

UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA

SEDE CUENCA

CARRERA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

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

Proyecto Técnico:

**DETERMINACIÓN DE LOS FACTORES DE CARGA Y PÉRDIDAS
EN TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN POR ESTRATOS
DE CONSUMO EN EL ÁREA DE CONCESIÓN DE LA EMPRESA
ELÉCTRICA REGIONAL DEL SUR S.A.**

Autores:

Israel Alberto Orellana Malavé

Pablo Andrés Ramón Pineda

Tutor:

Ing. Jorge Rojas Espinoza, Mer.

Cuenca, agosto del 2017

CESIÓN DE DERECHOS DE AUTOR.

Nosotros, Israel Alberto Orellana Malavé, con cédula de identidad número 0705215283 y Pablo Andrés Ramón Pineda, con cédula de identidad número 1104556020, 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 LOS FACTORES DE CARGA Y PÉRDIDAS EN TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN POR ESTRATOS DE CONSUMO EN EL ÁREA DE CONCESIÓN DE LA EMPRESA ELÉCTRICA REGIONAL DEL SUR S.A.”, mismo que hemos desarrollado previo a la obtención del 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, suscribo este documento en el momento que hago entrega del trabajo final en formato impreso y digital a la Biblioteca de la Universidad Politécnica Salesiana.

Cuenca, 21 de agosto de 2017



Israel Alberto Orellana Malavé.
C.I.: 0705215283

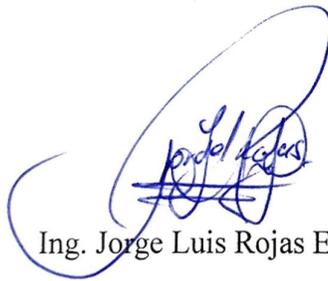


Pablo Andrés Ramón Pineda.
C.I.: 1104556020

CERTIFICACIÓN.

Yo, declaro que bajo mi tutoría fue desarrollado el trabajo de titulación: “DETERMINACIÓN DE LOS FACTORES DE CARGA Y PÉRDIDAS EN TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN POR ESTRATOS DE CONSUMO EN EL ÁREA DE CONCESIÓN DE LA EMPRESA ELÉCTRICA REGIONAL DEL SUR S.A.”, realizado por: Israel Alberto Orellana Malavé y Pablo Andrés Ramón Pineda, obteniendo el PROYECTO TÉCNICO GENERAL, que cumple con todos los requisitos determinados por la Universidad Politécnica Salesiana.

Cuenca, 21 agosto de 2017.



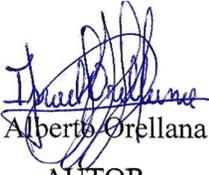
Ing. Jorge Luis Rojas Espinoza, MER.

C.I.: 0301575866

TUTOR DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

DECLARATORIA DE RESPONSABILIDAD.

Nosotros, Israel Alberto Orellana Malavé y Pablo Andrés Ramón Pineda, autores del trabajo de titulación “DETERMINACIÓN DE LOS FACTORES DE CARGA Y PÉRDIDAS EN TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN POR ESTRATOS DE CONSUMO EN EL ÁREA DE CONCESIÓN DE LA EMPRESA ELÉCTRICA REGIONAL DEL SUR S.A.”, certificamos que el total contenido del PROYECTO TÉCNICO GENERAL son de nuestra exclusiva responsabilidad y autoría.



Israel Alberto Orellana Malavé.

AUTOR



Pablo Andrés Ramón Pineda.

AUTOR

DEDICATORIA.

Dedico mi trabajo primeramente a Dios, por haberme dado salud para terminar mi carrera.

A mis padres Luis y Alejandrina por el apoyo incondicional cada día, por aconsejarme para llegar a ser una mejor persona.

A mis hermanos Jorge y Cristian que siempre estuvieron ahí en todo momento apoyándome.

A mi abuelito y a toda mi familia quien estuvo ahí en todo momento y me motivo a seguir para culminar con mi carrera.

Pablo Andrés Ramón Pineda.

A Dios por darme sabiduría y bendiciones, a mis queridos padres Carlos Y Edith por los consejos de siempre esforzarme en aprender y crecer, a mis apreciados hermanos Jerson, Valeria y Karina por el amor incondicional, a mis tíos Iván y Marisol, a mis abuelitos paternos y maternos, como también a mis familiares quienes me incentivaron en mis estudios en poder superarme y obtener logros profesionales.

Como también agradezco a Diana por todo por el cariño, motivación y ayuda para alcanzar mis metas.

Y a mis amigos más cercanos quienes siempre estuvieron en mis buenos y malos momentos.

Israel Alberto Orellana Malavé.

AGRADECIMIENTO.

Primeramente, agradecer a Dios por permitirnos tener salud, a nuestros padres y familia por el apoyo en todo momento de nuestra preparación académica, la Universidad Politécnica Salesiana por brindarnos un espacio para estudiar, a todos los docentes que a lo largo de nuestra carrera compartieron sus conocimientos. Al Ing. Jorge Luis Rojas Espinoza quien con su experiencia y conocimientos nos permitió culminar este proyecto satisfactoriamente.

A la Empresa Eléctrica Regional de Sur S.A. (EERSSA) por brindar sus instalaciones, al Ing. Carlos Raúl Barreto Calle y al Ing. German Rafael Arias Mosquera y a todos los del área de Planificación por su apoyo, conocimiento y colaboración para realizar el proyecto de titulación.


Israel Alberto Orellana Malavé.
AUTOR


Pablo Andrés Ramón Pineda.
AUTOR

RESUMEN.

La investigación realizada en este proyecto técnico conlleva la finalidad de obtener la determinación de factores de carga y factores de pérdidas por estratos de consumo de energía eléctrica en clientes residenciales abarcando toda el área de concesión de la EERSSA, actualmente no existen homologaciones establecidas por parte de entidades de regulación de las empresas distribuidoras de energía eléctrica en el Ecuador, por lo tanto, la importancia de este estudio logrará analizar comportamientos de pérdidas de energía, como también del manejo de carga o de la demanda requerida de los clientes residenciales que estarán clasificados en función del consumo de energía eléctrica mensual, utilizando registros estadísticos del área comercial de facturación y del área de planificación de la red de distribución mediante las mediciones con los parámetros eléctricos basados en la regulación del CONELEC 004/01.

La implementación para llevar a cabo el desarrollo de la investigación se estableció como programa predeterminado el software de Microsoft Excel, con la ayuda de esta herramienta se logró la selección de la cantidad de estratos y el rango del consumo de energía eléctrica para cada estrato, representando la forma habitual del comportamiento de la demanda en clientes residenciales, procediendo la aplicación del método de Stanley Vest (REA) utilizando el registro de datos del área de comercialización y el método de Mentor Poveda manejando el registro de datos del área de planificación, esta base de datos también servirá para la aplicación homologada por el MEER para la obtención del factor de pérdidas.

ÍNDICE GENERAL.

© DERECHOS DE AUTOR.....	II
CERTIFICACIÓN.....	III
DECLARATORIA DE RESPONSABILIDAD.....	IV
DEDICATORIA.....	5
AGRADECIMIENTO.....	6
RESUMEN.....	7
ÍNDICE GENERAL.....	VIII
ÍNDICE DE FIGURAS.....	XI
ÍNDICE DE TABLAS.....	XIII
GLOSARIO TÉCNICO.....	XIV
CAPITULO I: REVISIÓN DEL ESTADO DEL ARTE DEL FACTOR DE CARGA Y EL FACTOR DE PÉRDIDAS EN CONSUMIDORES FINALES DE EMPRESAS ELÉCTRICAS DE DISTRIBUCIÓN.....	15
1.1 INTRODUCCIÓN.....	15
1.2 CLASIFICACIÓN DE LAS REDES DE DISTRIBUCIÓN.....	15
1.2.1 DE ACUERDO A SU CONSTRUCCIÓN.....	15
1.2.2 DE ACUERDO AL TIPO DE CARGAS.....	16
1.2.3 CARACTERÍSTICAS DE LAS CARGAS.....	17
1.3 METODOLOGÍA PARA DETERMINAR F.C.....	26
1.3.1 MÉTODO DE STANLEY VEST (REA).....	26
1.3.2 MÉTODO DE MENTOR POVEDA.....	27
1.3.3 METODOLOGÍA PARA CÁLCULO DEL FACTOR DE PÉRDIDAS.....	28
1.4 DEFINICIÓN DE LOS ESTRATOS.....	29
1.4.1 MEDIA ARITMÉTICA.....	29
1.4.2 DESVIACIÓN ESTANDAR DE LA MUESTRA.....	29
1.4.3 COEFICIENTE DE VARIACIÓN.....	30
1.4.4 DISTRIBUCIÓN DE FRECUENCIAS.....	30
1.4.5 FRECUENCIA RELATIVA.....	30

1.4.7 INTERVALOS DE CONFIANZA.....	30
1.4.1 CRITERIOS DE SELECCIÓN PARA LA MUESTRA.....	31
1.5 INSTRUMENTACIÓN PARA MEDICIÓN DE POTENCIA ELÉCTRICA.....	33
1.5.1 FLUKE 1744 POWER QUALITY LOGGER.....	33
1.5.2 MEMOBOX.....	34
1.6 CONSIDERACIONES DE LAS MEDICIONES.....	35
CAPITULO II: SITUACIÓN ACTUAL DE LA RED DE DISTRIBUCIÓN DE LA EMPRESA ELÉCTRICA REGIONAL DEL SUR S.A.....	36
2.1 DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE LA EERSSA.....	36
2.1.1 ÁREA DE CONCESIÓN.....	37
2.1.2 PUNTOS DE ENLACE.....	37
2.1.3 SUBESTACIONES.....	38
2.1.4 LÍNEAS DE SUBTRANSMISIÓN.....	39
2.1.5 ALIMENTADORES.....	40
2.1.6 REDES SECUNDARIAS.....	43
2.1.7 TRANSFORMADORES.....	43
2.1.8 CLIENTES DE LA EERSSA.....	46
2.1.9 CONSUMO DE ENERGÍA.....	47
CAPITULO III: ESTIMACIÓN DEL FACTOR DE CARGA Y FACTOR DE PÉRDIDA DE LOS CONSUMIDORES FINALES DE LA EERSSA.....	49
3.1 ANÁLISIS DEL HISTÓRICO DE LA BASE DE DATOS.....	49
3.2 DETERMINACIÓN DE LOS ESTRATOS POR CONSUMO DE ENERGÍA ELÉCTRICA.....	51
3.3 DISTRIBUCIÓN DE LA MUESTRA POBLACIONAL POR ESTRATOS DE CONSUMO DE ENERGÍA ELÉCTRICA.....	55
3.4 SELECCIÓN DEL MUESTREO.....	56
3.5 IMPLEMENTACIÓN DE MICROSOFT EXCEL PARA LA DETERMINACIÓN DE LOS FACTORES DE CARGA Y PÉRDIDAS.....	57
3.6 METODOLOGÍA PARA ESTIMAR EL FACTOR DE CARGA Y EL FACTOR DE PÉRDIDA.....	58
3.6.1 METODOLOGÍA DE VEST (REA).....	58
3.6.2 METODOLOGÍA DE MENTOR.....	60
3.6.3 DETERMINACIÓN DEL FACTOR DE PÉRDIDAS.....	67
3.7 ANÁLISIS DE RESULTADOS.....	68
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	70

CONCLUSIONES.....	70
RECOMENDACIONES.....	72
REFERENCIAS.....	73

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Influencia de las características de las cargas en las redes (Ramírez, 2000)...	18
Figura 2. Curva de duración de carga diaria (Ramírez,2000).	19
Figura 3. Alimentador primario conectado a una carga (Ramírez, 2000).....	21
Figura 4. Curva de carga o curva de demanda (Ramírez, 2000).	22
Figura 5. Condiciones de carga extrema (Ramírez, 2000).	23
Figura 6. Relación entre F.C y F.Pérd (Ramírez,2000).	25
Figura 7.Fluke 1744 Power Quality Logger (Fluke Inc, 2017).	34
Figura 8.Analizadores de red de distribución eléctrica Memobox (LEM) (Fluke, 2017).	35
Figura 9. Área de concesión de la EERSSA (ARCONEL, 2016).	37
Figura 10. Longitud de Alimentadores de la EERSSA (EERSSA, 2017).	43
Figura 11. Potencia de los transformadores (EERSSA, 2017).	46
Figura 12. Clasificación de los clientes por categoría (ARCONEL, 2016).	47
Figura 13 Demanda de energía por categoría (ARCONEL, 2016).	48
Figura 14. Representación de la base de datos de Gerencia de Planificación (EERSSA, 2017).	49
Figura 15. Representación de medición de un cliente de la EERSSA de Gerencia de Planificación (EERSSA, 2017).	50
Figura 16. Consumo de energía eléctrica por estratos.	53
Figura 17.Frecuencia de los clientes en los estratos de consumo.....	53
Figura 18. Herramienta de Excel para implementación del proyecto de investigación..	58
Figura 19. Demanda total por cada estrato.....	60
Figura 21. Representación de la dispersión de datos del estrato 1 por mínimos cuadrados.	61
Figura 20. a) Curva de la demanda de un cliente con una fase, b) Curva de la demanda de un cliente con dos fases.....	62
Figura 22. Curva de demanda en el estrato 1.	64
Figura 23. Curva de demanda en el estrato 2.	64
Figura 24. Curva de demanda en el estrato 3.	65
Figura 25. Curva de la demanda en el estrato 4.....	65

Figura 26. Curva de la demanda en el estrato 5.....	66
Figura 27. Curva de la demanda en el estrato 6.....	66
Figura 28. Demanda de la curva en el estrato 7.....	67

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Probabilidad de error asociado al coeficiente de confianza (Vivanco, 2005). .	31
Tabla 2. Área de concesión de la EERSSA (ARCONEL, 2016).	37
Tabla 3. Subestaciones de la EERSSA con sus niveles de tensión (EERSSA, 2017). ...	38
Tabla 4. Líneas de subtransmisión de la EERSSA. (EERSSA, 2017).....	39
Tabla 5. Alimentadores de la EERSSA con sus longitudes (EERSSA, 2017).....	40
Tabla 6 Redes secundarias de la EERSSA (ARCONEL, 2016).	43
Tabla 7. Transformadores de distribución por alimentador (EERSSA, 2017).....	43
Tabla 8. Tabla general de clientes de la EERSSA (ARCONEL, 2016).	47
Tabla 9. Consumo de energía por categoría (ARCONEL, 2016).....	48
Tabla 10. Resultados del coeficiente de variación y desviación estándar.	52
Tabla 11. Tabla de rangos de consumo de energía eléctrica por estratos.	52
Tabla 12. Resultados obtenidos con 7 estratos en el análisis de dispersión de datos.	54
Tabla 13. Distribución de frecuencias para la primera base de datos.....	55
Tabla 14. Distribución de frecuencia para la segunda base de datos.....	55
Tabla 15. Número de muestras para la primera base de datos.	56
Tabla 16. Número de muestras para la segunda base de datos.....	57
Tabla 17. Selección de clientes aleatoriamente y obtención del consumo promedio.....	58
Tabla 18. Factor de Carga (F.C) por metodología de Vest.	59
Tabla 19 Correlación de las curvas de ajuste por mínimos cuadrados	61
Tabla 20. Resultados promediados F.C aplicando metodología de Mentor.	63
Tabla 21. Resultados de los F. Pérd por estratos de consumo de energía.....	68

GLOSARIO TÉCNICO.

EERSSA:	Empresa Eléctrica Regional del Sur S.A.
UPS:	Universidad Politécnica Salesiana.
MEER:	Ministerio de Electricidad y Energía Renovables.
ARCONEL:	Agencia de Regulación y Control de Electricidad.
F.Pérd:	Factor de Pérdidas.
F.C:	Factor de Carga.
P.T:	Proyecto Técnico.
S.N.I:	Sistema Nacional Interconectado.
CV:	Coefficiente de Variación.
S:	Desviación Estándar.
OLADE:	Organización Latinoamérica de Energía.
MAE:	Muestreo Aleatorio Estratificado.
REA:	Rural Electric Association.
NTE:	Norma Técnica Ecuatoriana.
INEN:	Instituto Ecuatoriano de Normalización.

Representación para números.

Punto (.)	Representación para décimas
Coma (,)	Representación para miles

CAPITULO I: REVISIÓN DEL ESTADO DEL ARTE DEL FACTOR DE CARGA Y EL FACTOR DE PÉRDIDAS EN CONSUMIDORES FINALES DE EMPRESAS ELÉCTRICAS DE DISTRIBUCIÓN.

