
	70	63,5	9,882	19566,153	28,198	5,411	2,070	11,952	155101,584	7,811	2468,281
	71	64,5	9,888	19700,742	29,093	5,493	2,102	11,990	161150,869	7,787	2408,422
	72	65,5	9,895	19836,257	30,002	5,575	2,133	12,028	167439,018	7,762	2349,973

Anexo 4: Resultados de la Proyección de la Demanda Modificada por Incrementos y Decrementos de Carga para los Escenarios de Crecimiento Normal, Optimista y Pesimista para los Años 4, 5, 6, 7 y 8.

DEMANDA MODIFICADA				
DEMANDA REAL [W]	DEMANDA OPTIMISTA [W]	DEMANDA PESIMISTA [W]	MES	AÑO
13070,84	20483,74	8340,61	13	4
13160,75	20950,50	8267,36	14	
13251,28	21462,55	8181,53	15	
13629,51	22492,75	8258,82	16	
13723,26	23105,74	8150,70	17	
9817,66	19762,72	4034,76	18	
9653,91	20008,26	3765,22	19	
9747,83	20738,44	3640,05	20	
9842,40	21511,28	3510,87	21	
10277,92	22969,77	3558,79	22	
10376,13	23849,69	3421,02	23	
10475,02	24774,49	3281,66	24	

10191,53	24963,13	2953,65	25	5
10289,15	25953,30	2816,61	26	
10387,44	26989,75	2679,58	27	
10798,10	28763,69	2683,73	28	
10899,89	29920,55	2544,90	29	
11002,38	31128,52	2407,09	30	
10824,59	31712,21	2153,88	31	
10926,57	33002,58	2021,27	32	
11029,24	34347,90	1890,24	33	
13102,10	38320,52	3501,57	34	
13208,73	39816,97	3370,96	35	
13316,10	41375,63	3242,31	36	

13008,31	41805,52	2970,73	37	6
13114,30	43450,89	2849,48	38	
13221,02	45163,58	2730,32	39	
13666,88	48007,78	2721,13	40	
13777,40	49902,51	2603,74	41	
13888,68	51873,92	2488,56	42	
13695,65	52877,17	2286,74	43	
13806,37	54971,01	2178,03	44	
13917,85	57148,95	2071,48	45	
14431,25	60923,44	2073,71	46	
14547,02	63336,86	1968,96	47	
14663,60	65846,70	1866,38	48	

14329,42	66594,42	1656,46	49
14444,49	69237,10	1560,75	50
14560,36	71984,98	1467,10	51
8644,45	70104,09	-4943,31	52
8764,45	73138,71	-5034,87	53
8885,27	76293,83	-5124,42	54
8675,69	77930,26	-5278,74	55
8795,90	81277,20	-5362,77	56
8916,93	84756,80	-5444,93	57
9474,35	90746,82	-5445,28	58
9600,06	94599,31	-5525,68	59
9726,62	98604,27	-5604,26	60

7

9363,79	99835,45	-5763,02	61
9488,73	104049,81	-5836,08	62
9614,54	108430,81	-5907,46	63
10140,14	115605,35	-5916,45	64
10270,42	120441,41	-5986,03	65
10401,60	125468,59	-6054,00	66
10174,05	128099,60	-6170,23	67
10304,57	133430,79	-6233,86	68
10435,98	138972,56	-6296,00	69
11041,19	148481,82	-6297,02	70
11177,67	154616,14	-6357,72	71
11315,09	160992,68	-6416,99	72

8

Anexo 5: Secciones que Dispone el Programa.

- ✓ **PÁGINA_PRINCIPAL:** Sección en la que se comanda todas las funciones del programa y en la que se visualizan los datos relevantes del mismo.

PÁGINA_PRINCIPAL

- ✓ **CÁLCULO_CRECIMIENTO_DEMANDA:** Sección en la que se realiza todo el procedimiento para el cálculo del crecimiento de la demanda.

CÁLCULO_CRECIMIENTO_DEMANDA

- ✓ **ANÁLISIS_ECONÓMICO:** Sección en la que se calcula la RBC y el VAN necesarios para el análisis económico.

ANÁLISIS_ECONÓMICO

- ✓ **INCREMENTO_DECREMENTO_CARGA:** Sección en la que se ingresan y calculan los datos de incrementos/decrementos de carga que se proponen para el análisis.

INCREMENTO_DECREMENTO_CARGA

- ✓ **RESULTADOS_GRÁFICOS:** Sección en la que se visualizan las gráficas del histórico de demanda, así como también de las proyecciones de demanda (sin y con) incrementos/decrementos de carga.

RESULTADOS_GRÁFICOS

- ✓ **VARIABLES:** Sección donde se visualizan diferentes variables utilizadas para la parte de programación.

VARIABLES

Anexo 6: Comandos de Acceso Rápido del Programa.

COMANDOS	FUNCIÓN
Ctrl+d	Crecimiento de la Demanda
Ctrl+n	Análisis Económico
Ctrl+u	Incrementos/Decrementos de Carga
Ctrl+s	Resultados Gráficos de la Proyección de Demanda

Anexo 7: Datos de Transformadores Comerciales que Dispone la EERCS.

