

UNIVERSIDAD DE EL SALVADOR
FACULTAD DE INGENIERÍA Y ARQUITECTURA
ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA



**Evaluación de los diferentes métodos para el cálculo de
las pérdidas técnicas en media tensión para redes de
distribución.**

PRESENTADO POR:

GUILLERMO MAURICIO AGUIRRE VÁSQUEZ

PARA OPTAR AL TITULO DE:

INGENIERO ELECTRICISTA

CIUDAD UNIVERSITARIA, MAYO DE 2016

UNIVERSIDAD DE EL SALVADOR

RECTOR INTERINO :

LIC. JOSÉ LUIS ARGUETA ANTILLÓN

SECRETARIA GENERAL :

DRA. ANA LETICIA ZAVALA DE AMAYA

FACULTAD DE INGENIERÍA Y ARQUITECTURA

DECANO :

ING. FRANCISCO ANTONIO ALARCÓN SANDOVAL

SECRETARIO :

ING. JULIO ALBERTO PORTILLO

ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

DIRECTOR :

ING. ARMANDO MARTÍNEZ CALDERÓN

UNIVERSIDAD DE EL SALVADOR
FACULTAD DE INGENIERÍA Y ARQUITECTURA
ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

Trabajo de Graduación previo a la opción al Grado de:

INGENIERO ELECTRICISTA

Título :

Evaluación de los diferentes métodos para el cálculo de las pérdidas técnicas en media tensión para redes de distribución.

Presentado por :

GUILLERMO MAURICIO AGUIRRE VÁSQUEZ

Trabajo de Graduación Aprobado por:

Docente Asesor :

INGRA. ANA MARÍA FIGUEROA DE MUNGUÍA

San Salvador, Mayo de 2016.

Trabajo de Graduación Aprobado por:

Docente Asesor :

INGRA. ANA MARÍA FIGUEROA DE MUNGUÍA

ACTA DE CONSTANCIA DE NOTA Y DEFENSA FINAL

En esta fecha, Martes 19 de abril de 2016, en la Sala de Lectura de la Escuela de Ingeniería Eléctrica, a las 10:00 a.m. horas, en presencia de las siguientes autoridades de la Escuela de Ingeniería Eléctrica de la Universidad de El Salvador:

1. Ing. Armando Martínez Calderón
Director

Firma: 


2. MSc. José Wilber Calderón Urrutia
Secretario

Firma: 


Y, con el Honorable Jurado de Evaluación integrado por las personas siguientes:

1- Ingra. Ana María Figueroa de Munguía

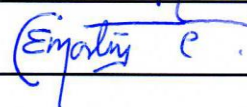
Firma:



2- MSc. Jorge Alberto Zetino Chicas



3- Dr. Carlos Eugenio Martínez Cruz



Se efectuó la defensa final reglamentaria del Trabajo de Graduación:

Evaluación de los diferentes métodos para el cálculo de las pérdidas técnicas en media tensión para redes de distribución.

A cargo del Bachiller:

- Aguirre Vásquez Guillermo Mauricio

Habiendo obtenido en el presente Trabajo una nota promedio de la defensa final: 9.4

(Nueve punto cuatro)

AGRADECIMIENTOS.

Quiero agradecer primeramente a DIOS, por permitirme llegar hacer mi sueño realidad, dándome salud, fortaleza y los conocimientos necesarios para culminar exitosamente mi Trabajo de Graduación.

A mis padres.

Natalia Vásquez de Aguirre y Guillermo Mauricio Aguirre; quienes me dieron vida, educación, apoyo y consejos. Especialmente a mi madre por sus palabras de aliento para seguir adelante y su apoyo incondicional, te amo madrecita, que dios te bendiga siempre. Y a ti hermana Karla Aguirre por estar ayudándome y pendiente de mí.

A mi Asesora.

Ingra. Ana María Figueroa de Munguía, que deposito su fe en mí, para desarrollar y terminar exitosamente mi tesis, no solo transmitiéndome sus conocimientos y confianza si no también la perseverancia y la perfección. Mil gracias Ingra. Anita.

A mi Princesa.

No caben las palabras por expresarte mi alegría, por compartir contigo un pedazo de mi vida, un sueño que anhelamos juntos que hoy se ha vuelto parte de nuestro logro. Gracias mi Isabelita por apoyarme incondicionalmente, con todo el esfuerzo esto se valora aún más, se cierran puertas para los recuerdos y se abren nuevas para el comienzo de otro sueño. Te hago participe de este logro y de muchos más que esperamos cosechar juntos, con la fortaleza en nuestro Diosito y sus Bendiciones.

A los Sres. Laboratoristas; de la EIE gracias por su valiosa ayuda en especial al Sr. Salvador Posada por sus consejos y su apoyo incondicional, prestándome los equipos necesarios.

Y finalmente a todos; familiares, compañeros y amigos, que de alguna manera me ayudaron para terminar mi tesis.

CONTENIDO

<u>CONTENIDO</u>	<u>1</u>
<u>INDICE DE GRÁFICAS</u>	<u>I</u>
<u>INDICE DE FIGURAS</u>	<u>III</u>
<u>INDICE DE TABLAS</u>	<u>V</u>
<u>ACRONIMOS</u>	<u>1</u>
<u>INTRODUCCION</u>	<u>2</u>
<u>OBJETIVOS</u>	<u>3</u>
OBJETIVO GENERAL	3
OBJETIVOS ESPECÍFICOS	3
<u>ALCANCES</u>	<u>4</u>
<u>CAPITULO I</u>	<u>5</u>
<u>GENERALIDADES Y VARIABLES DE LA RED DE DISTRIBUCIÓN MEDIA TENSIÓN.</u>	<u>5</u>
1.1 INTRODUCCIÓN.	5
1.2 SISTEMA DE POTENCIA	6
1.2.1 SISTEMA DE GENERACIÓN	6
1.2.2 SISTEMA DE TRANSMISIÓN	10
1.2.3 SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN.	10
1.2.3.1 TOPOLOGÍA DE LA RED DE DISTRIBUCIÓN.	11
1.2.4 COMPONENTE DE UN SISTEMA DE POTENCIA.	12
A) GENERADORES	13
B) TRANSFORMADORES DE POTENCIA	13
C) TRANSMISIÓN	14
D) TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN.	15
1.3 CONCEPTOS FUNDAMENTALES	15
1.3.1 FLUJO DE CARGA.	15

1.3.2	FACTOR DE CARGA.	15
1.3.3	FACTOR DE SIMULTANEIDAD.	16
1.3.4	FACTOR DE DIVERSIDAD.	16
1.3.5	FACTOR DE PÉRDIDA.	16
1.3.6	FACTOR DE DEMANDA.	16
1.4	PÉRDIDA DE ENERGÍA	17
1.4.1	PÉRDIDAS NO TÉCNICAS	18
1.4.2	PÉRDIDAS TÉCNICAS	18
1.4.3	PÉRDIDAS POR EFECTO JOULE.	20
1.4.4	PÉRDIDAS POR CORRIENTE DE FOUCAULT.	20
1.4.5	HISTÉRESIS MAGNÉTICA.	20
1.5	TIPOS DE LÍNEAS DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA	20
1.6	MÉTODOS DE CÁLCULO DE PÉRDIDAS DE ENERGÍA.	22
1.6.1	MÉTODO I: ANÁLISIS POR FLUJO DE CARGA MEDIANTE SEPARACIÓN DE BLOQUES HORARIOS.	22
1.6.1.1	SÍNTESIS	22
1.6.1.2	PROCESAMIENTO DE LA INFORMACIÓN.	24
1.6.1.3	PÉRDIDAS EN LA RED DE MEDIA TENSIÓN	24
1.6.1.4	ADQUISICIÓN DE DATOS.	25
1.6.1.5	PROCESAMIENTO DE DATOS.	26
1.6.1.6	ERROR POR BLOQUES.	32
1.6.1.7	FACTOR DE CORRELACIÓN DE LOS DATOS	34
1.6.1.8	CÁLCULO DE PÉRDIDAS EN LÍNEA DE DISTRIBUCIÓN.	34
1.6.1.9	CÁLCULO DE PÉRDIDAS EN TRANSFORMADORES MT/BT	35
1.6.1.10	PÉRDIDAS TOTALES ALIMENTADOR Y TRANSFORMADOR	37
1.6.1.11	FLUJOGRAMA PARA IMPLEMENTAR MÉTODO I	37
1.6.2	METODO II ANÁLISIS DE FLUJO DE CARGA DE DEMANDA MÁXIMA EN UN PERIODO DETERMINADO.	39
1.6.2.1	SÍNTESIS	39
1.6.2.2	METODOLOGÍA	39
1.6.2.3	TABLA RESUMEN PARA LOS CÁLCULOS.	39
1.6.2.4	PÉRDIDAS EN TRANSFORMADOR	41
1.6.2.5	PÉRDIDAS EN ALIMENTADOR	42
1.6.2.6	PÉRDIDAS TOTALES	43
1.6.2.7	FLUJOGRAMA DE MÉTODO III	43
1.6.3	MÉTODO III ASIGNACIÓN DE CARGA POR CONSUMO DE KWH - MES.	45
1.6.3.1	SÍNTESIS	45
1.6.3.2	ADQUISICIÓN DE DATOS	45
1.6.3.3	PROCESAMIENTO DE LA INFORMACIÓN	45
1.6.3.4	REALIZAR FLUJO DE CARGA	48
1.6.3.5	CÁLCULO DE PÉRDIDAS DE ENERGÍA	49
1.6.3.6	FLUJOGRAMA PARA MÉTODO III	49
1.6.4	HERRAMIENTA COMPUTACIONAL.	51

CAPITULO II 52

MÉTODO I ANÁLISIS POR FLUJO DE CARGA MEDIANTE SEPARACIÓN DE BLOQUES HORARIOS 52

2.1.	ADQUISICIÓN DE DATOS	52
2.2.	ADQUISICIÓN DE DATOS.	52
2.2.1.	RED DE DISTRIBUCIÓN	52
2.2.2.	CONDUCTORES	52
2.2.3.	TRANSFORMADORES	53
2.2.4.	ESTRUCTURA	53
2.2.5.	MEDICIONES EN LA RED.	54
2.3.	PROCESAMIENTO DE LA INFORMACIÓN	54
2.3.1.	MEDICIONES	54
2.3.2.	DERIVADA DE DATOS	57
2.3.3.	DATOS POR BLOQUES HORARIOS	58
2.4.	CIRCUITO DE RED DE DISTRIBUCIÓN	61
2.5.	PROCESAMIENTO DE LA RED EN SOFTWARE WINDMIL.	62
2.5.1.	ASIGNACIÓN DE DEMANDA.	62
2.5.2.	ASIGNACIÓN DE FASE.	62
2.5.3.	DEFINICIÓN DE TIPOS DE CONDUCTORES.	64
2.6.	CÁLCULO DE PÉRDIDAS DE ENERGÍA	65
2.7.	CÁLCULO DE LAS PÉRDIDAS DE ENERGÍA EN TRANSFORMADORES	67
2.7.1.	PÉRDIDAS EN TRANSFORMADORES	68
2.7.1.1	PÉRDIDAS FIJAS	68
2.7.1.2	PÉRDIDAS VARIABLES	69
2.7.1.3	PÉRDIDAS TOTALES FIJAS Y VARIABLES	70
2.8.	FACTOR DE CORRECCIÓN POR PORCENTAJE DE ERROR.	71
2.9.	COEFICIENTE DE CORRELACIÓN	74
2.10.	CÁLCULO DE PÉRDIDAS TOTALES.	75

CAPITULO III 77

MÉTODO II ANÁLISIS DE FLUJO DE CARGA DE DEMANDA MÁXIMA EN UN PERÍODO DETERMINADO. 77

3.1.	SÍNTESIS	77
3.2.	ADQUISICIÓN DE DATOS Y PROCESAMIENTO DE LA INFORMACIÓN.	77
3.2.1.	DEMANDA MÁXIMA DE USUARIOS EN MEDIANA Y GRAN DEMANDA.	77
3.2.2.	DEMANDA MÁXIMA RESIDENCIAL	79
3.3.	CÁLCULO DE PÉRDIDAS MÁXIMAS	80
3.4.	ASIGNACIÓN DE DEMANDA	81

3.5. CÁLCULO DE PÉRDIDAS DE ENERGÍA	82
3.6. FACTOR DE CORRECCIÓN	84
3.7. PÉRDIDAS DE ENERGÍA EN TRANSFORMADORES	84
3.8. PÉRDIDAS TOTALES	88
<u>CAPITULO IV</u>	<u>89</u>
<u>MÉTODO DE ASIGNACIÓN DE CARGA POR CONSUMO DE KWH - MES.</u>	<u>89</u>
4.1 SÍNTESIS	89
4.2 ADQUISICIÓN DE DATOS Y PROCESAMIENTO DE LA INFORMACIÓN.	90
4.2.1 ADQUISICIÓN DE DATOS	90
4.2.2 PROCESAMIENTO DE LA INFORMACIÓN	94
4.3 CÁLCULO DE PÉRDIDAS DE ENERGÍA.	100
<u>CAPITULO V</u>	<u>102</u>
<u>COMPARACIÓN DE METODOLOGÍAS PARA CÁLCULO DE PÉRDIDAS DE ENERGÍA</u>	<u>102</u>
5.1 SÍNTESIS	102
5.2 COMPARACIÓN DE METODOLOGÍAS	102
5.3 COMPARACIÓN DE PÉRDIDAS DE ENERGÍA	104
5.3.1 VALORES DE ENERGÍA SIN COMPENSACIONES O CORRECCIONES	104
5.3.2 VALORES DE ENERGÍA APLICADO FACTOR DE CORRECCIÓN Y COMPENSACIÓN DE ERROR.	105
5.4 CÁLCULO DE ERROR CON RESPECTO AL VALOR REAL	106
5.5 VENTAJAS Y DESVENTAJA	107
5.5.1 VENTAJAS	107
5.5.2 DESVENTAJAS	108
<u>CAPITULO VI</u>	<u>109</u>
<u>CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES</u>	<u>109</u>
6.1 CONCLUSIONES	109
6.2 RECOMENDACIONES	110
<u>CAPITULO VII</u>	<u>111</u>
<u>BIBLIOGRAFÍA</u>	<u>111</u>

CAPITULO VIII	112
---------------	-----

ANEXOS	112
--------	-----

ANEXO A	112
---------	-----

ANEXO B	114
---------	-----

ANEXO C	116
---------	-----

ANEXO D	120
---------	-----

INDICE DE GRÁFICAS

Capítulo I

Gráfica 1. 1 Sistema de generación en el país _____	7
Gráfica 1. 2 Pérdida es proporcional al cuadrado de la corriente; forma exponencial ____	23
Gráfica 1. 3 Diagrama de Carga para un Tiempo de 12 Horas _____	26
Gráfica 1. 4 Datos Ordenados Monótonamente Decreciente _____	27
Gráfica 1. 5 Valores de la pendiente de datos no ordenados _____	28
Gráfica 1. 6 Valores de la pendiente ordenados decrecientemente _____	28
Gráfica 1. 7 Demanda típica con dos puntos de concavidad _____	29
Gráfica 1. 8 Bloques horarios para familia B _____	30
Gráfica 1. 9 Período de horas por bloques _____	30
Gráfica 1. 10 Bloque horario para familia C _____	31
Gráfica 1. 11 Error en % para los N bloques _____	34
Gráfica 1. 12 Muestra de demanda horaria de alimentador _____	48

Capítulo II

Gráfica 2. 1 Demanda diaria (muestra representativa de 4 días) _____	56
Gráfica 2. 2 Curva monótona decreciente _____	56
Gráfica 2. 3 Curva de derivada y curva monótona del alimentador en color azul. _____	57
Gráfica 2. 4 Demanda de Alimentador principal y sub estaciones de distribución (SED). _	58
Gráfica 2. 5 Bloques Horarios para cada Alimentador _____	59
Gráfica 2. 6 Bloque Horario para Alimentador Principal _____	60
Gráfica 2. 7 Demanda por Bloque Horario _____	60
Gráfica 2. 8 Valor de % de error por n bloques de datos _____	73

Capitulo III

Gráfica 3. 1 Promedios de SED y demanda máxima de alimentador _____	78
---	----

Capítulo IV

Gráfica 4. 1 Demanda de kWh de una semana _____	93
---	----

Capítulo V

Gráfica 5. 1 Indica el tamaño en % con respecto a cada método _____	105
Gráfica 5. 2 Indica el tamaño en % con respecto a cada método corregido. _____	106
Gráfica 5. 3 Errores con respecto al método III, % de pérdidas en color azul. _____	107

Capítulo VIII

Gráfica A. 1 Derivada de datos del alimentador. _____ 114

Gráfica C. 1 Demanda diaria para transformadores _____ 117

Gráfica D. 1 Demanda Horaria para Transformadores de 25 kVA _____ 121

INDICE DE FIGURAS

Capítulo I

Figura 1. 1 Función del gobierno y el sector privado en el mercado mayorista	6
Figura 1. 2 sistema de generación básico	7
Figura 1. 3 Sistema de Generación y Transmisión	9
Figura 1. 4 Ubicación de las Centrales Generadoras en El Salvador	9
Figura 1. 5 Torres para sistema de transmisión a alta tensión	10
Figura 1. 6 Compañías distribuidoras en el país al 2014 según informe de Boletín de Estadísticas Eléctricas N°15 2014, mes de mayo según la SIGET	11
Figura 1. 7 Algunas topologías de redes de distribución.	12
Figura 1. 8 Elementos de un Sistema de Potencia	12
Figura 1. 9 Capacidad Instalada de Generadores en el País.	13
Figura 1. 10 Características típicas de Líneas de Transmisión en el País	14
Figura 1. 11 Esquema muestra que toda la energía suministrada está ligada a dos tipos de consumo	17
Figura 1. 12 Esquema de Pérdidas Técnicas y Subdivisiones.	19
Figura 1. 13 Ciclo de Histéresis	20
Figura 1. 14 Sistema de Red eléctrica que se analiza.	23
Figura 1. 15 Forma simplificada de análisis de los datos para el flujo de carga	24
Figura 1. 16 Puntos de mediciones en una red de distribución.	25
Figura 1. 17 Distribución de n bloques para estimar el valor de error	33
Figura 1. 18 Flujograma para Método I	38
Figura 1. 19 Gráfica para cálculo de factor de carga vs factor de pérdida	41
Figura 1. 20 Flujograma para Método II	44
Figura 1. 21 Selección del tipo de demanda	46
Figura 1. 22 Flujo grama para método III	50
Figura 1. 23 Software de simulación	51

Capítulo II

Figura 2. 1 Esquema de línea de distribución, p1, p2 y p3 indica la posición de los conductores en x, y.	53
Figura 2. 2 Muestra del circuito de la red de distribución.	62
Figura 2. 3 Las partes encerradas muestran a detalle la forma de colocar los datos	63
Figura 2. 4 Selección de fase del nodo o línea de distribución.	63
Figura 2. 5 Especificaciones de los tramos de línea aérea (overhead)	64
Figura 2. 6 Características de conductor aéreo	65
Figura 2. 7 Muestra las opciones a modificar para realizar el flujo de carga.	65
Figura 2. 8 Selección de datos que mostrara el programa al realizar flujo de carga.	66
Figura 2. 9 Valores para obtener el coeficiente de correlación	74

Capítulo III

Figura 3. 1 Esquema de la red en WindMil con mediana y gran demanda.....	80
Figura 3. 2 Esquema de la red con transformadores residenciales	80
Figura 3. 3 Ventana para colocar datos de máxima demanda.....	82
Figura 3. 4 Muestra las opciones a modificar para realizar el flujo de carga.....	82
Figura 3. 5 Selección de datos que muestra el programa al realizar flujo de carga.....	83

Capítulo IV

Figura 4. 1 Datos que se proveen a los nodos de distribución antes de simularse. _____	90
Figura 4. 2 Software distribuye la carga del nodo principal a aguas abajo _____	91
Figura 4. 3 Centro de carga para el alimentador encerrado en círculo _____	95
Figura 4. 4 Cuadro de dialogo de “carga de dato” _____	96
Figura 4. 5 Valores de kWh a introducir en los nodos según sea residencial o kW Demanda correspondiente a los SEDs. _____	97
Figura 4. 6 Cálculo de la demanda en los SEDs aplicando asignación de carga _____	98
Figura 4. 7 Asignación de Caída de Voltaje_____	98
Figura 4. 8 Construcción de consulta para mostrar datos de simulación. _____	99

INDICE DE TABLAS

Capítulo I

Tabla 1. 1 Capacidad Instalada en El Salvador al año 2013 _____	8
Tabla 1. 2 Pérdida en el hierro y cobre de transformadores MT/BT _____	37
Tabla 1. 3 valores de la máxima demanda del periodo seleccionado _____	39
Tabla 1. 4 Datos para cálculo de factor de carga para el periodo seleccionado de los datos. _____	40
Tabla 1. 5 Valor de consumo kWh-mes _____	46
Tabla 1. 6 Demanda alimentar kW _____	47

Capítulo II

Tabla 2. 1 Mediciones horarias de alimentador y sub estaciones de distribución _____	55
Tabla 2. 2 Datos de kW ordenados de mayor a menor, tomando las fechas y hora correspondiente al alimentador. _____	55
Tabla 2. 3 Resumen de los bloques horarios de alimentador y SEDs. _____	59
Tabla 2. 4 Valores por bloque horario en kW por transformador (muestra representativa) _____	61
Tabla 2. 5 Extracto de Valores de Simulación Exportados por WindMil a Excel, Simulación para el Bloque Alto. _____	66
Tabla 2. 6 kW de Pérdidas por Bloque Horario de Todos los Elementos de la Red. Ver Anexo B _____	67
Tabla 2. 7 Pérdida en el Hierro y Cobre de Transformadores MT/BT _____	68
Tabla 2. 8 Valores de pérdidas fijas _____	68
Tabla 2. 9 Valores de Corriente por Bloques Horarios. _____	69
Tabla 2. 10 Valores de Pérdidas en el Cobre de Transformadores _____	70
Tabla 2. 11 Valores resumen de pérdidas en transformadores _____	71
Tabla 2. 12 valores de los kW y kW ² _____	71
Tabla 2. 13 Valores Promedios de n Bloques _____	72
Tabla 2. 14 Demanda al Cuadrado por N Bloque en que se Dividen los Datos _____	72
Tabla 2. 15 Porcentaje de error al tomar los promedios de n bloques. _____	73
Tabla 2. 16 Coeficientes de correlación por bloques _____	75
Tabla 2. 17 Valores Resumen de Método I _____	76
Tabla 2. 18 Resumen de kWh para alimentador principal _____	84

Capítulo III

Tabla 3. 1 Resumen de mediciones horarias de alimentador y SEDs. _____	78
--	----

Tabla 3. 2 Valor de Demanda máxima según alimentador principal en kW _____	78
Tabla 3. 3 Muestra de valores máximos en kW de transformadores _____	79
Tabla 3. 4 Tabla resumen de demanda máxima a simularse _____	81
Tabla 3. 5 Extracto de los datos de kW de pérdida para conductores _____	83
Tabla 3. 6 Valores de pérdidas en kW en el hierro _____	85
Tabla 3. 7 Pérdidas de energía total por conexión de transformadores _____	85
Tabla 3. 8 Valores de Pérdidas en el Cobre. _____	86
Tabla 3. 9 Datos de Pérdidas en Cobre y Hierro de Transformadores _____	87
Tabla 3. 10 Resumen de pérdidas en el cobre y hierro de transformadores _____	88
Tabla 3. 11 Resumen de cálculo de pérdidas _____	88

Capítulo IV

Tabla 4. 1 Datos de kW por nodo y alimentador a simular en WindMil _____	92
Tabla 4. 2 Energía por SEDs a introducir en WindMil para periodo de un mes _____	92
Tabla 4. 3 Valor de Energía para periodo de una semana _____	93
Tabla 4. 4 Consumo Residencial _____	94
Tabla 4. 5 Valores de Pérdida en kW por tramo de conductor _____	100
Tabla 4. 6 Porcentaje de Pérdidas de energía por Método III _____	100

Capítulo V

Tabla 5. 1 Valores de Método I (Capítulo II) _____	103
Tabla 5. 2 Valores de Método II (Capítulo III) _____	103
Tabla 5. 3 Valores de Metodología de Comparación (Capítulo IV) _____	104
Tabla 5. 4 Pérdida de Energía sin Factores de Corrección _____	104
Tabla 5. 5 Pérdidas de Energía Totales _____	105
Tabla 5. 6 Valores comparativos del porcentaje de error con respecto al método III _____	107
Tabla 5. 7 Ventajas de metodologías _____	108
Tabla 5. 8 Desventajas de metodologías _____	108

Capítulo VIII

Tabla A. 1 Fórmula para calcular la derivada o pendiente punto a punto. _____	113
Tabla A. 2 Estrato de valores de pendiente punto a punto. _____	113
Tabla A. 3 Ejemplo representativo de cálculo de pendientes _____	113
Tabla B. 1 Valore resumen de simulación de flujo de carga y de datos de mediciones. _	115
Tabla C. 1 Medición típica para un día en kW _____	116
Tabla C. 2 kW por bloque horarios de mediciones _____	117

Tabla C. 3 Valores promedios por bloque alto, medio y bajo _____	118
Tabla C. 4 Valores de kW para transformadores según el bloque de simulación _____	119
Tabla D. 1 Demanda Horaria para Transformadores Típicos _____	120
Tabla D. 2 Resumen de Demanda para Cálculo de F.C. _____	121
Tabla D. 3 Demanda Máxima a Partir de kWh-Mes. _____	122
Tabla D. 4 Resumen de Datos para transformador de 37.5 kVA. _____	123
Tabla D. 5 Demanda Máxima a partir de kWh-Mes. _____	123
Tabla D. 6 Resumen de Datos para transformador de 50 kVA. _____	124
Tabla D. 7 Demanda Máxima a Partir de kWh-Mes. _____	124
Tabla D. 8 Factor de Carga por kVA de Transformador _____	125

ACRONIMOS

AT: Alta Tensión

BT: Baja Tensión

CNE: Consejo Nacional de Energía.

Ec. : Ecuación

F.C: Factor de Carga

F.P: Factor de Pérdida

F.p: Factor de potencia

MT: Media Tensión

SED: Sub Estaciones de Distribución

SIGET: Superintendencia General de Electricidad y Telecomunicaciones

UT: Unidad de Transacciones

INTRODUCCION

La energía eléctrica posee una gran importancia en el desarrollo económico y social en la sociedad de un país, la variabilidad de los recursos ha llevado a tener una diversidad de fuentes de generación eléctrica por medio de fuentes alternativas y tradicionales que contribuye al abastecimiento de energía a la población en general.

El sector eléctrico se dividió para enfocarse en desarrollar los elementos de generación, transmisión y distribución de la energía, haciendo la distinción del manejo de la transmisión a la Empresa Transmisora de Electricidad de El Salvador (ETESAL) y el manejo de las redes de distribución a las Distribuidoras.

Las Distribuidoras son las encargadas de llevar el servicio energético a los centros de consumo y usuarios finales a un nivel de media tensión a baja tensión, esto conlleva a tener una tarifa para los usuarios de las redes eléctricas establecidas en el artículo 67 de la Ley General de Electricidad el cual indica el establecimiento de los cargos por el uso del sistema de distribución y toma en cuenta las pérdidas de energía eléctrica y de potencia además de otros factores como el valor esperado por compensaciones por fallas a una red simulada y operada eficientemente.

Las pérdidas de energía en la red eléctrica varían de acuerdo con los niveles de tensión, debido a los niveles de corriente que se manejan, por tanto el cálculo de estas puede variar según la tensión en que se desarrolle el estudio. Para redes de media tensión se analizaran dos tipos de metodologías para analizar las ventajas y desventajas que lleva la aplicación de los métodos en la red de distribución de nuestro país.

La temática planteada lleva consigo la identificación de la metodología práctica que satisfaga la necesidad de hoy en día a las distribuidoras que requieren el análisis de pérdidas de energía para su reconocimiento dentro de la tarifa de energía aprobada por la SIGET.

OBJETIVOS

Objetivo General

- Determinar el método de cálculo de pérdidas técnicas en media tensión más exacto que pueda ser aplicado a las redes de distribución de El Salvador.

Objetivos Específicos

- Investigar los diferentes métodos utilizados para la determinación de las pérdidas técnicas en redes de distribución en media tensión en Latinoamérica.
- Construir un cuadro comparativo de los diferentes métodos de cálculo de pérdidas técnicas en redes de distribución, identificando ventajas y desventajas.
- Aplicar los diferentes métodos de cálculo de pérdidas técnicas para redes de distribución en media tensión para un circuito representativo.
- Determinar el método de cálculo de pérdidas técnicas para redes de distribución en media tensión más exacto y aplicable a la regulación vigente en nuestro país.

ALCANCES

- Investiga los diferentes métodos utilizados para el cálculo de pérdidas técnicas para redes de distribución en media tensión.
- Evaluar los diferentes métodos de cálculo de pérdidas técnicas en media tensión a través del procesamiento de las mediciones permanentes a un circuito en media tensión en particular.
- Establecer una comparación entre los diferentes métodos investigados estableciendo su exactitud y la aplicabilidad a la regulación vigente en nuestro país.

CAPITULO I

Generalidades y variables de la red de distribución media tensión.

1.1 *Introducción.*

La distribución de la energía eléctrica en nuestro país es un eje fundamental para el desarrollo de la sociedad y un indicador del nivel de vida de la población.

El fenómeno de la distribución eléctrica está basada en el movimiento de los electrones en un medio de transporte eléctrico que presenta poca resistencia al desplazamiento de éstos y que comprende desde las sub estaciones de transmisión hasta los usuarios finales que son: los hogares, sector público, el comercio y las grandes industrias.

Para la distribución de la energía eléctrica no solo es necesario el medio de transporte si no aquellos elementos físicos que ayudan a sostener la red de distribución en condiciones de seguridad adecuadas según los requerimientos del medio en que se instalen.

El sistema de transporte de energía está enfocado en cubrir grandes distancias empleando para ello elementos de transformación que faciliten esta distribución eléctrica, teniendo en mente que el fenómeno de la demanda de energía y de la resistencia del material conductor eléctrico limitan la capacidad de transporte de energía y teniendo como base a la Ley de Ohm formulada por el físico y matemático Georg Simon Ohm, cuya fórmula es $V=I \cdot R$, donde indica que el voltaje es igual a la intensidad de la corriente por la resistencia del elemento que la conduce, se realizan transformaciones de tensión que ayuden a disminuir la intensidad de la corriente permitiendo escoger conductores de un calibre menor adecuado para suplir la demanda de todos los usuarios con menores pérdidas de energía.