1.1 INTRODUCCIÓN.

El servicio que ofrecen las empresas eléctricas de distribución del Ecuador registraba un alto porcentaje de pérdidas de energía, para las pérdidas técnicas y las pérdidas no técnicas, dando un valor de 22.25 % de pérdidas del sistema en el 2006, con las nuevas reformas aplicadas por el Gobierno Nacional del Ecuador dirigidas por el Ministerio de Electricidad y Energía Renovable, se elaboró el Plan de reducción de pérdidas de energía eléctrica (PLANREP), que permitía una gran inversión y se pueda llevar el plan acorde a lo estipulado entregando resultados en reducción de pérdidas, teniendo para el 2015 el 12.11% de pérdidas del sistema (ARCONEL, 2015).

A medida que las pérdidas de energía reducen su porcentaje anual, llegan a un punto donde se vuelve mucho más complejo reducir las pérdidas, es decir que se deben obtener valores de coeficientes y cálculos más aproximados y ya no solo estimados.

1.2 CLASIFICACIÓN DE LAS REDES DE DISTRIBUCIÓN.

1.2.1 DE ACUERDO A SU CONSTRUCCIÓN.

Redes de distribución aéreas.

Estas se encuentran conformadas por postes de madera o de hormigón que sirven de soporte para los conductores desnudos o aislados a través de aisladores ubicados en las crucetas (Ramírez, 2000).

Entre las principales ventajas tenemos:

- Costo de construcción bajo.
- El mantenimiento es más sencillo.
- No presentan dificultad al acceder y ubicación de fallas.
- Sus tiempos son más cortos al momento de construir.

Como también se menciona sus desventajas:

- Contaminación visual.
- Menor confiabilidad.
- Propensas a mayor probabilidad de fallas físicas (Ramírez, 2000).

Redes de distribución subterráneas.

Su uso por lo general se encuentra en zonas urbanas céntricas, debido a que ofrece seguridad para los transeúntes y estética para la ciudad, los conductores que se utilizan deben poseer una rigidez dieléctrica, aislamiento, resistir temperaturas de operación además poseer una resistencia a la humedad de acuerdo al nivel de tensión. (Ramírez, 2000).

Tiene las siguientes ventajas:

- Mayor confiabilidad.
- No produce contaminación visual.
- Brindan mayor seguridad a los transeúntes.
- Protegidas contra el vandalismo.

Se mencionan las siguientes desventajas:

- Mayor costo de construcción.
- Dificultad para acceso y ubicación de fallas.
- Mayor tiempo de mantenimiento y reparación.
- Propensas a humedad y roedores (Ramírez, 2000).

1.2.2 DE ACUERDO AL TIPO DE CARGAS.

Redes de distribución para cargas residenciales.

Se caracterizan por ser cargas resistivas, al mismo tiempo estas presentan pequeñas características reactivas (Ramírez, 2000).

Las cargas residenciales se las puede agrupar de acuerdo a las clases socioeconómicas de la siguiente manera:

- **Zona clase alta:** Son consumidores que tienen el mayor consumo de energía eléctrica.
- **Zona clase media:** Lo conforman usuarios con un moderado consumo de energía eléctrica.

- **Zona clases baja:** Representan el grupo de usuarios con un bajo consumo de energía eléctrica, este grupo se beneficia de la tarifa de la dignidad (Ramírez, 2000).

Redes de distribución para cargas comerciales.

Son cargas resistivas, inductivas que ocasionan una reducción del factor de potencia y a su vez son cargas muy sensibles debido inyectan armónicos a la red eléctrica de distribución (Ramírez, 2000).

Redes de distribución para cargas industriales.

Las cargas industriales ocasionan un consumo de energía reactiva por la instalación de motores para el uso industrial, el cual se debe realizar un control del factor de potencia, como también una gestión de carga en lo que respecta a la tarifa evitando así que el pico máximo concuerde con la carga residencial (Ramírez, 2000).

Redes de distribución para cargas de alumbrado público.

Estas son cargas puramente resistivas, estas se presentan comúnmente en horas nocturnas (Ramírez, 2000).

Redes de distribución para cargas mixtas.

Representan la combinación de los diferentes tipos de cargas un ejemplo entre ellas es la combinación de carga con cocina de inducción y sin cocina de inducción, contiene una desventaja en obtener un control de pérdidas (Ramírez, 2000).

1.2.3 CARACTERÍSTICAS DE LAS CARGAS.

Influencia de las características de las cargas sobre las redes de distribución.

Las cargas intervienen directamente en el sistema de potencia, como también en el sistema de distribución. Las características de las cargas definen las condiciones de funcionamiento de las redes de distribución, por lo que se debe hacer un control evitando la caída del sistema como podemos observar en la figura 1 se representa las influencias de las cargas (Ramírez, 2000).

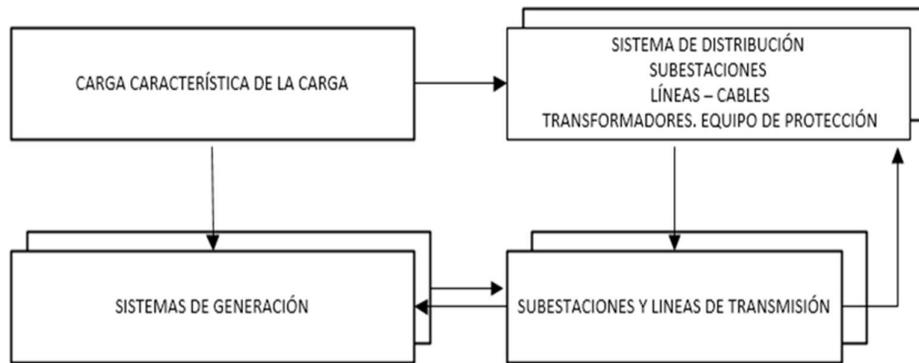


Figura 1. Influencia de las características de las cargas en las redes (Ramírez, 2000).

Carga Instalada (kVA, MVA, kW o MW).

Se define como la sumatoria de las potencias nominales de las cargas conectadas a un sistema o a un subsistema (Ramírez, 2000).

Capacidad Instalada (PI).

Es la suma de las potencias nominales de los equipos instalados a las líneas como transformadores o generadores y son los encargados de abastecer la potencia eléctrica (Ramírez, 2000).

Demanda Máxima (kW o kVA).

Indica dentro de un período establecido la carga mayor que se puede obtener, por medio de ella se realizan estudios demostrando las pérdidas de energía y potencia mediante la curva de carga diaria típica, representando las caídas de tensión en la red de distribución. Se expresa en p.u. de la carga pico del sistema, siempre y cuando se hallan establecido el intervalo de demanda para medir (Ramírez, 2000).

Demanda D(t).

Es la representación de la cantidad de potencia que el consumidor adquieren durante una variable de tiempo, cabe recalcar que cada consumidor adquiere diferentes comportamientos según sus actividades del consumo de energía, ya sean, residenciales, comerciales o industriales. (Ramírez, 2000).

Para la selección del intervalo de demanda se debe considerar el valor de demanda que se requiera conocer, los más utilizados son de 15, 30 y 60 minutos de intervalo de demanda. (Aillón, 2010).

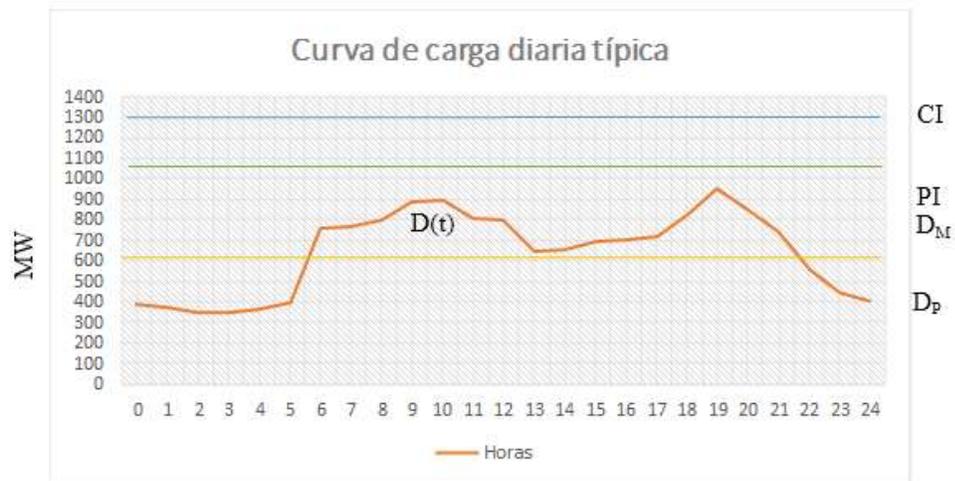


Figura 2. Curva de duración de carga diaria (Ramírez,2000).

Curva de la demanda diaria.

Permite obtener un análisis parejo con respecto a las curvas de carga anual, esta curva de carga diaria es el resultado de los picos conseguidos en los intervalos de una hora para cada hora del día, ofrecen pormenores de variaciones a lo largo del período histórico, el análisis obtenido contribuye para el estudio del comportamiento de las cargas del sistema otorgando beneficios al momento de seleccionar equipos de transformación que evite las sobrecargas, como se puede observar en la figura 2 la curva de la demanda diaria (Ramírez, 2000).

Curva de la demanda anual.

La curva de carga anual tiene la finalidad de mostrar los crecimientos y variaciones, la representar el crecimiento requiere las demandas picos mensuales y anuales, debido a que la curva de carga anual la conforman las horas pico de cada mes de la demanda requerida por los usuarios, obteniendo resultados sobre el comportamiento del sistema en conocer los factores que afectarían su estabilidad (Ramírez, 2000).

Carga Promedio (kW).

Para la obtención de la carga promedio se relaciona la energía del usuario en el intervalo de tiempo establecido para el propio tiempo del consumo de energía (Ramírez, 2000).

$$D_p = \frac{\int_0^t CDT(t)dt}{T} \quad (1.1)$$

Donde:

D_p : Carga promedio en kW.

$\int_0^t CDT(t)dt$: Energía Consumida en el tiempo T en kWh.

T : Tiempo en horas.

Factor de Carga (F.C).

Factor de carga corresponde a la relación entre la demanda promedio de un periodo establecido con respecto a la demanda máxima del mismo periodo de análisis. (Aillón, 2010; Ramírez, 2000).

$$F.C = \frac{D(t) \text{ prom}}{D(t) \text{ max}} \quad (1.2)$$

Donde:

$F.C$: Factor de Carga.

$D(t) \text{ prom}$: Demanda promedio.

$D(t) \text{ max}$: Demanda máxima.

El F.C tiene valores comprendidos entre 0 y 1, considerando el valor de 1 como el F.C ideal, esto se da cuando la demanda máxima y la demanda promedio son iguales por ejemplo, si se tiene un F.C de 0.2, este mostrará una curva de la demanda diaria con un gran número en variaciones con respecto a la demanda pico, por lo contrario, si los valores que se aproximan a 1 por ejemplo, se tiene un F.C de 0.9, este mostrará una curva de la demanda diaria con menor número de variaciones con respecto a la demanda pico (Quezada & Reyes, 2015; Ramírez, 2000).

Relación entre el factor de carga y el factor de pérdidas.

Se considera que el factor de carga (F.C) no determina de forma directa el factor de pérdidas (F.Pérd), pero la relación existente permite lograr los valores límites mediante el F.C, como podemos ver la figura 3 un alimentador conectado a una carga variable (Ramírez, 2000).

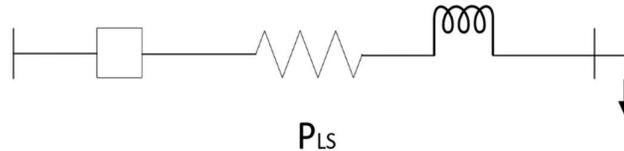


Figura 3. Alimentador primario conectado a una carga (Ramírez, 2000).

El F.C perteneciente a la figura 4 es:

$$F.C = \frac{D(t) \text{ prom}}{D(t) \text{ max}} = \frac{P_{av}}{P_2} \quad (1.3)$$

En la figura 4 representa la curva de carga o curva de la demanda diaria en donde se puede observar las características de forma arbitraria e idealizada que exhibe para la interpretación de la relación entre el F.C y F.Pérd.

Donde:

t : Duración de la carga pico.

T - t : Duración de la carga pico.

De la figura 4 se logra:

$$P_{av} = \frac{P_2 \times t + P_1 \times (T - t)}{T} \quad (1.4)$$

$$F.C = \frac{P_2 \times t + P_1 \times (T - t)}{P_2 \times T} = \frac{t}{T} + \frac{P_1}{P_2} \times \frac{T - t}{T} \quad (1.5)$$

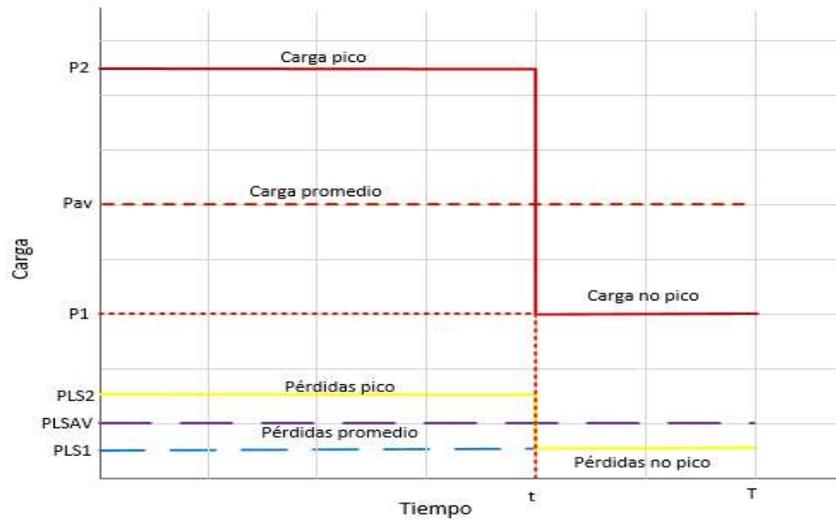


Figura 4. Curva de carga o curva de demanda (Ramírez, 2000).

Por lo cual F.Pérd es:

$$F. \text{Pérd} = \frac{P_{LS \text{ av}}}{P_{LS \text{ máx}}} = \frac{P_{LS \text{ av}}}{P_{LS2}} \quad (1.6)$$

Donde:

$P_{LS \text{ av}}$: Pérdidas de potencia promedio

$P_{LS \text{ máx}}$: Pérdidas de potencia máxima

P_{LS2} : Duración pico a la carga pico

De la figura 4 resulta las ecuaciones:

$$P_{LS \text{ av}} = \frac{P_{LS2} \times t + P_{LS1} \times (T - t)}{T} \quad (1.7)$$

$$F. \text{Pérd} = \frac{P_{LS2} \times t + P_{LS1} \times (T - t)}{P_{LS2} \times T} \quad (1.8)$$

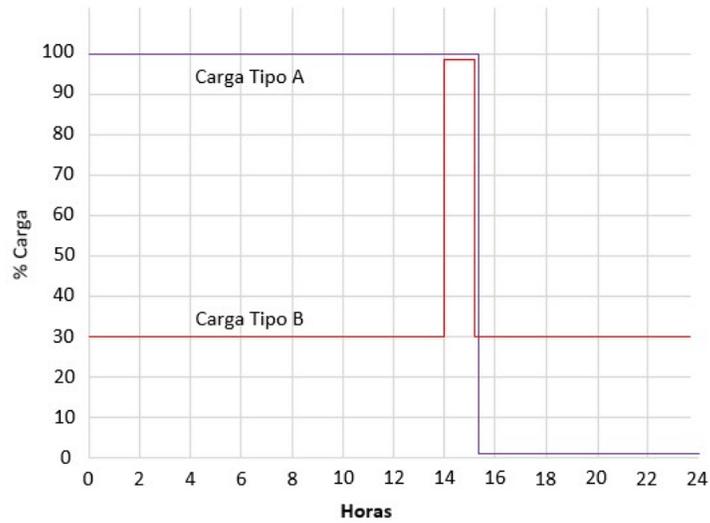


Figura 5. Condiciones de carga extrema (Ramírez, 2000).