DATOS DE TRANSFORMADORES COMERCIALES					
POTENCIA NOMINAL [kVA]	NÚMERO DE FASE	CLASE		TIPO	NÚMERO DE POSTES
3	MONOFÁSICO	1		CONVENCIONAL	1
5	MONOFÁSICO	1		CONVENCIONAL	1
10	MONOFÁSICO	1		CONVENCIONAL	1
15	MONOFÁSICO	1	2	CONVENCIONAL	1
25	MONOFÁSICO	1	2	CONVENCIONAL	1
37,5	MONOFÁSICO	1	2	CONVENCIONAL	1
50	MONOFÁSICO	1	2	CONVENCIONAL	1
5	MONOFÁSICO	1		AUTOPROTEGIDO	1
10	MONOFÁSICO	1		AUTOPROTEGIDO	1
15	MONOFÁSICO	1	2	AUTOPROTEGIDO	1
25	MONOFÁSICO	1	2	AUTOPROTEGIDO	1
37,5	MONOFÁSICO	1	2	AUTOPROTEGIDO	1
50	MONOFÁSICO	1	2	AUTOPROTEGIDO	1
30	TRIFÁSICO	1		CONVENCIONAL	1
45	TRIFÁSICO	1		CONVENCIONAL	1
45	TRIFÁSICO	1		CONVENCIONAL	2
50	TRIFÁSICO	1		CONVENCIONAL	1
50	TRIFÁSICO	1		CONVENCIONAL	2
60	TRIFÁSICO	1		CONVENCIONAL	2
75	TRIFÁSICO	1	2	CONVENCIONAL	2
100	TRIFÁSICO	1		CONVENCIONAL	2
112,5	TRIFÁSICO	1	2	CONVENCIONAL	2
125	TRIFÁSICO	1		CONVENCIONAL	2
150	TRIFÁSICO	1	2	CONVENCIONAL	2
160	TRIFÁSICO	1		CONVENCIONAL	2
200	TRIFÁSICO	1		CONVENCIONAL	2
250	TRIFÁSICO	1		PAD MOUNTED	PAD

BIBLIOGRAFÍA

- [1] S. R. Castaño, Redes de Distribución de Energía, Universidad Nacional de Colombia, Manizales, 2004.
- [2] A. Senner, Principios de electrotecnia, Reverté, 1994.
- [3] J. B. Milan, Proyecto de inversión para instalar una planta embotelladora de refrescos en Torreon Coahuila., Torreon Coahuila, 2001.
- [4] F. Jiménez y L. F. Carlos Espinoza, Ingeniería económica, Cartago: Editorial Tecnológica de Costa Rica, 2007.
- [5] Crece Negocios, «Crece Negocios,» Crece Negocios, 18 Abril 2012. [En línea]. Available: <http://www.crecenegocios.com/el-analisis-costo-beneficio/>. [Último acceso: 22 Octubre 2015].
- [6] A. Ariza, Métodos utilizados para el pronóstico de demanda de energía eléctrica en sistemas de distribución, Pereira: Universidad Tecnológica de Pereira, 2013.
- [7] R. Florez y J. M. F. Fernández, Las redes neuronales artificiales: Fundamentos teóricos y aplicaciones prácticas, España: Netbiblo, 2008.
- [8] J. A. G. Martín y J. M. P. Callejon, Sistemas expertos probabilísticos., Universidad de Castilla La Mancha, 1998.
- [9] E. Trillas y J. G. Ríos, Aplicaciones de la lógica borrosa, Editorial CSIC-CSIC Press, 1992.
- [10] D. R. Anderson, D. J. Sweeney y T. A. Williams, Estadística para administración y economía, México: International Thomson, 2001.
- [11] B. L. Bowerman, B. L. Koehler, A. B. O'Connell y T. Richard, Pronósticos, series de tiempo y regresión: Un enfoque aplicado, México: International Thomson, 2007.
- [12] S. ANEC, «Glosario de Términos,» SOFOM ANEC, [En línea]. Available: <http://www.sofomanec.com.mx/glosario/glosario-de-terminos>. [Último acceso: 23 Octubre 2015].
- [13] B. C. d. Ecuador, «Banco Central del Ecuador,» Banco Central del Ecuador, [En línea]. Available: <http://www.bce.fin.ec/index.php/component/k2/item/754>. [Último acceso: 22 Octubre 2015].
- [14] INEN, NTE INEN 2114: Transformadores monofásicos. Valores de corriente sin carga, pérdidas y voltaje de cortocircuito, Quito, Ecuador, 2004.

- [15] INEN, NTE INEN 2115: Transformadores de distribución nuevos trifásicos. Valores de corriente sin carga, pérdidas y voltaje de cortocircuito, Quito, Ecuador, 2004.
- [16] G. E. Harper, El ABC del alumbrado y las instalaciones eléctricas en baja tensión, México: Limusa, 2000.
- [17] C. M. González, Predicción de la demanda eléctrica horaria mediante redes neuronales artificiales, Oviedo, España: Departamento de Economía Cuantitativa, Universidad de Oviedo, 2012.
- [18] J. N. Forestieri y G. F. B. Flores, Guía para el mantenimiento de transformadores de potencia, 2009.
- [19] G. F. B. Flores y M. G. B. Martinez, Análisis técnico y económico de la recuperación de los aceites dieléctricos con tierra fuller y desludificación de bobinados en transformadores, 2009.
- [20] J. M. H. Quirama y A. F. V. Panesso, Aplicación de Proyección de Demanda y Estudio de la Cargabilidad en el Sistema Eléctrico de Potencia de la Ciudad de Pereira, 2008.
- [21] J. Porteiro, Análisis y proyección de la demanda en los estudios de factibilidad, 2010.
- [22] A. Cabrera y D. Gracia, Predicción de la demanda eléctrica de corto plazo mediante redes neuronales artificiales, Guadalajara, México: SIE. Centro Universitario de Ciencias Exactas e Ingeniería, Universidad de Guadalajara, México, 2003.
- [23] O. d. E. E. OSINERG, Estimación de la demanda agregada de electricidad, 2004.