Aunque se realicen cambios que minimicen las pérdidas de energía en el transporte de ésta, siempre se tienen pérdidas de energía, pero en un menor valor.

La forma de estimar las pérdidas de energía en los métodos que se desarrollan se basan en la información con que se cuente al momento de realizar el estudio y con el fin de estudiar las pérdidas técnicas a nivel de media tensión en el sistema de distribución de una red eléctrica, se plantea el análisis de los datos de una distribuidora y de la topología de la red para así proceder a evaluar las pérdidas de energía técnica de la red de distribución mediante procesos de ordenamiento de datos y análisis de flujo de carga con ayuda de un software.

Las pérdidas técnicas de energía son considerables a la hora de establecer los precios de energía eléctrica a una distribuidora; para obtener el valor de éstas, los métodos empleados varían de una distribuidora a otra, por ende la importancia de poseer un método adecuado para su cálculo y estandarizado según las disposiciones técnicas de la red en estudio, al no poder obtener mediciones en cada nodo de la red de distribución para identificar consumos específicos, los métodos que se plantean dan una aproximación muy real y además minimizan costos de mediciones en diferentes puntos.

En la figura 1.1 se muestra como está compuesto el sector eléctrico del país desde la formación de leyes, aspectos legales, entes reguladores y la transferencia de energía por parte de la Unidad de Transacciones (UT).

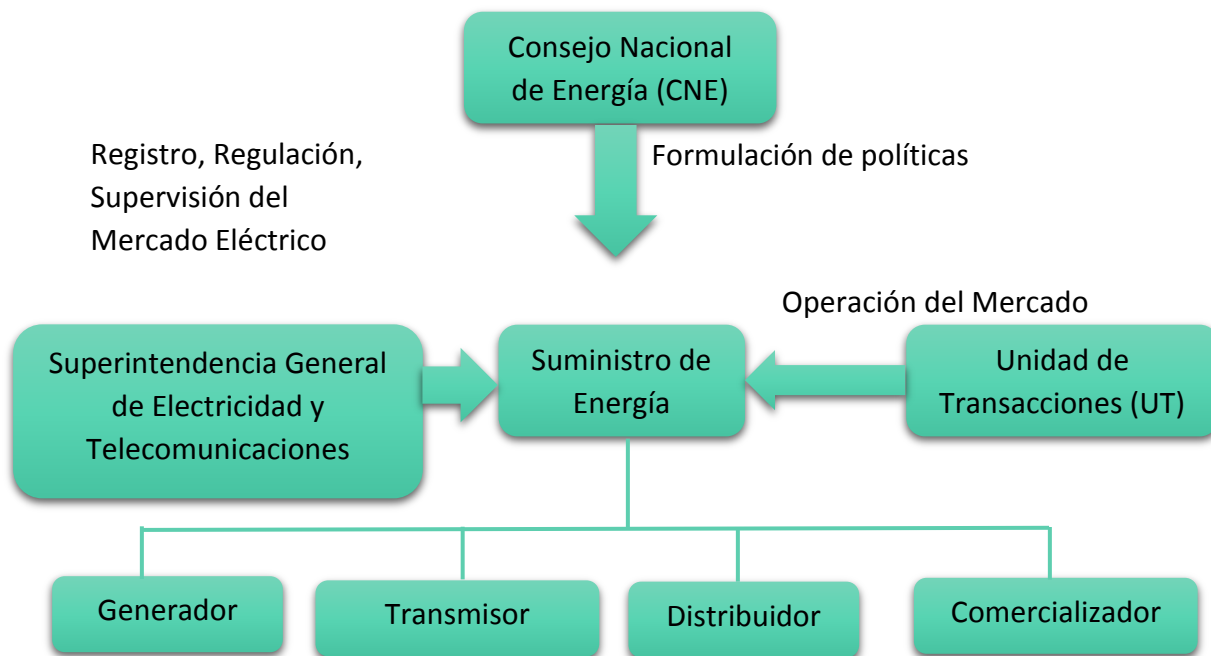


Figura 1. 1 Función del gobierno y el sector privado en el mercado mayorista

1.2 Sistema de Potencia

En el país, la red eléctrica está formada por múltiples elementos que conforman el sistema de potencia y que suplen las necesidades de la industria, el comercio y el uso residencial. El sistema de potencia se compone en grupos de: generación, transmisión, sub transmisión y distribución.

1.2.1 Sistema de Generación

El Sistema de Generación tiene la tarea de una transformación de un tipo de energía en otra a través de un elemento de transformación, en la mayoría de los elementos de generación basan su trabajo en aprovechar la energía mecánica para poder transformarla

en energía eléctrica por medio de arreglos de bobinas y de un campo magnético inducido, hay distintos métodos de generación que se clasifican según su naturaleza.

La base de éstos sistema de generación está en el movimiento de una bobina que corte un campo magnético como se ve en la figura 1.2, éste es un ejemplo sencillo que en la realidad lleva una complejidad de sus instalaciones y la inducción de los campos magnéticos, generalmente está basado en la mayoría de sistema de generación excepto en tipos de generación solar.

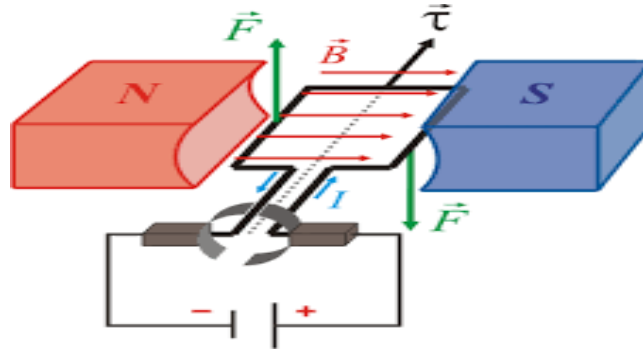
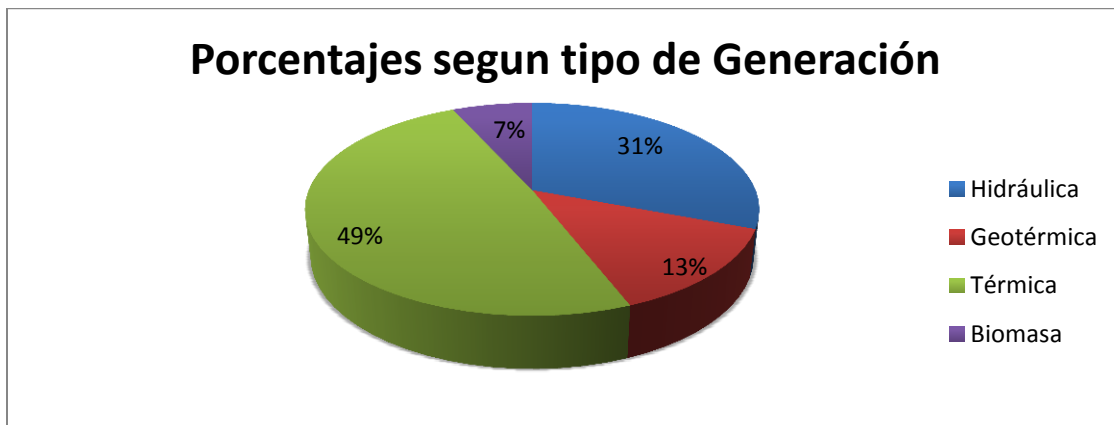


Figura 1. 2 sistema de generación básico¹

De acuerdo con el tipo de energía que se requiere para la generación estos son nombrados según su origen entre estos esta la hidráulica, geotérmica, solar, térmica. Ver gráfica 1.1.

En la Tabla 1.1 se muestra la capacidad instalada en el país con sus diferentes sistemas de generación Hidráulica, Térmica, Geotérmica y Biomasa para el año 2014 referente al informe anual del mercado eléctrico del Consejo Nacional de Energía.



Gráfica 1. 1 Sistema de generación en el país

¹acer.forestales.upm.es (Generación)

Nombre	Tipo	2014	
		MW	(%)
Hidráulica		472.6	30.50%
15 de Septiembre	Hidro	19.8	1.30%
5 de Noviembre	Hidro	172.8	11.20%
Cerrón Grande	Hidro	100	6.40%
Guajoyo	Hidro	180	11.60%
Geotérmica		204.4	13.20%
Ahuachapán	Geo	95	6.10%
Berlín	Geo	109.4	7.10%
Térmica		755.1	49.20%
DukeEnergy		338.3	21.90%
Acajutla	Vapor	63	4.10%
Acajutla	Gas	82.1	5.30%
Acajutla	Motores	150	9.70%
Acajutla	Fiat U-4	27	1.70%
Soyapango	Motores	16.2	1.00%
NejapaPower	Motores	144	9.30%
HOLCIM	Motores	25.9	2.10%
INE	Motores	100.2	6.50%
Textufile	Motores	44.1	2.90%
GECSA	Motores	11.6	0.80%
Energía Borealis	Motores	13.6	0.90%
Hilcasa	Motores	6.8	0.40%
Termopuerto	Motores	70.6	4.60%
Biomasa		104.5	7.10%
CASSA			
Central Izalco	Turbog.	45	3.20%
Chaparrastique	Turbog.	16	1.00%
EL ANGEL	Turbog.	22.5	1.50%
LA CABAÑA	Turbog.	21	1.40%
TOTAL		1536.7	100%

Tabla 1. 1 Capacidad Instalada en El Salvador al año 2014

En la figura 1.3 se muestra el sistema de Generación y Transmisión en El Salvador a diciembre de 2014 referente al boletín 2014 de la Superintendencia General de Electricidad y Telecomunicaciones (SIGET).

En la figura 1.4 se muestran las diferentes centrales de generación que existen en la actualidad en el país y su distribución geográfica en el territorio.



Figura 1. 3 Sistema de Generación y Transmisión

UBICACION DE CENTRALES GENERADORAS
SISTEMA EL SALVADOR - 2010

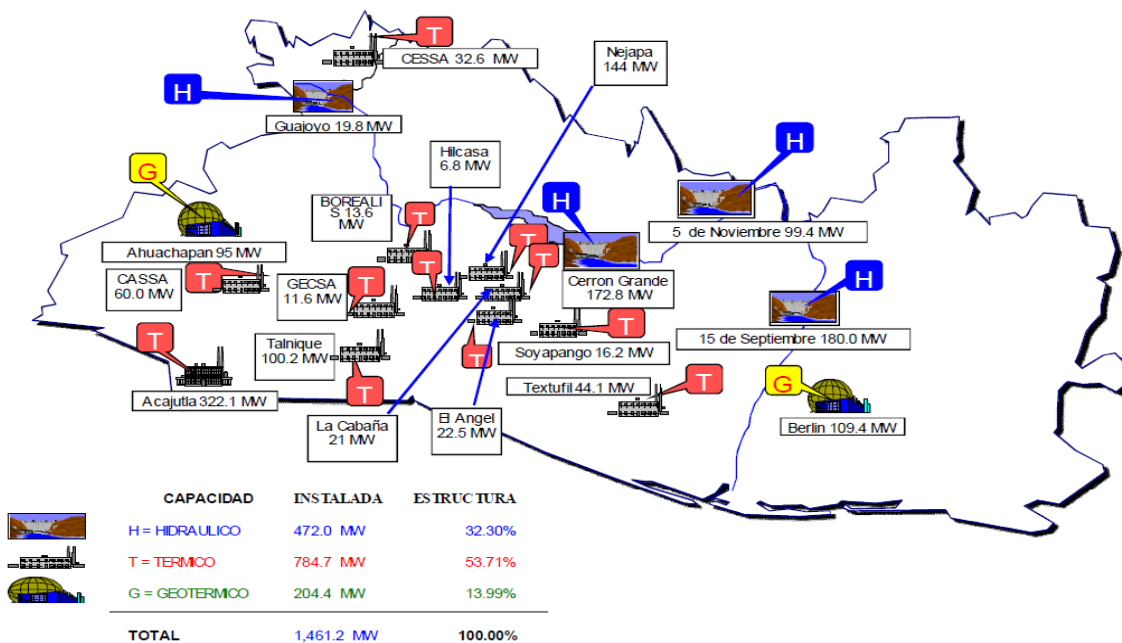


Figura 1. 4 Ubicación de las Centrales Generadoras en El Salvador

1.2.2 Sistema de Transmisión

El Sistema de Transmisión está formado por todos aquellos elementos que sirven para transportar la energía eléctrica a grandes distancias generalmente en alta tensión², poseen diferentes topologías que son: en anillo, radiales, bucle abierto; la topología depende de las necesidades de la demanda, ya que en algunos casos estos no pueden sufrir cortes de energía ya sea por mantenimientos o fallas en el sistema y se debe de mantener el suministro de energía de manera continua lo cual es beneficioso para la empresas y el cliente.

Generalmente el sistema de generación es compuesto por torres que son los elementos que sostienen los conductores eléctricos, debido a que son líneas de varios kilómetros y aun nivel alto de tensión. Ver figura 1.5



Figura 1. 5 Torres para sistema de transmisión a alta tensión³

1.2.3 Sistema de Distribución.

El sistema de distribución del país está compuesto por las empresas distribuidoras con el fin de transportar la energía en un nivel en media tensión⁴ y baja tensión a través de las líneas de distribución a sus centros de transformación donde se reduce el voltaje de media a baja para poder ofrecer el servicio eléctrico a un nivel seguro para el consumo residencial, comercial e industrial y público.

² La ley General de Electricidad define Alta Tensión , tensión igual o superior a 115kV

³ Líneas de Producto - AYC Energy

⁴ Media Tensión: se refiere a los niveles superiores a 600V e inferiores a 115kV

Los niveles de voltajes varían en media tensión de 4160Y/2400, 13200Y/7600, 2300Y/13270, 46000Y/26500 voltios.

Las empresas encargadas de la distribución a los centros de consumo son: CAESS, CLESA, DEUSEM, ABRUZZO, BYD, EEO, DELSUR, EDESAL que están repartidas a lo largo del territorio nacional pero que delimitan áreas específicas de operación según la figura 1.6.

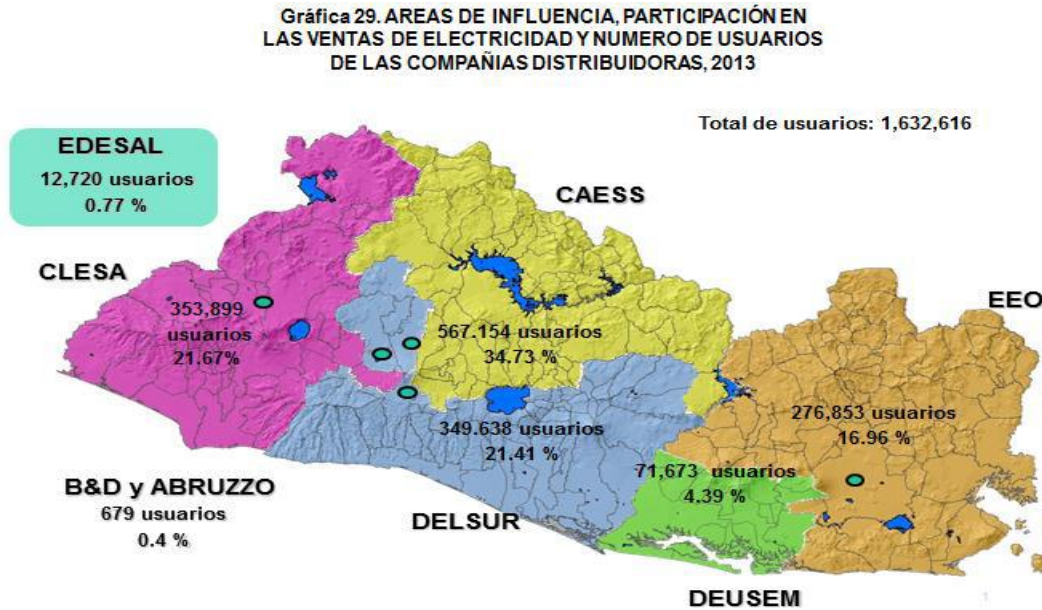


Figura 1. 6 Compañías distribuidoras en el país al 2014 según informe de Boletín de Estadísticas Eléctricas N°15 2014, mes de mayo según la SIGET

1.2.3.1 Topología de la Red de Distribución.

Existen diferentes topologías de distribución que dependen del servicio que se quiera brindar o del mutuo acuerdo con los clientes, para garantizar la continuidad del servicio y así evitar que puedan causar pérdidas cuantiosas a la empresa por falta de éste.

Las diferentes topologías presentan beneficios y desventajas. La topología radial es el más común pero posee la desventaja de no garantizar la continuidad del servicio, ya que si se produce una falla en el sistema deja inhabilitado toda la red a quien brinda el servicio, mientras que la topología en anillo es más seguro debido a que éste se puede desconectar una sección ya sea para mantenimiento o alguna falla que ocurriese y puede ser aislada del resto sin tener que suspender todo el servicio, dando así un tiempo menor para restablecer el servicio o inclusive no sufrir la falta de éste.

En la figura 1.7 se muestran algunas de las topologías de redes de distribución, las cuales dependiendo de su complejidad así aumenta la inversión para llevarlas a cabo.

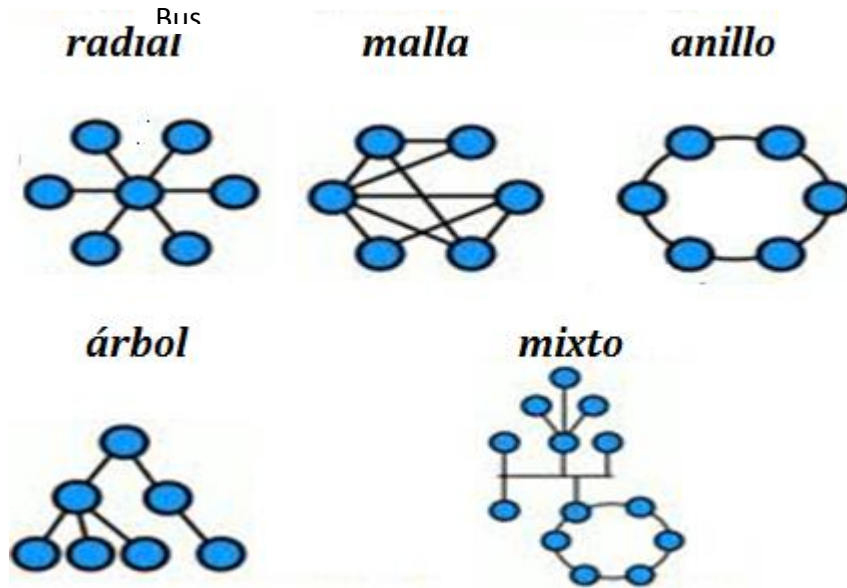


Figura 1. 7 Algunas topologías de redes de distribución.

1.2.4 Componente de un sistema de potencia.

Como se mencionó un sistema de potencia consta de ciertos sistemas que ayudan a cumplir el fin de servicio de energía eléctrica, en la figura 1.8 muestra los elementos para realizar la optimización del servicio de energía y garantizar la seguridad del medio de transporte a los distintos niveles de tensión de un sistema de potencia



Figura 1. 8 Elementos de un Sistema de Potencia

a) *Generadores*

En la figura 1.9 se establecen los distintos generadores que operan en el país al año 2014, fuente de la SIGET a mayo de 2015.

CAPACIDAD INSTALADA (MW)			
	2013	2014	Variación %
1 - Guajoyo	19.8	19.8	0.0
2 - Cerrón Grande	172.8	172.8	0.0
3 - 5 de Noviembre	100.0	100.0	0.0
4 - 15 de Septiembre	180.0	180.0	0.0
Total de generación Hidráulica	472.6	472.6	0.0
5 - Ahuachapán	95.0	95.0	0.0
6 - Berlín	109.4	109.4	0.0
Total generación Geotérmica	204.4	204.4	0.0
7 -Duke Energy	338.3	338.3	0.0
Acajutla			
a) Vapor	63.0	63.0	0.0
b) Gas	82.1	82.1	0.0
c) Motores	150.0	150.0	0.0
d) FIAT U-4	27.0	27.0	0.0
Soyapango	16.2	16.2	0.0
8 - Nejapa Power	144.0	144.0	0.0
9- Holcim ^{1/}	25.9	25.9	0.0
10- Inversiones Energéticas	100.2	100.2	0.0
11- Textufil	42.5	42.5	0.0
12- GECSA	11.61	11.60	-0.1
13- Energía Borealis	13.6	13.6	0.0
14- HILCASA Energy	6.8	6.8	0.0
15- Termopuerto Ltda	73.7	73.7	0.0
15- CASSA	61.0	61.0	0.0
Central Izalco	45.0	45.0	0.0
Ingenio Chaparrastique	16.0	16.0	0.0
16- Ingenio El Angel	47.5	47.5	0.0
17- Ingenio La Cabaña	21.0	21.0	0.0
Total generación Térmica	886.1	886.1	0.0
TOTAL :	1,563.2	1,563.1	0.0

Fuente: Empresas Generadoras

1/ Antes Cemento de El Salvador.

Figura 1. 9 Capacidad Instalada de Generadores en el País.

b) *Transformadores de Potencia*

Los transformadores son considerados elementos que aumentan o disminuyen la tensión del circuito manteniendo la potencia del sistema.

Las características de los transformadores radican en los niveles de tensión en que son conectados por su nivel de aislamiento eléctrico y la potencia que se necesita suministrar.

A los diferentes niveles de tensión que son conectados los elementos de transformación, las pérdidas de energía varían aumentando o disminuyéndolas en dicha proporción; las pérdidas por conexión de un transformador varían mucho con la capacidad de potencia que suministran al sistema, entre menor potencia suministran las pérdidas por conexión son menores que la de otro de mayor potencia. Cuando suplen una demanda específica estos elementos ven en aumento las pérdidas de energía debido a la suma de las perdidas por conexión y de demanda que aumenta según aumenta la intensidad de corriente, produciendo la suma de las dos pérdidas de energía para calcular el total del transformador de potencia.

c) Transmisión

Esto indica que está destinado a la tarea exclusiva de transmitir la energía eléctrica de un punto a otro, para esto se utilizan las líneas de transmisión, éstas líneas en el país se observan en la figura 1.11, la cual muestra el calibre del conductor y las longitudes de las líneas de transmisión. El estudio de las pérdidas de energía para la transmisión no está abarcado en el documento, solo abarca las líneas de distribución, esto se debe a que los elementos de transmisión por los niveles de tensión que se manejan limitan la conexión de usuarios a estos niveles, por tanto las pérdidas de energía son menos compleja en el sentido de que se tienen todas las mediciones horarias en cada nodo de transmisión.

CUADRO 29. LÍNEAS DE TRANSMISION 115 -230 KV AL 31 DE DICIEMBRE DE 2014					
LÍNEAS DE TRANSMISION EN OPERACIÓN					LONG.
No.	DE SUBESTACIÓN	A SUBESTACIÓN	CODIGO DE LÍNEA	CALIBRE DE CONDUCTOR	(Kms)
LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DE 115 kV					
1	5 DE NOVIEMBRE	CERRÓN GRANDE	L7-10-17-01	ACSR-477-MCM FLICKER	18.59
2	5 DE NOVIEMBRE	SAN RAFAEL CEDROS	L7-10-32-01	ACSR-477-MCM FLICKER	30.00
3	GUAJOYO	SANTA ANA	L7-11-35-01	ACSR-477-MCM FLICKER	27.30
4	ACAJUTLA	SONSONATE	L7-13-41-01	ACSR-477-MCM FLICKER	23.47
5	ACAJUTLA	SONSONATE	L7-13-41-02	ACSR-477-MCM FLICKER	23.78
6	ACAJUTLA	ATEOS	L7-13-44-01	ACSR-477-MCM FLICKER	53.25
7	AHUACHAPÁN	SANTA ANA	L7-16-35-01	ACSR-477-MCM FLICKER	36.35
8	AHUACHAPÁN	SONSONATE	L7-16-41-01	ACSR-477-MCM FLICKER	25.05
9	CERRÓN GRANDE	SAN RAFAEL CEDROS	L7-17-32-01	ACSR-477-MCM FLICKER	31.54
10	CERRÓN GRANDE	NEJAPA	L7-17-37-01	ACSR-477-MCM FLICKER	40.00
11	CERRÓN GRANDE	NEJAPA	L7-17-37-02	ACSR-477-MCM FLICKER	40.00
12	15 DE SEPTIEMBRE	BERLÍN	L7-18-21-01	ACSR-477-MCM FLICKER	15.54
13	15 DE SEPTIEMBRE	SAN RAFAEL CEDROS	L7-18-32-01	ACSR-477-MCM FLICKER	40.98
14	15 DE SEPTIEMBRE	SAN MIGUEL	L7-18-34-01	ACSR-477-MCM FLICKER	45.11
15	15 DE SEPTIEMBRE	SAN MARTÍN	L7-18-43-01	ACSR-477-MCM FLICKER	62.23
16	15 DE SEPTIEMBRE	SAN MARTÍN	L7-18-43-02	ACSR-477-MCM FLICKER	62.23
17	BERLÍN	SAN MIGUEL	L7-21-34-01	ACSR-477-MCM FLICKER	40.10
21	SOYAPANIGO	NEJAPA	L7-30-37-01	ACSR-477-MCM FLICKER	10.10

Figura 1. 10 Características típicas de Líneas de Transmisión en el País

d) Transformadores de Distribución.

La característica principal es realizar la transformación de niveles de tensión que se requieren para dar servicio a la población, comercio e industria a niveles de tensión manejable y normada.

Otro elemento importante es para minimizar los tamaños de los conductores en redes de distribución de gran demanda variando la tensión y la intensidad de corriente que es la característica importante en la transformación de tensión, como consecuencia de esta práctica también se logra la disminución de las pérdidas de energía y reducciones de la inversión en conductores de un calibre mayor.

Los transformadores que se tienen en el área de distribución son generalmente los sumergidos en aceite que están colocados en los postes de las distribuidoras, en algunos casos se tienen transformadores subterráneos, por el tipo de construcción de línea; estos existen en las capacidades de 10kVA, 15kVA, 25kVA, 37.5kVA, 50kVA, 75kVA, 100kVA y 167kVA que son los más comunes en el país.

1.3 Conceptos Fundamentales

1.3.1 Flujo de Carga.

El Flujo de Carga es llamado también Flujo de Potencia donde se analiza una red eléctrica para poder obtener diferentes valores numéricos de una red en estudio, estos valores pueden ser intensidad de corriente, voltaje, potencia y otros que se requieran realizar a través de un software por ser una herramienta rápida y que puede manejar muchos elementos de una red y datos.

Un flujo de carga da mucha información esencial para la empresa de distribución donde se pueden realizar simulaciones de demanda en expansión de la red de distribución analizando requerimientos ante la creciente demanda o disminución de esta.

1.3.2 Factor de Carga.

Es un parámetro muy útil para estimar el valor más cercano a su máxima capacidad del total de energía que se está utilizando en un periodo estimado de tiempo; un valor cercano a la unidad estima una buena operación de dicha carga en todo el periodo analizado y un valor cercano a cero y mucho menor que la unidad, indica que los equipos no son ineficientes en su rendimiento periódico.

El factor de carga es dado por la ecuación 1.1 siguiente en un periodo de estudio determinado.

$$FC = \frac{\text{Demanda Promedio [Kw]}}{\text{Demanda Máxima [Kw]}} \quad \text{Ec. 1.1}$$

Los valores de carga pueden variar dependiendo del periodo que se escoja, por ejemplo con un periodo corto la demanda promedio puede tener un factor de carga alto ya que la máxima demanda puede estar cerca del promedio y la demanda promedio no puede ser representativa, por lo contrario al tener más datos el promedio de éstos será más distribuido haciendo que el factor de carga pueda disminuir.

Es necesario tener en consideración las perspectivas anteriores de tamaño de la muestra para no afectar lo que significa éste factor de carga.

1.3.3 Factor de Simultaneidad.

El factor viene expresado por la demanda máxima en un periodo determinado entre la sumatoria de todas las demandas máximas de las cargas servidas.

$$F_s = \frac{\text{Demanda pico del sistema}}{\text{Demanda pico del elemento}} \quad \text{Ec. 1.2}$$

1.3.4 Factor de Diversidad.

Es el recíproco del factor de Simultaneidad donde se relaciona la suma de las demandas máximas en las distintas partes de un sistema eléctrico y la demanda máxima de todo el sistema, en general el factor de diversidad es mayor que 1.

El factor es usado para la demanda máxima resultante de varios grupos individuales de carga y su ecuación se expresa de la siguiente forma.

$$F_{div} = \frac{\sum \text{demanda maximas individuales}}{\text{Demanda maxima total del sistema}} \quad \text{Ec. 1.3}$$

1.3.5 Factor de Pérdida.

El factor indica el porcentaje de tiempo requerido por la carga máxima para producir las mismas pérdidas que las producidas por las cargas reales sobre un ciclo de tiempo especificado, en la siguiente ecuación se designa para un periodo de un año.

$$FP_x = \frac{\text{Energía anual de perdidas en el segmento de la red } X \text{ [kWh/año]}}{8760 \left[\frac{h}{\text{año}} \right] \times \text{Potencia de pérdidas con la máxima del año en } X \text{ [kW]}} \quad \text{Ec. 1.4}$$

1.3.6 Factor de Demanda.

Es la razón entre la demanda máxima en el sistema y la carga total instalada, el valor siempre es menor a la unidad y si se tiene un valor de 1 sería un caso en que todos los elementos estén conectados y funcionando en ese instante en un caso ideal.

$$F_D = \frac{\text{Demanda máxima}}{\text{Capacidad total conectada}} \quad \text{Ec. 1.5}$$

1.4 Pérdida de energía

Las pérdidas de energía corresponden a la energía servida no remunerada que no se cuantifica en ganancia, generalmente esto se refiere al trayecto de la energía desde los entes generadores hasta los centros de consumos, todo el sistema de potencia en si presenta diversas pérdidas de energía según sus niveles de tensión con que se distribuya la energía eléctrica, haciendo que estos valores de pérdidas sean más precisas que a otro nivel de tensión.

Las pérdidas pueden ser evitables o disminuidas dependiendo de la información que se tenga de dicho fenómeno, pero la mayor pérdida cuantificable es dada por la ecuación 1.6 siguiente:

$$PL = I^2 \times R \quad \text{ec. 1.6}$$

Dónde:

PL: potencia perdida,

I: intensidad de corriente

R: resistencia del medio conductor.

A un aumento de la demanda de la red provoca también un aumento en las pérdidas de energía, el aumento de la demanda esta proporcionalmente relacionado con las pérdidas de energía aunque puede ser disminuida evaluando los medios eléctricos de transporte en algunos casos, pero a un costo de inversión que se debe de evaluar para grandes demandas.