Donde:

P_{LS1} : Pérdidas no pico a la carga no pico

Las cargas pico y no pico correspondiente a las pérdidas física están en función de las cargas asociadas:

$$P_{LS1} = k \times P_1^2 \quad (1.9)$$

$$P_{LS2} = k \times P_2^2 \quad (1.10)$$

Relevando en las ecuaciones 1.9 y 1.10 en 1.8 y tomando k como constante el F.Pérd es:

$$F. \text{Pérd} = \frac{(kP_2^2) \times t + (kP_1^2) \times (T - t)}{(k \times P_2^2) \times T} = \frac{t}{T} + \left(\frac{P_1}{P_2}\right)^2 \frac{(T - t)}{T} \quad (1.11)$$

Las ecuaciones 1.5 y 1.9 permite que el F.C y el F.Pérd se relacionen, otorgando 3 casos respecto a la curva de la demanda observado la figura 5 (Ramírez, 2000).

Caso 1: La carga no pico es cero $P_1 = 0$

Como $P_1 = 0$, nos da que $PLS = 0$, al reemplazar en 1.5 y 1.9 se obtiene:

$$F.C = F.Pérd = \frac{t}{T} \quad (1.12)$$

Caso 2: La duración de la carga pico es muy corta $t \rightarrow 0$

Al sustituir en la ecuación 1.5, se obtiene $F.C = \frac{P_1}{P_2}$, y en la ecuación 1.9 se obtiene

$F.Pérd = \left(\frac{P_1}{P_2}\right)^2$, el resultado será:

$$F.Pérd \rightarrow F.C^2 \quad (1.13)$$

Caso 3: La carga es estable $t \rightarrow T$

Es baja la diferente entre la carga pico y la carga no pico, como esclarecimiento una planta de petroquímica, la carga pico se conserva en todo el T , en donde el $F.Pérd$ se acerca al $F.C$ (Ramírez, 2000).

$$F.Pérd \rightarrow F.C \quad (1.14)$$

Luego, el valor de $F.Pérd$ se estima entre:

$$F.C^2 < F.Pérd < F.C \quad (1.16)$$

Es decir que el $F.Pérd$ no conseguirá establecerse del $F.C$, debido a que el $F.Pérd$ está en función del tiempo (t) (Ramírez, 2000).

Buller y Woodrow lograron relacionar el $F.Pérd$ y el $F.C$ representado mediante la ecuación (Ramírez, 2000).

$$F.Pérd = C(F.C) + (1 - C)F.C^2 \quad (1.15)$$

Donde:

F. C: Factor de carga.

C: Coeficiente variable a las aproximaciones estadísticas.

En las utilizadas para el cálculo del factor de pérdidas son:

$$F. \text{Pérd} = 0,3(F. C) + 0,7(F. C^2) \text{ para práctica Europea} \quad (1.16)$$

$$F. \text{Pérd} = 0,4(F. C) + 0,6(F. C^2) \text{ para práctica Americana} \quad (1.17)$$

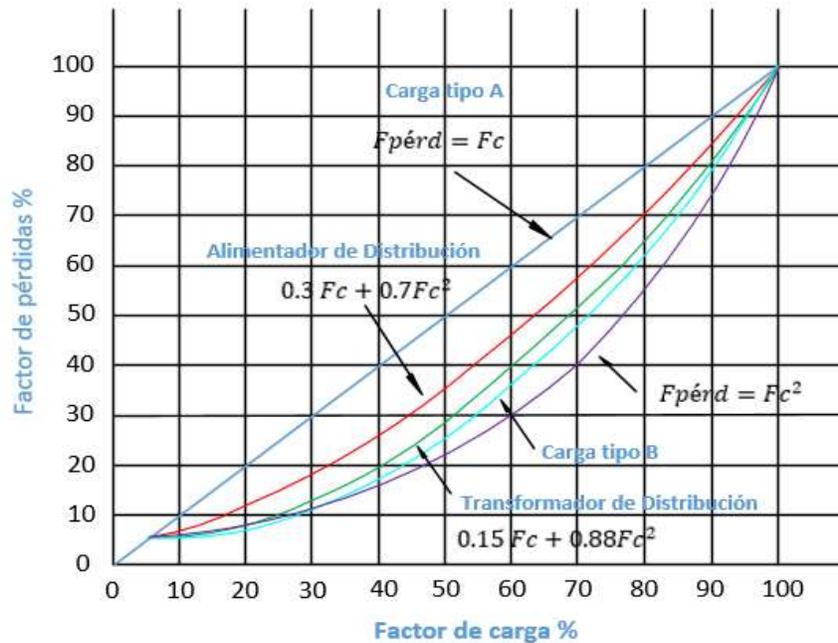


Figura 6. Relación entre F.C y F.Pérd (Ramírez,2000).

Para nuestro caso en Ecuador la ecuación 1.17 puede ser aplicable, debido a que se puede obtener valores estimados razonables.

Como se menciona que el F.Pérd se puede relacionar con el F.C en la figura 6 se muestra tres diferentes curvas de F.Pérd.

Para transformadores de distribución se tiene la ecuación 1.18 (Ramírez, 2000).

$$F. \text{Pérd} = 0.15 (F. C) + 0.85(F. C)^2 \quad (1.18)$$

Pérdidas en vacío para transformadores de distribución.

Las pérdidas en vacío o también conocidas como pérdidas sin carga demostradas en la norma NTE INEN 2113:98 redacta la importancia de someter a pruebas los transformadores de distribución sin carga, en donde, en función de ciertos parámetros como la frecuencia, la forma de onda y magnitud se obtiene las pérdidas en el hierro del núcleo, como también se toma en cuenta las perdidas por histéresis y por corrientes parásitas denominadas Foucault, son despreciadas las pérdidas por efecto Joule, histéresis por dieléctrica y por conducción del aislamiento, por lo cual, los valores en pérdidas en el hierro se consideran como pérdidas fijas (Ras, 1994; INEN, 1998).

El valor de pérdidas sin carga para transformadores monofásicos se obtiene en la norma NTE INEN 2114:2004, y para transformadores trifásicos se obtiene en la norma NTE INEN 2115:2004.

1.3 METODOLOGÍA PARA DETERMINAR F.C.

La determinación del F.C dentro del área de concesión de las empresas eléctricas de distribución permite conocer el manejo de las cargas a nivel residencial, comercial e industrial, esto permite conocer el uso o el consumo de la energía eléctrica, referente a la energía contratada.

1.3.1 MÉTODO DE STANLEY VEST (REA).

El método de Vest es utilizado para el cálculo de estimación de demanda en kW para futuras cargas de un sistema de distribución rural, por lo tanto, dentro de su aplicación se logra obtener el cálculo del F.C mediante el consumo de energía promedio en kWh y número de clientes. (Vest, 1957).

El F.C es determinado al utilizar la base de datos estadísticos del sector comercial de la EERSSA, donde registra el consumo de los clientes para la respectiva facturación, de esta base de datos se puede obtener el consumo promedio anual de cada cliente permitiendo conocer la cantidad de clientes que pertenecerán a cada estrato por consumo de energía eléctrica.

Metodología.

Para la aplicación de la fórmula planteada en el método Stanley nos indica que el primer término ha sido designado como kWh al factor B y un segundo término como consumidor factor A, la demanda en kW para cualquier densidad y uso del consumidor. El Factor A representa la diversidad al aumento del número de consumidores y el factor B representa la mejora en el F.C con mayor uso (Vest, 1959).

$$\text{Factor A} = Co \left[1 - 0.4Co + 0.4(Co^2 + 40)^{\frac{1}{2}} \right] \quad (1.19)$$

$$\text{Factor B} = 0.005925(\text{kWh})^{0.886} \quad (1.20)$$

$$\text{Demanda [D(t)]} = \text{Prod} = \text{Factor A} \times \text{Factor B} \quad (1.21)$$

$$\text{F. C} = \frac{Co \times CP}{D(t) \times t} \quad (1.22)$$

$$CP = \frac{\text{Consumo Total}}{Co} \quad (1.23)$$

Donde:

- CP: Consumo promedio.
- Co: Número de consumidores.
- t: Horas mensuales.
- kWh: Consumo mensual promedio en kWh.

1.3.2 MÉTODO DE MENTOR POVEDA.

En esta metodología se determina el F.C con el registro de mediciones bajo la norma del CONELEC 004/01 referente a la calidad del servicio para clientes residenciales, este estudio parte debido a que las empresas de distribución obtenían pérdidas económicas considerables por la falta de información del estado de las redes de distribución respecto a la carga que soportaban.

Metodología.

El método de Mentor consiste en aplicar la ecuación 1.2 para el F.C luego de obtener las curvas de demanda en un periodo de tiempo de 7 días, en intervalos de 10 minutos cada medición.

$$F. C = \frac{D(t) \text{ prom}}{D(t) \text{ max}} \quad (1.2)$$

1.3.3 METODOLOGÍA PARA CÁLCULO DEL FACTOR DE PÉRDIDAS.

Cálculo de pérdidas y análisis de la red de medio voltaje.

El ministerio de Electricidad y Energía Renovable (MEER) ha promovido la homologación del procedimiento para el análisis técnico de las redes de medio voltaje.

Para efectuar la aplicación en la determinación del F.Pérd, se utiliza una base de datos, donde contenga mediciones realizadas a la red de distribución, para nuestro caso clientes residenciales.

Con la homologación realizada por el MEER para la determinación del F.Pérd se aplica la ecuación (MEER, 2016).

$$F. \text{Pérd} = \frac{\sum_{i=1}^n \left(\frac{D_{pi}}{D_{Pmax}} \cdot \frac{\text{Cos } \phi_{max}}{\text{Cos } \phi_i} \right)^2}{n} \quad (1.24)$$

F. Pérd: Factor de Pérdidas.

D_{pi} : Demanda de potencia en el intervalo i.

D_{Pmax} : Demanda máxima no coincidente de todo el intervalo de análisis.

$\text{Cos } \phi_{max}$: Desplazamiento del factor de potencia a demanda máxima.

$\text{Cos } \phi_i$: Desplazamiento del factor de potencia en el intervalo de demanda i.

La ecuación 1.24 será incluida en la metodología de Mentor para la determinación del F.Pérd, ya que trabajará con una base de datos donde especifica las mediciones

realizadas a los diferentes tipos de clientes tomados de forma aleatoria bajo la norma del CONELEC 004/01.

1.4 DEFINICIÓN DE LOS ESTRATOS.

1.4.1 MEDIA ARITMÉTICA.

Este valor define la medida de posición o promedio esto se aplica para los datos originales. (Martínez, 2012) y se encuentra definida por:

$$\bar{X} = \frac{\sum x_i}{n} \quad (1.25)$$

De donde:

x_i : Suma de todos los valores observados

n : Número total de observaciones.

1.4.2 DESVIACIÓN ESTÁNDAR DE LA MUESTRA.

Para la definición de los estratos por consumo de energía debemos seleccionar cierto número de muestras de mediciones obtenidas por la EERSSA, con la ayuda de la desviación estándar se realizará un análisis para poder determinar la dispersión del conjunto de la base de datos de la muestra existentes.

La varianza de la muestra está dada por:

$$S^2 = \sum_{i=1}^n \frac{(x_i - \bar{x})^2}{n - 1} \quad (1.26)$$

La desviación estándar de la muestra es:

$$s = \sqrt{S^2} \quad (1.27)$$

La desviación estándar utiliza la cantidad de $n - 1$ permitiendo los grados de libertad asociados con la varianza estimada (Walpole, Myers, Myers, & Ye, 2012).

Mediante la ayuda de esta herramienta estadística se logra determinar el grado de precisión de localizar los valores de una distribución de frecuencias con relación a la media, al utilizar $n - 1$ permite igualar el valor de la varianza de la población (Levin & Rubín, 2004).

1.4.3 COEFICIENTE DE VARIACIÓN.

El coeficiente de variación nos permite comparar variabilidad de un grupo de datos con respecto a una base y se encuentra definida por:

$$CV = \frac{S}{\bar{X}} \quad (1.28)$$

Esta fórmula varía para distribuciones con medias y varianzas iguales, debido a que con igual dispersión de datos tienen diferentes coeficientes de variación (Martínez, 2012).

1.4.4 DISTRIBUCIÓN DE FRECUENCIAS.

Este método se utiliza para resumir y organizar todos los datos recolectados mediante una tabla en donde se clasifica y se indica la frecuencia con la que se repite los datos (Martínez, 2012).

1.4.5 FRECUENCIA RELATIVA.

La frecuencia relativa se determina del cociente entre la frecuencia absoluta de cada uno dividido para el número total de datos u observaciones de toda la población (Martínez, 2012).

1.4.7 INTERVALOS DE CONFIANZA.

Permite obtener estimación en términos de parámetro probabilístico, mediante un intervalo inicial y final, con un valor establecido del parámetro, es decir, un intervalo edificado alrededor al muestral estadístico (Vivanco, 2005).

En la tabla 1, se puede observar la asociación que tiene el intervalo de confianza con el error (Vivanco, 2005).

Tabla 1. Probabilidad de error asociado al coeficiente de confianza (Vivanco, 2005).

Error α	0.1 %	0.05%	0.045%	0.01%	0.003%
Coeficiente de confianza	1.64	1.96	2	1.58	3

1.4.1 CRITERIOS DE SELECCIÓN PARA LA MUESTRA.

Muestreo.

El muestreo es una herramienta de toda investigación estadística, en donde toma una parte de la información de todos los elementos de la población. El conjunto de elementos que se toma en el muestreo se denomina muestra y el número de elementos que lo conforman se denomina tamaño muestral (Pérez, 2013).

Muestreo Aleatorio Estratificado.

El muestreo aleatorio estratificado es un método para selección de muestra de mayor eficiencia que el muestreo aleatorio simple, también conocido como muestreo aleatorio restringido. Mediante este método la población se puede tomar el número de muestras para estratos de forma más o menos homogénea relativo al estudio a investigar, la ventaja presentada por el muestreo estratificado otorga reducción del error de la muestra al agrupar los elementos que pertenecen a la población, permite una mayor precisión en los estimadores. (Martínez, 2012).

En el proceso de muestreo los grupos estratificados serán muchos más homogéneos a medida que se incrementen el número de estratos, como también la medida del tamaño de la muestra por estrato que presentaría mayor precisión es las estimaciones (Martínez, 2012).

Para el muestreo aleatorio estratificado se puede utilizar los siguientes métodos:

- Muestras de igual tamaño o afijación igual, todos los estratos tendrán el mismo número de unidades.
- Muestras de asignación o afijación proporcional, los estratos tendrán un número de unidades en forma proporcional de la población para cada estrato.
- Muestras de asignación o afijación óptima, los estratos tendrán un número de unidades con características especificadas para reducir el error de

estimación, el estudio de recolección de datos estadísticos para este método incrementa el costo (Martínez, 2012).

Para la aplicación del método aleatorio estratificado debe realizarse un estudio del coeficiente de variación que puede presentar la población a investigar, si el valor de CV es igual o menor a 30% es recomendable utilizar el método aleatorio simple; si el CV es mayor a 30%, para una mejor estimación en la selección del número de muestra de la población es eficiente aplicar el método aleatorio estratificado (Martínez, 2012).

Método de Neyman.

El método de Neyman es utilizado para la aplicación del muestreo aleatorio estratificado, como característica del cálculo es que permite obtener en forma independiente el número de elementos para cada uno de los estratos definidos (Martínez, 2012).

El método de Neyman se describe de la siguiente forma:

$$n_{oh} = \frac{W_h P_h Q_h}{\left(\frac{E_h}{Z_h}\right)^2} \quad (1.29)$$

$$n_h = \frac{n_{oh}}{1 + \frac{n_{oh}}{N_h}} \quad (1.30)$$

En donde:

W_h : Proporción estratificada.

P_h : Probabilidad de éxito.

Q_h : Probabilidad de falla.

E_h : Error aceptado.

Z_h : Nivel de confianza.

N_h : Número total de muestras.

1.5 INSTRUMENTACIÓN PARA MEDICIÓN DE POTENCIA ELÉCTRICA.

1.5.1 FLUKE 1744 POWER QUALITY LOGGER.

El equipo de instrumentación que se utilizó es el Fluke 1744 Power Quality Logger su función es el registro de energía eléctrica, se puede conectar a una red de distribución de energía eléctrica, ofreciendo ciertos parámetros eléctricos definidos por el usuario, entre una de las características del instrumento es la de medir un máximo de 4 corrientes y 3 tensiones en tiempo real, para nuestro P.T realizaremos el uso del registrador para el estudio del consumo de energía de consumidores de la EERSSA en un período determinado que nos permite el estudio de la calidad de la potencia (Fluke Corporation, 2006).

Aplicaciones.