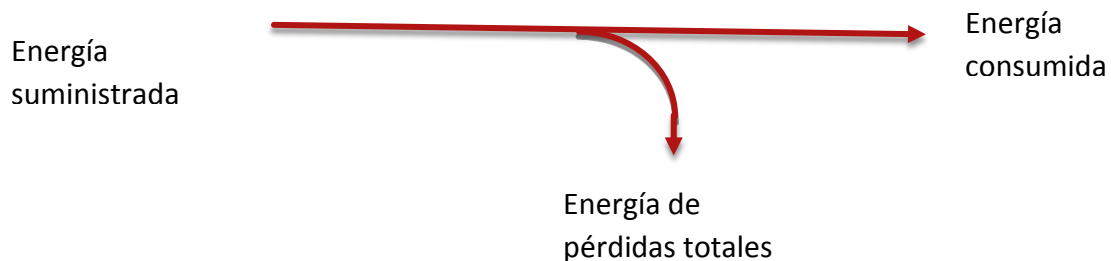


Figura 1. 11 Esquema muestra que toda la energía suministrada está ligada a dos tipos de consumo

En la figura 1.12 se cumple el principio de conservación de la energía y cuando se haga referencia a las pérdidas de energía se referirá a los elementos que la transforman de una energía en otro tipo de energía no utilizable por los componentes del medio de transporte eléctrico y el medio de transformación de la tensión.

Estas pérdidas se pueden calificar en técnicas y no técnicas de acuerdo a su naturaleza las cuales se detallan a continuación:

1.4.1 Pérdidas No Técnicas

Se refiere a las pérdidas que no proceden del elemento conductor o de sus características propias de los materiales y entre estos elementos de pérdidas no técnicas comprende la energía que no se factura que comprende los hurtos o fugas a tierras en los alimentadores en baja tensión.

Pueden ser provocadas también por otras causas como no facturar el consumo propio de la distribuidora, alumbrado público, suscriptores sin medidores, errores de facturación que pueden ser corregidos en algunos casos.

1.4.2 Pérdidas Técnicas

Están constituidas por aquellos elementos que impiden el correcto desplazamiento de los electrones y que puede transformarse en otro tipo de energía que no es aprovechable en el transporte de esta hacia los usuarios finales, se manifiesta generalmente en un aumento de su temperatura del medio conductor debido a sus características de fricciones entre los electrones y otros fenómenos relaciones a estos.

También existe el concepto de pérdida de potencia que es diferente a la pérdida de energía, como se definió anteriormente, la potencia indica el flujo de corriente que atraviesa un elemento pero no produce un trabajo, como por ejemplo en un transformador en vacío, está consumiendo potencia.

Las pérdidas técnicas, se caracterizan por la causa de origen las cuales pueden ser por los fenómenos físicos o por su origen en la red; en la figura 1.13 se observa la separación de las pérdidas técnicas por su origen o fenómeno físico.

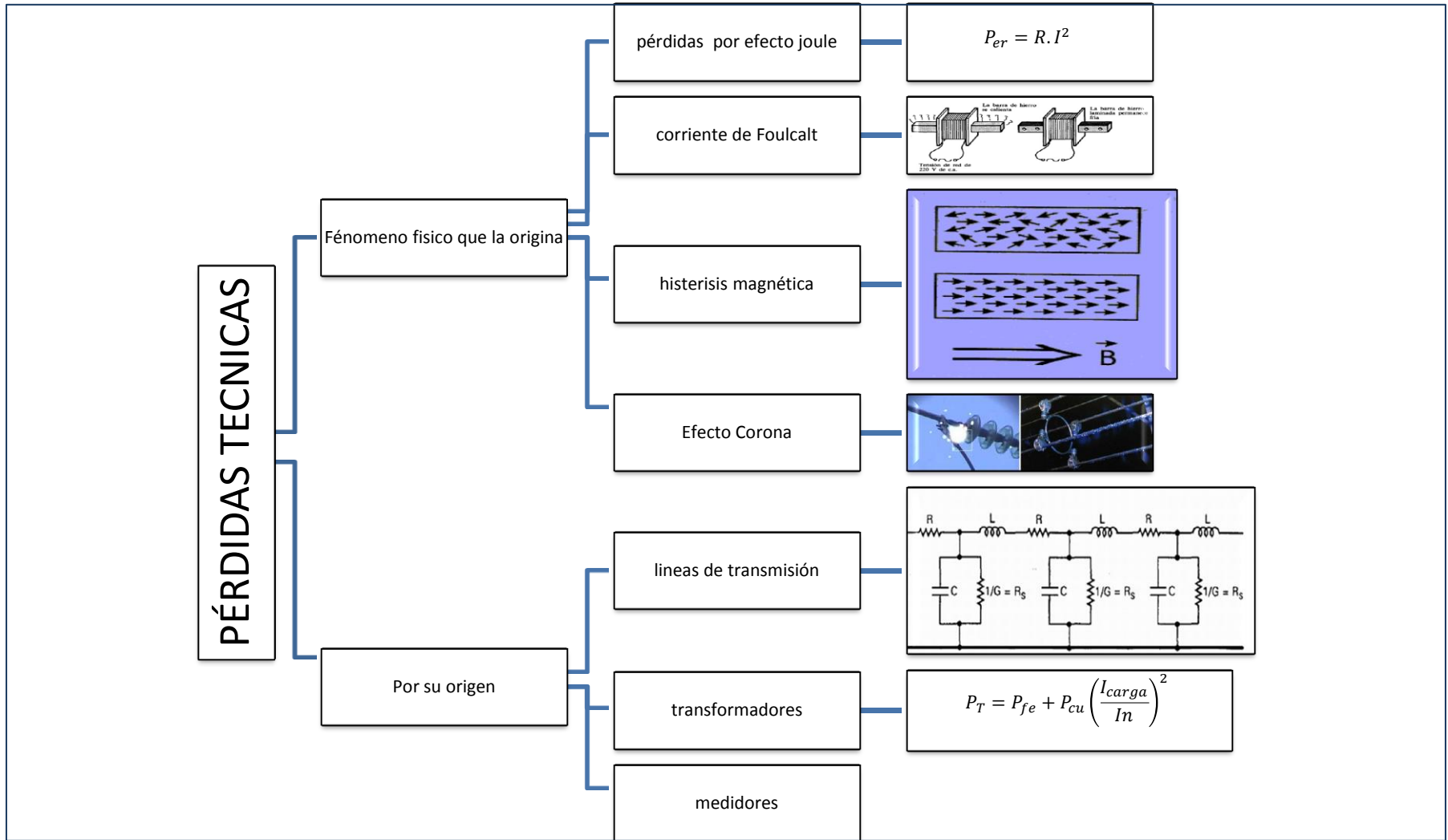


Figura 1. 12 Esquema de Pérdidas Técnicas y Subdivisiones.

1.4.3 Pérdidas por Efecto Joule.

Es causado por el movimiento de los electrones dentro de un conductor cuando se hace circular una corriente eléctrica provocando fricción y choques, esto provoca que se transforme éste movimiento a una forma de calor que a su vez es disipado al medio ambiente dando origen a energías que no se las requieren en la distribución de la energía eléctrica, pero sí en otras aplicaciones que no se ven en ésta trabajo.

1.4.4 Pérdidas por Corriente de Foucault.

Posee un sinónimo como corriente de torbellino y en el idioma inglés es conocida como corriente de Eddy, estas corrientes generadas por el paso de electrones en un conductor que atraviesa un campo magnético y debido a que esta situación es necesaria para producir el movimiento de los electrones, es la misma que provocan que algunos de estos electrones en movimientos varíen en un sentido y otro según se varíe el conductor en el campo magnético o viceversa cuando el campo es variable.

1.4.5 Histéresis Magnética.

Lo aplicaremos en el campo donde tengamos que energizar una bobina y se observará el comportamiento del campo magnético en el material (magnetizado), donde una variación de éste campo magnético realiza una influencia en la direcciones del material inducido previamente cambiando de dirección, el fenómeno estará creando un ciclo de histéresis como indica la figura 1.14.

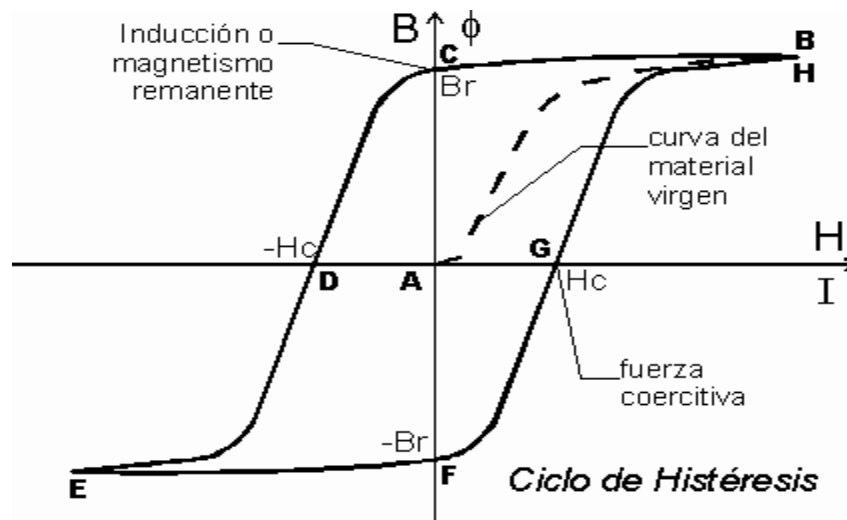


Figura 1. 13 Ciclo de Histéresis⁵

1.5 Tipos de Líneas de Transporte de Energía Eléctrica

⁵ Monografías, Grabaciones magnéticas

Son el medio de transporte de la energía eléctrica, se distinguen tres categorías

A. Línea de transmisión de alta tensión

B. Línea de distribución de media tensión (46 kV, 34.5 kV, 23 kV, 13.2 kV, 4.16 kV, 2.4 kV):

- Redes eléctricas pertenecientes a las empresas distribuidoras

C. Línea de distribución de baja tensión (120/240V):

- Para conexión eléctrica a los usuarios finales.

Las líneas de distribución para los diferentes voltajes son estudiados de acuerdo con los niveles de alta⁶, media⁷ y baja⁸ tensión, además de las especificaciones del tipo de conductor que pueden ser aislado o desnudo es tomado en cuenta en la distribución de la red.

La distribución de los conductores posee características definidas para cada estructura que los soportan, por ejemplo una distribución en paralelo indica que estos conductores están en el mismo eje horizontal separados por cierta distancia de aislamiento, para evitar choques eléctricos entre ellos; las configuraciones en forma de triángulo a niveles de media tensión generalmente se requiere en lugares de difícil tránsito aéreo o con poco espacio para poder distribuirse en forma horizontal.

Las pérdidas técnicas de energía en baja tensión no se estiman en la metodología planteada debido a que es necesario un estudio que profundiza más en la caracterización de los clientes al no tener mediciones horarias en la red de distribución. Además el estudio en baja tensión considera consta de las pérdidas en la red eléctrica comprendida

⁶ Alta Tensión: es el nivel de tensión igual o superior a ciento quince (115) kilovoltios [Proyecto de norma técnica de Interconexión Eléctrica 2010].

⁷ Media Tensión: corresponde a las líneas de distribución a tensión de 46kV, 23kV, 13.2kV, 4.16kV [estándares de construcción de líneas áreas de distribución de energía eléctrica I]

⁸ Baja tensión: según estándar de construcción corresponde a los niveles de tensión a 120/240 o tensión menor que 600V

desde los cojinetes de baja tensión (bushing) de los transformadores MT/BT hasta la medición de energía de los usuarios finales en baja tensión.

La expresión para la resistencia de un conductor para una longitud establecida y área viene dado por la ecuación 1.7.

$$R = \frac{\rho h}{A} \Omega \quad \text{Ec. 1.7}$$

Dónde:

R= resistencia en óhmica [Ω .m]

h= longitud [m]

A= sección transversal del conductor [m^2]

$\rho = 1 / \sigma$ coeficiente de proporcionalidad o la resistencia del material

σ = Conductividad en S/m (siemens/metro)

1.6 **Métodos de Cálculo de Pérdidas de Energía.**

Existen diversos métodos destinados al cálculo de pérdidas de energía y la mayoría de estos se basan en software de simulación de flujo de carga, el principio de todo método consiste en los datos de mediciones que se dispongan o que sean necesarias, los datos y la forma de analizarlos para expresar una trama de tendencia horaria es importante en el ahorro de tiempo y de simplificaciones de simulaciones, no obstante algunos por muy simples o complejos tienen sus ventajas y desventaja, por eso se plantean dos metodologías a seguir que requieren de un análisis rápido de datos, también se plantea un tercer método comparativo para las primeras dos metodologías, debido a que este último metodología implica un mayor número de pruebas no es práctico pero es el más apegado a la red de distribución por sus numerosos flujos de carga.

1.6.1 **Método I: Análisis por Flujo de Carga Mediante Separación de Bloques Horarios.**

1.6.1.1 *Síntesis*

La metodología empleada está basada en el cálculo de las pérdidas de una red de distribución en media tensión y los puntos de transformación de media tensión a baja tensión.

El análisis del método se limita a la inclusión de los elementos indicados en la figura 1.15, los cuales aparecen enmarcados en el rectángulo de color azul.

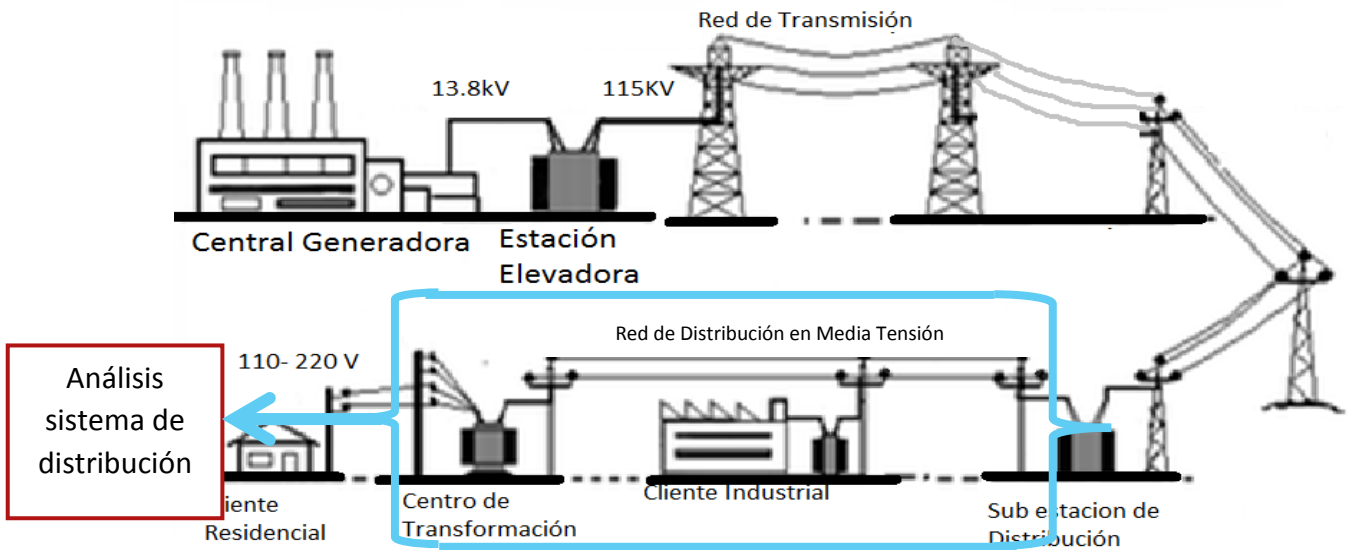
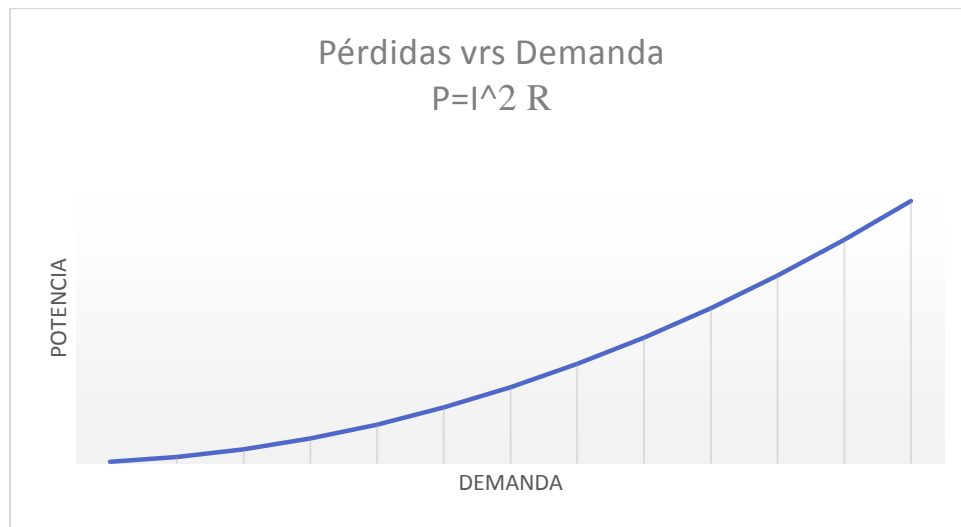


Figura 1. 14 Sistema de Red eléctrica que se analiza.

Para tener un estimado de las pérdidas de energía en la gráfica 1.2 se observa la tendencia de la potencia con respecto a la demanda que es creciente positiva y sus pérdidas serán proporcionales al consumo de energía por la intensidad de corriente al cuadrado según la fórmula $P = I^2R$, para un instante en particular, en éste caso es una variable que no se puede evitar ya que todo elemento siempre tendrá la característica de resistencia por muy mínima que sea, hará que esa energía sea transformada en otra no deseable.



Gráfica 1. 2 Pérdida es proporcional al cuadrado de la corriente; forma exponencial

Otros elementos del sistema de potencia que se necesitan son los parámetros de la línea de distribución y los elementos de transformación. Además las mediciones en los alimentadores en media tensión y baja tensión; en algunos de estos nodos no se pueden tener mediciones que ayuden al planteamiento del método y se apoyara de otros valores

que se tengan, por tanto a partir de las mediciones primarias y secundarias que posea la red en estudio, se obtendrán diagramas de carga de consumo, y se delimitará el periodo de consumo a estudiar para acotar la información obtenida y que esté en concordancia con las mediciones en los diferentes niveles de tensión si se tiene.

1.6.1.2 *Procesamiento de la Información.*

La forma de procesar los datos muestrales que se posee de una red de distribución y de la demanda de energía que se tenga debe de ser lo más apegado a la realidad de la red. Con base a ésta información la forma de asignar los parámetros que comprende la metodología tendrá una aproximación más real a las de energía.

Para encontrar los valores en media tensión en bloque horario se procede a la resta de las mediciones en el alimentador principal menos las mediciones horarias que se posean, obteniendo así el dato de consumo de media tensión horaria.

Con los datos obtenidos de la red de distribución y las mediciones horarias ordenadas por fecha del periodo en estudio, se realizará un flujo de carga para estimar las pérdidas de energía, en la figura 1.16 se detalla un esquema sencillo de los datos procesados.



Figura 1. 15 Forma simplificada de análisis de los datos para el flujo de carga

1.6.1.3 *Pérdidas en la Red de Media Tensión*

Las metodologías que se desarrolla para el análisis de pérdidas en la distribución de energía, comprende desde media tensión, hasta el punto de transformación a baja tensión.

Se inicia con un análisis del modelo de la red de media tensión, luego se hace la separación de los distintos alimentadores en MT que se desean analizar.

Otro elemento importante es el consumo de energía en la barra del alimentador principal del que se quiera hacer el análisis y se obtendrá así un diagrama de carga con datos cada 15 minutos; se debe estimar un periodo de estudio que puede comprender desde un mes o incluso un año y dependerá del método que se aplique, no obstante el método es

variable respecto al periodo en estudio y por tanto la dependencia del período a escoger está sujeto a la cantidad y calidad de datos y calidad que se tenga.

Dependiendo del comportamiento de estos datos así se calcularan las pérdidas de energía ya sea para tipos de carga residencial, industrial y comercial e inclusive mixto, lo cual estaría acorde a la realidad de las distribuidoras.

1.6.1.4 Adquisición de datos.

Los datos necesarios para realizar el estudio están relacionados con las mediciones horarias mensuales que se obtienen de la red de distribución eléctrica. En la figura 1.17 se detallan los puntos de mediciones que tienen en una distribuidora, las mediciones son específicas a un alimentador en particular.

Los datos que se obtienen de la red de distribución corresponden a la demanda en kW medidos cada hora o cada 15 minutos y kWh-mes,

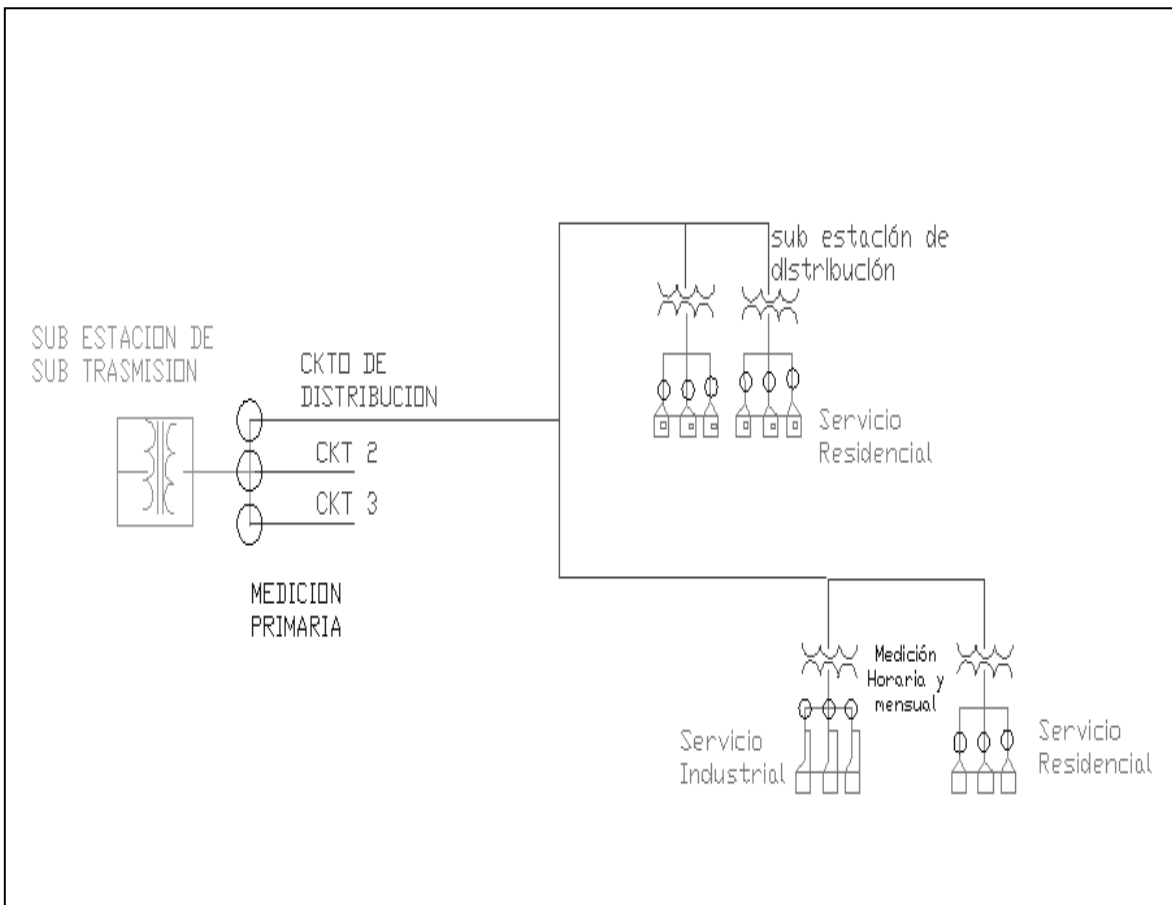
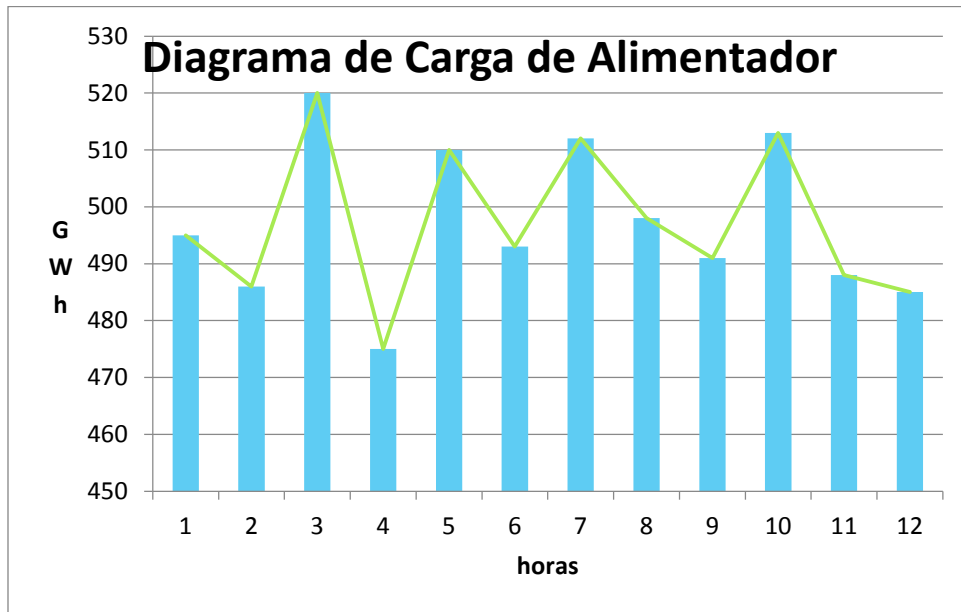


Figura 1. 16 Puntos de mediciones en una red de distribución.

El diagrama de carga del alimentador es el que se toma de base para aplicar el método, así como también todas las mediciones aguas abajo; estas mediciones comprenden los clientes industriales, el comercio y residenciales, las cuales serán referidas u ordenadas en base a la medición del alimentador principal respetando las horas y días que se tomen para el estudio. En la gráfica 1.3 se puede ver el comportamiento típico de la demanda.



Gráfica 1. 3 Diagrama de Carga para un Tiempo de 12 Horas

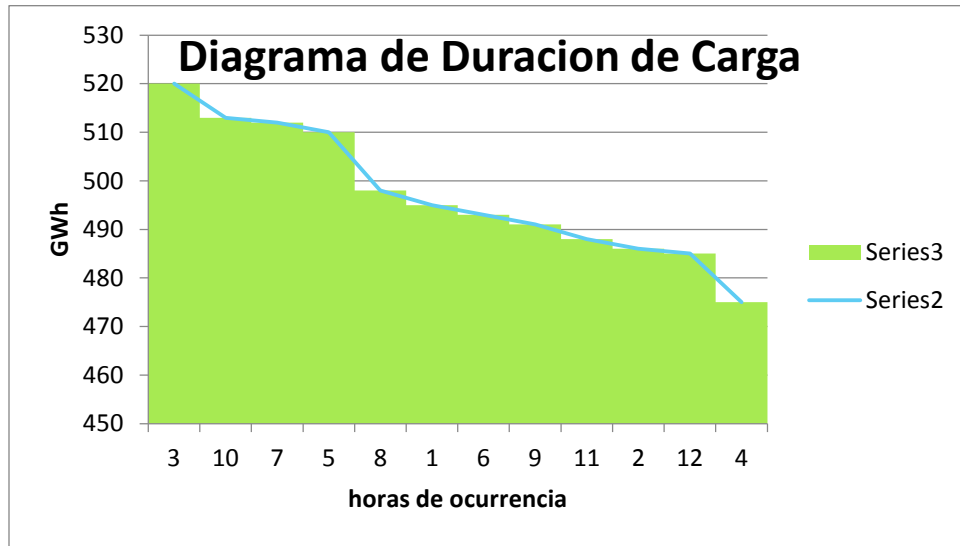
Al tener un mayor número de datos, el análisis se vuelve más complejo, por no tener una demanda continua si no variante en el tiempo como se ve en la gráfica 1.2, por tanto el método ordenará los datos en forma descendente de mayor a menor, no importando el día ni la hora en que se dio el evento, éste será el patrón de carga en que se deben acoplaran y ordenar las mediciones.

1.6.1.5 *Procesamiento de Datos.*

Teniendo delimitado el periodo de estudio y las mediciones correctas se procederá a ser un cambio simple en el orden de los datos, ordenando la anterior gráfica en una forma monótona⁹ decreciente como se muestra en la gráfica 1.4. Se puede observar que las horas están en el eje de las abscisas, y que además se ordena según el máximo valor de demanda al mínimo de la demanda con la hora de ocurrencia de estos eventos.

⁹ Monótona decreciente indica que los valores tienen siempre esta misma tendencia de disminuir de un número mayor a menor para nuestro caso de estudio

a. Diagrama de Duración



Gráfica 1. 4 Datos Ordenados Monótonamente Decreciente

En la gráfica 1.4 se presenta el diagrama de duración con su respectivo tiempo de ocurrencia, para el primer dato se tiene que hay un máximo que corresponde a la hora 3, para la décima hora es el segundo valor más alto, y así sucesivamente hasta terminar con todos los datos.

Para un periodo de 12 horas como se indica en la gráfica anterior, la forma de ordenar los datos no es compleja ya que los datos no se repiten; es importante tener en cuenta que en cuanto sea un periodo más largo donde los datos de hora se repita, podría darse el caso que a la misma hora coincida la demanda máxima de otro día en particular. En este sentido para evitar esto se tendrá que vincular no solo la hora de ocurrencia de la demanda máxima si no la fecha de ocurrencia.

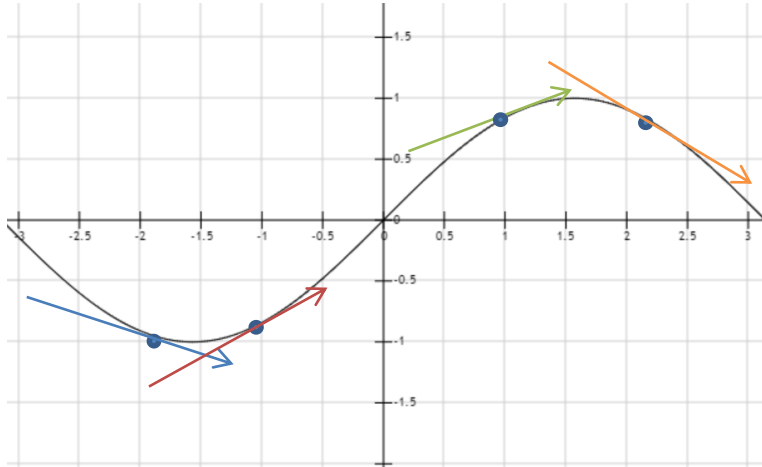
Con el diagrama de demanda del alimentador principal y la limitación del periodo de estudio, los datos de mediciones de nodos industriales, comerciales y residenciales deben de tenerse mediciones en éste mismo períodos.