Calidad de potencia:

- Análisis de calidad de la tensión de acuerdo con EN 50160 sobre 1 semana.
- Análisis de cantidades de medición según las normas.
Análisis de perturbaciones.
- Análisis de la tensión de línea.
- Estudio de caídas y subidas de la tensión, y de problemas con los armónicos.
- Medición del flicker.
- Análisis de las señales de control de ondulaciones.
- Búsqueda específica de perturbaciones a través de la correlación de cantidades de registro como corriente, tensión y flicker, hora de la incidencia, periodicidad.
- Optimización de la red.
- Registro de carga.
- Registro de corriente.
- Captura de picos de corriente (Fluke Corporation, 2006).



Figura 7. Fluke 1744 Power Quality Logger (Fluke Inc, 2017).

1.5.2 MEMOBOX.

La función de Memobox 300 es de analizar las redes de distribución eléctrica la calidad de la red resistente su aplicación se puede dar en media y baja tensión (Fluke, 2017).

Aplicaciones.

- Análisis de la potencia activa, reactiva y aparente.
- Análisis del factor de potencia, simetría.
- Análisis de las perturbaciones.
- Examen de las inmersiones de tensión, medición del parpadeo.
- Optimización de red.
- Mediciones de carga.
- Ajuste de los sistemas de compensación.
- Examen de los problemas de tensión y armónicos.
- Medición de parpadeo.
- Examen de las señales de control de rizado.
- Búsqueda específica de perturbaciones a través de la correlación de Cantidades de medición como corriente, voltaje y parpadeo, considerando el tiempo de ocurrencia y su periodicidad.
- Mediciones de carga, captura de picos de corriente.

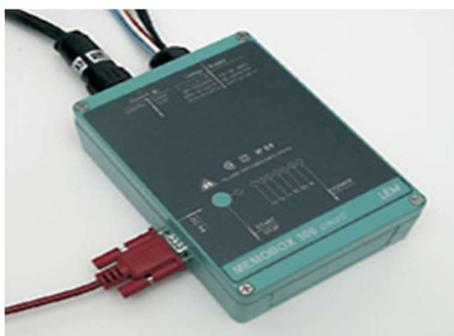


Figura 8. Analizadores de red de distribución eléctrica Memobox (LEM) (Fluke, 2017).

1.6 CONSIDERACIONES DE LAS MEDICIONES.

De acuerdo a la regulación No. CONELEC 004/01 la cual establece los niveles de calidad de servicio eléctrico y los procedimientos para la medición en las empresas distribuidoras, se debe realizar mensualmente lo siguiente:

1. El registro en cada punto de medición, equivale al 0.15% de los transformadores de distribución, no menos de 5.
2. Para la selección de los puntos se tomará en cuenta los niveles de voltaje, tipo de zona, topología de la red, considerando lo más representativo del sistema. Luego de esta selección se deberá notificar al ARCONEL, por lo menos 2 meses antes de realizar las mediciones.
3. Paralelamente con el registro se debe medir la energía entregada para conocer la que resulta suministrada en malas condiciones.
4. En cada punto de la medición, el registro se realizará durante tiempo no inferior a 7 días continuos, en intervalos de 10 minutos (CONELEC, 2001).

CAPITULO II: SITUACIÓN ACTUAL DE LA RED DE DISTRIBUCIÓN DE LA EMPRESA ELÉCTRICA REGIONAL DEL SUR S.A.

La Constitución de la República del Ecuador establece que el Estado será el responsable de la provisión de los servicios públicos, respondiendo de manera eficiente, responsable, accesible, continua y de calidad. Para lo cual se establecen empresas públicas que garanticen la prestación de los servicios públicos con altos parámetros de calidad y criterios económicos, sociales y ambientales (EERSSA, 2015).

Los sistemas eléctricos de distribución deben cumplir con aspectos fundamentales entre los cuales están el mejorar la confiabilidad del sistema de distribución, reducir las interrupciones del servicio, mejorar la calidad de servicio con los clientes, reducir costos de operación y mantenimiento y mejorar la seguridad (EERSSA, 2015).

La EERSSA, es una concesionaria de distribución de energía eléctrica que opera en la región sur del Ecuador, esta se encuentra conformada por las provincias de Loja, Zamora Chinchipe, el Oro, Azuay y una parte de la provincia de Morona Santiago. Esta institución tiene a cargo actividades de generación, distribución y comercialización (EERSSA, 2015).

2.1 DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE LA EERSSA.

La configuración del sistema de distribución utilizado por la EERSSA en su área de concesión del sector urbano es en anillo y para el sector rural es de forma radial, con interconexiones entre alimentadores, subestaciones. (EERSSA, 2015).

En la actualidad el sistema primario funciona con dos niveles de tensión de 13.8 kV para proporcionar servicio a la provincia de Loja y un nivel de tensión de 22 kV para la provincia de Zamora Chinchipe y Morona Santiago con una frecuencia de 60Hz. El sistema secundario está constituido por niveles de tensión de 220-127 V para transformadores trifásicos y de 240-120 V para transformadores monofásicos (EERSSA, 2015).

2.1.1 ÁREA DE CONCESIÓN.

La EERSSA brinda un servicio de energía eléctrica a las provincias de Loja, Zamora Chinchipe y Morona Santiago, cubriendo una superficie de 22,787.549 km² como se muestra en la tabla 2 (ARCONEL, 2016).

Tabla 2. Área de concesión de la EERSSA (ARCONEL, 2016).

Provincia	Área de Concesión	
	km ²	%
Azuay	3,364	0.01
El Oro	2,825	0.01
Loja	10,952.254	48.06
Morona Santiago	1,269.946	5.57
Zamora Chinchipe	10,559.161	46.34
TOTAL	22,787.549	100.00

En la figura 9 se observa el porcentaje del área de concesión de la EERSSA.

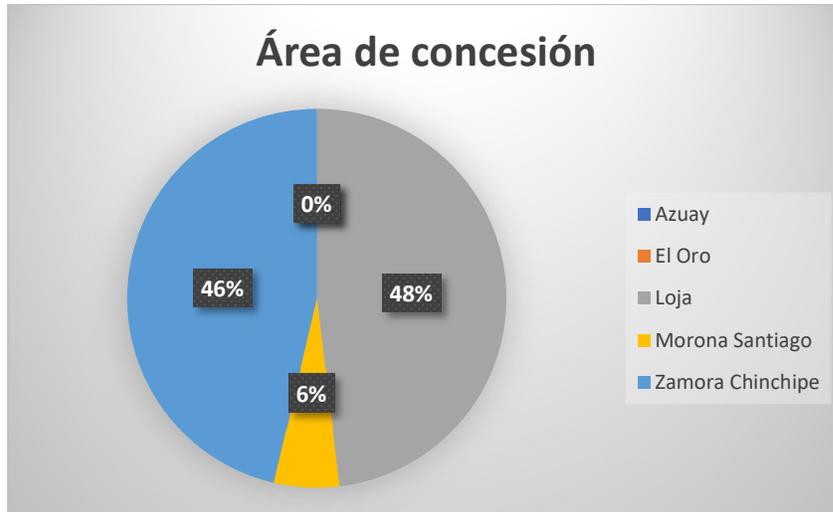


Figura 9. Área de concesión de la EERSSA (ARCONEL, 2016).

2.1.2 PUNTOS DE ENLACE.

La EERSSA recibe potencia y energía a través del SNI mediante una línea de transmisión radial, en doble terna desde la subestación Rayoloma (Cuenca) hasta la subestación de Obrapia (Loja), con una longitud de 135 km, esta posee un

aislamiento para 138 kV con un conductor 397.5 MCM ACSR. Aquí se realiza una reducción de tensión de 138kV a 69kV mediante un autotransformador trifásico de 66 MVA (EERSSA, 2016).

2.1.3 SUBESTACIONES.

La EERSSA se encuentra conformado por 24 subestaciones, de las cuales 19 son subestaciones de reducción y 5 seccionamiento estas forman parte del sistema de subtransmisión y son las encargadas de transformar los niveles de tensión para proveer de energía eléctrica a los diferentes tipos de clientes. En la tabla 3 se detalla en tipo de subestación (EERSSA, 2017).

Tabla 3. Subestaciones de la EERSSA con sus niveles de tensión (EERSSA, 2017).

Número	Nombre	Tipo	Cantón	Tensión	
				Primario (kV)	Secundario (kV)
1	Cariamanga	Reducción	Calvas	69.00	13.80
2	Catacocha	Reducción	Paltas	69.00	13.80
3	Catamayo	Reducción	Catamayo	69.00	13.80
4	Celica	Reducción	Celica	69.00	13.80
5	Centro	Seccionamiento	Loja	13.80	13.80
6	Chaguarpamba	Reducción	Chaguarpamba	69.00	13.80
7	Cumbaratza	Reducción	Zamora	69.00	22.00
8	El Empalme	Seccionamiento	Celica	69.00	69.00
9	El Pangui	Reducción	El Pangui	69.00	22.00
10	Gonzanama	Reducción	Gonzanamá	69.00	13.80
11	Macara	Reducción	Macará	69.00	13.80
12	Norte	Reducción	Loja	69.00	13.80
13	Obrapia	Reducción	Loja	69.00	13.80
14	Palanda	Reducción	Palanda	69.00	22.00
15	Pindal	Reducción	Pindal	69.00	13.80

16	Playas	Reducción	Paltas	69.00	13.80
17	San Cayetano	Reducción	Loja	69.00	13.80
18	San Ramon	Seccionamient o	Zamora	22.00	22.00
19	Saraguro	Reducción	Saraguro	69.00	13.80
20	Sur	Reducción	Loja	69.00	13.80
21	Velacruz	Reducción	Paltas	69.00	13.80
22	Vilcabamba	Reducción	Loja	69.00	13.80
23	Yanzatza	Seccionamient o	Yantzaza	22.00	22.00
24	Zumba	Seccionamient o	Chinchipe	22.00	22.00

2.1.4 LÍNEAS DE SUBTRANSMISIÓN.

A lo largo de toda el área de concesión la EERSSA posee un total de 554.08 km de líneas de subtransmisión, los niveles de tensión de la línea de subtransmisión es de 69kV y 22kV (ARCONEL, 2016).

Tabla 4. Líneas de subtransmisión de la EERSSA. (EERSSA, 2017).

Descripción	Voltaje (kV)	Longitud (km)
SNI - S/E Obrapia	69.00	0.79
S/E Obrapia - S/E San Cayetano	69.00	2.28
SNI - S/E Catamayo	69.00	18.55
S/E Catamayo - S/E Velacruz	69.00	25.42
S/E Velacruz - S/E Chaguarpamba	69.00	14.34
S/E Velacruz - S/E Catacocha	69.00	11.74
S/E Catacocha - S/E Playas	69.00	5.79
S/E Playas - S/E El Empalme	69.00	27.31
S/E El Empalme - S/E Celica	69.00	14.25
S/E El Empalme - S/E Macara	69.00	30.77
S/E Catamayo - S/E Gonzanama	69.00	31.5
S/E Gonzanama - S/E Cariamanga	69.00	17.8

S/E Obrapia - S/E Norte	69.00	5
S/E Norte - S/E Saraguro	69.00	40.1
S/E San Cayetano - S/E San Ramon	22.00	17
S/E San Cayetano - Yanacocha	69.00	2.46
Yanacocha - S/E Cumbaratza	69.00	51.54
S/E Celica - S/E Pindal	69.00	18.83
S/E Cumbaratza – Nambija	69.00	18.32
S/E Cumbaratza - S/E El Pangui	69.00	60.68
S/E Obrapia - S/E Sur	69.00	5.03
S/E Sur - S/E Vilcabamba	69.00	25.82
S/E Vilcabamba - S/E Palanda	69.00	54
S/E Cariamanga - S/E Macara	69.00	54.76

2.1.5 ALIMENTADORES.

El número de alimentadores con los que cuenta la EERSSA es de 69 con el cual brinda servicio a toda su área de concesión (EERSSA, 2017).

Los conductores utilizados son de tipo ACSR, de calibres 4/0 a 4 AWG. Se tienen instalados 5,900.75 Km de redes monofásicas y 42.68 Km de redes bifásicas y 1,769.22 Km de redes trifásicas (ARCONEL, 2016).

Tabla 5. Alimentadores de la EERSSA con sus longitudes (EERSSA, 2017).

Número	S/E	Código de la Red	Voltaje	Longitud Total (Km)
1	Obrapia	0111 (Chontacruz)	13.80	46.85
2	Obrapia	0112 (IV Centenario)	13.80	14.26
3	Obrapia	0113 (Hospital)	13.80	10.16
4	Obrapia	0114 (Celi Román)	13.80	16.60
5	Obrapia	0115 (Consacola)	13.80	36.12
6	Obrapia	0116 (Villonaco)	13.80	35.31
7	San Cayetano	0211 (Sur)	13.80	30.63
8	San Cayetano	0212 (Norte)	13.80	34.33
9	San Cayetano	0213 (Juan de Salinas)	13.80	7.52
10	San Cayetano	0221 (San Ramón)	22.00	23.92

11	San Cayetano	0215 (Centro)	13.80	5.22
12	San Cayetano	0216 (El Calvario)	13.80	24.10
13	Catamayo	0511 (Catamayo)	13.80	28.04
14	Catamayo	0512 (Malca - San Pedro)	13.80	113.32
15	Catamayo	0513 (El Tambo)	13.80	147.96
16	Velacruz	0611 (Velacruz)	13.80	191.96
17	Catacocha	0711 (Catacocha)	13.80	214.87
18	Playas	0811 (Playas)	13.80	258.20
19	Playas	0812 (Lauro Guerrero)	13.80	0.00
20	Saraguro	0911 (San Lucas)	13.80	229.71
21	Saraguro	0912 (Saraguro)	13.80	124.36
22	Saraguro	0913 (Manú)	13.80	277.05
23	Celica	1011 (Cruzpamba)	13.80	84.21
24	Celica	1012 (Mercadillo)	13.80	78.87
25	Celica	1013 (Guachanamá)	13.80	41.21
26	Celica	1014 (Celica)	13.80	4.21
27	Celica	1015 (El Empalme)	13.80	58.46
28	Macara	1111 (Macará 1)	13.80	13.77
29	Macara	1112 (Macará 2)	13.80	34.11
30	Macara	1113 (Sozoranga)	13.80	247.12
31	Macara	1114 (La Guatara)	13.80	103.29
32	Gonzanama	1311 (Gonzanamá)	13.80	3.34
33	Gonzanama	1312 (Quilanga)	13.80	118.08
34	Gonzanama	1313 (Changaimina)	13.80	210.37
35	Gonzanama	1314 (Nambacola)	13.80	109.72
36	Cariamanga	1411 (Cariamanga I)	13.80	16.34
37	Cariamanga	1412 (Utua)	13.80	325.84
38	Cariamanga	1413 (Amaluza)	13.80	332.85
39	Cariamanga	1414 (Santa Teresita)	13.80	81.54
40	Cariamanga	1415 (Cariamanga 2)	13.80	10.73
41	Chaguarpamba	1511 (Chaguarpamba)	13.80	26.46
42	Chaguarpamba	1512 (Buena Vista)	13.80	133.59
43	Chaguarpamba	1513 (Olmedo)	13.80	23.02

44	Pindal	1811 (Pózul)	13.80	51.21
45	Pindal	1812 (Pindal)	13.80	248.62
46	Pindal	1813 (Zapotillo)	13.80	85.59
47	Pindal	1814 (Alamor)	13.80	364.50
48	Pindal	1815 (Sabanilla)	13.80	245.55
49	Norte	1911 (Chuquiribamba)	13.80	122.03
50	Norte	1912 (Parque Industrial)	13.80	35.59
51	Norte	1913 (Motupe)	13.80	54.08
52	Norte	1914 (Carigan)	13.80	26.30
53	Sur	2011 (Cajanuma)	13.80	61.36
54	Sur	2012 (Pío Jaramillo)	13.80	18.74
55	Sur	2013 (Yaguarcuna)	13.80	39.36
56	Vilcabamba	2111 (Vilcabamba)	13.80	144.30
57	Vilcabamba	2112 (Malacatos)	13.80	109.71
58	Vilcabamba	2113 (Rumishitana)	13.80	74.76
59	Palanda	2221 (Palanda)	22.00	119.69
60	Palanda	2222 (Valladolid)	22.00	75.62
61	Palanda	2223 (Zumba)	22.00	322.38
62	San Ramon	0421 (Zamora 1)	22.00	81.78
63	Cumbaratza	2321 (Zamora 2)	22.00	111.12
64	Cumbaratza	2322 (Nambija)	22.00	28.72
65	Cumbaratza	2323 (Yantzaza)	22.00	437.71
66	Cumbaratza	2324 (Yacuambi)	22.00	195.40
67	El Pangui	2421 (El Pangui)	22.00	179.02
68	El Pangui	2422 (Gualaquiza)	22.00	280.52
69	El Pangui	2423 (Los Encuentros)	22.00	271.40
			TOTAL	7,712.65

La longitud total de los alimentadores por ramales se aprecia en la figura 10.