El objetivo de ordenar los datos de forma decreciente para realizar la derivada de la gráfica de demanda del alimentador.

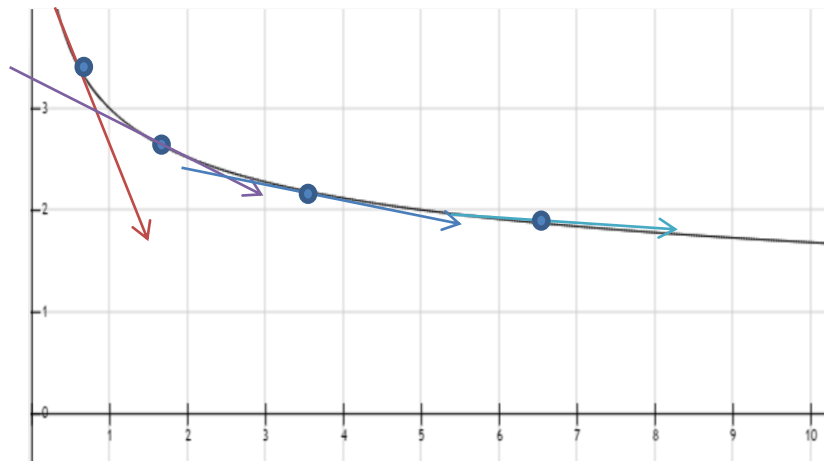
b. Derivada de Datos.

Al derivar una serie de datos no ordenados se tendrían pendientes de valores negativos y positivos según la gráfica 1.5, por ello al ordenar de la forma como se presenta la gráfica 1.6, los valores de las derivadas siempre darán una tendencia negativa y pendientes

aproximadas a la horizontal y nos ayudará a identificar mejor la tendencia de la gráfica del alimentador que se obtiene de ordenar los datos como se indicó anteriormente.



Gráfica 1. 5 Valores de la pendiente de datos no ordenados



Gráfica 1. 6 Valores de la pendiente ordenados decrecientemente

Cuando la gráfica de la derivada del alimentador no posea diferenciable se tomara como base una división en tres partes iguales de los datos, por poseer una linealidad de la demanda.

Después de haber obtenido la conformación de dichos datos ordenados y de la derivada se realiza la separación de familias y los bloques horarios respectivos.

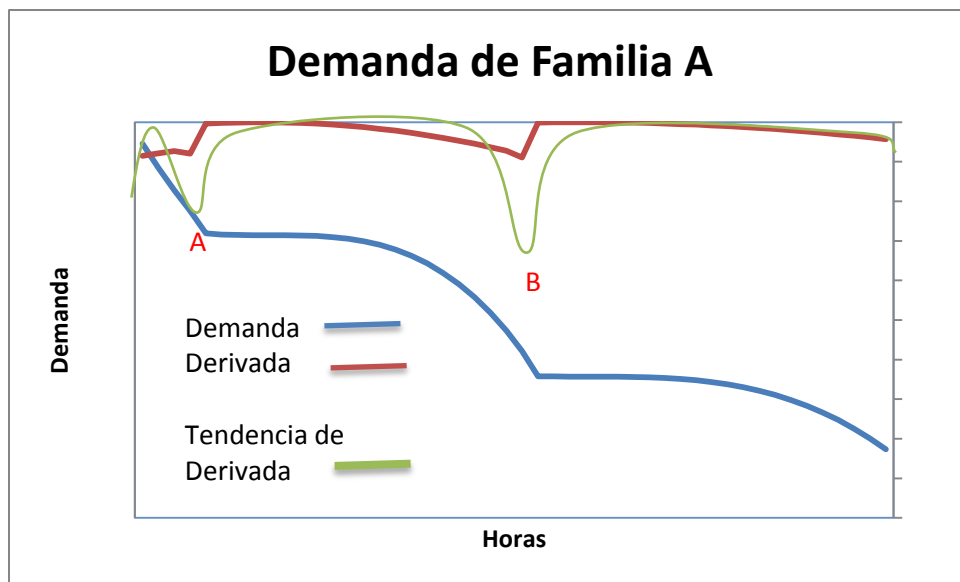
c. Tipos de Familias

Los bloques horarios comprende la división de cada uno de los alimentadores en tres bloques que son: Alta, Media y Baja demanda dependiendo del tipo de familia.

- Familia A.

Se identifica por la característica de la derivada de los datos del alimentador principal, posea una tendencia marcada de los puntos de concavidad, en la gráfica 1.7 la línea de color verde indica dos puntos donde la tendencia de los datos es cambiante de una a otra forma.

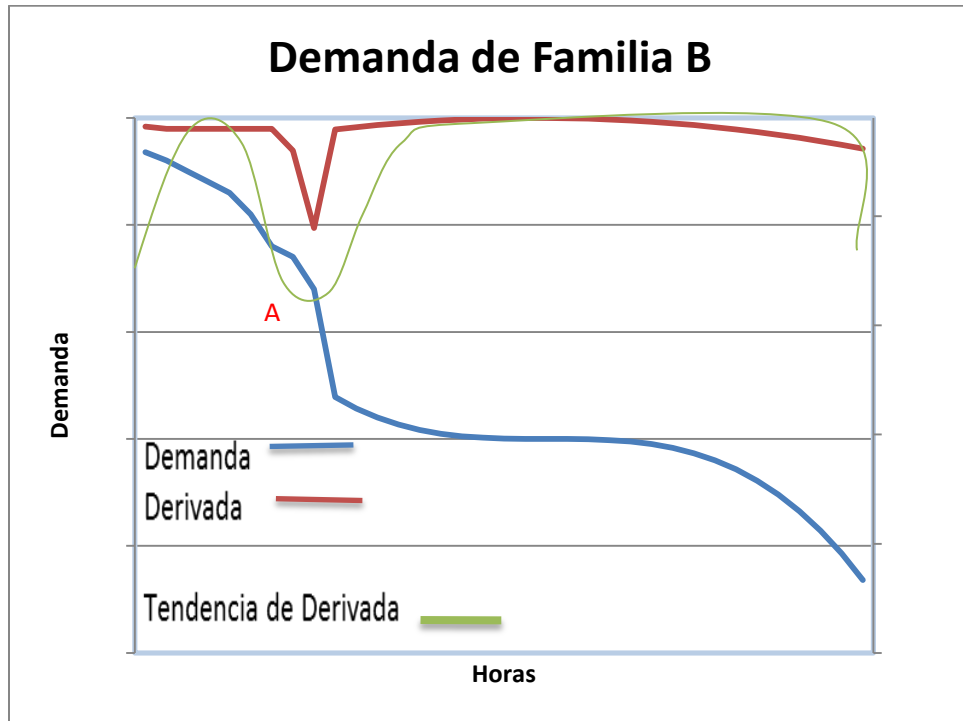
En la gráfica 1.7 se identifica los datos que están en un bloque alto, medio y bajo; para el bloque alto lo indica el punto desde el inicio del valor máximo hasta el punto A. El bloque medio corresponderá a los datos entre el bloque A y B y para el bloque bajo se toman los datos que están del punto B hasta el mínimo valor de la demanda



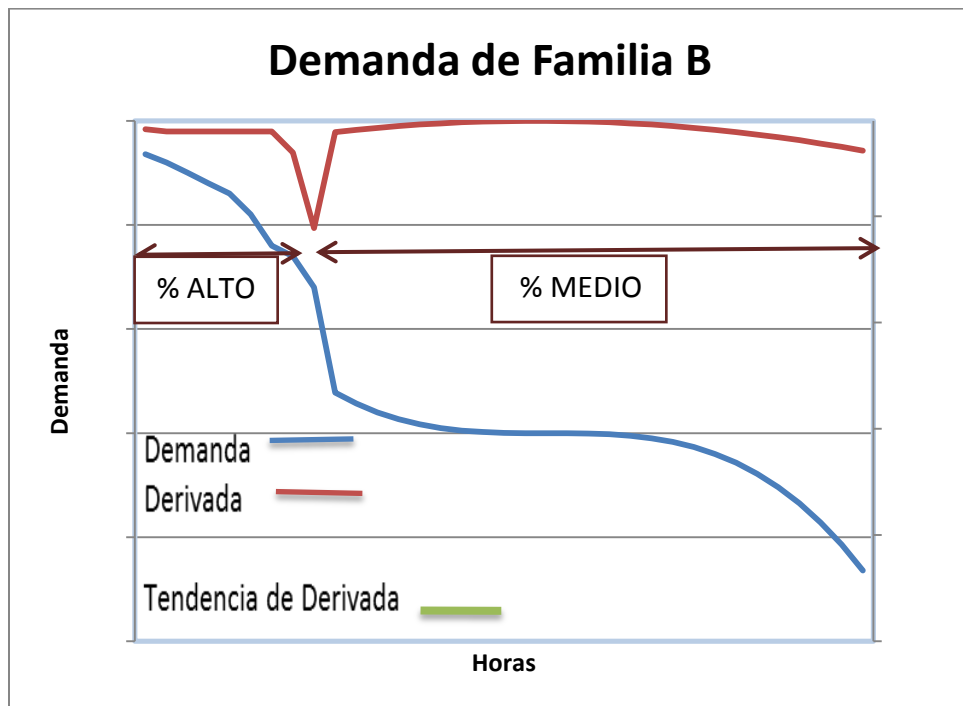
Gráfica 1. 7 Demanda típica con dos puntos de concavidad

- Familia B

La familia B indica un solo punto de concavidad que es el punto A de la gráfica 1.8. Los valores máximos hasta el punto A indican un bloque horario alto y los datos que están después del punto A hasta el valor mínimo corresponden al bloque medio.



Gráfica 1. 8 Bloques horarios para familia B

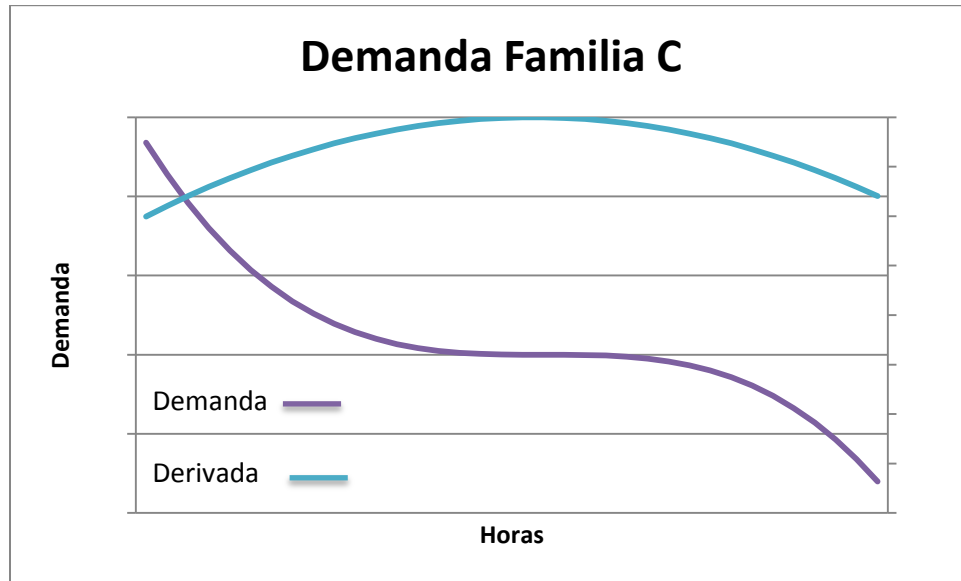


Gráfica 1. 9 Período de horas por bloques

Para la familia B se tendrán solo dos estratos de alta y media demanda, es decir no posee tres categorías de consumo como en la familia A y además el porcentaje % Alto + % Medio debe de sumar el total de todos los datos del periodo de estudio, como lo indica la gráfica 1.9.

- Familia C

La característica de esta familia es que no posee ningún punto de inflexión el valor de la derivada de los datos como lo indica la gráfica 1.10.



Gráfica 1. 10 Bloque horario para familia C

La gráfica 1.9 está catalogada como familia B por tener dos puntos de inflexión¹⁰ o concavidad¹¹.

Por tanto con éste criterio se determinará el tipo de familia que corresponde al alimentador para realizar el promedio de los porcentajes que se obtengan.

En resumen se podrían obtener 3 tipos de familias:

- Familia A dos puntos de inflexión o tres concavidades.
- Familia B un punto de inflexión.
- Familia C ningún punto de inflexión.

¹⁰ Un punto de inflexión es un punto donde los valores de x de una función continua pasa de un tipo de concavidad a otra. La curva "atravesada" la tangente. Matemáticamente la derivada segunda de la función f en el punto de inflexión es cero, o no existe

¹¹ La concavidad, como característica del gráfico de una función, se refiere a la condición geométrica de la región situada bajo una curva.

Luego de tener la información en bloques se realizará la simulación del flujo de carga correspondiente en la red de distribución con los bloques de alto, media y baja demanda para cada uno respectivamente. La distribución de la carga en los puntos de transformación MT/BT se realizará un promedio dependiendo de la capacidad del transformador y de la demanda que se le requiera.

1.6.1.6 Error por Bloques.

Para calcular el factor que se debe de aplicar por estar separando el diagrama de la demanda de energía en N bloques y tomando en consideración que en estos bloques se realiza un promedio, se estará asumiendo un error que se debe de corregir al final de los resultados que se obtengan.

Al realizar un flujo de carga en una red de resistencia unitaria se estaría obteniendo el cálculo de las pérdidas en el alimentador aproximadamente a la demanda al cuadrado, por tanto al realizar el análisis para cada separación de bloques de uno, dos, tres, hasta N bloques se tendrán pérdidas totales diferentes, y conforme se vaya aumentando el número de bloques en que se divide la demanda de energía, los valores serán más aproximado al valor teórico.

$$P_{\text{totales}} \propto \text{Demanda}^2 \quad \text{Ec. 1.8}$$

Al evaluar la ecuación 1.8, con respecto a la división de la gráfica de demanda en bloques, las pérdidas totales sería la suma de la evaluación de cada bloque realizado; estas pérdidas son las teóricas con una resistencia unitaria; lo que se pretende es que los valores de la demanda de energía al ser divididas en bloque se pueda llegar al valor teórico tomando una división menor de bloques y aplicándoles un factor de corrección.

$$P_{\text{totales}} = \sum_{i=1}^N (\text{Prom } 1^2 + \text{Prom } 2^2 + \dots + \text{Prom } N^2) \quad \text{Ec. 1.9}$$

Para el cálculo del valor de pérdidas totales reales, con la ecuación 1.9 se obtiene dichos valores, donde se realiza los promedios de N bloques. Por ejemplo se toma un bloque de tres, se realiza los promedios de éstos tres bloques y la suma al cuadrado será el valor correspondiente a éste bloque; posteriormente se realiza la suma de cada uno de los datos al cuadrado dando así el valor teórico a compararse.

En la figura 1.18 se observa la repartición de los bloques, para los primeros 2 bloques y hasta el n bloques de forma gráfica.

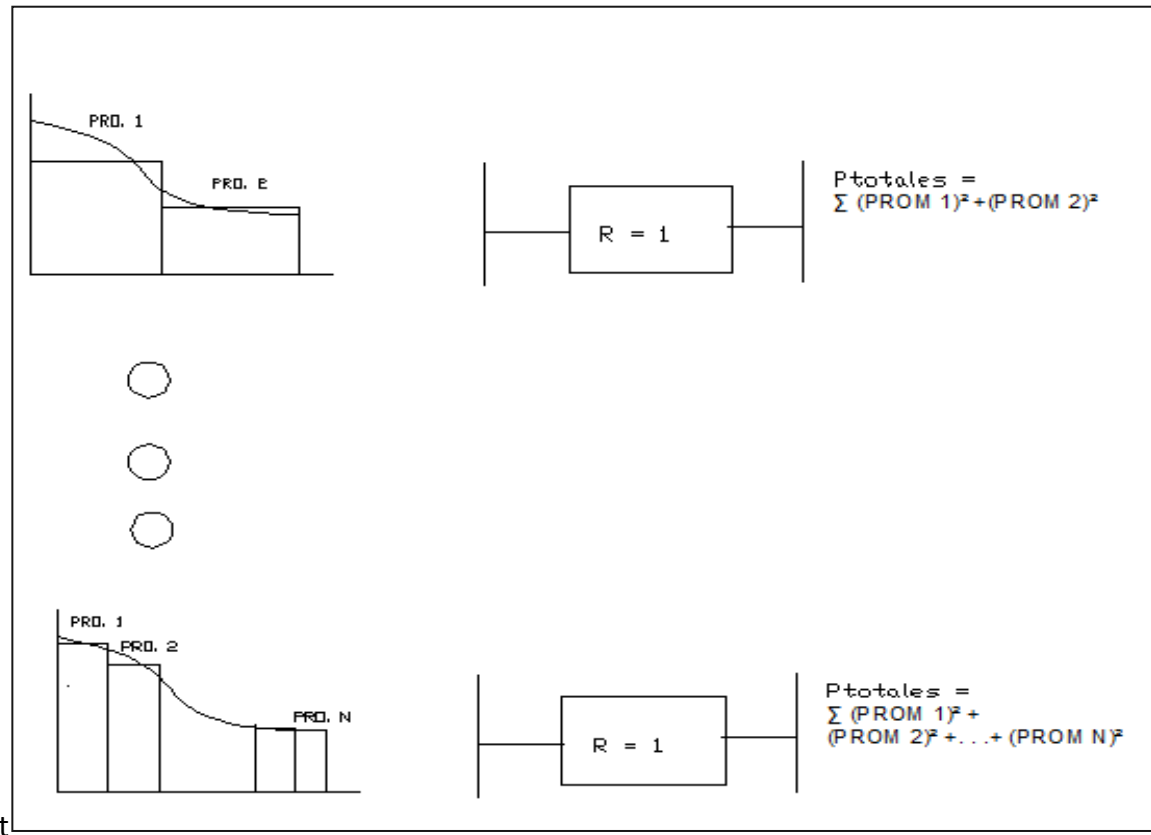


Figura 1. 17 Distribución de n bloques para estimar el valor de error

El cálculo del error que se tiene por la separación en N bloques está estimado por la ecuación 1.10.

$$\% \text{error} = \left| \frac{\text{Valor Teórico} - \text{Valor Experimental}}{\text{Valor teórico}} \times 100 \right| \text{ Ec.1.10}$$

Donde el valor teórico está dado por la suma de los cuadrados de los valores de la demanda de la gráfica; el valor experimental es el calculado a partir del primer bloque y así sucesivamente para cada bloque en particular según la Ec.1.9.

Para poder operar el % error y obtener el valor de las pérdidas totales del método se tendrá que aplicar la ecuación siguiente.

$$P_T = P_{\text{Método}} \pm \text{error} * P_{\text{Método}} \text{ Ec.1.11}$$

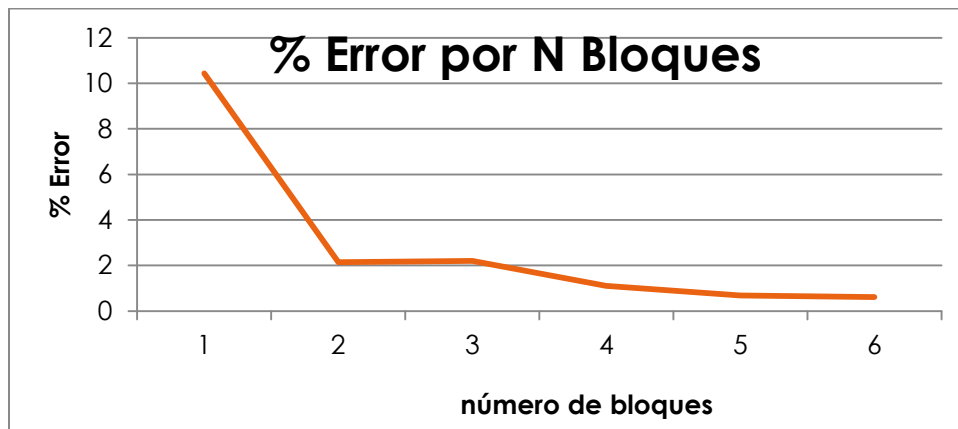
Dónde:

PT: son las pérdidas totales del método más o menos el valor a corregir

PMétodo: son las pérdidas del método propuesto

De las pérdidas obtenidas por el método propuesto se le sumarían o restarían el valor, dependiendo del valor negativo o positivo de la resta entre el valor teórico y experimental y obteniendo como resultado el valor de PT corregido según la Ec.1.11

En la gráfica 1.11 se observa la tendencia de los valores de errores al tomar n bloques.



Gráfica 1. 11 Error en % para los N bloques

1.6.1.7 Factor de correlación de los datos

Otro factor a considerar es el factor de correlación, que indica cuanto se asemeja la tendencia de unos valores con respecto a otros por medio de la comparación, es decir si uno disminuye los demás tendrán que disminuir también en las mismas proporciones o similares, lo mismo sucederá si tiene una tendencia a crecer.

Al procesar los datos de la hoja de Excel para el cálculo del coeficiente de correlación, el programa tiene la función "COEF.DE.CORREL" para obtener el valor de una forma directa del coeficiente de correlación, los valores a introducir son dos matrices como lo indica la formula COEF.DE.CORREL (Matriz1, Matriz2); para la Matriz 1 indica los valores de la demanda ordenada de decrecientemente y la matriz2 son los valores a compararse que están dados por los promedios de la división de los n bloques en que se dividen los datos.

1.6.1.8 Cálculo de Pérdidas en Línea de Distribución.

Con los datos obtenidos de las simulaciones que se describieron en los pasos anteriores se pueden obtener los valores de pérdidas de energía.

El cálculo de las pérdidas de energía considerando el periodo de análisis viene dado por la ecuación 1.12.

$$P_{\text{pérdidas}} = P_{\text{punta}} \times H_{\text{alto}} + P_{\text{medio}} \times H_{\text{medio}} + P_{\text{bajo}} \times H_{\text{bajo}} \text{ [kwh]} \quad \text{Ec. 1.12}$$

Dónde:

Palto= pérdida de potencia en bloque alto

Pmedio= pérdida de potencia en bloque medio

Pbajo= pérdida de potencia en bloque bajo

Hrsalto= número de horas que corresponden al bloque alto

Hrsmedio= número de horas que corresponden al bloque medio

Hrsbajo= número de horas que corresponde al bloque bajo

El cálculo de las horas que corresponde a un bloque u otro viene dado por los puntos donde la derivada es aproximadamente cero, por lo tanto la suma de estos porcentajes debe de dar el total de las horas del período. Por ejemplo si para una familia tipo A, tiene tres bloques de demanda definida, si suponemos que un 25% corresponde al tiempo de alta demanda, y así para los dos bloques siguientes donde la derivada es aproximada a cero; por lo tanto las sumas de los demás periodos debe de dar el 100% del tiempo en estudio y el valor es el que se multiplica por las simulaciones del bloque alto, medio y bajo sucesivamente con la horas equivalentes en dicho bloques respectivamente.

Estas pérdidas serian en el alimentador que se seleccionó a estudiar y el mismo procedimiento se puede aplicar para los demás alimentadores que se requieran estudiar y calcular las pérdidas de energía.

La sumatorias de todas las pérdidas se le aplicaría el factor seleccionado para el error que se produce al haber agrupado por los diferentes bloques y realizar un promedio de esto bloques.

1.6.1.9 Cálculo de Pérdidas en Transformadores MT/BT

Posterior al cálculo de las pérdidas de energía en los alimentadores de la red de distribución, ahora se procede al cálculo de las pérdidas de los transformadores de distribución MT/BT, según la metodología planteada se realizará la división de dos pérdidas las cuales son: las fijas y variables en el elemento de transformación, multiplicadas por el periodo del estudio para calcular las pérdidas de energía totales.

a) Pérdidas Fija

Las pérdidas fijas corresponden a la conexión permanente de los transformadores a la red de distribución.

La ecuación de pérdidas de energía viene dada por:

$$P_{Fijas} = P_{Fe} \times t \quad Ec. 1.13$$

Dónde:

P_{Fe} : Pérdidas en el hierro

t : Periodo de tiempo

b) Pérdidas variables

Las pérdidas variables serán afectadas según a la capacidad con que se esté operando el transformador, para esto se toma a base la intensidad de corriente que está supliendo el elemento según las mediciones de demanda en los distintos bloques horarios respectivos.

La ecuación a emplear para las pérdidas variables es

$$P_{variables} = \left(\frac{P_{cu}}{I_n^2} \right) (H_{eq}) \times t \quad [kwh] \quad Ec.1.14$$

$$H_{eq} = (I_a^2 \cdot \%H_{ra} + I_m^2 \cdot \%H_{rm} + I_b^2 \cdot \%H_{rb}) \quad Ec. 1.15$$

Dónde:

$t = 720$ h para un mes de 30 días

P_{cu} : Pérdidas en el cobre del transformador

I_n : Corriente nominal de la subestación

I_a : Corriente en la subestación para el bloque alto

I_m : Corriente en la subestación para el bloque medio

I_b : Corriente en la subestación para el bloque bajo

$\%H_{ra}$: Porcentaje de horas de duración en el bloque alto

$\%H_{rm}$: Porcentaje de horas de duración en el bloque medio

$\%H_{rb}$: Porcentaje de horas de duración en el bloque bajo

De la tabla 1.3 se obtienen las pérdidas en el hierro y en el cobre para cada transformador MT/BT de la red de distribución para aplicarse en las pérdidas variables y fijas según la ecuación anterior. El valor de I_n (corriente nominal) se obtendrá de la división de la kVA del transformador y del voltaje de alimentación.

Capacidad de los transformadores	Pérdidas en el Hierro [kW]	Pérdidas en el Cobre [kW]
10	0.035	0.259
15	0.05	0.334
25	0.069	0.441
37.5	0.091	0.499
50	0.108	0.522
75	0.148	0.831
100	0.181	0.926
167	0.261	1.22

Tabla 1. 2 Pérdida en el hierro y cobre de transformadores MT/BT

1.6.1.10 Pérdidas Totales Alimentador y Transformador

Las pérdidas de energía totales están constituidas por dos tipos de pérdidas, una de estas son las de alimentadores y la otra corresponde a las de transformadores de distribución. Para obtener el valor total del sistema de distribución de la red en estudio se realiza la suma de los dos valores calculados aplicando el factor de corrección por error de los bloques usados.

El valor de las pérdidas de energía total será la suma del alimentador más las de los transformadores como lo indica la ecuación 1.16:

$$P_{totales} = P_{alimentador} + (P_{fijas} + P_{variables}) \quad Ec. 1.16$$

Donde

$P_{totales}$: son las pérdidas totales sin aplicación de factor de error

$P_{alimentoador}$: Pérdidas en el alimentador.

$P_{fijas + variables}$: Pérdidas en transformadores.

Pérdidas Totales aplicado el factor de corrección, ver ecuación 1.17.

$$P_{totales} = P_{alimentador} \times \%error + (P_{fijas} + P_{variables} + P_{variables} \times \%error) \quad Ec. 1.17$$

1.6.1.11 Flujograma para Implementar Método I

A continuación en la Figura 1.20 se muestra el procedimiento a emplear para el cálculo de las pérdidas técnicas, comenzando por los diagrama de carga que se tengan en los distintos alimentadores a estudiar.

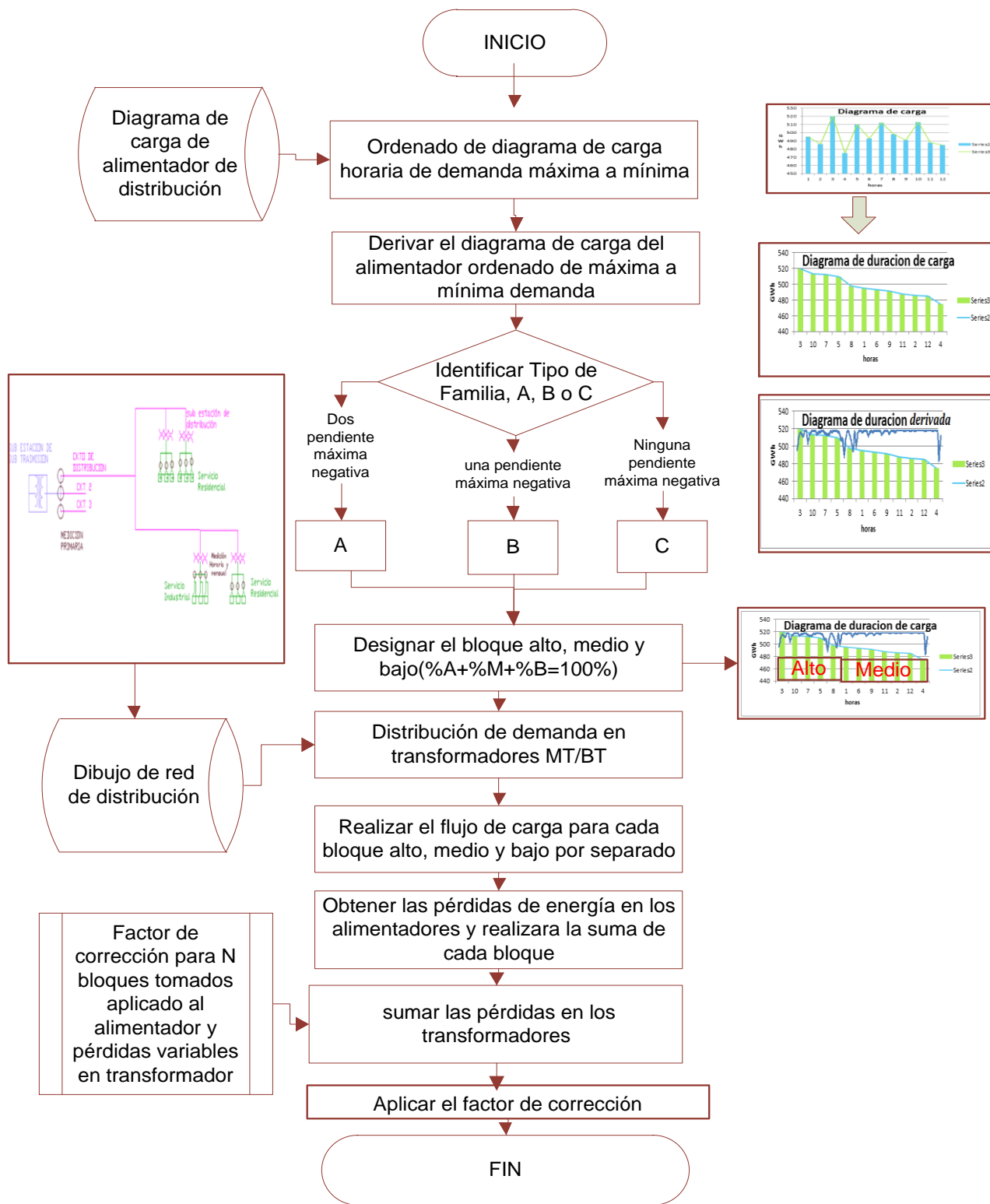


Figura 1. 18 Flujograma para Método I

1.6.2 METODO II Análisis de Flujo de Carga de Demanda Máxima en un Periodo Determinado.

1.6.2.1 Síntesis

El método planteado se basa en la determinación de una demanda máxima correspondiente al alimentador principal en un periodo típico de un diagrama de carga. El análisis de estos diagramas de carga dependerá de la veracidad de los datos y de la cantidad de éstos. Se plantea que una tendencia de la gráfica del alimentador es producida por las demandas que se tienen, indicando que el comportamiento de estas demandas es en proporciones similares en el alimentador principal.

Determinando el alimentador principal, se procederá a calcular la demanda máxima en día y hora de ocurrencia. Para esto es necesario obtener la demanda en potencia de los nodos que están conectados a esta red, para lo cual se debe de obtener las mediciones en esa misma hora y fecha, esto para evitar que la suma de todas las demandas de los nodos de la red no coincida con la suma total.

Con base a la única simulación de flujo de carga que se realiza, se necesita analizar otros factores para poder estimar los valores de energía que se pierden y que sean acorde en todo el periodo, por eso se toma a base los factores de carga y el factor de pérdida, para poder realizar la corrección por hacer la estimación que toda la demanda de energía es máxima.

1.6.2.2 Metodología

El método se divide en dos partes, una de estas son las pérdidas en los alimentadores, la otra parte corresponde a los valores de pérdidas en los transformadores de distribución MT/BT, que a su vez se descomponen en dos partes, que son variables y fija.

1.6.2.3 Tabla Resumen para los cálculos.

Como primer paso se realiza una tabla de resumen, esta contendrá los siguientes apartados como lo muestra la tabla 1.4, los datos son tomados del periodo de estudio establecido.

Valores máximos registrado por fase en el Alimentador								
	Fase	Voltaje	Corriente	F.P.	S(MVA)	P(MW)	Q(MVAR)	Fecha
Máximo	A							
	B							
	C							

Tabla 1. 3 valores de la máxima demanda del periodo seleccionado

Para el análisis de los datos se realizan los primeros pasos que son:

- a. Calcular el valor de demanda máxima en el alimentador dado por las mediciones de la red eléctrica.
- b. Se realiza el análisis con la máxima carga que se obtuvo del periodo seleccionado de la demanda del alimentador, para estimar la pérdida máxima.
- c. Con la demanda máxima se realizara la simulación respectiva; previamente establecido los valores de demanda para dicha fechas a todos los nodos aguas abajo del alimentador.
- d. El resultado de simular con el valor de energía máxima, para obtener las pérdidas promedios, se aplica un factor de carga para establecer una corrección de datos.
- e. La fórmula del factor de carga es la siguiente:

$$F_c = \frac{\sum_{i=1}^n MW_i * t}{TMW_{iMAX}} \quad Ec. 1.17$$

Dónde:

F_c =Factor de Carga

MW_i =Medición de la demanda en cada intervalo de integración t.

T = Período en que se llevan a cabo las mediciones (horas).

MW_{iMAX} =Máxima demanda de todos los intervalos durante el periodo de medición.

Para poder manipular la fórmula anterior se debe tomar como base el periodo de tiempo a ocupar según la característica típica del alimentador que se ha seleccionado anteriormente, donde se tendrá una tabla 1.5 de la siguiente manera.

Fecha y Hora	Potencia Promedio (W)	Potencia Promedio (MW)
dd-mm-aa hh-mm		

Tabla 1. 4 Datos para cálculo de factor de carga para el periodo seleccionado de los datos.

- f. El valor de factor de carga obtenido anteriormente se determinará el factor de pérdidas aplicando una proyección en el eje vertical de la figura 1.21 con el valor del factor de carga calculado de la formula anterior

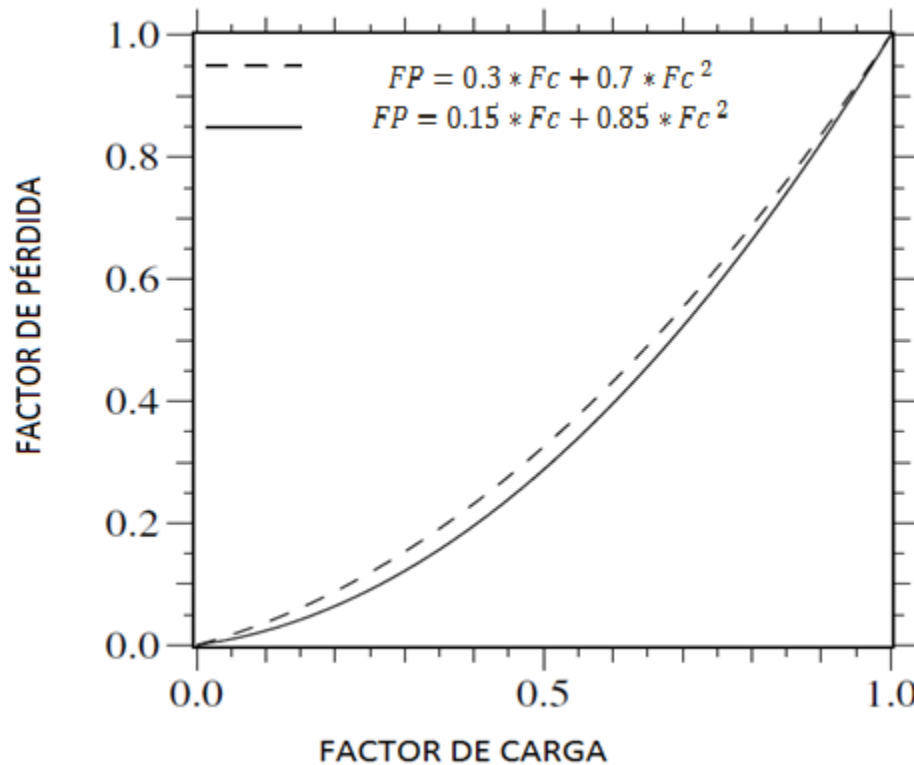


Figura 1. 19 Gráfica para cálculo de factor de carga vs factor de pérdida

- g. Al proyectar el valor del factor de carga se obtiene el factor de pérdidas, con éste valor se multiplicara con las pérdidas máximas y se obtendrán las pérdidas promedio de dicha red de distribución. Como se muestra a continuación.

$$P_{ALIMENTADOR} = FP * P_{MAXIMA} \text{ Ec. 1.18}$$

$P_{ALIMENTADOR}$ =Pérdidas en el alimentador

P_{MAXIMA} =Pérdidas máximas de la simulación con los valores de la tabla 1.3

1.6.2.4 Pérdidas en Transformador

a) Pérdidas Fijas

Se obtendrán las pérdidas fijas de los transformadores de distribución calculando este valor según las especificaciones técnicas y de normas. Asimismo, se debe de estimar cuánto es el consumo de energía típico de un transformador conectado a la red. Las pérdidas se deben de dar para transformadores monofásicos y trifásicos.

En la tabla 1.3 se tiene los valores de pérdidas en el hierro y en el cobre de los transformadores MT/BT.

b) Pérdidas Variables

Para los cálculos de los valores variables de pérdidas en transformadores, se toma como base los valores de demanda obtenidos en la distribución de la carga para cada transformador.

Se ocupa la fórmula siguiente para poder calcular las pérdidas variables

$$P_{\text{PROMEDIO}_{\text{dev}}} = (D_{\text{MAX}})^2 (F_p) (P_{\text{DEVANADOS}}) \quad \text{Ec.1.19}$$

Dónde:

P_{PROMEDIO} : Las pérdidas promedios en los devanados del transformador.

F_p : Factor de pérdida.

D_{MAX} : Demanda máxima del transformador en p.u.

$P_{\text{DEVANADOS}}$ =Pérdidas en los devanados del transformador al 100% de la carga que viene de la tabla 2

El valor en p.u de la demanda máxima se deriva de la razón entre demanda máxima obtenida de la simulación y la capacidad nominal del transformador.

$$D_{\text{MAX P.U.}} = \frac{D_{\text{max}}}{\text{capacidad nominal total}} \quad \text{Ec.1.20}$$

La sumatoria de todas estas pérdidas de cada uno de los transformadores se realiza mediante la fórmula siguiente.

$$P_{\text{PROMEDIO}_{\text{dev}}} = \sum_{i=1}^n P_{\text{PROMEDIO}_{\text{dev } i}} \quad \text{Ec .1.21}$$

Dónde:

$P_{\text{PROMEDIO}_{\text{dev}}}$: Pérdida promedio de los devanados

1.6.2.5 Pérdidas en Alimentador

Para comenzar con el método se procede a tener Flujo de carga en el software a ocupar para dicha simulación y análisis. En donde se modelará el sistema de distribución del alimentador que se requiera estudiar.

Una vez completado el diseño en el programa, se deberán colocar los parámetros de la línea de distribución en su totalidad para poder realizar un análisis lo más real posible; de la gráfica de carga general del alimentador, se partirá para poder obtener el valor típico del sistema, calculando así el valor máximo de la pérdida de potencia.

A continuación se detallan los pasos para realizar el estudio:

a) **Análisis de Carga**

Para esto se debe de contar con la base de datos general del circuito que se ha designado el análisis. Asimismo, se debe de seleccionar un día en específico para poder obtener como el típico del sistema, no se debe de asumir días de fin de semana, debido a que la variación de dichos días no es típico comparado con los demás (aquí se puede hacer un análisis probabilístico para determinar qué días son los más típicos) especialmente para la demanda máxima ya que no es representativos de toda la semana.

b) **Análisis de Datos**

Ya determinado el periodo y el día típico en análisis de estos datos de la gráfica de demanda, con esto se tomaran los valores de la lectura de corriente con la hora de máxima demanda, además del voltaje y el factor de potencia que se dio durante el instante de la demanda máxima.

1.6.2.6 Pérdidas Totales

Por tanto las pérdidas totales en el circuito vendrá dado por la formula siguiente:

$$P_{\text{CIRCUITO}} = P_{\text{ALIMENTADOR}} + P_{\text{TRANSFORMADOR (Fijas+Variable)}} \quad \text{Ec .1.22}$$

Pérdidas en los alimentadores y transformadores serán corregidas con las fórmulas antes descritas en la sección Ec.1.18 y 19

1.6.2.7 Flujograma de método III

Se presenta un flujograma básico para poder calcular las pérdidas en la red de distribución. Ver figura 1.22

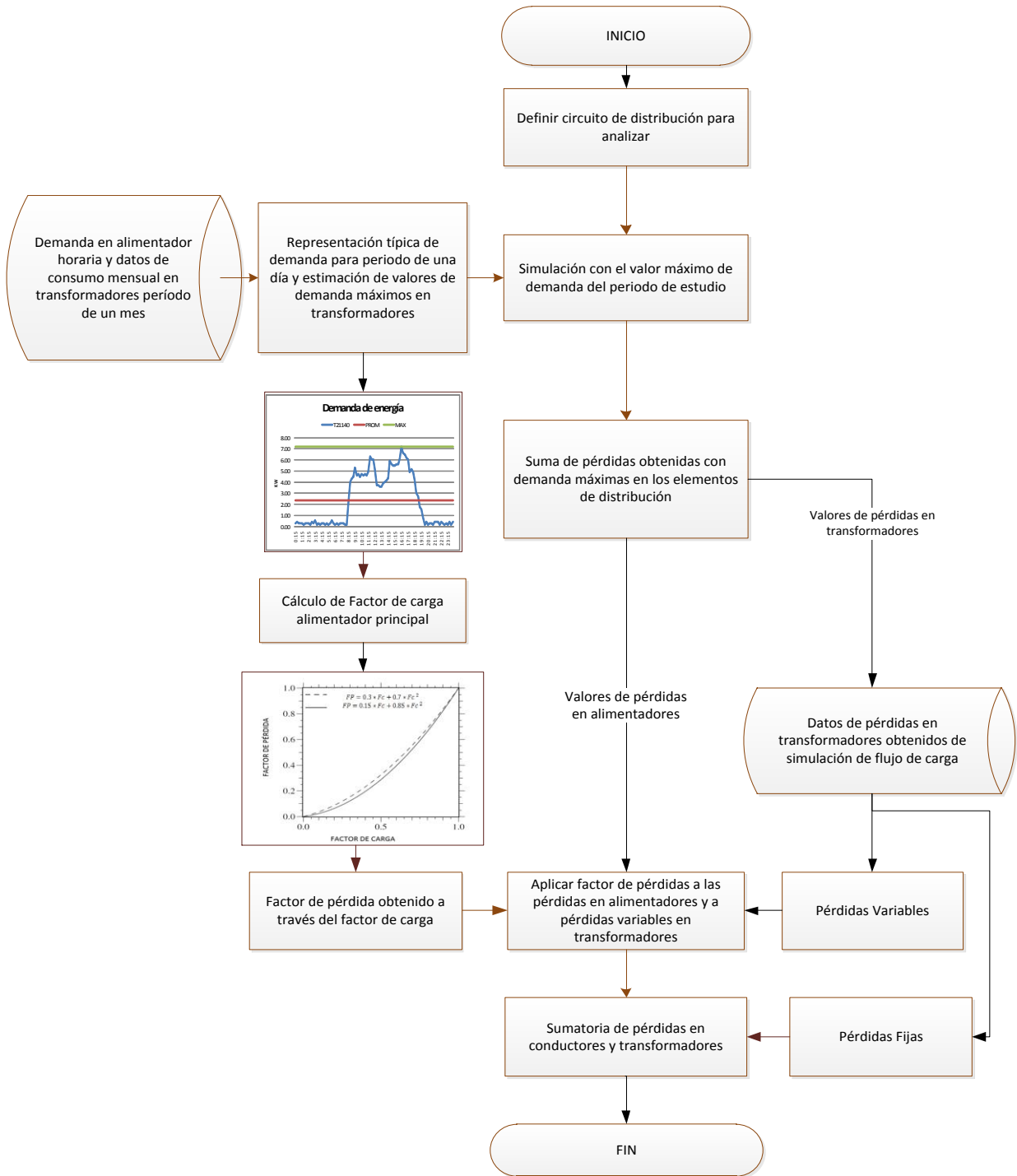


Figura 1. 20 Flujograma para Método II

1.6.3 Método III Asignación de Carga por Consumo de kWh - Mes.

1.6.3.1 Síntesis

La metodología planteada para calcular las pérdidas de energía en una red de distribución se basa en la información que se obtiene de la misma red y de la manipulación de los datos, al realizar promedios de datos se van atenuando sus valores máximos y mínimos; por tanto según lo planteado en el método I y II, se cuentan con limitaciones de trabajo con los datos para poder hacer más práctico el cálculo de pérdidas de energía. En este sentido, un método comparativo es aquel que disminuye en gran medida los promedios de datos y toma los datos reales en el flujo de carga, realizando más simulaciones para representar la variabilidad de la red de distribución en su comportamiento diario. Además posee otra característica en cuanto a la distribución de los consumos, lo cual no es aplicable en los otros métodos ya que se basan en promedios de datos en base al alimentador principal. Este método se ayuda del software para distribuir la demanda mensual con respecto al alimentador principal, con esta acción se toma exactamente la demanda del alimentador y el 100% de esta demanda es distribuida con sus pérdidas de energía en conjunto con el consumo por los nodos residenciales y los SEDs de clientes industriales.

La metodología empleada considera una estimación típica de una semana con valores horarios para cada día para realizar el flujo de carga y así tener una tendencia de la red durante el periodo de estudio.

1.6.3.2 Adquisición de Datos

Como se menciona en la sección 1.6.1.4 en la parte de adquisición de datos del método I, la base de todas las metodologías radica en la información que se tenga de la red en estudios, lo que varía de una metodología a otra es la forma de procesar dicha información y de la aplicación de métodos de ordenamiento de datos; en el circuito de distribución no hay variabilidad en cuanto a su diseño y sus elementos debido a que se compone de dichos las características que se designaron en las metodologías planteadas que abarca la estructura de distribución, el tipo de conductores ocupados entre otros.

1.6.3.3 Procesamiento de la Información

En la parte de la construcción de las metodologías se plantean diferentes métodos para procesar los datos obtenidos de la red de distribución, la forma de como ordenar los datos varía de un método a otro haciendo ver que algunos de estos son más precisos y que tienen un mayor tiempo en su convergencia para adquirir los datos de pérdidas de energía de la red o viceversa.

La importancia de que tan real son las simulaciones de la red de distribución, conlleva a que se tome la variación real de la demanda durante el periodo de estudio, también dependerá de la calidad del proceso de ejecución de la metodología que se aproximen a las condiciones reales de operación. A distintos niveles de tensión hay variabilidad de las metodologías y no pueden ser aplicadas directamente en algunos casos, las redes con una mayor complejidad se da a un nivel de baja tensión por el número de elementos que componen esta distribución.

La forma de distribuir los datos en la red de distribución para ésta metodología radica en dos partes que son la distribución de consumo de energía y la asignación de la demanda en los nodos y SEDs de distribución.

a) Distribución de Consumo.

La información de consumo de energía para una red de distribución es más accesible que la demanda de energía horaria de todos los elementos de transformación, esta es una ventaja de la metodología que se plantea para poder comparar los dos métodos anteriores I y II, con base a esta disposición de información se lleva a cabo la primera distribución de energía en los nodos de distribución y SEDs.

El valor a introducir en los elementos aguas abajo del alimentador que comprende los nodos y los SEDS es dado en kWh-mes, en la definición de asignación de carga de los elementos, se coloca el valor acorde al tipo de carga si es residencial, si es demanda kW o caballos de fuerza como lo indica la figura 1.21.

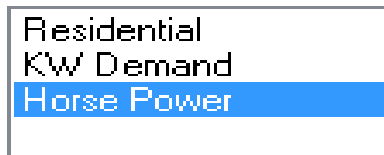


Figura 1. 21 Selección del tipo de demanda

En la tabla 1.5 muestra los valores de consumo a colocarse en los elementos respectivos de la red de distribución.

Elemento	Consumo [kWh-mes]
SED1	---
SED2	---
Nodo 1	---
Nodo N	---

Tabla 1. 5 Valor de consumo kWh-mes

Generalmente se tiene los datos de consumo mensual, esto ahorra tiempo en la obtención en la adquisición de los datos a la hora de manipular las tablas, el consumo se da en kWh-mes.

b) Asignación de la Demanda

Con la distribución del consumo en los nodos de distribución y SEDs, la distribución de la demanda en cada uno de estos elementos se realiza a partir de la demanda del alimentador principal con el formato de la tabla 1.6, donde se muestran los valores que corresponde al periodo de estudio de una semana, de los días sábado, domingo y de lunes hasta viernes; esta muestra es representación típica de una periodo de un mes.

Los tres periodos en que se dividen los datos de la semana, a su vez cada uno de estos cuentan con la división que corresponde a la medición en kW por cada hora, estos son los valores a simularse para calcular así un valor representativo que muestra la variabilidad de la demanda de cada hora de una semana en específico. La importancia de esta asignación de los datos es que toda la demanda del alimentador principal es tratada uniformemente con forme al consumo, obteniendo así que los kW de todos los nodos y SEDs no sobrepasan las del alimentador principal y que la suma de estos kW más de los kW de pérdidas sean iguales al de la demanda del alimentador principal, indicada según la ecuación 1.23

$$kW_{Totales} \equiv \sum_{i=0}^n N_i + \sum kW_{p\acute{e}rdidas} \quad \text{Ec.4.23}$$

Dónde:

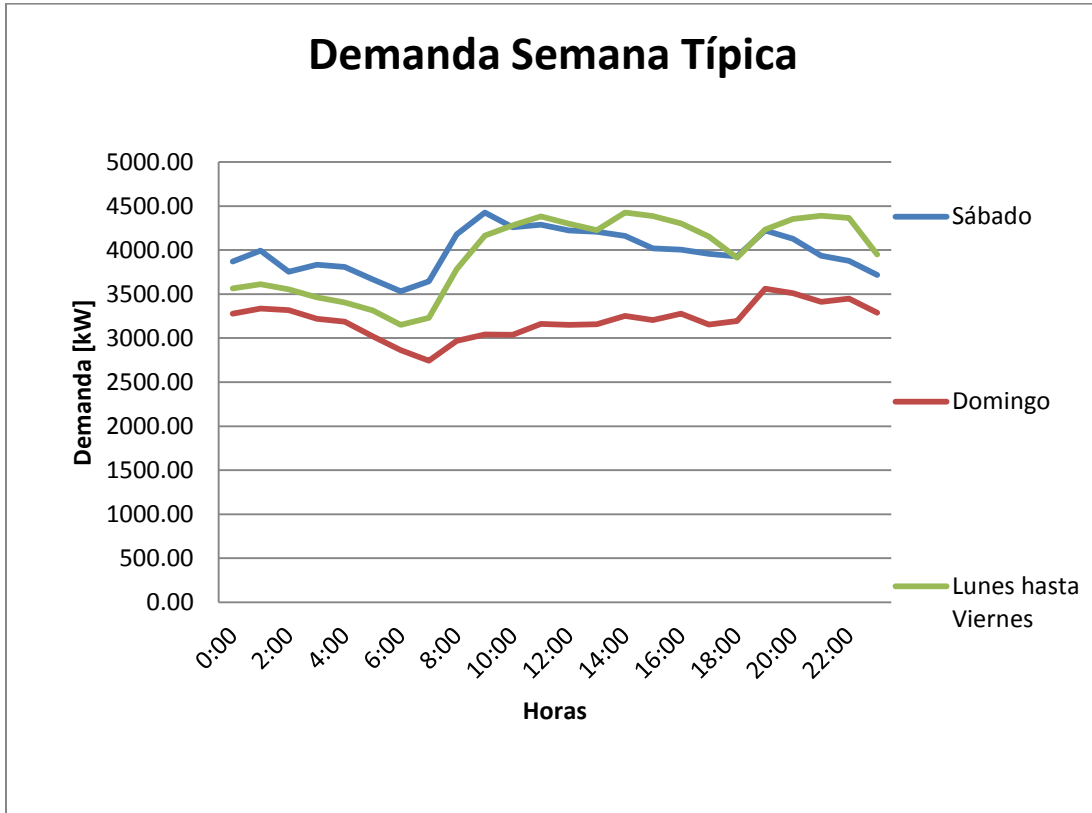
N: son los nodos de Mediana, Gran demanda y residenciales.

n: es el total de nodos

Hora	Demanda
SÁBADO	
0:00	XXXX
-	-
23:00	XXXX
DOMINGO	
0:00	XXXX
-	-
23:00	XXXX
LUNE HASTA VIERNES	
0:00	XXXX
-	-
23:00	XXXX

Tabla 1. 6 Demanda alimentar kW

En la gráfica 1.12 se muestra los datos de la demanda en kW para realizar los flujos de carga para cada punto que corresponde a cada hora



Gráfica 1. 12 Muestra de demanda horaria de alimentador

1.6.3.4 Realizar Flujo de Carga

El principio de la metodología de comparación está basado en la simulación real de la variabilidad de la demanda en la red de distribución, por tanto esto lleva a tener una mayor complejidad de la cantidad de flujos de carga que deben de realizar para poder obtener las pérdidas de energía. Debido a que la demanda es dividida en tres bloques correspondientes al día sábado, domingo y de lunes hasta viernes comprendiendo una semana típica se obtienen para ellos los valores por cada hora como lo indica la tabla 1.6, por tanto para el flujo de carga se obtendrán 72 simulaciones.

Se realiza un ciclo repetitivo para cada valor de cada hora con esto afirma la variabilidad de la demanda diaria proyectada a una semana para poder hacer así más real el

procedimiento de cálculo, implica también el tiempo para poder llevar a cabo las simulaciones del flujo de carga.

1.6.3.5 Cálculo de Pérdidas de Energía

El valor de las pérdidas de energía corresponderá a la suma de cada uno de los flujos de carga realizado para los alimentadores de la red de distribución. Ver la ecuación 1.24 que corresponde a las suma de cada uno de las pérdidas de energía para un periodo de una semana, por tanto el consumo se proyecta a la demanda de un mes.

$$P_T = \sum_{i=1}^{72} P_{sábado\ i} + P_{domingo\ i} + 5 \times P_{semana\ i} \quad Ec. 1.24$$

Dónde:

P_T : Pérdidas de energía totales de la metodología

$P_{sábado\ i}$: Pérdidas de energía por cada hora del bloque de sábado

$P_{domingo\ i}$: Pérdidas de energía por cada hora del bloque de domingo

$P_{semana\ i}$: Pérdidas de energía por cada hora del bloque de semana

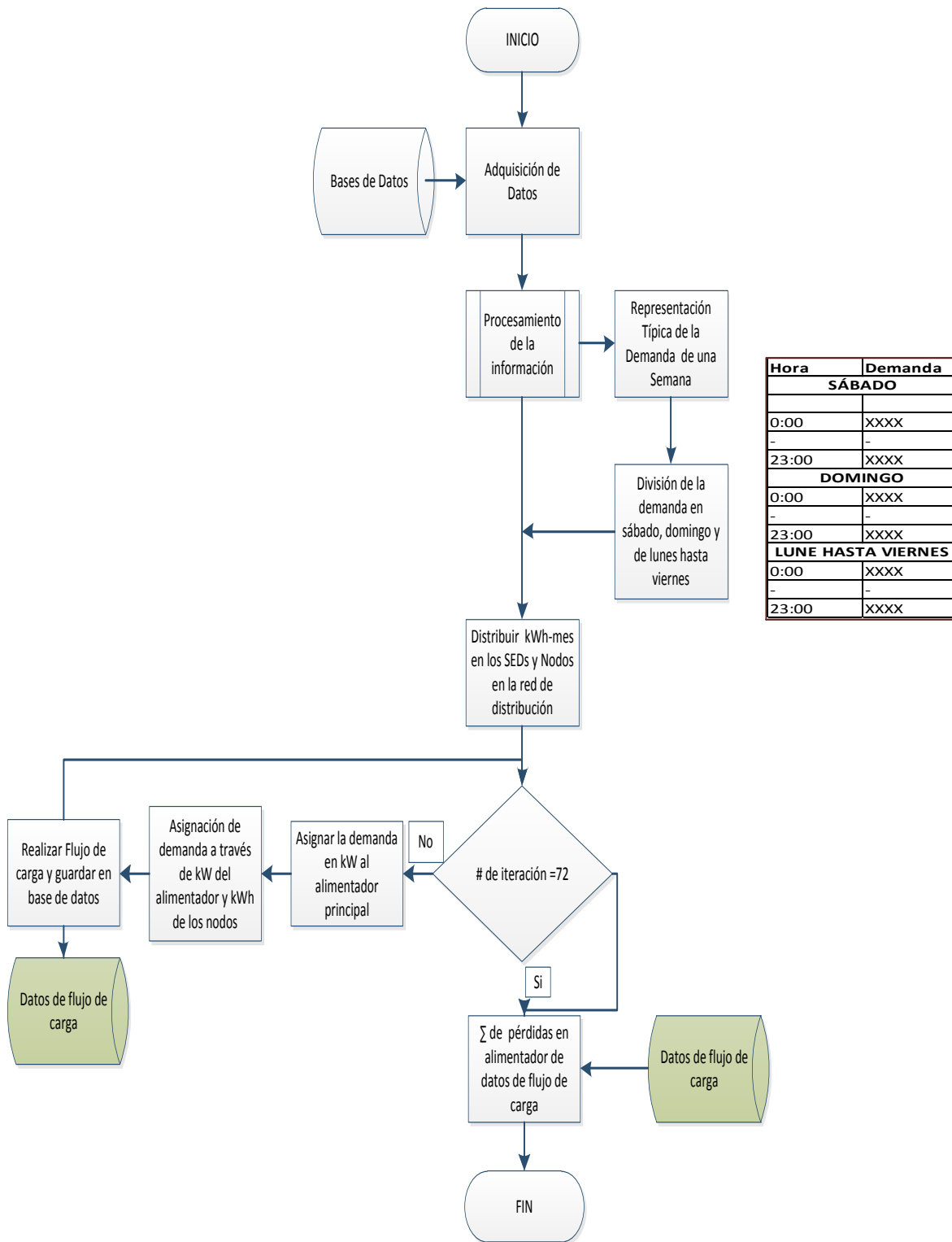
i : corresponde a los valores de cada iteración del flujo de carga para los 72 datos

El valor de 5 es para representar la demanda de cada día de lunes hasta viernes.

El valor de P_T corresponde al valor de pérdidas de una semana, pero para la comparación de la demanda de un mes se tiene la siguiente fórmula para proyectar las pérdidas de energía

1.6.3.6 Flujograma para método III

En la figura 1.23 se detalla el flujograma para calcular las pérdidas de energía de la metodología planteada asignación de los kW en función de los kWh.



Hora	Demanda
SÁBADO	
0:00	XXXX
-	-
23:00	XXXX
DOMINGO	
0:00	XXXX
-	-
23:00	XXXX
LUNE HASTA VIERNES	
0:00	XXXX
-	-
23:00	XXXX

Figura 1. 22 Flujo grama para método III

1.6.4 Herramienta Computacional.

El análisis de pérdidas, se respalda de un programa computacional que da una herramienta muy útil a la hora de efectuar flujo de carga. El programa a emplear es de Milsoft Engineering Analysis (EA) - WindMil® que ayuda a realizar cálculos de pérdidas con el modelado de las redes eléctricas en alta tensión, media tensión y en baja tensión. Posee características de los cables, distribución geométrica de las líneas de transmisión y distribución, y otros elementos para diferentes necesidades; asimismo se puede hacer una simulación de flujo de potencia, caídas de voltaje, pérdidas en las líneas de transmisión, distribución, en transformadores.

Existe una versión comercial y una para estudiantes que tiene limitantes al uso, para fines de esta investigación se utilizará la versión estudiantil.