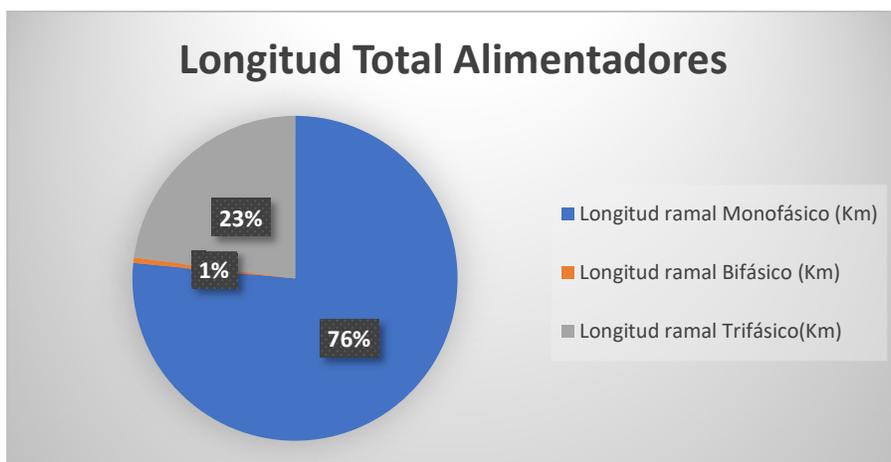


Figura 10. Longitud de Alimentadores de la EERSSA (EERSSA, 2017).

2.1.6 REDES SECUNDARIAS.

La EERSSA cuenta con un total de 4,700.80 km de redes secundarias en toda su área de concesión, estas pueden ser monofásicas, bifásicas y trifásicas como se muestra en la tabla 6 (ARCONEL, 2016).

Tabla 6 Redes secundarias de la EERSSA (ARCONEL, 2016).

Longitud ramal Monofásico (Km)	Longitud ramal Bifásico (Km)	Longitud ramal Trifásico (Km)
4,597.19	39.69	63.97

2.1.7 TRANSFORMADORES.

La EERSSA tiene un total de 16,655 transformadores en toda su área de concesión con una capacidad de transformación de 293.10MVA y se encuentra repartidos de la siguiente manera:

- 15,830 transformadores monofásicos con una capacidad de 215.15 MVA.
- 825 transformadores trifásicos con una capacidad de 77.95 MVA. (EERSSA, 2017).

Tabla 7. Transformadores de distribución por alimentador (EERSSA, 2017).

Número	Alimentador	# Transf. Monofásicos	# Transf. Trifásicos	Transf. Monofásicos (MVA)	Transf. Trifásicos (MVA)	Potencia Total (MVA)

1	0111	262	9	5.45	0.82	6.27
2	0112	137	19	2.96	1.21	4.17
3	0113	98	58	2.24	5.62	7.85
4	0114	164	33	3.80	2.48	6.28
5	0115	221	35	4.20	2.85	7.05
6	0116	75	1	1.01	0.05	1.06
7	0211	232	45	4.87	3.27	8.14
8	0212	266	35	5.42	3.79	9.21
9	0213	88	43	2.66	3.41	6.07
10	0221	16	4	0.29	0.17	0.46
11	0215	31	26	2.84	3.16	6.00
12	0216	120	20	2.04	2.34	4.38
13	0511	168	18	3.33	1.15	4.47
14	0512	286	17	4.04	2.38	6.42
15	0513	388	31	4.85	3.40	8.25
16	0611	290	2	2.22	0.08	2.30
17	0711	370	11	4.54	0.61	5.15
18	0811	402	2	3.43	0.16	3.58
19	0812	0	0	0.00	0.00	0.00
20	0911	372	3	2.78	0.18	2.96
21	0912	367	5	5.09	0.27	5.36
22	0913	471	2	4.46	0.08	4.54
23	1011	119	5	0.98	0.60	1.58
24	1012	113	4	0.93	0.16	1.09
25	1013	68	1	0.68	0.05	0.73
26	1014	29	1	0.77	0.08	0.85
27	1015	63	0	0.47	0.00	0.47
28	1111	126	11	2.92	1.09	4.01
29	1112	98	6	2.06	0.35	2.41
30	1113	379	1	3.17	0.05	3.22
31	1114	135	6	1.26	1.11	2.37
32	1311	20	1	0.42	0.03	0.45
33	1312	209	1	3.05	0.02	3.07

34	1313	306	3	2.57	0.11	2.68
35	1314	195	0	1.98	0.00	1.98
36	1411	115	7	2.34	0.75	3.08
37	1412	421	1	3.27	0.13	3.40
38	1413	579	1	6.18	0.05	6.23
39	1414	126	2	0.92	0.06	0.98
40	1415	78	6	1.84	0.23	2.07
41	1511	58	1	0.51	0.03	0.54
42	1512	193	0	1.70	0.00	1.70
43	1513	50	0	0.40	0.00	0.40
44	1811	81	0	0.65	0.00	0.65
45	1812	332	1	3.18	0.03	3.21
46	1813	137	5	2.21	0.41	2.62
47	1814	550	3	4.74	0.14	4.88
48	1815	302	12	2.25	0.94	3.19
49	1911	257	1	2.67	0.03	2.70
50	1912	193	21	3.74	1.87	5.61
51	1913	300	36	5.90	2.81	8.71
52	1914	93	6	1.47	1.30	2.77
53	2011	286	31	5.38	1.85	7.23
54	2012	159	7	3.93	0.42	4.34
55	2013	283	11	6.53	2.07	8.61
56	2111	462	13	6.45	0.98	7.43
57	2112	349	3	4.41	0.38	4.78
58	2113	195	2	1.97	0.06	2.03
59	2221	150	1	1.32	0.08	1.39
60	2222	88	0	0.89	0.00	0.89
61	2223	427	9	4.37	0.54	4.91
62	0421	240	46	4.64	6.83	11.47
63	2321	286	36	5.30	3.28	8.58
64	2322	23	19	0.53	3.27	3.80
65	2323	878	41	13.78	5.27	19.05
66	2324	280	0	3.43	0.00	3.43

67	2421	317	11	4.27	1.24	5.51
68	2422	432	22	5.69	0.91	6.60
69	2423	426	11	4.56	0.95	5.51
	TOTAL	15,830	825	215.15	77.95	293.10

En la figura 11 se observa en porcentaje de la potencia total de transformadores.

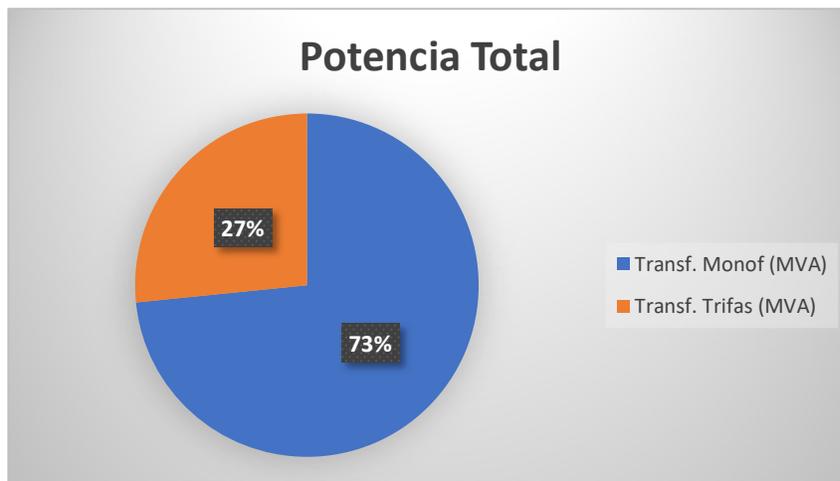


Figura 11. Potencia de los transformadores (EERSSA, 2017).

2.1.8 CLIENTES DE LA EERSSA.

La EERSSA cuenta con un total de 195,228 clientes que se encuentran clasificados en dos grupos: clientes regulados y clientes no regulados.

Estos clientes se encuentran distribuidos en toda el área de concesión y se encuentran divididos en las siguientes categorías:

- Residencial.
- General: Comercial, Industrial y Otros (ARCONEL, 2016).

En la tabla 8 se muestra la tabla general del número de clientes clasificados por categorías.

Tabla 8. Tabla general de clientes de la EERSSA (ARCONEL, 2016).

Tabla General de Clientes		
CLIENTES REGULADOS	Residenciales	171,022
	Comerciales	16,345
	Industriales	1,520
	Otros	6,340
CLIENTES NO REGULADOS		1
TOTAL		195,228

En la figura 12 podemos observar la clasificación por categoría de los clientes de la EERSA.

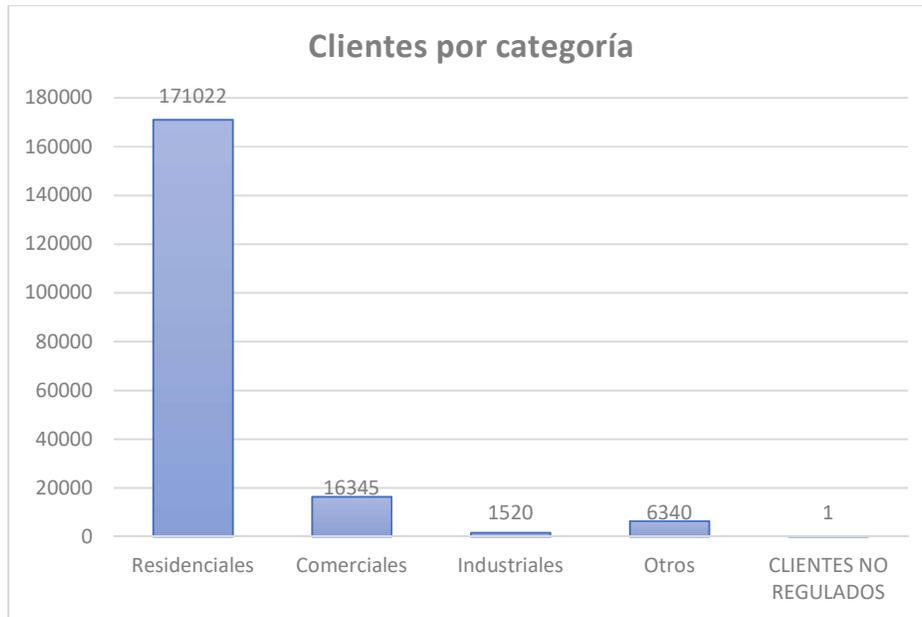


Figura 12. Clasificación de los clientes por categoría (ARCONEL, 2016).

2.1.9 CONSUMO DE ENERGÍA

El consumo energético del año 2016 de la EERSSA para cada tipo de cliente se observa en la figura 13, en donde se observa que el mayor consumo de energía se encuentra en el tipo residencial. (ARCONEL, 2016).

Tabla 9. Consumo de energía por categoría (ARCONEL, 2016).

CATEGORÍA	CONSUMO (GWh)
Residenciales	168.27
Comerciales	65.04
Industriales	16.73
Alumbrado Público	33.05
Otros	36.19
TOTAL	319.28

En la figura 13 podemos observar la demanda de energía por categoría.

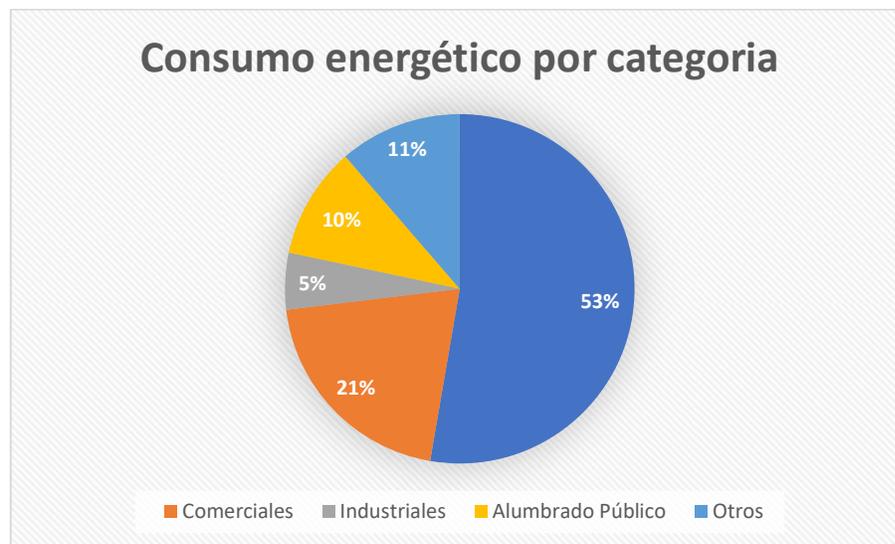


Figura 13 Demanda de energía por categoría (ARCONEL, 2016).

CAPITULO III: ESTIMACIÓN DEL FACTOR DE CARGA Y FACTOR DE PÉRDIDA DE LOS CONSUMIDORES FINALES DE LA EERSSA.

En este capítulo se explicará el proceso que se llevó a cabo para la aplicación de la metodología en la determinación del F.C y F.Pérd por estratos de consumo de energía en clientes residenciales de la EERSSA, para lo cual se utilizó dos métodos para obtener el F.C y del F.Pérd.

3.1 ANÁLISIS DEL HISTÓRICO DE LA BASE DE DATOS.

La EERSSA tiene registros generales de la base de datos con cargas mixtas de clientes residenciales, la cual está dividida en dos grupos de la siguiente manera:

- 1) La primera base de datos pertenece a la Gerencia de Comercialización, en donde detalla el consumo mensual de energía eléctrica, código de cliente, tarifa de uso, mes de consumo de los años 2015 y 2016 de facturación, cuenta con el registro de consumo de energía eléctrica de 193900 clientes en general, en la figura 14 se observa la representación en archivo digital la primera base de datos.

CFCANOEMI		CFCMESEMI		CLICOD
2015	1	1	58	RD
2015	1	18	57	RD
2015	1	26	29	RD
2015	1	34	239	RD
2015	1	59	3	RD
2015	1	67	113	RD
2015	1	75	120	RD
2015	1	83	79	RD
2015	1	91	77	RD
2015	1	109	0	RD
2015	1	117	180	RD
2015	1	125	67	RD
2015	1	133	8	RD
2015	1	141	310	RD

Figura 14. Representación de la base de datos de Gerencia de Planificación (EERSSA, 2017).