Figura 1. 23 Software de simulación

CAPITULO II

Método I Análisis por Flujo de Carga Mediante Separación de Bloques Horarios

2.1. Adquisición de Datos

En el capítulo I se identificaron las bases para realizar los cálculos de las pérdidas de energía, siguiendo el procedimiento planteado en los métodos propuestos, en el capítulo II evaluará la ejecución de los métodos planteados, basándose en la información recopilada de la distribuidora bajo estudio, tomando como base la información relacionada a la demanda del circuito en particular. Este capítulo analizará el método I Análisis por flujo de Carga mediante Separación de Bloques Horarios.

2.2. Adquisición de Datos.

Los datos que son necesarios para la ejecución de la metodología son:

- Mediciones en la demanda del alimentador.
- Mediciones en nodos industriales, comerciales y residenciales.
- Circuito que se realizará el estudio.
- diagrama unifilar de red bajo estudio.

Los datos se dividen en dos partes, una de ellas corresponde a los datos del circuito de la red de distribución y la otra parte corresponde a todas las mediciones horarias y no horarias que se posean de la misma red en el periodo de estudio.

2.2.1. Red de distribución

Cuando se refiera a los datos del circuito de red de distribución comprenderá todos los elementos a simularse y entre estos elementos son necesarios el tipo de conductor, estructura geométrica de los conductores, distancia entre vanos y conexiones de transformadores en media tensión a baja tensión.

2.2.2. Conductores

Las principales características de los conductores son:

- a. Diámetro
- b. Calibre
- c. Nombre técnico
- d. Ampacidad
- e. Resistencia Eléctrica a 25 y 50 grados Celsius
- f. Radio medio geométrico
- g. Longitud (esto para los tramos entre conexiones o vanos)

2.2.3. Transformadores

Para los transformadores de media a baja tensión se necesitan los parámetros siguientes.

- a. Capacidad de KVA
- b. Tipo de conexión monofásica, bifásica y trifásica
- c. El porcentaje de impedancia
- d. Relación de X sobre R
- e. Pérdidas en vacío

2.2.4. Estructura

Constituye la forma en que se distribuyen los conductores de las tres fases y el neutro en los postes de distribución para conductores aéreos, el programa WindMil posee una forma gráfica para introducir los parámetros y observar la distribución de los cables en la estructura, en la figura 2.1 se observa la distribución para una red trifásica.

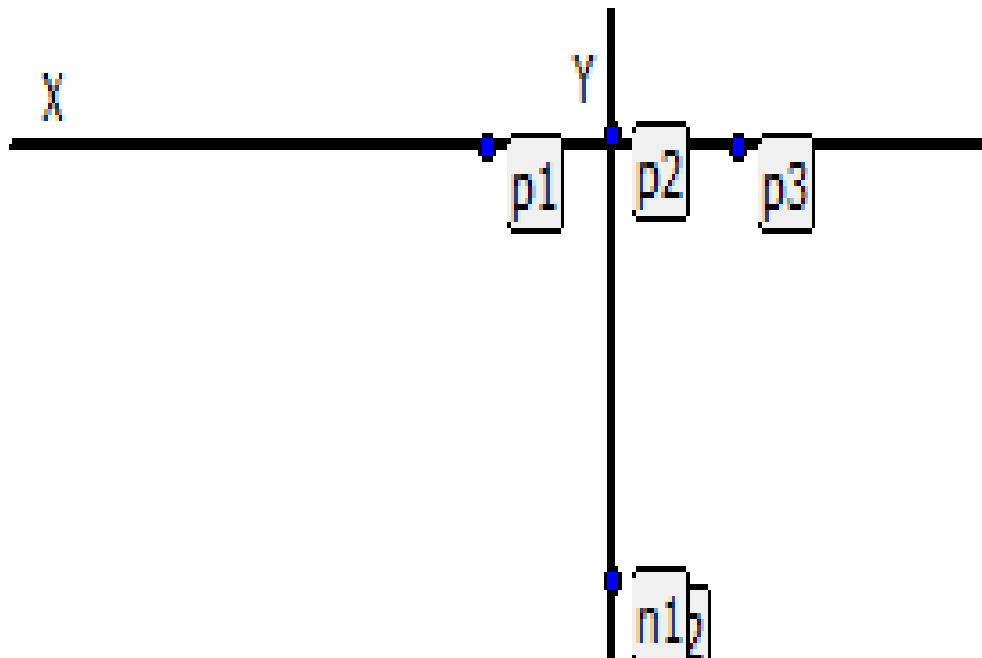


Figura 2. 1 Esquema de línea de distribución, p1, p2 y p3 indica la posición de los conductores en x, y.

2.2.5. *Mediciones en la Red.*

Las mediciones horarias son imprescindibles en el estudio, el contar con todos los datos ayuda a tener las proyecciones de mediciones con similares características, especialmente en nodos residenciales que no tienen mediciones horarias, de ahí la importancia de todos estos métodos.

Los datos que se tienen a la disposición en toda red son de consumos residenciales en kWh-mes, los kW de Mediana demanda, kW de Gran demanda, y las mediciones horarias del alimentador de la red de distribución.

2.3. *Procesamiento de la Información*

2.3.1. *Mediciones*

En la tabla 2.1 muestra los valores del periodo de estudio el cual corresponde al estrato de mediciones horarias de un mes (30 días) del alimentador principal. En éste los valores de demanda corresponderán a un promedio típico de varias mediciones. Para los nodos industriales se tienen mediciones horarias, a cual se hará referencia para calcular las pérdidas de energía aplicando el método I propuesto de separación en bloques horarios.

La primera columna indica la fecha de los datos, la columna dos presenta la hora de la medición en periodos de una hora, aunque la medición se realice cada 15 minutos en la mayoría de los instrumentos de medición; éstos se pueden llevar al mismo formato de hora para tener una normalización de todas las mediciones; las filas de la hora y fecha están acorde al valor del alimentador y las Sub-Estaciones de Distribución (SED) que concuerdan en hora y fecha a éstas mediciones.

Para el caso de los transformadores no se posee una medición horaria para todos ellos, solo se cuenta con algunas mediciones de los transformadores que se han muestreado para diferentes capacidades. Además se cuenta con el consumo de energía de todos los clientes que se encuentran conectados aguas abajo del transformador. Con base a estos valores se realizan proyecciones de la demanda, por poner un ejemplo el valor del día 8/1/2015 a las 0:00 horas corresponde un valor en el alimentador principal de 3373.20 kW y en la SED1 a la misma fecha y hora corresponde el valor de 60.89kW y así para los demás valores de las SEDs

En las siguientes tablas, los puntos suspensivos indicarán datos que no fueron colocados para simplificar el tamaño e indicar que hay muchos más datos entre ellos.

Fecha	Hora	Promedio de kW Alimentador	SED1	SEDN
8/1/2015	0:00	3373.20	60.89	4.88
...
8/1/2015	23:00	2883.60	56.90	4.45
8/2/2015	0:00	2448.00	52.75	2.23
...
8/2/2015	23:00	2419.20	47.83	8.24
8/3/2015	0:00	2451.60	46.13	2.12
...
8/3/2015	23:00	2664.00	54.79	7.85
8/4/2015	0:00	2566.80	51.26	2.27
...
8/6/2015	0:00	3114.00	46.25	2.12
...
8/30/2015	5:00	2203.20	48.55							1.96
8/30/2015	6:00	1857.60	52.34							2.09

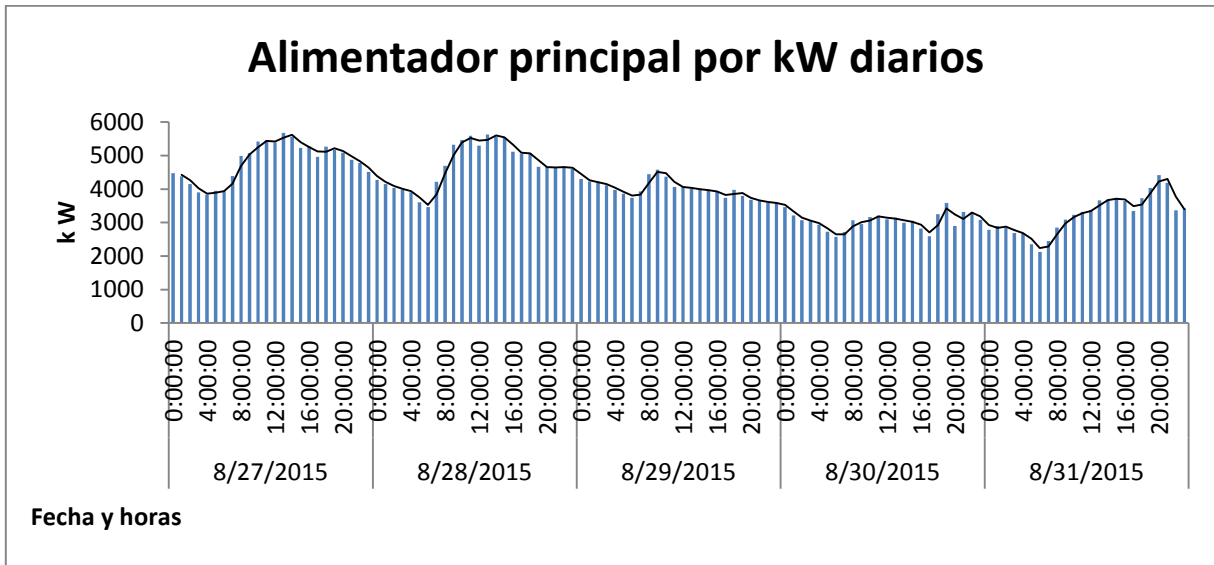
Tabla 2. 1 Mediciones horarias de alimentador y sub estaciones de distribución

Con los datos ordenados de mayor a menor con respecto a la columna del alimentador principal de los datos de la tabla 2.1 se obtienen la tabla 2.2, como se analizó el ejemplo anterior, la cual se muestra a continuación:

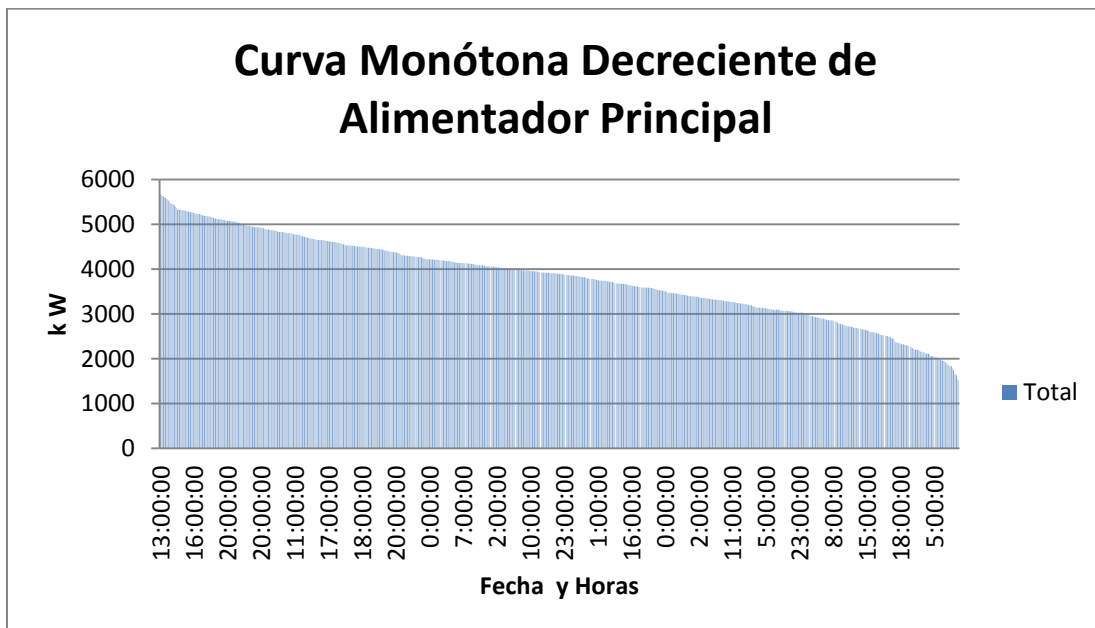
Fecha (2015)	Hora	kW Alimentador	SED1	SED16
8/8/2015	20:00	5,648.40	55.46	11.41
8/27/2015	14:00	5,641.20	126.96	2.07
8/28/2015	14:00	5,623.20	134.11	2.02
...
...
8/19/2015	22:00	5,378.40	84.29	11.68
8/21/2015	13:00	5,356.80	93.67	24.25

Tabla 2. 2 Datos de kW ordenados de mayor a menor, tomando las fechas y hora correspondiente al alimentador.

En las gráficas siguientes se observa el comportamiento de los datos que se plasmaron en las tablas antes descritas, ordenando los datos de mayor a menor. En la gráfica 2.1 representa una porción de los datos de la tabla 2.1 de una medición mensual, y la gráfica 2.2 muestra los datos ordenados de mayor a menor de la tabla 2.2.



Gráfica 2. 1 Demanda diaria (muestra representativa de 4 días)



Gráfica 2. 2 Curva monótona decreciente

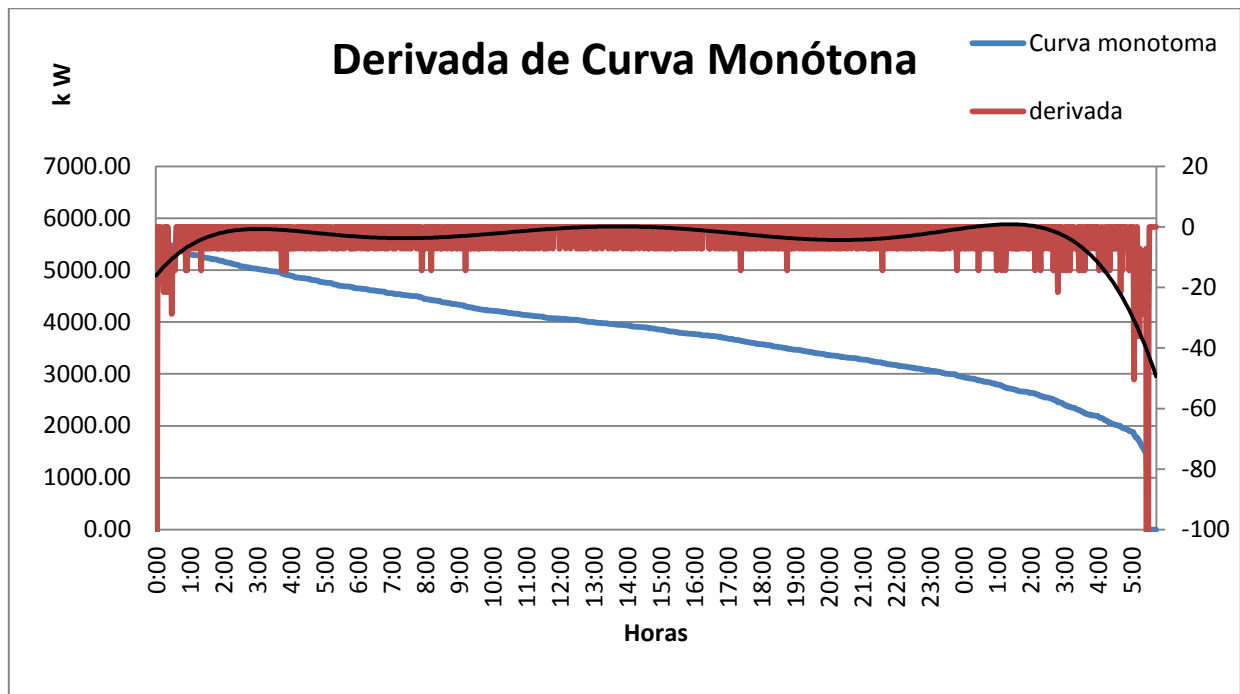
2.3.2. Derivada De datos

Para poder observar en qué puntos de la gráfica 2.2 pueda existir un punto de concavidad o la pendiente que indique un valor infinito, se calcula la derivada de los datos de la tabla 2.2.

Como son datos muestrales la forma de calcular los valores de pendiente por punto se realiza a través de la ecuación 2.1 siguiente

$$Derivada = \frac{dy}{dx} = \text{pendiente de los puntos } (x_i, y_i) \text{ y } (x_{i+1}, y_{i+1}) \quad \text{Ec. 2.1}$$

La gráfica 2.3 presenta la derivada de los datos más los valores de demanda según el método que se planteó, en el Anexo A se detalla los cálculos.



Gráfica 2. 3 Curva de derivada y curva monótona del alimentador en color azul.

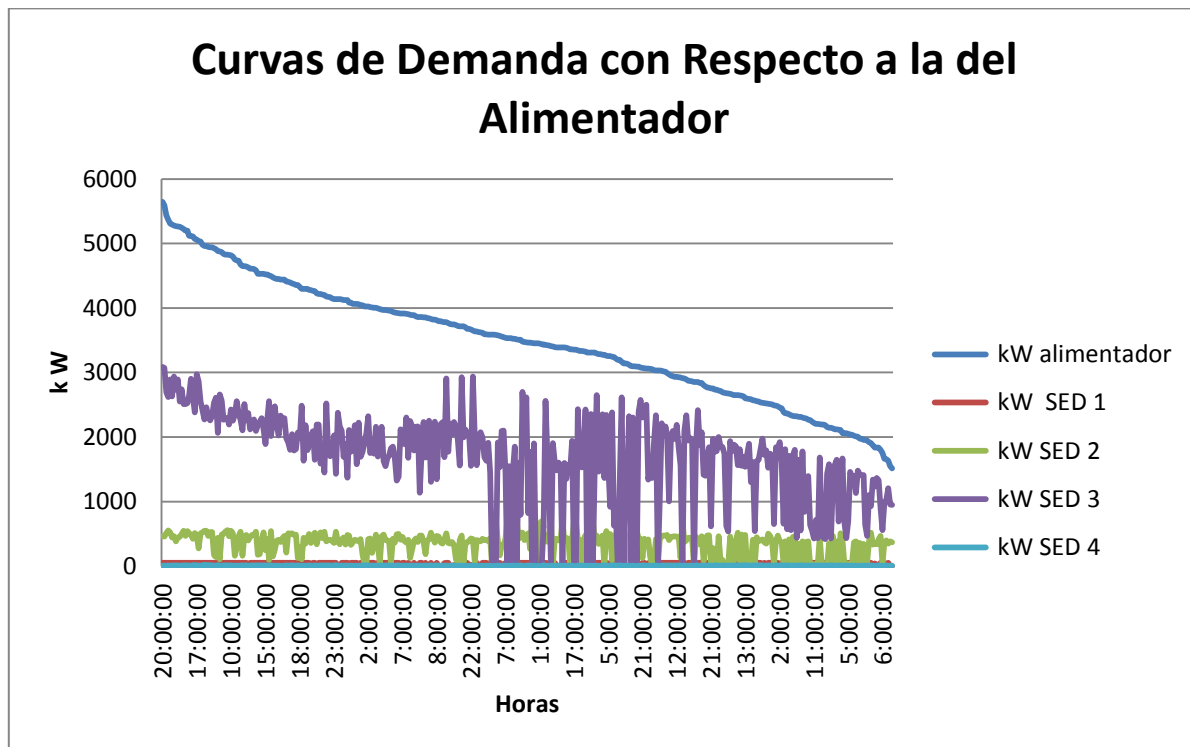
En la gráfica 2.3 los valores que están en color rojo corresponden a la derivada de los valores de la curva monótona de color azul que corresponde a la demanda alimentador principal punto a punto según método 1 del anexo A, los valores de la escala de la derivada están a la derecha del gráfico. Es importante observar que las pendientes en este método son negativas según lo desarrollado en el capítulo I.

Los datos extremos se refieren a los valores máximos negativos que se observan en la gráfica 2.3, identificando la pendiente muy vertical. En este caso en particular no se poseen valores máximos negativos de la derivada en intermedio del período; de esa manera se concluye que la gráfica posee una linealidad y no existen puntos de concavidad que indiquen disociación de la tendencia de los datos como se muestra la línea de tendencia de color negro de la gráfica 2.3.

Al tener identificados los puntos de concavidad se realizan los bloques horarios, para este caso en particular la demanda total será dividida en tres partes iguales según la Familia C, al no tener puntos donde la tendencia de la pendiente sea pronunciada.

El porcentaje de horas que corresponde a los bloques alto, medio y bajo es de 33.33 % que corresponden a 240 horas por cada bloque horario, completando las 720 horas correspondiente a los 30 días del periodo de estudio.

Los datos de la demanda del alimentador ordenados de mayor a menor corresponden a las mismas fechas y horas de los nodos de Mediana y Gran demanda. La grafica 2.4 muestra la tendencia de los datos aguas abajo del alimentador (gráfica de color azul), identificando que estos siguen la tendencia de los datos del alimentador principal. Estas gráficas varían de acuerdo a los clientes y a los alimentadores de cada distribuidora.



Gráfica 2. 4 Demanda de Alimentador principal y sub estaciones de distribución (SED).

2.3.3. Datos por Bloques Horarios

Al tener definido el bloque es factible tomar la muestra de cada uno de ellos que corresponde al número de datos ordenados de mayor a menor, los primeros 240 para el bloque alto, los siguientes 240 al bloque medio y los últimos 240 datos al bloque bajo, completando así los 720 datos para los 30 días del estudio.

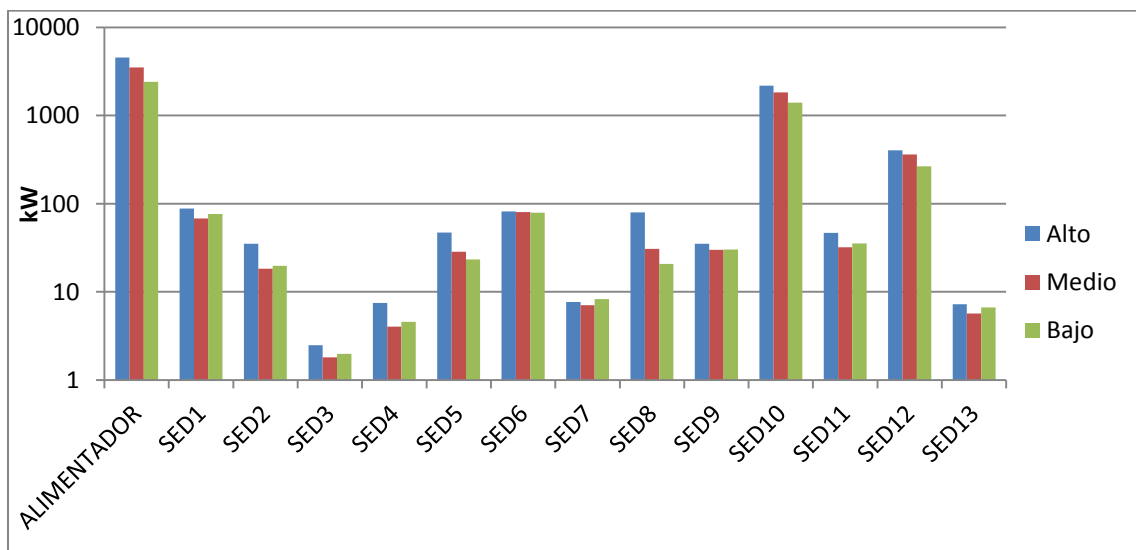
Resumen de Demanda Promedio para Alimentador, M y G Demanda [kW]			
Nodo	Bloque Alto	Bloque Medio	Bloque Bajo
Alimentador	4844.78	3883.38	2771.66
SED1	92.73	67.29	73.06
SED2	33.25	19.53	20.42
...
SED16	11.22	7.47	9.93

Tabla 2. 3 Resumen de los bloques horarios de alimentador y SEDs.

El promedio de los 240 datos por bloque, para el alimentador principal y los SED correspondientes a Mediana y Gran demanda, se presentan en la tabla 2.3, estos son los valores a simularse para el cálculo de las pérdidas de energía.

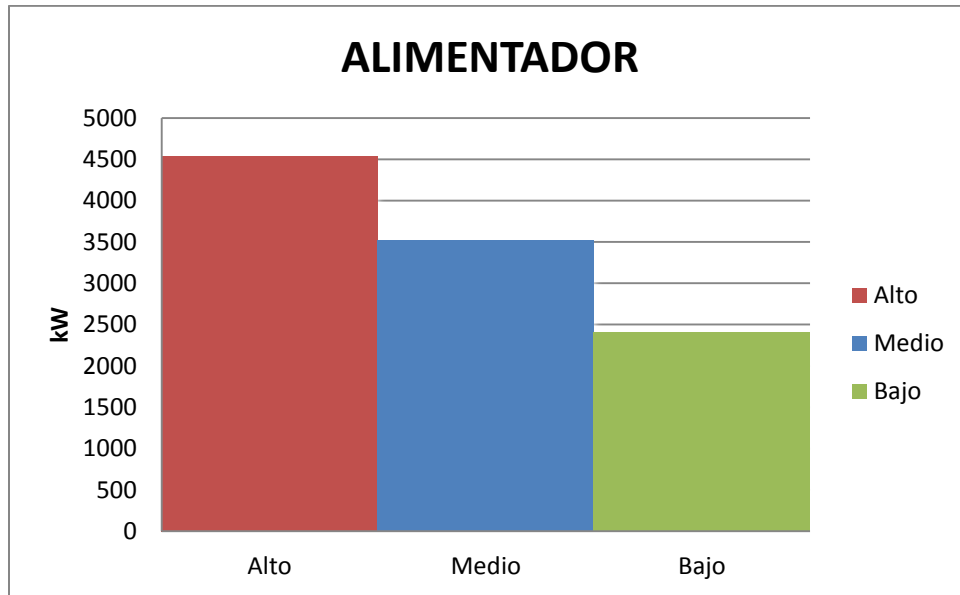
En base a los datos de mediciones de consumo mensual de transformadores y mediciones horarias de algunos de estos, se obtiene la tabla 2.4 que indica los kW por bloque horarios. La forma de obtener los datos a partir de éstas mediciones se analiza en detalle en el Anexo C.

En la gráfica 2.5 se observa como es el comportamiento de la demanda en kW para los tres bloques horarios alto, medio y bajo. La escala está en base logarítmica.



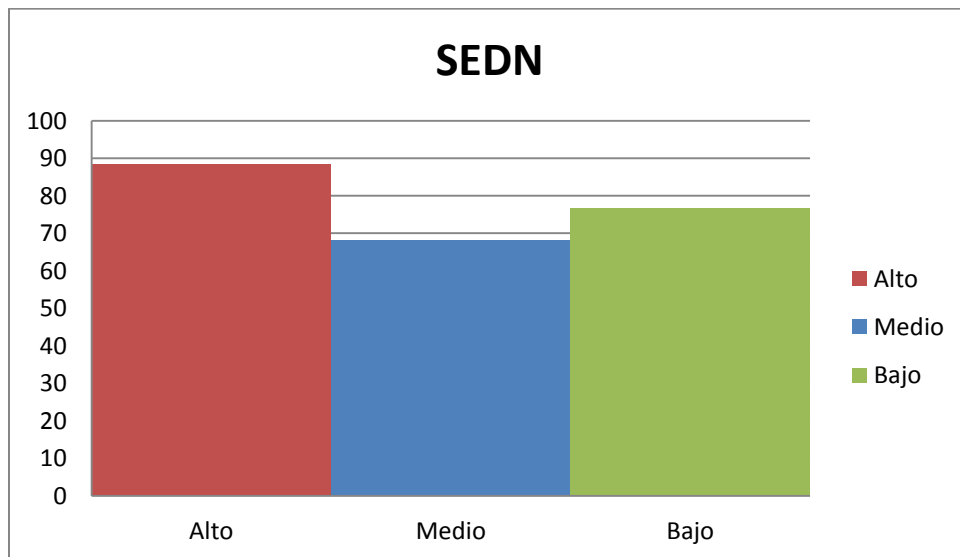
Gráfica 2. 5 Bloques Horarios para cada Alimentador

En la gráfica 2.6 se observa en detalle la demanda del alimentador principal en sus tres bloques horarios, la demanda del alimentador esta ordenada de mayor y se observa los bloques horarios alto medio y bajo.



Gráfica 2. 6 Bloque Horario para Alimentador Principal

En la gráfica 2.7 muestra la medición de un SEDN indicando que no siempre el valor de alta demanda corresponde al mismo bloque de alta del alimentador. En ésta gráfica se puede observar que el bloque medio tienen la menor demanda y en el bloque bajo tiene la demanda media, indicando así un comportamiento real de la red.



Gráfica 2. 7 Demanda por Bloque Horario

La tabla 2.2 indica los datos del alimentador y de los clientes de Mediana y Gran demanda. Para los datos de consumo residencial en los transformadores de distribución se muestra en la tabla 2.4 por demanda de bloques horarios de cada transformador residencial.

BLOQUES HORARIOS PROMEDIO kW						
Transformador	kWh -mes	Bloque Alto	Bloque Medio	Bloque Bajo		
		kW	kW	kW	kWh	
		49.35%	29.40%	21.25%		
T-00002	11019	22.66	13.50	9.76		
T-00003	5076	10.44	6.22	4.49		
T-00004	5080	10.45	6.22	4.50		
T-00008	3656	7.52	4.48	3.24		
T-00009	3230	6.64	3.96	2.86		
T-00011	5246	10.79	6.43	4.64		
T-00013	2422	4.98	2.97	2.14		
-----	-----	-----	-----	-----		
T-00019	773.064	1.59	0.95	0.68		
T-00020	7234	14.88	8.86	6.40		
T-00023	13595	27.96	16.65	12.04		
T-00026	10416	21.42	12.76	9.22		
T-00031	17988	36.99	22.04	15.93		
T-00035	7860	16.16	9.63	6.96		
T-XXXXX	4787	9.84	5.86	4.24		

Tabla 2. 4 Valores por bloque horario en kW por transformador (muestra representativa)

2.4. Circuito de Red de Distribución

Antes de calcular las pérdidas es importante correr un flujo de carga en el software WindMil a fin de obtener los parámetros antes planteados de la información obtenida.

La red a simular tendrá todas las características posibles a la red real de distribución, como ejemplo en la figura 2.2 se muestra una parte de la red de distribución en estudio implementada, indicando que el comienzo de la red se hace en el nodo alimentador y desde ahí se distribuye las líneas aguas debajo de éste por ser una red radial, la variabilidad de la red dependerá de cada distribuidora al igual que los consumidores finales.