Consumidor: 84	Carion Rios Wilson Miguel	Tarifa: RESIDENCIAL	SFE: Medidor: Código: Tipo:	70009 220676 64653 BR	20 (EE. Sur/Sur)	ZONA(UTM): ZONA(UTM) ITS
Transformador: 2013 (Yaguarena)	Blásico	Dirección: Provincia: Cantón: Parroquia: Sector: Tipo Zona	Mancanos 24-41 Loja Loja San Sebastian Cabeera Cantonal U(urbano)	95500 2151		
Acometida: 0240	120 V-h					
Tensión: MEMCBOX:300	(a)					
Fase: Registro:	30202054653					

Fecha	Pst-A [p.u.]	Pst-A [p.u.]	THDv-A [%]	THDv-A [%]	THDi-A [%]	V min-A [V]	V max-A [V]	V prom-A [V]	ΔVr-A [s]	V max-A [V]	V min-A [V]	V prom-A [V]	Vph min-AB [V]	Vph prom-AB [V]	Vph max-AB [V]	I prom-A [A]	I max-A [A]	V min-A [V]	V prom-A [V]	V max-A [V]	Vh-A [Vh]	Q min-A [VA]	Q max-A [VA]	S min-A [VA]	S max-A [VA]	Cos φ-A		
15/01/2015 10:00	0.162	0	3.5	70.2	119.08	120.03	120.96	120.96	0.025	120.96	236.160	240.060	240.060	240.060	241.920	0.2257	0.324	18.48494	20.34716	12.46705	3.3919	-3.36389	-3.2428	-7.43906	20.2394	21.9546	25.0027	-0.327
15/01/2015 11:00	0.18	0	3.47	33.7	118.61	119.64	120.85	120.85	-0.300	120.85	237.220	239.280	239.280	241.700	241.700	0.4339	1.067	18.69077	46.89945	12.14381	7.63274	-16.16236	-12.565	-7.25284	20.0631	48.6724	61.68054	-0.365
15/01/2015 12:00	0.178	0	3.48	41.42	118.61	119.58	120.44	120.44	-0.300	120.44	237.220	239.160	239.160	240.880	240.880	0.3923	0.981	18.80771	40.8183	12.17685	6.80189	-15.8442	-12.32	-7.90682	22.67	42.7194	61.85487	-0.365
15/01/2015 13:00	0.166	0	3.48	45.66	118.71	119.57	120.38	120.44	-0.338	120.44	237.420	239.140	240.880	240.880	240.880	0.3454	1.084	20.30795	34.60781	8.48835	5.76787	-10.85937	-9.1347	-8.72201	22.122	36.2446	117.653	-0.365
15/01/2015 14:00	0.151	0	3.52	50.83	118.76	119.61	120.33	120.33	-0.325	120.33	237.520	239.220	240.660	240.660	240.660	0.3215	1.008	18.1419	31.34403	8.82216	5.22401	-10.3936	-9.2017	-8.80142	20.2884	33.0886	115.575	-0.347
15/01/2015 15:00	0.155	0	3.54	52.84	118.71	119.87	120.36	120.36	-0.308	120.36	237.420	239.740	241.920	241.920	241.920	0.2368	1.0824	20.42557	29.22639	27.82694	4.87116	-8.46318	-7.8977	-5.67468	22.0626	30.5796	116.0455	-0.366
15/01/2015 16:00	0.159	0	3.63	49.92	119.95	120.78	121.69	121.69	0.650	121.69	239.100	241.560	243.380	243.380	243.380	0.3089	1.0783	20.7186	31.0794	10.92589	5.1759	-5.57689	-8.0075	-7.7429	22.327	32.3828	117.873	-0.369
15/01/2015 17:00	0.15	0	3.65	51.79	120.12	121	121.74	121.74	0.633	121.74	240.240	242.000	243.480	243.480	243.480	0.2882	1.103	20.62169	29.53864	10.63327	4.93977	-8.51718	-8.331	-7.68409	21.0038	31.6896	118.7405	-0.364
15/01/2015 18:00	0.15	0	3.65	53.05	120.22	121.1	121.74	121.74	1.008	121.1	240.480	242.420	244.220	244.220	244.220	0.2374	1.101	20.26915	26.326	10.28129	4.8975	-9.49808	-8.6268	-8.2035	21.984	30.6344	118.3409	-0.364
15/01/2015 19:00	0.154	0	3.71	53.93	119.91	121.23	122.1	122.1	1.025	122.1	239.820	242.460	244.420	244.420	244.420	0.1963	1.0633	20.10213	25.63884	9.89915	4.53977	-8.69043	-8.3604	-7.55883	21.7467	30.7934	118.2185	-0.364
15/01/2015 20:00	0.158	0	3.75	51.77	119.76	120.5	121.7	121.7	0.417	121.7	239.520	241.000	242.940	242.940	242.940	0.3089	1.047	20.07273	30.33482	10.44801	5.05575	-8.22887	-8.4094	-7.84991	21.9447	31.7891	118.0391	-0.364
15/01/2015 21:00	0.155	0.161	3.91	51.5	119.76	120.53	121.32	121.32	0.442	121.32	239.520	241.060	242.640	242.640	242.640	0.3083	1.0819	20.70788	30.00128	7.7233	5.00021	-9.95611	-9.9484	-8.6844	22.4446	31.6577	118.9074	-0.349
15/01/2015 22:00	0.154	0.16	3.99	49.5	119.23	120.28	121.7	121.7	0.817	121.7	238.480	240.520	242.340	242.340	242.340	0.3037	1.0955	19.23944	30.04048	6.40014	5.00675	-9.04645	-8.7622	-8.4198	21.0628	31.6577	118.8824	-0.349
15/01/2015 23:00	0.155	0.167	4	51.33	118.87	119.78	120.7	120.7	-0.183	120.7	237.740	239.560	241.400	241.400	241.400	0.2785	1.095	18.25982	27.04134	3.49901	4.50683	-9.37784	-8.8682	-8.30156	20.0631	28.7173	113.2123	-0.342
15/01/2015 0:00	0.158	0.165	4.05	47.7	118.71	119.62	120.44	120.44	-0.317	120.44	237.420	239.240	240.880	240.880	240.880	0.2845	1.0907	18.05369	28.03125	3.4598	4.67688	-8.6842	-8.38	-8.20355	19.8275	29.668	114.3205	-0.345
15/01/2015 1:00	0.154	0.154	4.18	50.59	118.45	119.53	120.59	120.59	-0.342	120.59	238.900	239.060	240.760	240.760	240.760	0.2684	1.0956	17.7065	26.10043	3.71463	4.50007	-8.67372	-8.429	-8.15455	19.5191	27.8058	114.36037	-0.339
15/01/2015 2:00	0.154	0.155	4.28	47.55	118.45	119.63	120.59	120.59	-0.308	120.59	238.900	239.260	241.080	241.080	241.080	0.2811	1.0316	17.46563	27.66861	3.4206	4.6143	-9.14446	-8.38	-7.80793	19.5239	29.3348	112.9463	-0.343
15/01/2015 3:00	0.154	0.155	4.36	27.72	118.71	119.65	120.54	120.54	-0.292	120.54	237.420	239.300	241.080	241.080	241.080	0.6763	1.9655	17.53423	73.19568	14.1747	12.9261	-18.1804	-14.212	-7.9793	19.2718	74.9513	139.8328	-0.377
15/01/2015 4:00	0.155	0.154	4.39	26.27	118.76	119.67	120.54	120.54	-0.215	120.54	237.420	239.340	241.080	241.080	241.080	0.508	1.978	17.78906	55.67307	14.832	9.9638	-18.76889	-12.79	-8.6446	19.7787	57.5307	163.0321	-0.389
15/01/2015 5:00	0.158	0.155	4.42	23.06	118.28	119.38	120.12	120.12	-0.517	120.12	238.580	239.760	240.240	240.240	240.240	0.5701	1.8238	17.44802	63.69377	7.01702	10.5893	-16.2849	-12.583	-8.9368	19.6943	55.974	103.1276	-0.376
15/01/2015 6:00	0.154	0.155	4.41	43.78	118.87	119.63	120.33	120.33	-0.368	120.33	237.740	239.260	240.660	240.660	240.660	0.2738	1.0464	17.77926	26.81008	2.88213	4.43901	-8.3808	-8.4468	-7.8801	19.7395	28.2533	113.0189	-0.333
15/01/2015 7:00	0.154	0.155	4.37	50.77	118.45	119.29	120.18	120.18	-0.332	120.18	238.900	239.600	240.380	240.380	240.380	0.272	1.0411	18.0631	26.42386	2.8911	4.40388	-8.3056	-8.0965	-7.88391	19.7395	27.3724	113.0288	-0.345
15/01/2015 8:00	0.155	0.155	4.4	48.21	118.95	119.61	120.33	120.33	-0.335	120.33	237.100	239.220	240.660	240.660	240.660	0.2861	1.0499	18.1321	28.20767	2.9973	4.70228	-8.5544	-8.7546	-7.9324	19.8571	29.7495	114.6459	-0.348
15/01/2015 9:00	0.154	0.153	4.35	43.23	114.3	119.23	120.12	120.12	-0.442	120.12	239.800	238.460	240.240	240.240	240.240	0.3147	1.082	18.29872	31.63907	2.63651	5.27301	-8.88963	-8.2318	-7.95682	19.9561	33.1572	113.5462	-0.354
15/01/2015 10:00	0.151	0.152	4.31	68.08	118.35	119.09	119.91	119.91	-0.198	119.91	238.700	238.180	238.180	238.180	238.180	0.3024	1.0632	18.9652	19.67988	3.07795	3.27848	-9.02685	-8.527	-8.20355	20.8968	21.1951	23.03267	-0.318

Figura 15. Representación de medición de un cliente de la EERSSA de Gerencia de Planificación (EERSSA, 2017).

Se observó en la base de datos que existe clientes con consumo de energía eléctrica con valores de 0 kWh/mes como también clientes con valores atípicos de consumo mayores a 500 kWh/mes, como también clientes que son de tipo comercial y tipo industrial.

- 2) La segunda base de datos pertenece a la Gerencia de Planificación, que indica las mediciones efectuadas de acuerdo a la regulación del CONELEC 004/01, presentando las siguientes especificaciones: los niveles de tensión, niveles de corriente, potencia activa, potencia reactiva, potencia aparente y datos generales del cliente, la segunda base de datos cuenta con 615 mediciones, en la figura 15 se observa la representación del archivo digital de la medición de un cliente.

Las mediciones fueron realizadas con un intervalo de tiempo de 10 minutos cada medición en un periodo de 7 días para cada uno de los clientes, estos fueron seleccionados aleatoriamente dentro del área de concesión de la EERSSA en los años 2014, 2015, 2016 y parte del 2017.

Dentro de las mediciones existe lo siguiente:

- Mediciones con valores negativos.
- Mediciones con registro de valores en cero.
- Falta de datos generales del cliente.

3.2 DETERMINACIÓN DE LOS ESTRATOS POR CONSUMO DE ENERGÍA ELÉCTRICA.

Para la determinación de los estratos por el consumo de energía se utilizó la primera base de datos, se realizó un promedio mensual de los 2 años de registros de cada cliente, del cual se descartó a los clientes que presentaron consumo de 0 kWh mensual promediado debido a que no son representativos dentro los estratos por consumo de energía eléctrica, realizado el proceso de validación, la base de datos quedo establecida en 153,185 clientes residenciales.

Esta base de datos al tener gran cantidad de clientes y valores de consumo diferentes entre cada uno, se requirió analizar la dispersión del consumo de energía obteniendo la desviación estándar (S) y el porcentaje del coeficiente de variación (CV) respecto a la media aritmética por cada rango de consumo del estrato, el rango de consumo varía de acuerdo a la cantidad de estratos.

Los resultados obtenidos del análisis de dispersión indica el rango de variación que se aplica para 5 estratos como mínimo y hasta 10 estratos como máximo, los resultados se muestran en la tabla 10.

Tabla 10. Resultados del coeficiente de variación y desviación estándar.

	5	6	7	8	9	10
Estrato 1	65	55	40	40	35	30
Estrato 2	115	95	70	65	65	60
Estrato 3	205	125	100	100	90	85
Estrato 4	500	225	150	135	120	105
Estrato 5	Mayor	500	210	185	155	135
Estrato 6		Mayor	500	245	210	180
Estrato 7			Mayor	500	290	235
Estrato 8				Mayor	500	330
Estrato 9					Mayor	500
Estrato 10						Mayor
CV	0.269174	0.21935	0.174397	0.15251	0.1313498	0.119673139
Desviación	24.00112	19.5587	15.55024	13.59863	11.711903	10.67074277

La tabla 10 nos indica que a partir del estrato 7 hasta el estrato 10, la agrupación de datos esta mayormente concentrada alrededor de la media, para lo cual se estableció trabajar con 7 estratos debido a que se encuentra de forma más representativa el comportamiento de la demanda de energía eléctrica de los clientes de la EERSSA. El rango de variación del consumo de energía por estratos de los clientes se muestra en la tabla 11.

Tabla 11. Tabla de rangos de consumo de energía eléctrica por estratos.

Estratos	Rango de Consumo
1	0 – 40
2	40 – 70
3	70 – 100
4	100 - 150
5	150 – 210

6	210 – 500
7	> 500

El mayor consumo de energía eléctrica se observa en el estrato 4 mostrado en la figura 16.

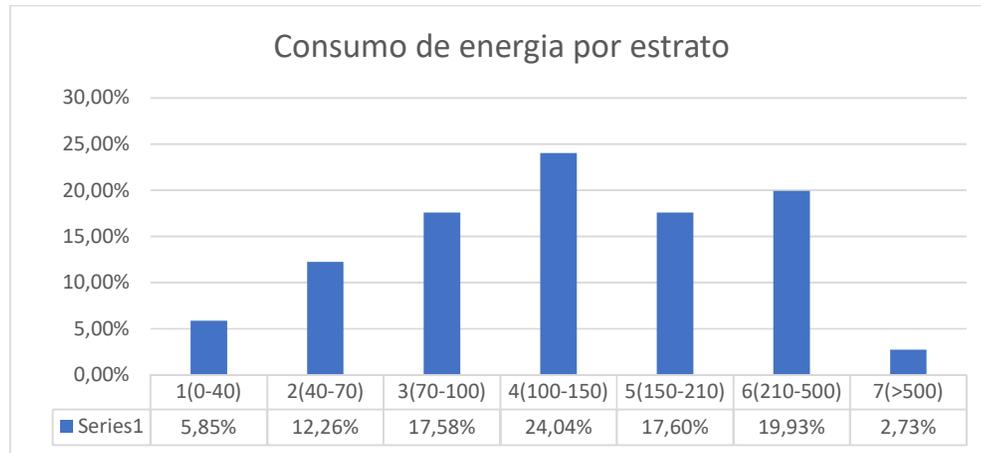


Figura 16. Consumo de energía eléctrica por estratos.

Mientras que en la figura 17 se observa la frecuencia de los clientes que existe en cada estrato, en donde se observa que en el estrato 1, se encuentra el mayor número de clientes de la EERSSA.

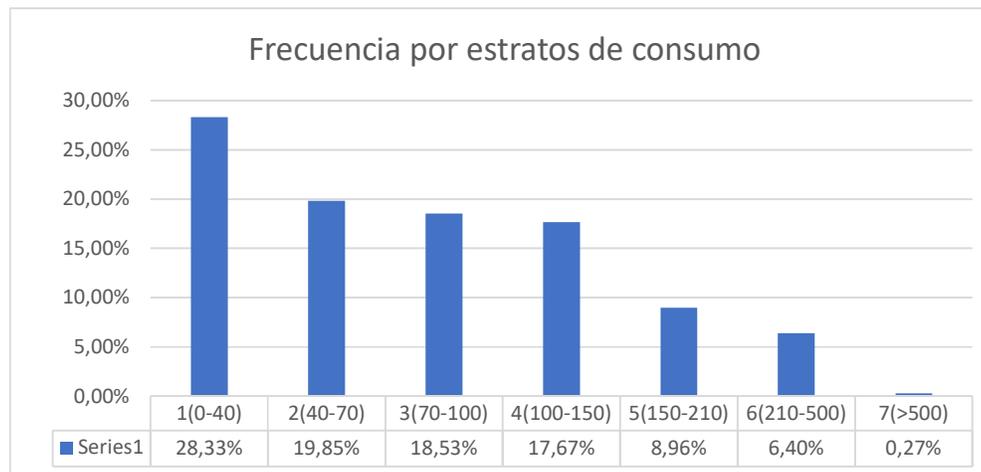


Figura 17. Frecuencia de los clientes en los estratos de consumo.

Tabla 12. Resultados obtenidos con 7 estratos en el análisis de dispersión de datos.

Estrato	Mínimo	Máximo	Frecuencia	Porcentaje	Porcentaje acumulado		Suma Energía (kWh)	Participación Energía	Media	Desviación estándar	Coeficiente de variación
					Porcentaje	Porcentaje					
1(0-40)	0	40	43395	28,33%	28,33%	799.249,92	5,85%	18,4180	12,8004	0,6950	
2(40-70)	40	70	30403	19,85%	48,18%	1.674.929,96	12,26%	55,0909	8,6406	0,1568	
3(70-100)	70	100	28383	18,53%	66,70%	2.401.295,83	17,58%	84,6033	8,6332	0,1020	
4(100-150)	100	150	27069	17,67%	84,38%	3.284.153,67	24,04%	121,3253	14,2373	0,1173	
5(150-210)	150	210	13718	8,96%	93,33%	2.404.220,04	17,60%	175,2602	16,8855	0,0963	
6(210-500)	210	500	9801	6,40%	99,73%	2.722.435,08	19,93%	277,7712	62,4920	0,2250	
7(>500)	500	Mayor	416	0,27%	100,00%	372.567,79	2,73%	895,5957	214,7746	0,2398	
			153185			13.658.852,29		89,1657	15,5502	0,1744	

3.3 DISTRIBUCIÓN DE LA MUESTRA POBLACIONAL POR ESTRATOS DE CONSUMO DE ENERGÍA ELÉCTRICA.

La distribución comprende en clasificar a los clientes residenciales por su consumo mensual promediado para la primera base de datos mientras que para la segunda base de datos se utilizó el código de clientes para la respectiva la asignación del cliente en el tipo de estrato.

La clasificación está determinada por el rango de consumo obtenido con los 7 estratos de la siguiente manera:

Tabla 13. Distribución de frecuencias para la primera base de datos.