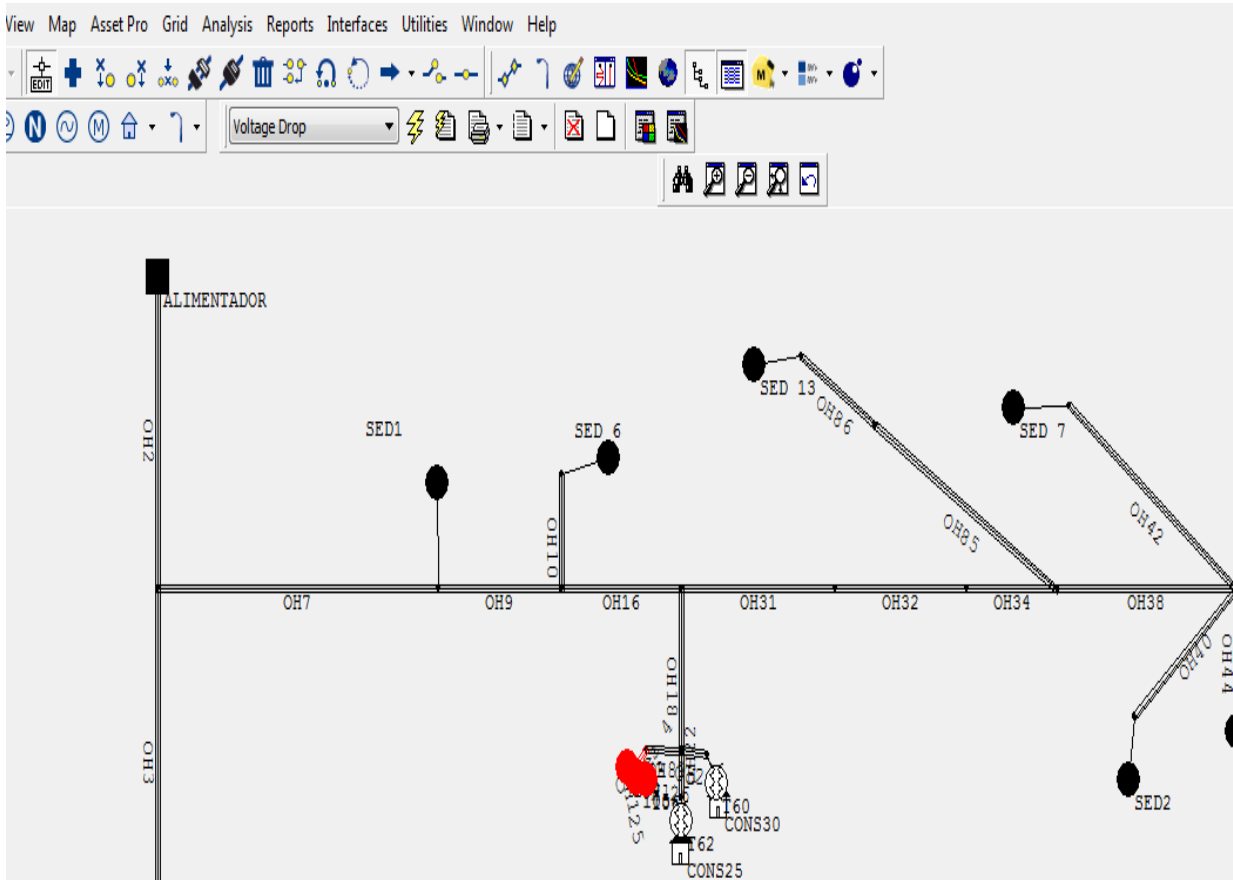


Figura 2. 2 Muestra del circuito de la red de distribución.

2.5. Procesamiento de la Red en Software WindMil.

2.5.1. Asignación de Demanda.

La forma de colocar los valores promedios en los nodos del simulador se realiza en la ventana de *Edición de elementos del circuito (Circuit Element Editor)*. Tal como se muestra en la Figura 2.3, en la opción Total de la pestaña calcular carga (*Calculated Load*), encerrada en círculo se coloca el valor de kW trifásicos, bifásico o monofásico según sea el caso, el % de factor de potencia y el número de consumidores que alimenta ese nodo o SEDs.

2.5.2. Asignación de Fase.

Para el caso que no sea un nodo trifásico se puede hacer la selección de que fase o fases estaría utilizándose, solo correspondería seleccionar la opción de *Fase (Phase)* vista en la ventana de *Editor de elementos del circuito* la cual se muestra en la figura 2.4 los elementos encerrado en círculos.

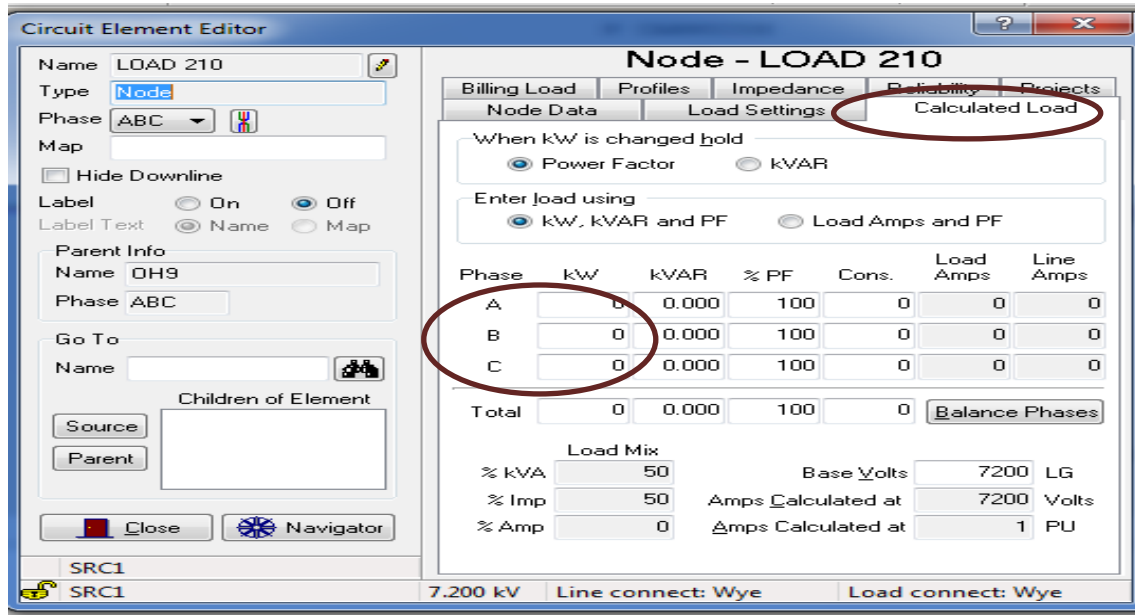


Figura 2. 3 Las partes encerradas muestran a detalle la forma de colocar los datos

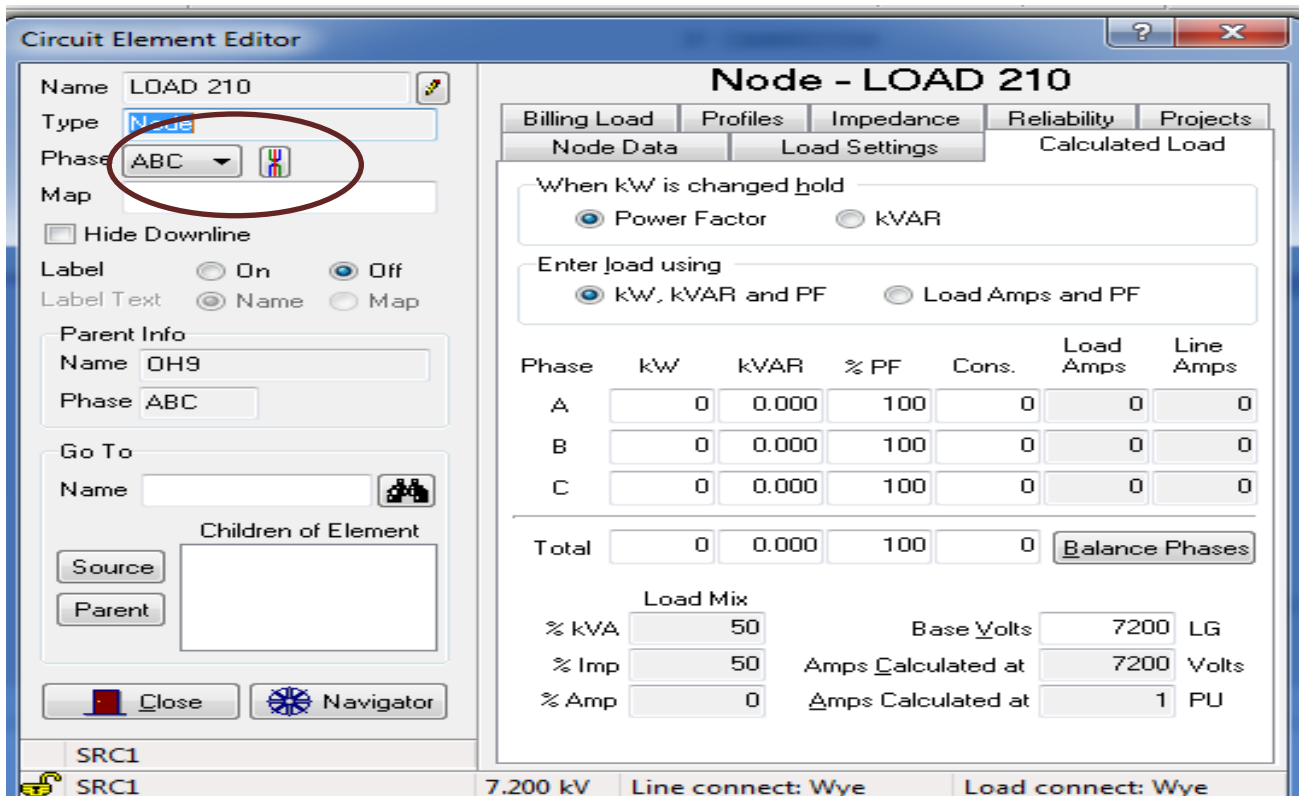


Figura 2. 4 Selección de fase del nodo o línea de distribución.

2.5.3. Definición de Tipos de Conductores.

Para los conductores aéreos (*Overhead*) se debe realizar las siguientes operaciones en el *editor de los elementos del circuito* y aplicar los valores correspondientes a los elementos de la red, indicando su tipo de construcción, distancia de cables, conductor neutro y otros parámetros como se observan en la figura 2.5.

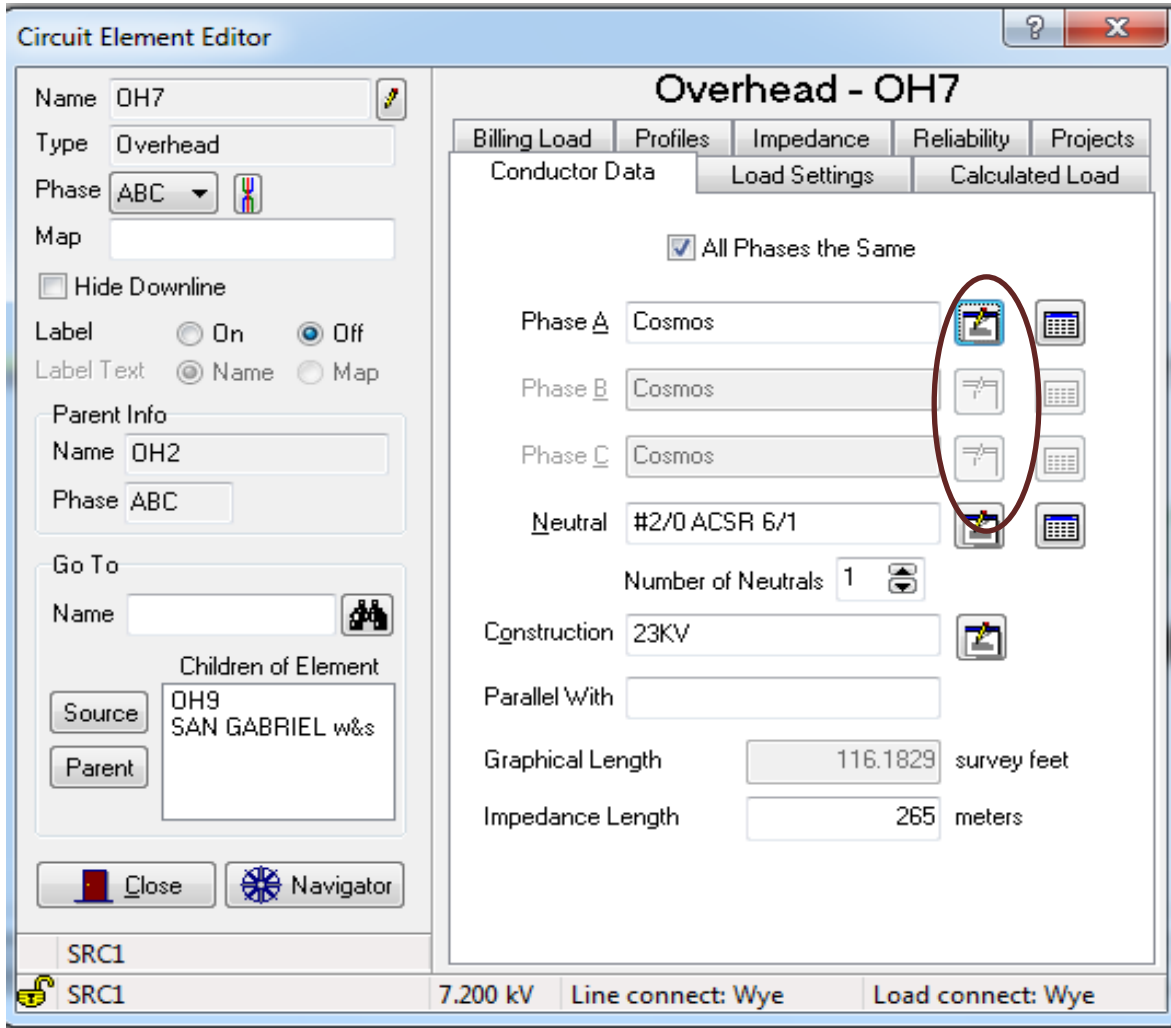


Figura 2.5 Especificaciones de los tramos de línea aérea (*overhead*)

Si el tipo de conductor a seleccionar no se encuentra en la biblioteca del programa se tienen que investigar y colocar en sus respectivas unidades por ejemplo para el conductor COSMOS, se proporcionan la resistencia a temperatura de 25 y 50 Grados Celsius respectivamente.

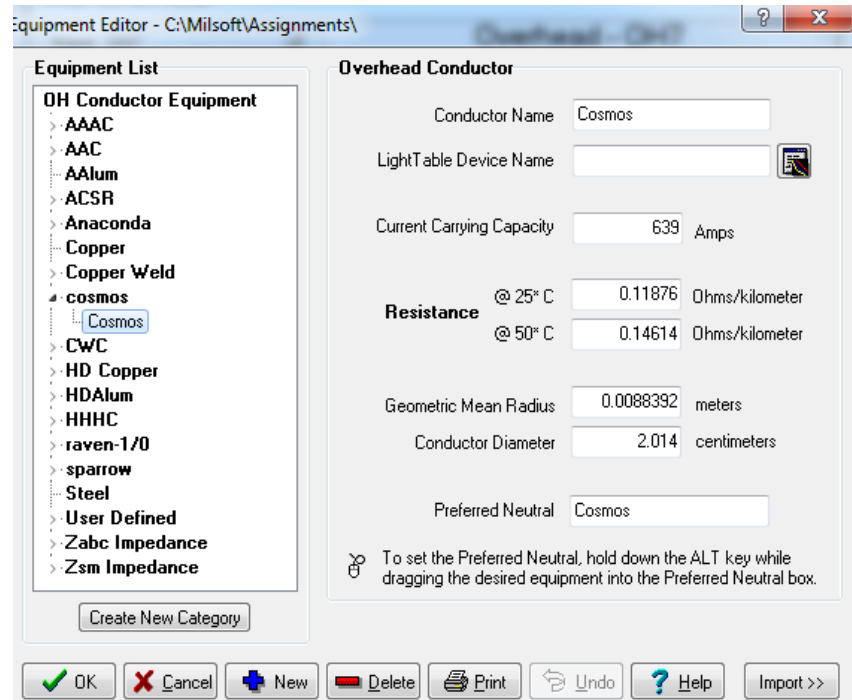


Figura 2. 6 Características de conductor aéreo

2.6. Cálculo de Pérdidas de Energía

Con las características definidas para los elementos de la red de distribución en el software, se realiza la simulación del flujo de carga de toda la red, en base a los datos de kW colocados en los nodos correspondientes. La forma en que se realiza la simulación es a través de la opción de *Caída de voltaje (Voltage Drop)* y aplicando la opción de *Recalcular Análisis (Recalculate Analysis)*, para genera el flujo de carga y la demanda de los kW en los elementos. Tal como se muestra en la figura 2.7.

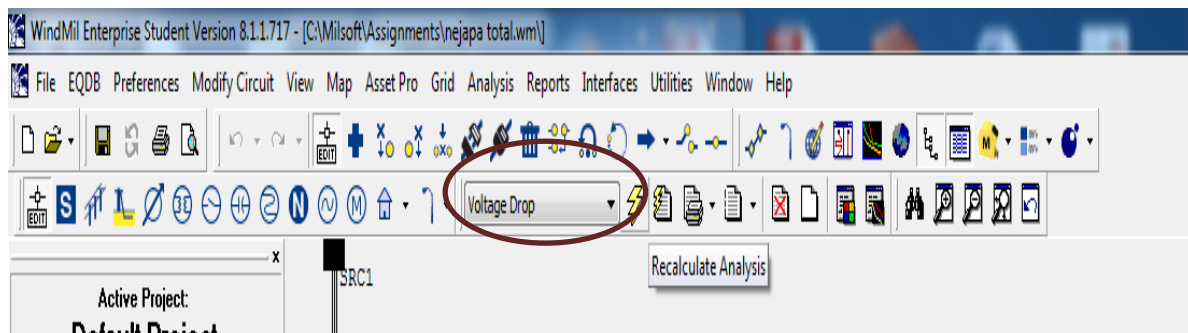


Figura 2. 7 Muestra las opciones a modificar para realizar el flujo de carga.

Al correr el flujo de carga, los datos de las pérdidas en kW (*kW loss*) se obtienen mediante la ejecución de consultas a la base de datos generada del software que corresponde a la simulación del circuito, éste procedimiento se hace mediante un *modelo de pregunta*

(Model Query) que muestra los elementos específico que se desean obtener. La forma de realizar la petición se observa en la figura 2.8.

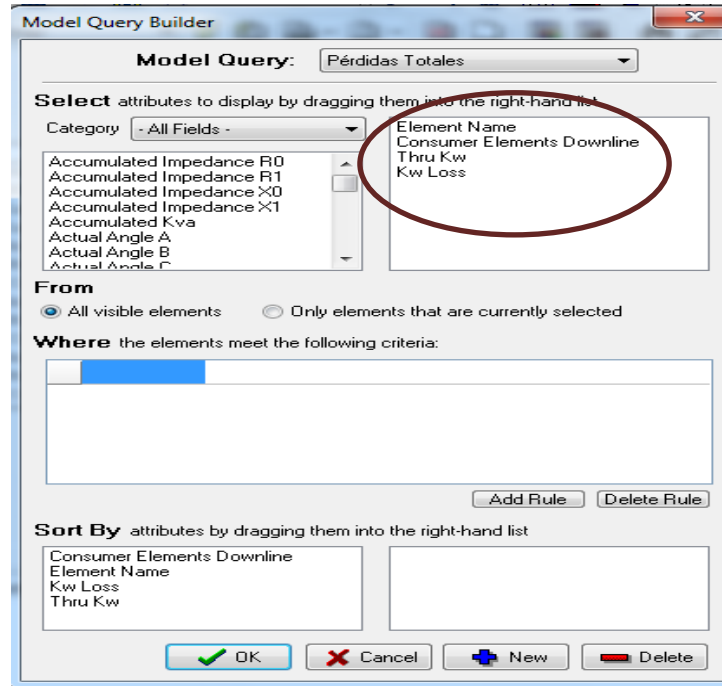


Figura 2. 8 Selección de datos que mostrara el programa al realizar flujo de carga.

Los datos obtenidos se muestran en la tabla 2.5 indicando las pérdidas en kW por cada elemento de la red de distribución, como ejemplo para el tramo de conductor OH7, el valor de pérdidas corresponde a 4.614 kW.

Nombre de Elemento	kW Demanda	Pérdida en kW
SRC1	4932.565	0
OH7	4911.006	4.614
...
OH2	4932.565	13.973
OH78	47.911	0.004

Tabla 2. 5 Extracto de Valores de Simulación Exportados por WindMil a Excel, Simulación para el Bloque Alto.

Como se mencionó anteriormente, este método establece que se deberán obtener los valores de pérdidas para los 3 bloques definidos (alto, medio y bajo), es necesario realizar tres simulaciones con diferentes datos, para los cuales se seguirá el mismo procedimiento de introducción de los valores a los elementos, hasta la interrogación al programa para obtener los resultados que se definieron anteriormente para el bloque alto.

Al realizar las otras dos simulaciones para los bloques medio y bajo, en la tabla 2.6 se muestra en resumen las sumas de las pérdidas totales por bloque horario.

En la tabla 2.6 se observa claramente que el valor de pérdidas es mayor en el bloque alto, seguido de bloques medio y bajo, esto puede variar dependiendo siempre de los bloques horarios que se tomen según los tipos de familia y de la cantidad de puntos de concavidad que presente la gráfica.

Bloques	Alto	Medio	Bajo	TOTALES
Horas por bloque	240	240	240	720
kW por bloque	35.509	19.037	13.603	68.149
Pérdidas [kWh]	8,522.16	4,568.88	3,264.72	16,355.76

Tabla 2. 6 kW de Pérdidas por Bloque Horario de Todos los Elementos de la Red. Ver Anexo B

El total de pérdidas de energía aplicando el Método I es de 16.35MWh, durante el periodo de estudio que corresponde a 30 días. El valor obtenido corresponde solo a los conductores en la red de distribución, para obtener los valores de pérdidas de energía en los elementos de transformación se plantean tres bloques horarios en base a la demanda del alimentador principal. Los bloques horarios estipulados en el periodo establecido se obtendrán con mediciones horarias en algunos puntos de los transformadores, teniendo como resultado la tendencia de los datos de otros transformadores de su misma capacidad.

2.7. Cálculo de las pérdidas de Energía en Transformadores

Los porcentajes de pérdidas que se han obtenido anteriores corresponden a los valores de pérdida de energía en los conductores únicamente. Para el cálculo completo de todos los elementos de una red de distribución tomando en cuenta los elementos de transformación MT/BT, se calculan las pérdidas de energía siguiendo los pasos visto en el capítulo I de la sección 1.6.1.9.

Los transformadores tienen dos características, pérdidas en vacío y pérdidas en el cobre que depende de la corriente que circula por las bobinas de éstos. Estos datos son reflejados en la tabla 2.7 que es igual a la de 1.3 del capítulo I, la tabla solo muestra valores constantes, las pérdidas en el hierro son las que se obtienen de forma directa, estas consisten en la multiplicación por el tiempo en que están habilitados a la red o conectado que en la mayoría del caso es constante durante la mayoría de su tiempo de operación, y por tanto su valor se obtiene solo multiplicando los valores de horas del periodo de estudio; las pérdidas en el cobre se necesitan más datos como se verá a continuación.

Capacidad de los transformadores	Pérdidas en el Hierro [kW]	Pérdidas en el Cobre [kW]
10	0.035	0.259
15	0.05	0.334
25	0.069	0.441
37.5	0.091	0.499
50	0.108	0.522
75	0.148	0.831
100	0.181	0.926
167	0.261	1.22

Tabla 2. 7 Pérdida en el Hierro y Cobre de Transformadores MT/BT

2.7.1. Pérdidas en Transformadores

2.7.1.1 Pérdidas Fijas

Los valores de pérdidas fijas corresponden a las pérdidas en el hierro correspondiente a la conexión de los transformadores en la red de distribución.

$$P_{fijas} = P_{FE} \times t \quad Ec. 1.13$$

Cálculo de los Valores de Pérdidas Hierro		
Transformador	perdidas en el hierro	Pérdidas en el hierro totales
T-00xxx	0.09	65.52
T-00xxx	0.09	65.52
T-00xxx	0.15	106.56
T-00xxx	0.09	65.52
T-00xxx	0.09	65.52
T-00xxx	0.09	65.52
T-00xxx	0.09	65.52
...
...
T-00xxx	0.07	49.68
T-00xxx	0.11	77.76
T-00xxx	0.11	77.76
T-00xxx	0.09	65.52
T-00xxx	0.09	65.52
Total Pérdidas Fijas [kWh]	12,738.24	

Tabla 2. 8 Valores de pérdidas fijas

El valor total de pérdidas correspondiente a los transformadores es de 12.74 MWh.

2.7.1.2 Pérdidas Variables

En la tabla 2.9 se muestra el valor de corriente por bloque horario para cada transformador de la red en estudio, la corriente en el bloque alto dado por I Alto, la del bloque medio dado por I Medio y el bloque bajo dado por I Bajo.

Transformador	Capacidad kVA	I Alto	I Medio	I Bajo	I Nominal
T-00xxx	37.50	99.38	59.20	42.79	156.25
T-00xxx	37.50	45.78	27.27	19.71	156.25
T-00xxx	75.00	45.82	27.29	19.73	312.50
...
...
T-00xxx	37.50	29.13	17.35	12.54	156.25
T-00xxx	37.50	47.31	28.19	20.37	156.25
T-00xxx	37.50	21.84	13.01	9.40	156.25
T-00xxx	37.50	16.16	9.63	6.96	156.25

Tabla 2. 9 Valores de Corriente por Bloques Horarios.

Los valores de pérdidas en el transformador son calculados a partir de la ecuación 1.14 y ecuación 1.15, donde el valor de %horas es de 33.33% para cada bloque en este caso y el total del periodo es de 720 horas.

Las ecuaciones 1.14 y 1.13 se muestran a continuación:

$$P_{variables} = \left(\frac{P_{cu}}{I_n^2}\right) (H_{eq}) \times t \quad [kwh] \quad Ec.1.14$$

$$H_{eq} = (I_a^2 \cdot \%H_{ra} + I_m^2 \cdot \%H_{rm} + I_b^2 \cdot \%H_{rb}) \quad Ec. 1.15$$

Como ejemplo de cálculo, para el primer valor de la tabla 2.10 y aplicando en la ecuación 1.14 y 1.15 se obtiene:

Sustituyendo los valores de 0.09 que son las pérdidas en el hierro de la tabla 2.8 para el transformador de 37.5kVA por las 720 horas de los datos del periodo de estudio, se obtiene como resultado las pérdidas de energía fija, a este valor se suma el valor de las pérdidas variables siempre multiplicadas por el factor de 720 horas del periodo, a la demanda de carga del transformador.

$$P_{totales} = \left(\frac{0.499}{156.25^2}\right) (H_{eq}) \times 720 \quad [kwh] \quad Ec. 1.14$$

$$H_{eq} = (99.38^2 \times 0.3333 + 59.20^2 \times 0.3333 + 42.79^2 \times 0.3333) \quad Ec. 1.15$$

Dónde:

$$I_{\text{Alto}} = 99.38$$

$$I_{\text{Medio}} = 59.20$$

$$I_{\text{Bajo}} = 42.79$$

$$\%H_{ra} = \%H_{rm} = \%H_{rb} = 33.33\% = 0.3333$$

Obteniendo el resultado de:

$$H_{eq} = 5065.59 \quad \text{y} \quad P_{\text{variables}} = \frac{.499}{156.25^2} (5070.16) \times 720$$

$$P_{\text{totales}} = 74.61$$

Transformador	Capacidad kVA	Pérdidas en el cobre	Pérdidas Totales en el cobre
T-00xxx	37.5	0.5	74.61
T-00xxx	37.5	0.5	15.83
T-00xxx	75	0.83	6.60
...
...
T-00xxx	37.5	0.5	6.41
T-00xxx	37.5	0.5	16.91
T-00xxx	37.5	0.5	3.60
T-00xxx	37.5	0.5	1.97

Tabla 2. 10 Valores de Pérdidas en el Cobre de Transformadores

2.7.1.3 Pérdidas Totales Fijas y Variables

La suma de todas las pérdidas en los elementos de transformación corresponde a 21.21MWh para el periodo de estudio de un mes (30 días), para poder comparar el porcentaje de pérdidas de energía con el periodo se obtiene de la siguiente forma:

$$\%Pérdidas\ Totales = \frac{MWh\ de\ transformadores}{MWh\ del\ periodo\ Total} \times 100 \quad Ec. 2.1$$

$$\%Pérdidas\ Totales = \frac{21.21}{2,759,95} \times 100 = 0.77 \%$$

Pérdidas en Transformadores kWh	
Pérdidas en el cobre	4,188.48
Pérdidas en el hierro	12,117.60
Total	16,306.08

Tabla 2. 11 Valores resumen de pérdidas en transformadores

El valor de 2759.95 MWh corresponde a la demanda total en el periodo del alimentador principal utilizado en la Ec.2.1.

2.8. Factor de Corrección por Porcentaje de Error.

Para corregir el cálculo de pérdidas debido a que se estiman promedios de datos divididos en tres bloques, primero se calcular el % de error al tomar promedios de bloques.

Con base a la relación $P_{totales} \propto Demanda^2$, para una resistencia unitaria, el valor real de comparación será la suma de la medición horaria de la demanda al cuadrado, para el valor experimental se realizará la división de n bloques con diferentes tamaños, para n=1, n=2...n=m, donde m es el valor límite de las divisiones de los bloques promedios. Este valor puede ser mayor que 2 y menor que el total de datos muestreados, el valor real se obtiene haciendo que m sea igual al número total de datos.

Número de datos (periodo de un mes)	Demanda alimentador kW	Demanda al cuadrado
1	5644.8	31863767.04
...
...
719	1512	2286144
720	1510	2280100

Tabla 2. 12 valores de los kW y kW²

En la tabla 2.10 se tiene los valores de la demanda del alimentador para un total de 720 datos de donde se extrae los promedios de la división de n bloques.

Tomando como referencia la tabla 2.11 la primer columna indica el promedio de todos los datos de la columna 2 de la tabla 2.7; para n=2 se toman los promedios de la columna 2 de la tabla 2.7, para los primeros 360 datos y los último 360 datos otro promedio, así se realiza para los demás n bloques.