Estratos	Frecuencia	Frecuencia Relativa
1(0-40)	48,321	0.31544211
2(40-70)	25,442	0.16608676
3(70-100)	28,383	0.18528577
4(100-150)	27,093	0.17686458
5(150-210)	13,723	0.08958449
6(210-500)	9,807	0.06402063
7(>500)	416	0.00271567
TOTAL	153,185	1

Tabla 14. Distribución de frecuencia para la segunda base de datos.

Estratos	Frecuencia	Frecuencia Relativa
1(0-40)	83	0.12769231
2(40-70)	98	0.15076923
3(70-100)	157	0.24153846
4(100-150)	92	0.14153846
5(150-210)	138	0.21230769
6(210-500)	69	0.10615385
7(>500)	13	0.02
TOTAL	650	1

3.4 SELECCIÓN DEL MUESTREO.

La primera base de datos refleja la cantidad total de la población de clientes residenciales del área de concesión de la EERSSA, por lo tanto, se toma una muestra en representación de la población total, para conocer el método más eficiente en la elección del método estadístico para seleccionar el número de muestras se basó en el coeficiente de variación analizado en la dispersión del consumo de energía, como se estableció trabajar con los 7 estratos, el CV resultó en 17.95%, permitió elegir el método de muestreo aleatorio estratificado (MAE).

Como se trabajó con estratificación se vio la necesidad de aplicar el método de Neyman perteneciente al MAE, este permitió calcular de forma independiente el número de muestras a seleccionar en cada estrato.

- La asignación de muestras por cada estrato para la primera base de datos se observa en la tabla 15.

Tabla 15. Número de muestras para la primera base de datos.

Estrato	Frecuencia Consumidores	Número Muestras
1(0-40)	0.315	189
2(40-70)	0.166	100
3(70-100)	0.185	111
4(100-150)	0.177	106
5(150-210)	0.090	54
6(210-500)	0.064	38
7(>500)	0.003	2
	TOTAL	600

En la tabla 15 se observa el número total de muestras aleatorias será de 600 clientes residenciales, en donde en el estrato número 1 se encuentra la mayor cantidad de clientes debido a la frecuencia relativa.

- De la misma manera se aplicó el método Neyman para la segunda base de datos asignando las muestras por estrato en la tabla 16.

Tabla 16. Número de muestras para la segunda base de datos.

Estrato	Mediciones Consumidores	Número Muestras
1(0-40)	0.13	69
2(40-70)	0.15	79
3(70-100)	0.24	119
4(100-150)	0.14	75
5(150-210)	0.21	107
6(210-500)	0.11	58
7(>500)	0.02	12
	TOTAL	518

En la tabla 16 se observa que el total de muestras aleatorias para la segunda base de datos es de 518, para este caso se observa en el estrato número 3 se encuentra la mayor cantidad de clientes apoyado en la frecuencia relativa.

3.5 IMPLEMENTACIÓN DE MICROSOFT EXCEL PARA LA DETERMINACIÓN DE LOS FACTORES DE CARGA Y PÉRDIDAS.

Para efectos de cálculos y análisis se implementó en el software Microsoft Excel, las herramientas de cálculo que ofrece este software permitió que el proceso de la investigación alcance los objetivos planteados, en lo que respecta al manejo de la base de datos estadísticos y visualización de imágenes en la curva de la demanda.

Mediante la utilización de Excel se logró determinar F.C y F.Pérd, llevando a cabo los procesos elaborados por los dos métodos correspondiente planteados en el estudio, diseñado de forma ordenada la adquisición de los diferentes procesos o variables necesarias que permita obtener los resultados de interés de la investigación.

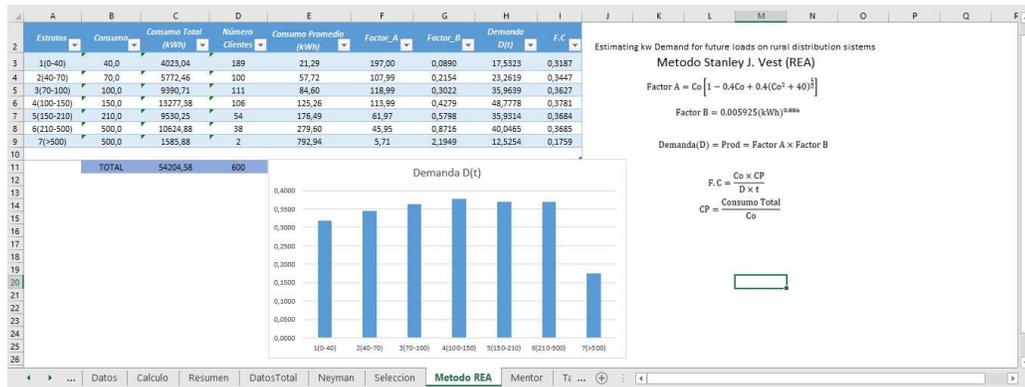


Figura 18. Herramienta de Excel para implementación del proyecto de investigación.

3.6 METODOLOGÍA PARA ESTIMAR EL FACTOR DE CARGA Y EL FACTOR DE PÉRDIDA.

3.6.1 METODOLOGÍA DE VEST (REA).

Con la metodología de Vest se determinó el F.C mediante la utilización del consumo mensual promedio y el número de clientes pertenecientes a cada estrato seleccionados de forma aleatoria en la población total, este F.C corresponde a la primera base de datos.

El número de muestras está definido en la tabla 15 para la aplicación de la metodología de Vest, al seleccionar de manera aleatoria el número de clientes en cada estrato, se obtiene el consumo promedio del estrato mostrado en la tabla 17.

Tabla 17. Selección de clientes aleatoriamente y obtención del consumo promedio.

Estratos	Consumo Total del Estrato (kWh)	Número de clientes	Consumo Promedio(kWh)
1(0-40)	4,023.04	189	21.29
2(40-70)	5,772.46	100	57.72
3(70-100)	9,390.71	111	84.60
4(100-150)	13,277.38	106	125.26
5(150-210)	9,530.25	54	176.49
6(210-500)	10,624.88	38	279.60
7(>500)	1,585.88	2	792.94
TOTAL	54,204.58	600	

Para la determinación del Factor A se lo realizó aplicando la ecuación 1.19 de la siguiente manera:

$$\text{Factor A} = Co \left[1 - 0.4Co + 0.4(Co^2 + 40)^{\frac{1}{2}} \right] \quad (1.19)$$

A continuación, se determina el Factor B para lo cual se necesita conocer el consumo promedio en kWh para cada estrato mostrado en la tabla 17, aplicando la ecuación 1.20:

$$\text{Factor B} = 0.005925(kWh)^{0.886} \quad (1.20)$$

El producto del Factor A y el Factor B determinó la demanda para cada estrato con la aplicación de la ecuación 1.22, el tiempo (t) corresponde a las horas mensuales, es decir, 720 horas para determinar el factor de carga:

$$F.C = \frac{Co \times CP}{D(t) \times t} \quad (1.22)$$

Los resultados del F.C con la aplicación del método de Vest para cada estrato de consumo de energía eléctrica se muestran en la tabla 18.

Tabla 18. Factor de Carga (F.C) por metodología de Vest.

Estratos	Demanda	F.C
1(0-40)	17.5323367	0.31870012
2(40-70)	23.2619264	0.34465345
3(70-100)	35.963855	0.36265997
4(100-150)	48.7778395	0.3780569
5(150-210)	35.9314437	0.36838092
6(210-500)	40.0465023	0.36849088
7(>500)	12.5253963	0.17585106

En la figura 19 se muestra la demanda que tiene cada estrato luego de la asignación de clientes pertenecientes a cada tipo de estrato correspondiente.

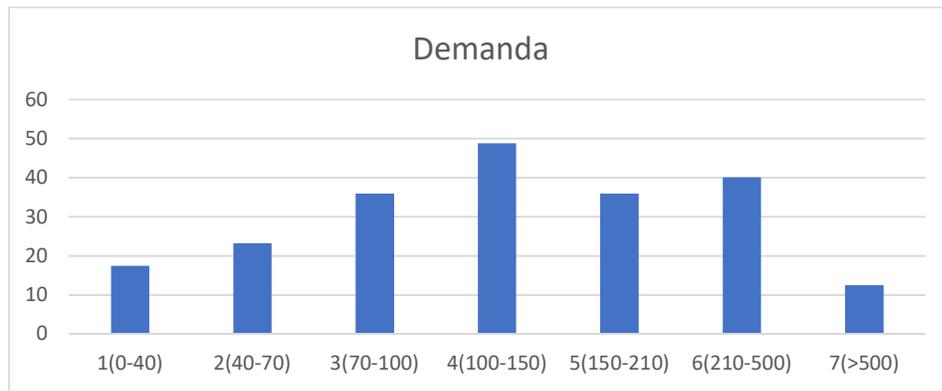


Figura 19. Demanda total por cada estrato.

3.6.2 METODOLOGÍA DE MENTOR.

Para la aplicación de la metodología de Mentor se utilizó la segunda base de datos, debido a que tiene la característica de mostrar la curva de la demanda de cada cliente, se obtuvo la potencia promedio y la potencia máxima de cada uno de los clientes por estrato, con base al tipo de acometida, es decir, si el cliente posee 2 fases, la curva de la carga total de un usuario será la suma de la curva de las 2 fases, es decir, sumar los valores en kW para luego obtener los F.C como se muestra en la figura 20.

El número de muestras están establecidas en la tabla 14 eligiendo de manera aleatoria las mediciones por el código del cliente para ser ubicados en los estratos convenientes, se efectuó ecuación 1.2 para la determinación del F.C.

$$F.C = \frac{D(t) \text{ prom}}{D(t) \text{ max}} \quad (1.2)$$

Los resultados obtenidos del F.C luego de aplicar la ecuación 1.2 se observó que al seleccionar de forma aleatoria los clientes de la segunda base de datos, presentaban valores de F.C inusuales, por lo tanto, se procedió analizar las curvas de demanda de cada cliente, donde se visualiza comportamientos que no corresponde a la

demanda habitual de un cliente residencial, por lo cual, se descartó mediciones con curvas de demanda con comportamientos inusuales, reduciéndose significativamente el 89.23% de mediciones de la segunda base de datos.

Se aplicó la metodología de mínimos cuadrados para mejorar la representación del F.C del estrato, al obtener los índices de correlación se demostró que no es posible la aplicación de dicho método, puesto que los valores del índice de correlación se mostraban menores a 0.5. Esto se debe a que el número de muestras es bajo con respecto a las mediciones obteniéndose F.C que se encuentran dispersos para realizar el ajuste de curva lineal, como se observa en la tabla 19.

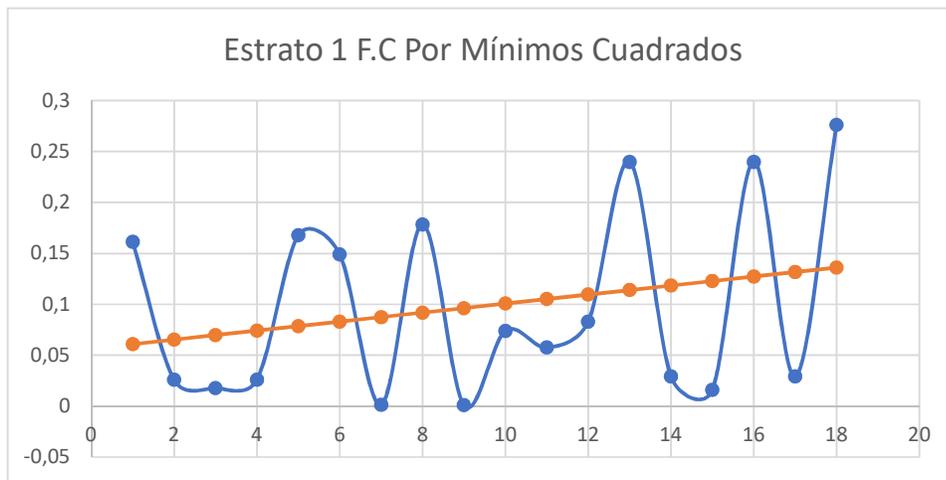


Figura 20. Representación de la dispersión de datos del estrato 1 por mínimos cuadrados.

Tabla 19 Correlación de las curvas de ajuste por mínimos cuadrados

Ajuste de Curva	Ecuación	Correlación
Exponencial	$0,0286e^{0,0502x}$	16,25%
Lineal	$0.0044x+0.0565$	25,63%
Logarítmica	$0,018\ln(x)+0,0621$	15,68%
Polinómica	$0,0009x^2 - 0,012x + 0,114$	34,57%
Potencial	$0,0373x^{0,1048}$	5,10%

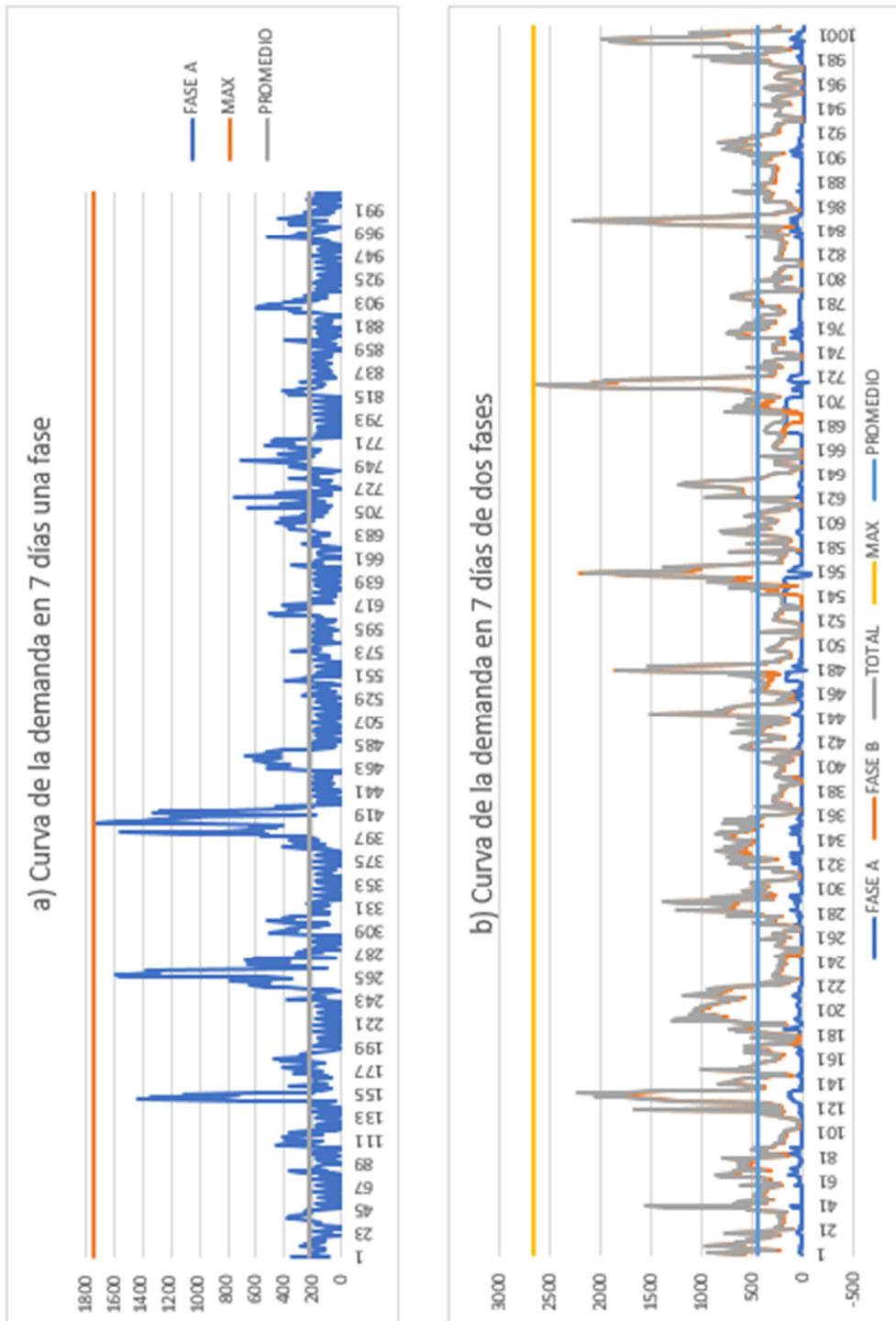


Figura 21. a) Curva de la demanda de un cliente con una fase, b) Curva de la demanda de un cliente con dos fases.

Debido a que la cantidad de datos es muy baja se realizó un promedio de los F.C de cada cliente que en sus mediciones muestran un comportamiento habitual de consumo de energía eléctrica mostrado en la figura 20, los resultados promediados se muestran en la tabla 20, en esta tabla los F.C tienen valores muy bajos como resultado de no tener la cantidad de muestras suficientes que permitan obtener resultados favorables.

Tabla 20. Resultados promediados F.C aplicando metodología de Mentor.

Estratos	F.C
1(0-40)	0.09851
2(40-70)	0.12543
3(70-100)	0.14149
4(100-150)	0.16605
5(150-210)	0.18140
6(210-500)	0.22962
7(>500)	0.29270

Representación de las curvas de la demanda diaria por estrato.

La medición de los parámetros eléctricos de un cliente realizados con el instrumento de medición Memobox, comprende un total de 1,008 datos tomados durante 7 días con intervalos de tiempo de 10 minutos. Para la visualización de la curva de demanda diaria se realizó un promedio de los 7 días, luego de los 144 datos se realizó el promedio por hora para obtener la curva de demanda diaria, del cual se adquirió las mediciones realizadas en kVA permitiendo observar el comportamiento de demanda requerida por un grupo de clientes.

En la figura 22 podemos ver la curva de demanda del estrato 1.



Figura 22. Curva de demanda en el estrato 1.

En la figura 23 podemos ver la curva de demanda pertenecientes al estrato 2.



Figura 23. Curva de demanda en el estrato 2.

En la figura 24 podemos ver la curva de demanda pertenecientes al estrato 3.



Figura 24. Curva de demanda en el estrato 3.

En la figura 25 podemos ver la curva de demanda pertenecientes al estrato 4.



Figura 25. Curva de la demanda en el estrato 4.

En la figura 26 podemos ver la curva de demanda pertenecientes al estrato 5.



Figura 26. Curva de la demanda en el estrato 5.

En la figura 27 podemos ver la curva de demanda pertenecientes al estrato 6.



Figura 27. Curva de la demanda en el estrato 6.

En la figura 28 podemos ver la curva de demanda pertenecientes al estrato 7.

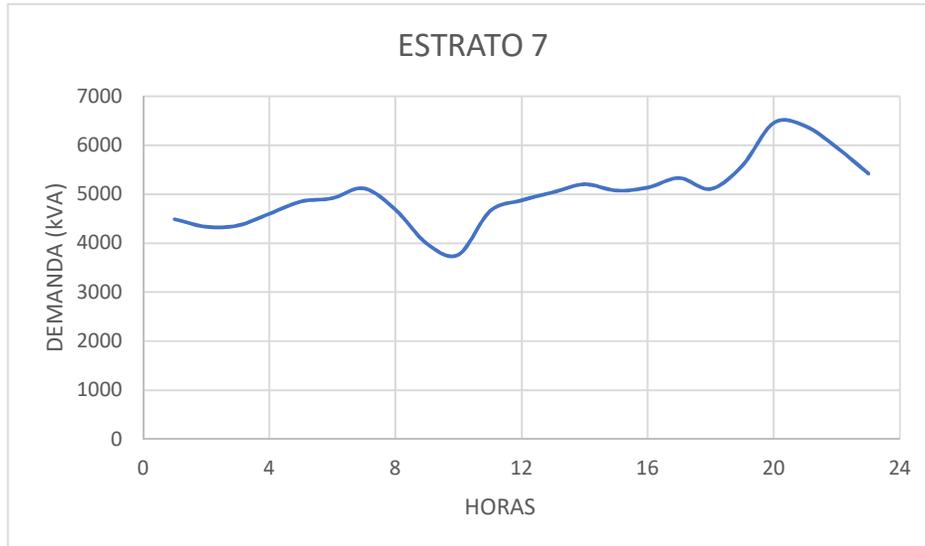


Figura 28. Demanda de la curva en el estrato 7.

3.6.3 DETERMINACIÓN DEL FACTOR DE PÉRDIDAS.

Para la determinación del F.Pérd se utilizó la ecuación 1.24, función de la demanda en kVA utilizando la segunda base de datos de las mediciones realizadas, se calculó el F.Pérd de cada cliente pertenecientes a los estratos de consumo de energía eléctrica.

$$F. Pérd = \frac{\sum_{i=1}^n \left(\frac{D_{pi}}{D_{Pmax}} \cdot \frac{\cos \phi_{max}}{\cos \phi_i} \right)^2}{n} \quad (1.24)$$

La ecuación 1.24 está homologada por el MEER para la aplicación dentro de las empresas de distribución de energía eléctrica del Ecuador, para la obtención se realizó el promedio de los F.Pérd individual de cada cliente para determinar por cada estrato, los valores como resultado se observa en la tabla 20.

Tabla 21. Resultados de los F. Pérd por estratos de consumo de energía.

Estratos	F.Pérd
1(0-40)	0.0502
2(40-70)	0.0598
3(70-100)	0.0613
4(100-150)	0.0647
5(150-210)	0.0830
6(210-500)	0.1023
7(>500)	0.1414

3.7 ANÁLISIS DE RESULTADOS.

Los resultados de la investigación reflejan la importancia de obtener registros o base de datos estadísticos que generen confiabilidad para obtener los F.C. y F.Pérd. La revisión hecha a las dos bases de datos destaca valores sobresalientes, ya que, la primera base de datos proporcionada por el departamento de comercialización tuvo un considerable número poblacional; mientras que la segunda base de datos del área de planificación, obtenidas por mediciones de los parámetros eléctricos a clientes redujo de forma alarmante las muestras debido a la presencia de cargas no residenciales.

La utilización de la primera base de datos del área de comercialización fue el pilar fundamental durante todo el proceso de estudio, debido a su considerable cantidad poblacional única de clientes residenciales de los años 2015 y 2016, promediando los consumos mensuales de energía eléctrica de cada cliente, que mediante un análisis de dispersión de datos se seleccionó el número de estratos, como también su rango de consumo de energía eléctrica, establecida en 7 estratos como se visualizada en la tabla 11.

Con la primera base de datos del área comercial se determina el F.C por estrato utilizando el primer método de Stanley Vest (REA), que para su aplicación requirió el promedio estadístico del consumo mensual de cada estrato y la cantidad de clientes

siendo más favorable la obtención de los resultados, los valores obtenidos se observan en la tabla 18. Se examina que se deben considerar el estrato 1 hasta el 6 sus valores van en forma ascendente considerados para los análisis correspondientes para estudios futuros de la red de distribución, mientras que el estrato 7 presenta poco aporte debido a la poca existencia de clientes en este estrato.

La segunda base de datos del área de planificación, en la cual se aplicaría el método de Mentor para un análisis más profundo, no logro consolidar resultados finales factibles, esto se debe a que al realizar la validación de datos la cantidad de muestra se redujo considerablemente dejando sin efecto el número de muestras establecidos en la tabla 16 de un total de 518 muestras a ser seleccionadas a un número de 79 muestras válidas para desarrollar los cálculos, debido a que las mediciones no reflejaban el comportamiento habitual de consumo en la curva de demanda en kVA de los clientes, esto influiría circunstancialmente los resultados finales, por lo tanto, como alternativa se analizó las muestras de cada estrato el valor del índice de correlación entre los datos que me permita la aplicación de mínimos cuadrados dando una desaprobación al obtener un valor de correlación menor a 0.5 evidenciando que a falta de mediciones válidas, los resultados serán erróneos.

Los cálculos para el F.Pérd se efectuó con la homologación del MEER y con la segunda base de datos en función de la demanda en kVA para emplear la ecuación 1.24, permitiendo determinar el F.Pérd de cada cliente en cada estrato, al obtener los F.Pérd de los clientes pertenecientes a cada estrato se procedió a realizar un promedio de los F.Pérd individuales de cada estrato, de manera que, el análisis indica que en el estrato 1 contiene el valor más bajo de 5.02%, mientras que el estrato 7 contiene el valor más alto de 14.4% de F.Pérd.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.

CONCLUSIONES.

La determinación de los factores de carga (F.C) y factores de pérdidas (F.Pérd) para estratos de consumo de energía eléctrica en clientes residenciales representa gran interés por parte de las empresas eléctricas de distribución, actualmente no existe como regulación u homologaciones por parte de entidades de control en el Ecuador que se hable cuáles son los estratos establecidos para los respectivos análisis que permitan clasificar a los clientes residenciales por el consumo adquirido, la investigación realizada en este proyecto técnico sirve como preámbulo para los estudios posteriores en la red de distribución de la EERSSA.

Para la interpretación se considera que los valores del F.C están entre 0 y 1, lo ideal sería obtener un valor de 1 donde la demanda promedio sería igual a la demanda máxima, los consumos de energía cercanos a 1 son los clientes industriales, en cambio para clientes residenciales, el F.C de un usuario se encuentra estimada entre 0.14 y 0.21, se debe en que su demanda no es constante, sino que varía conforme las horas de demanda del cliente, alcanzando sus picos máximos en periodos muy cortos, a medida que se agrupa los clientes dentro del estrato el F.C tiende a obtener un incremento del F.C.

El comportamiento de energía demandada por los clientes dependerá de las cargas instaladas en un hogar, referenciando que las cargas instaladas no serán similares entre los consumidores de energía eléctrica, como también los hábitos de consumo de energía eléctrica están en base al estatus social.

Dentro de la curva de demanda diaria para clientes residenciales, la hora de la demanda máxima también tiene un desplazamiento en el tiempo entre clientes urbanos y rurales, esto es debido a que las condiciones de hábitos de consumo son diferentes.

Los resultados obtenidos del F.C en la investigación del proyecto técnico se pueden llevar a cabo con el planteamiento del método de Vest (REA), el respaldo de registros del

consumo de energía eléctrica del área de comercialización. Los estratos del 1 hasta el 6 son representativos para los análisis posteriores en la red de distribución de la EERSSA.

El método de Mentor no se obtuvo resultados factibles, esto se debe, en que la segunda base de datos pertenecientes a las mediciones, el 89.23% de muestras contienen comportamientos de curvas de demandan atípicos respecto al comportamiento residencial habitual del consumo de energía eléctrica, incluso promediando sobre el mismo cliente residencial las mediciones no se mantiene un patrón de curva de demanda diaria, al no obtener resultados confiables no se realizó una comparación entre los 2 métodos planteados.

El F.C y F.Pérd determinado usando la segunda base de datos con mediciones de los clientes, los factores calculados individualmente de cada cliente deben ser promediados respecto al estrato que pertenecen, esto se debe ya que al sumar todas las curvas de la demanda de los clientes en el estrato en kVA y kW se obtiene un F.C y F.Pérd semejante del transformador de distribución.

RECOMENDACIONES.

- Según Organización Latinoamérica de Energía (OLADE) propone que el número de estratos de consumo de energía para llevar análisis de investigación se encuentre entre 5 como mínimo y como máximo 10 estratos.
- La elaboración de registros o base de datos mediante mediciones de los parámetros eléctricos debe ser clasificada por categoría, es decir, clientes residenciales, comerciales, e industriales.
- La base de datos debe obtener un número considerable de muestras válidas con base al comportamiento habitual de un cliente residencial para obtener resultados factibles.
- Para realizar el correcto análisis de las mediciones se recomienda ordenar los datos de las mediciones de acuerdo al día, la hora y los minutos debido a que los datos se encuentran de una semana completa.

REFERENCIAS.

- [1] Poveda, M. (1999). A new method to calculate power distribution losses in an environment of high unregistered loads. doi: 10.1109/TDC.1999.756121.
- [2] Ramirez, S. (2000). Redes de distribución de energía. Tercera Edición. Manizales: Universidad Nacional de Colombia.
- [3] ARCONEL, (2015). Estadística Anual y Multianual del Sector Eléctrico Ecuatoriano 2015. Disponible en: <http://www.regulacionelectrica.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2016/11/Estad%C3%ADsticaAnualyMultianual2015.pdf>
- [4] Aillón, C., (2010). “Desarrollo de metodología EEQ S.A. para el cálculo de pérdidas técnicas en alimentadores primarios, y la aplicación al primario 04D de la subestación Chimbacalle” Escuela Politécnica Nacional, Quito.
- [5] Pérez, C. (2013). Técnicas de muestreo estadístico. Primera Edición. España: Ibergarceta Publicaciones, S.L.
- [6] Stanley V. (1957). Estimating kW demand for future loads on rural distribution systems. REA.
- [7] EERSSA, (2015). Diagnostico preliminar del sistema de distribución de la EERSSA. Recuperado de: <http://gis-sigde.maps.arcgis.com/apps/webappviewer/index.html?id=466d47f3285041d0b06e786e62ea34c5>
- [8] EERSSA, (2017). Información estadística de la Empresa Eléctrica Regional del Sur S.A. Ecuador.
- [9] EERSSA, (2016). Plan estratégico 2016-2017. Disponible de: http://www.eerssa.com/eerssa/lotaip/2016/mayo/archivos/k/Plan_estrategico_2016-2017.pdf
- [10] EERSSA, (2003). Plan de expansión del sistema eléctrico 2015-2025
- [11] Quezada, A., Reyes, A., (2015). “Estudio de carga y reconfiguración de las redes de distribución eléctrica de las cabeceras urbanas de las parroquias de Vilcabamba y Malacatos del Cantón Loja”. Universidad de Cuenca, Cuenca.
- [12] Campoverde, D., Sánchez, J., (2012). “Determinación de la demanda en transformadores, para los servicios de comercialización en base a los usos de

energía, en la empresa eléctrica regional Centrosur para la ciudad de Cuenca”.
Universidad de Cuenca, Cuenca.

- [13] Fluke Corporation, (2006). FLUKE 1744/1743 Power Quality Logger Manual de uso, Disponible en: http://www.cedesa.com.mx/pdf/fluke/fluke-1744_1743_user_manual.pdf
- [14] Fluke Inc. (2017), Fluke Product, Disponible en: <http://en-us.fluke.com/products/power-and-energy-loggers/fluke-1744-basic-power-quality.html>
- [15] Fluke Corporation. (2017). Medidores de calidad de energía eléctrica, Disponible en: <http://www.fluke.com/fluke/eces/medidores-de-calidad-de-la-energia-electrica/logging-power-meters/memobox.htm?pid=56391>
- [16] Walpole, R., Myers, R., Myers, S. & Ye, K., (2012). Probabilidad y estadística para ingeniería y ciencias. Novena Edición México: Pearson Educación.
- [17] Levin, R. & Rubín, D. (2004). Estadística para administración y economía. Séptima Edición México: Pearson Educación.
- [18] Martínez, C. (2012). Estadística y muestreo. Décimo tercer Edición Bogotá: Ecoe Ediciones.
- [19] CONELEC, (2001). Calidad de servicio eléctrico de distribución, Regulación 004/01, Disponible: <http://www.regulacionelectrica.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2016/02/Regulacion-No.-CONELEC-004-01.pdf>
- [20] ARCONEL, (2016). Estadística Anual y Multianual del Sector Eléctrico Ecuatoriano 2016, Disponible: http://www.regulacionelectrica.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2017/04/Est_2016_Anexos.pdf
- [21] Constitución de la República del Ecuador [Const.] (2012) Artículo 314. Recuperado de: http://www.asambleanacional.gov.ec/documentos/constitucion_de_bolsillo.pdf
- [22] MEER. (2016). Procedimiento para el cálculo de pérdida y análisis de la red de medio voltaje.
- [23] Vivanco, M. (2005). Muestreo Estadístico. Diseño y aplicación, Edición Universitaria.
- [24] Rojas, A. (2016). Manual de citación. Normas APA, Universidad Externado de Colombia.

- [25] Altman, L. & Jebe, E., (1955). Load characteristics of Southeastern Iowa farms using electric ranges. Agricultural experiment station.
- [26] Ras, E., (1994). Transformadores de potencia, de medida y de protección, Universidad Politécnica de Barcelona, Marcombo S.A, Séptima Edición, Barcelona, España.
- [27] INEN, (1998). NTE INEN 2113:98. Transformadores. Determinación de Pérdidas y corrientes sin carga. Primera Edición, Quito, Ecuador.
- [28] INEN, (2004). NTE INEN 2114:2004. Transformadores de distribución nuevos monofásicos. Valores de corrientes sin carga, pérdidas y voltaje de cortocircuito. Primera Edición, Quito, Ecuador.
- [29] INEN, (2004). NTE INEN 2115:2004. Transformadores de distribución nuevos Trifásicos. Valores de corrientes sin carga, pérdidas y voltaje de cortocircuito. Primera Edición, Quito, Ecuador.