División para n Bloques para Obtener los Promedios						
Promedio de bloque 1	promedio de 2 bloques iguales	promedio de tres bloques iguales	promedio de 4 bloques iguales	promedio de 5 bloques iguales	promedio de 6 bloques iguales	promedio de 7 bloques iguales
3833.27	4589.46	4844.78	4990.26	5077.43	5141.10	5184.73
n=1	n=2	n=3	n=4	n=5	n=6	3077.08
						2771.66
						2593.40
						2466.40
						2365.59
						2279.47
						n = 7

Tabla 2. 13 Valores Promedios de n Bloques

Los valores de la demanda al cuadrado de los promedios realizados se muestran en la tabla 2.12, los cuales se obtienen de multiplicar la demanda promedio de los n bloques tomando por el número total de datos de ese bloque; por ejemplo para n=1 el valor de $3833.27^2 \times 720$ datos y así para los demás n bloques

n bloques	Suma del Valor de la Demanda al Cuadrado
1	1.06E10
2	1.10E10
3	1.11E10
4	1.11E10
5	1.12E10
6	1.12E10
7	1.12E10

Tabla 2. 14 Demanda al Cuadrado por N Bloque en que se Dividen los Datos

Para el bloque 4, el valor se obtuvo de $Demanda^2 = \overline{4,990.26} * 180 + \overline{4,188.66} * 180 + \overline{3,560.76} * 180 + \overline{2,593.40} * 180 = 1.11E10$

El valor de 180 corresponde a la división de los datos en 4 bloques, cada uno de estos son 180 datos formando así los 180 x 4 los 720 datos para cada hora del periodo de un mes (30 días).

El valor real de la demanda al cuadrado resulta de la suma de todos los valores de la tabla 2.7 al cuadrado (columna tres), dando el valor teórico de **1.12E+10**, es el valor a comparar con la tabla 2.9 anterior y obtener el % error.

El cálculo de la tabla 2.10 se realiza por la ecuación 2.2.

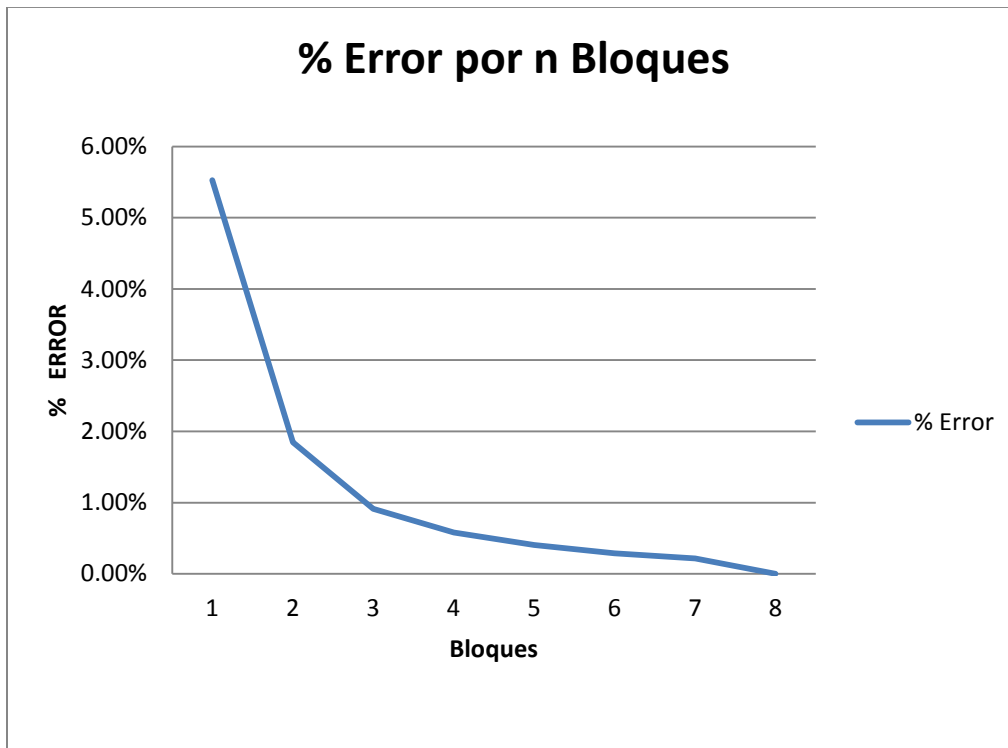
$$\% \text{ Error} = \left| \frac{\text{Valor aproximado} - \text{Valor Exacto}}{\text{Valor Exacto}} \right| * 100 \quad \text{Ec. 2.2}$$

Donde el valor aproximado es el valor de la tabla 2.9 y el valor Exacto es de 1.12E+10.

n Bloques	% de Error
1	5.53%
2	1.85%
3	0.91%
4	0.58%
5	0.41%
6	0.29%
7	0.22%

Tabla 2. 15 Porcentaje de error al tomar los promedios de n bloques.

El valor de error a tomar para la tesis es de 0.91%, que es el valor en porcentaje a sumarse a las pérdidas totales obtenidas anteriormente debido a que se están ocupando tres divisiones de todos los datos. En la gráfica 2.8 muestra el comportamiento del error a medida que aumenta las divisiones de los datos en bloques más pequeños.



Gráfica 2. 8 Valor de % de error por n bloques de datos

2.9. Coeficiente de Correlación

Otra forma de estimar si la tendencia de los datos es similar a la que se está realizando el promedio de los datos y la variación de los datos de unos a otro es a través del coeficiente de correlación.

En la figura 2.9 se observa la tendencia de los datos al ser promediados por N bloques.

	Alimentado	Promedio de 2,3... n bloques																
	Alimentador	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
1	5644.8	4999.275	5135.85	5210.55	5267.17895	5302.35	5328.51429	5349.6	5361.05455	5372.64	5385.2	5400.45	5419.02857	5419.02857	5442	5442	5442	5471.28
2	5590.8	4999.275	5135.85	5210.55	5267.17895	5302.35	5328.51429	5349.6	5361.05455	5372.64	5385.2	5400.45	5419.02857	5419.02857	5442	5442	5442	5471.28
3	5439.6	4999.275	5135.85	5210.55	5267.17895	5302.35	5328.51429	5349.6	5361.05455	5372.64	5385.2	5400.45	5419.02857	5419.02857	5442	5442	5442	5471.28
4	5371.2	4999.275	5135.85	5210.55	5267.17895	5302.35	5328.51429	5349.6	5361.05455	5372.64	5385.2	5400.45	5419.02857	5419.02857	5442	5442	5442	5471.28
5	5310	4999.275	5135.85	5210.55	5267.17895	5302.35	5328.51429	5349.6	5361.05455	5372.64	5385.2	5400.45	5419.02857	5419.02857	5442	5442	5442	5471.28
6	5295.6	4999.275	5135.85	5210.55	5267.17895	5302.35	5328.51429	5349.6	5361.05455	5372.64	5385.2	5400.45	5419.02857	5419.02857	5442	5442	5442	5274
7	5281.2	4999.275	5135.85	5210.55	5267.17895	5302.35	5328.51429	5349.6	5361.05455	5372.64	5385.2	5400.45	5419.02857	5419.02857	5257.2	5257.2	5257.2	5274
8	5270.4	4999.275	5135.85	5210.55	5267.17895	5302.35	5328.51429	5349.6	5361.05455	5372.64	5385.2	5400.45	5238	5238	5257.2	5257.2	5257.2	5274
9	5263.2	4999.275	5135.85	5210.55	5267.17895	5302.35	5328.51429	5349.6	5361.05455	5372.64	5385.2	5204.25	5238	5238	5257.2	5257.2	5257.2	5274
10	5259.6	4999.275	5135.85	5210.55	5267.17895	5302.35	5328.51429	5349.6	5361.05455	5372.64	5172	5204.25	5238	5238	5257.2	5257.2	5257.2	5274
11	5245.2	4999.275	5135.85	5210.55	5267.17895	5302.35	5328.51429	5349.6	5361.05455	5138.64	5172	5204.25	5238	5238	5257.2	5257.2	5257.2	5199.12
12	5223.6	4999.275	5135.85	5210.55	5267.17895	5302.35	5328.51429	5349.6	5105.12727	5138.64	5172	5204.25	5238	5238	5257.2	5257.2	5257.2	5199.12
13	5202	4999.275	5135.85	5210.55	5267.17895	5302.35	5328.51429	5071.5	5105.12727	5138.64	5172	5204.25	5238	5238	5136.6	5136.6	5136.6	5199.12
14	5202	4999.275	5135.85	5210.55	5267.17895	5302.35	5328.51429	5071.5	5105.12727	5138.64	5172	5204.25	5238	5238	5136.6	5136.6	5136.6	5199.12
15	5122.8	4999.275	5135.85	5210.55	5267.17895	5302.35	5015.05714	5071.5	5105.12727	5138.64	5172	5204.25	5078.05714	5078.05714	5136.6	5136.6	5136.6	5199.12
16	5115.6	4999.275	5135.85	5210.55	5267.17895	5302.35	5015.05714	5071.5	5105.12727	5138.64	5172	5204.25	5078.05714	5078.05714	5136.6	5136.6	5136.6	5078.16
17	5108.4	4999.275	5135.85	5210.55	5267.17895	4969.35	5015.05714	5071.5	5105.12727	5138.64	5172	5026.95	5078.05714	5078.05714	5136.6	5136.6	5136.6	5078.16
18	5068.8	4999.275	5135.85	5210.55	5267.17895	4969.35	5015.05714	5071.5	5105.12727	5138.64	5172	5026.95	5078.05714	5078.05714	5136.6	5136.6	5136.6	5078.16
19	5061.6	4999.275	5135.85	5210.55	5267.17895	4969.35	5015.05714	5071.5	5105.12727	5138.64	4985.6	5026.95	5078.05714	5078.05714	5006.4	5006.4	5006.4	5078.16
20	5036.4	4999.275	5135.85	5210.55	4905.47368	4969.35	5015.05714	5071.5	5105.12727	5138.64	4985.6	5026.95	5078.05714	5078.05714	5006.4	5006.4	5006.4	5078.16
21	5032.8	4999.275	5135.85	5210.55	4905.47368	4969.35	5015.05714	5071.5	5105.12727	4948.92	4985.6	5026.95	5078.05714	5078.05714	5006.4	5006.4	5006.4	4977.36
22	4982.4	4999.275	5135.85	5210.55	4905.47368	4969.35	5015.05714	5071.5	5105.12727	4948.92	4985.6	5026.95	4952.05714	4952.05714	5006.4	5006.4	5006.4	4977.36
23	4964.4	4999.275	5135.85	5210.55	4905.47368	4969.35	5015.05714	5071.5	4914.32727	4948.92	4985.6	5026.95	4952.05714	4952.05714	5006.4	5006.4	5006.4	4977.36
24	4960.8	4999.275	5135.85	5210.55	4905.47368	4969.35	5015.05714	5071.5	4914.32727	4948.92	4985.6	5026.95	4952.05714	4952.05714	5006.4	5006.4	5006.4	4977.36
25	4946.4	4999.275	5135.85	4788	4905.47368	4969.35	5015.05714	4884.3	4914.32727	4948.92	4985.6	4911.75	4952.05714	4952.05714	4924.8	4924.8	4924.8	4977.36
26	4942.8	4999.275	5135.85	4788	4905.47368	4969.35	5015.05714	4884.3	4914.32727	4948.92	4985.6	4911.75	4952.05714	4952.05714	4924.8	4924.8	4924.8	4920.48
27	4942.8	4999.275	5135.85	4788	4905.47368	4969.35	5015.05714	4884.3	4914.32727	4948.92	4985.6	4911.75	4952.05714	4952.05714	4924.8	4924.8	4924.8	4920.48
28	4924.8	4999.275	5135.85	4788	4905.47368	4969.35	5015.05714	4884.3	4914.32727	4948.92	4864.4	4911.75	4952.05714	4952.05714	4924.8	4924.8	4924.8	4920.48
29	4910.4	4999.275	5135.85	4788	4905.47368	4969.35	4811.91429	4884.3	4914.32727	4948.92	4864.4	4911.75	4861.54286	4861.54286	4924.8	4924.8	4924.8	4920.48

Figura 2. 9 Valores para obtener el coeficiente de correlación

Los valores obtenidos del coeficiente de correlación se muestran en la tabla 2.14

<i>Bloques</i>	<i>Alimentador</i>
1	1
2	0.84505697
3	0.92404118
4	0.95547243
5	0.97255703
6	0.97811089
7	0.98396792
8	0.98532929
9	0.986445
10	0.98926214
11	0.98943499
12	0.99147817
13	0.99328316
14	0.99328316
15	0.9940458
16	0.9940458
17	0.9940458
18	0.99558789

Tabla 2. 16 Coeficientes de correlación por bloques

Se observa que al ir aumentando los bloques de división también los datos se van comportando como los datos originales que nos indica que tan buena es la aproximación.

Para el valor de correlación de 1 como lo indica la primera celda de la tabla 2.14 es debido a la comparación entre la matriz1 que es igual a la matriz2

2.10. Cálculo de Pérdidas Totales.

Con el porcentaje de error de $\pm 0.91\%$ que se ha obtenido la sección 2.6 se sumará al valor obtenido de pérdidas de energía de 16.35 MWh.

En el Anexo B, se tiene el cálculo del valor de error y el porcentaje con respecto al consumo total del periodo de un mes, por tanto el valor de pérdidas corregido es de 16.50MWh, lo que corresponde a valor de pérdidas totales dados por el rango de 0.58 % a 0.60%. En la Tabla 2.15 se presenta en resumen los datos de Método I aplicado.

Resumen de Datos Método I Alimentadores				
Bloques	Alto	Medio	Bajo	TOTALES
Horas por bloque (sección 2.3.3)	240	240	240	720
Pérdidas en kW por bloque (tabla 2.5)	35.509	19.037	13.603	68.149
Pérdidas de Energía [kWh]	8,522.16	4,568.88	3,264.72	16,355.76
Energía en el mismo periodo [kWh] (tabla 2.2)	1162,746	932,011.2	665,197.2	2759,954.4
% Pérdidas Totales sin tomar el error	0.59%			
Porcentaje de error a sumar	±0.91%			
Valor Total de Perdidas Energía corregida [MWh]	1.35 ± 0.15			
% de Pérdidas de Energía	0.58% a 0.60%			
Resumen de Datos Método I Transformadores				
Pérdidas en el Cobre [MWh]	3.73			
Pérdidas en el Hierro [MWh]	12.12			
Pérdidas Totales Transformadores [MWh]	15.85			
% Pérdidas Totales sin tomar el error	0.57			
Pérdidas en el Cobre [MWh] corregidas	3.77 a 3.69			
Valor Total de Perdidas Energía corregida [MWh]	15.89 a 15.81			
% de Pérdidas de Energía	0.58% a 0.57%			
% de Pérdidas de Energía				
1.16 a 1.17				
Pérdida en Energía MWh				
32.02 a 32.39				

Tabla 2. 17 Valores Resumen de Método I

CAPITULO III

Método II Análisis de Flujo de Carga de Demanda Máxima en un Período Determinado.

3.1. Síntesis

Los métodos para el cálculo de pérdidas de energía son variantes y dependen mucho de la complejidad de la red, además de los datos que se tengan para poder realizar un estudio completo. En éste capítulo se extenderá un segundo método para calcular las pérdidas de energía de una red de distribución, al igual que en el capítulo I se necesita de un previo análisis de datos que se obtienen de las mediciones en la red en estudio. El método II consiste en determinar el valor de demanda máxima y realizar con dicho dato un flujo de carga en la red de distribución para calcular así las pérdidas máximas de todo el sistema, debido a que la red no siempre se comporta como una demanda máxima, se aplicará un factor de corrección que es para poder corregir la demanda máxima.

3.2. Adquisición de Datos y Procesamiento de la Información.

Los datos que se necesitan para la aplicación de la metodología, comprende los siguientes componentes que se muestran a continuación:

- Mediciones en la demanda del alimentador.
- Mediciones en nodos industriales, comerciales y residenciales.
- Circuito que se realizará el estudio.
- diagrama unifilar de red bajo estudio.

3.2.1. Demanda Máxima de Usuarios en Mediana y Gran Demanda.

Con los valores de mediciones horarias que se tienen en las SEDs que se muestra en la tabla 3.1 se obtienen el valor de la demanda máxima de todo el periodo en estudio. En esta tabla se muestran los valores ordenados por día y hora en que se realizaron las mediciones, en esta metodología no es necesario ordenar los datos de demanda de mayor a menor debido a que solo se extrae el valor de máxima demanda del periodo de estudio.

En la tabla 3.2 se extrae en detalle la demanda máxima del alimentador obtenido de la tabla 3.1, y los datos de los SED1, SED2 hasta SEDN correspondiente a la fecha y hora de ocurrencia con respecto al alimentador principal.

Fecha	Hora	Promedio de kW Alimentador	SED1	SEDN
8/1/2015	0:00	3373.20	60.89	4.88
...
8/1/2015	23:00	2883.60	56.90	4.45
8/2/2015	0:00	2448.00	52.75	2.23
8/8/2015	20:00	5648.40	55.46	11.48
8/2/2015	23:00	2419.20	47.83	8.24
...
8/8/2015	20:00	5648.40	55.46	11.48
...
8/30/2015	5:00	2203.20	48.55							1.96
8/30/2015	6:00	1857.60	52.34							2.09

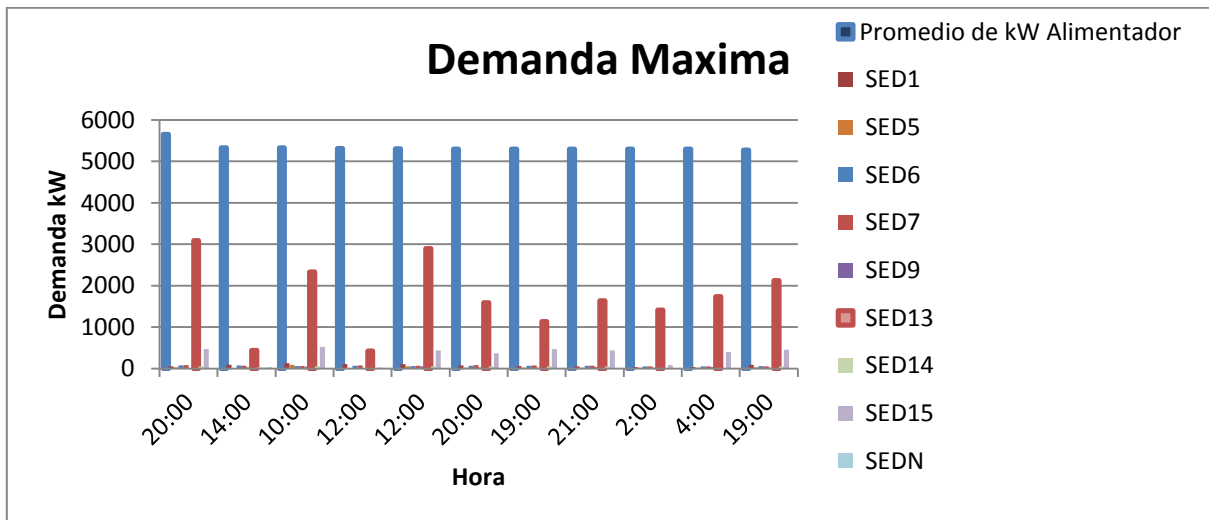
Tabla 3. 1 Resumen de mediciones horarias de alimentador y SEDs.

En la gráfica 3.1 se detalla una parte de los datos de la tabla 3.1, que demuestra que la demanda máxima del alimentador también concuerda con los datos aguas abajo de las mediciones de mediana y gran demanda de los SEDs.

Fecha	Hora	kW Alimentador	SED1	SEDN
8/8/2015	20:00	5648.40	55.46	11.41

Tabla 3. 2 Valor de Demanda máxima según alimentador principal en kW

El valor de la máxima demanda se da en el día 8 a las 20 horas, correspondiente al valor de 5.64MW; los valores de los SEDs también se tomaran a esta hora y día aunque no correspondan al máximo de su valor si no al máximo del alimentador.



Gráfica 3. 1 Promedios de SED y demanda máxima de alimentador

En la gráfica 3.1 la primera barra de color azul corresponde a la demanda del alimentador principal y si se toma como referencia el valor de la SED 13 se observa que solo en ese punto la demanda de éste se comporta como máxima demanda al igual que el alimentador, reafirmando así que los valores también siguen una tendencia en el punto máximo, aunque cabe mencionar que algunos datos no concuerden con esta demanda pero tiene poca influencia en el total máximo y son variantes de la metodología.

3.2.2. Demanda Máxima Residencial

Los datos de la tabla 3.1 indican los valores de demanda máxima del alimentador principal y los SEDs con mediciones horarias de la mediana y gran demanda, con base a los datos del alimentador principal y la tendencia de los datos aguas abajo se obtienen una parte de los datos para poder realizar el análisis de flujo de carga, por tanto es necesario el cálculo de la demanda de los usuarios de todos los transformadores en esta misma referencia de máxima demanda de todo el sistema de distribución, para esto se basa en mediciones horarias en puntos de transformadores residenciales que indica la variabilidad de la carga y así se toma una tendencia dependiendo de la capacidad de los kVA de los transformadores para así calcular la máxima demanda, teniendo en cuenta también el número de usuarios que suplen de energía eléctrica.

Para el cálculo de los valores de demanda máxima en los transformadores es utilizado un algoritmo planteado en el anexo D donde se obtiene los valores de la tabla 3.3 para obtener así una tendencia de máxima demanda de la red total incluido los transformadores. Los valores de ésta tabla son introducidos en los elementos de la figura 3.2, estos corresponde a los transformadores MT/BT.

Cálculo de Valores Máximos por Transformador		
Transformador	Consumo kWh-Mes	Demanda Máxima
T-00002	11019	24.52
T-00003	5076	11.29
T-00008	3656	8.13
T-00009	3230	7.19
T-00011	5246	11.67
---	---	---
T-00062	6456	14.36
T-00065	2529	5.63
T-00066	2767	6.16
T-00067	5179	11.52
T-00069	2474	5.50

Tabla 3. 3 Muestra de valores máximos en kW de transformadores

3.3. Cálculo de Pérdidas Máximas

La finalidad del método es aplicar solo un flujo de carga con el valor máximo de la mediana demanda, gran demanda y de los nodos residenciales, en la figura 3.1 se distinguen los SEDs, los consumidores residenciales se muestra en la figura 3.2, algunas de estas redes de distribución son tomadas como nodos residenciales al tener muy pocos elementos de transformación o para simplificación del número de elementos de la red en el simulador WindMil.

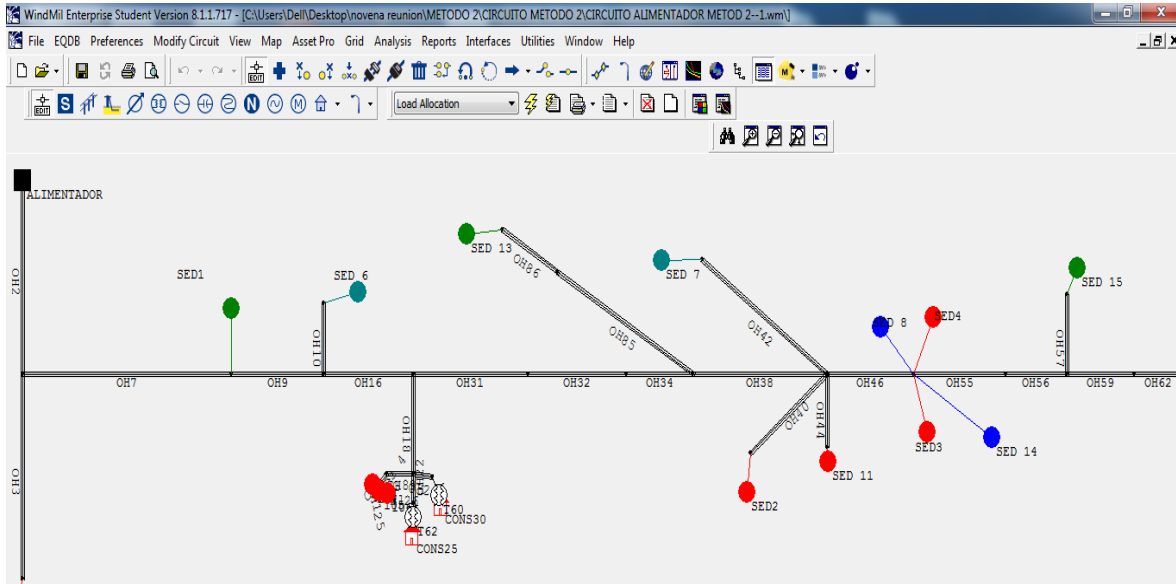


Figura 3. 1 Esquema de la red en WindMil con mediana y gran demanda

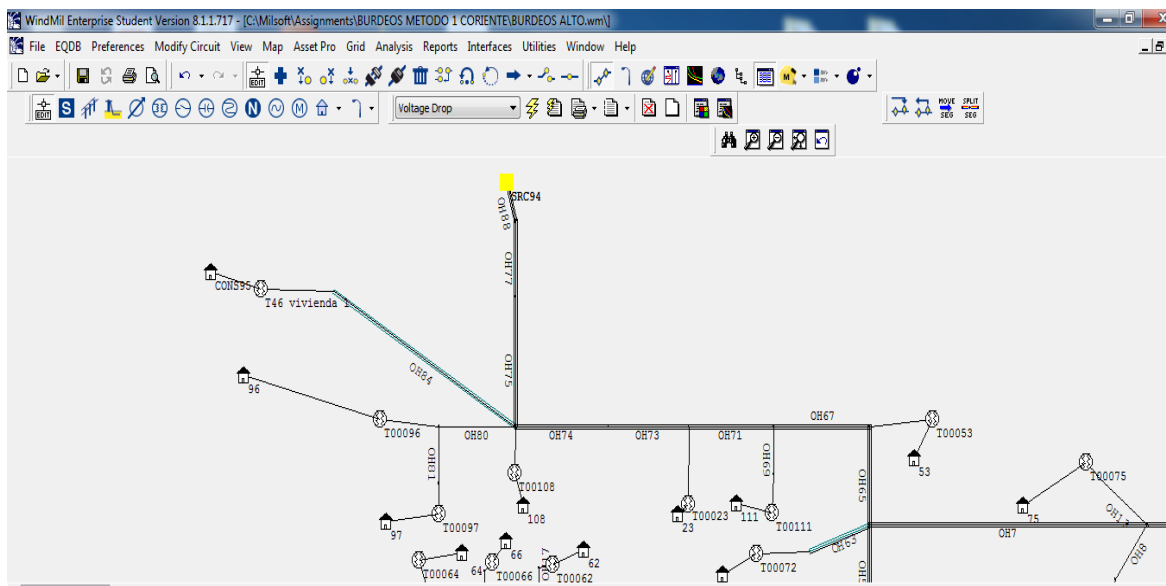


Figura 3. 2 Esquema de la red con transformadores residenciales

Con base a la tabla 3.4, se cuenta con todos los datos de mediciones para toda la red de distribución en estudio con los valores máximos de demanda.

Elementos	Demanda Máxima
Promedio de kW Alimentador	5648.4
SED1	55.46
SED2	11.62
SED3	1.49
SED4	3.62
SED5	29.06
SED6	77.18
SED7	82.44
SED8	3.1
...	...
...	...
...	...
...	...
SEDN	11.41
T-0001	29.83
T-0002	22.86
T-0003	39.47
T-0004	23.94
T-0005	24.06
T-0006	27.02
T-0007	13.71
T-0008	25.44
T-0009	17.57
T-0010	9.92
...	...
...	...
...	...
...	...
T-000N	5.43

Tabla 3. 4 Tabla resumen de demanda máxima a simularse

3.4. Asignación de Demanda

La forma de colocar los valores promedios en los nodos del simulador se realiza en la ventana de *Edición de elementos del circuito (Circuit Element Editor)*. Tal como se muestra en la Figura 3.3, en la opción Total de la pestaña calcular carga (*Calculated Load*), encerrada en círculo se coloca el valor de kW trifásicos, bifásico o monofásico según sea el caso, el % de factor de potencia y el número de consumidores que alimenta ese nodo o SEDs.

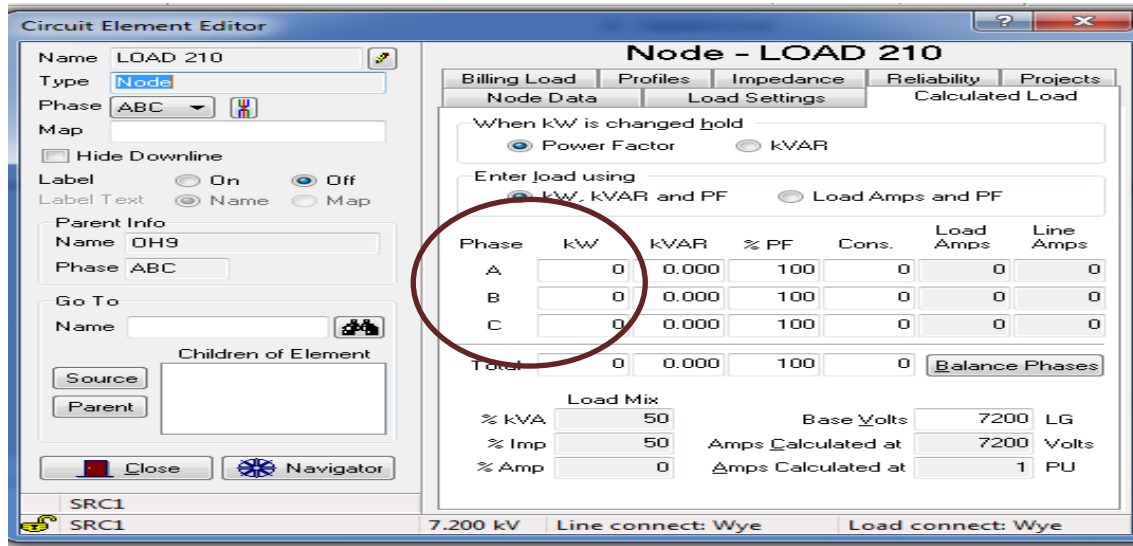


Figura 3. 3 Ventana para colocar datos de máxima demanda

3.5. Cálculo de Pérdidas de Energía

Con las características definidas para los elementos de la red de distribución en el software, se realiza la simulación del flujo de carga con la demanda máxima en cada elemento. La forma en que se realiza la simulación es a través de la opción de *Caída de voltaje (Voltage Drop)* y aplicando la opción de *Recalcular Análisis (Recalculate Analysis)*, para genera el flujo de carga y la demanda de los kW en los elementos. En la figura 3.4 se identifican el icono para realizar el flujo de carga con las características especificadas.

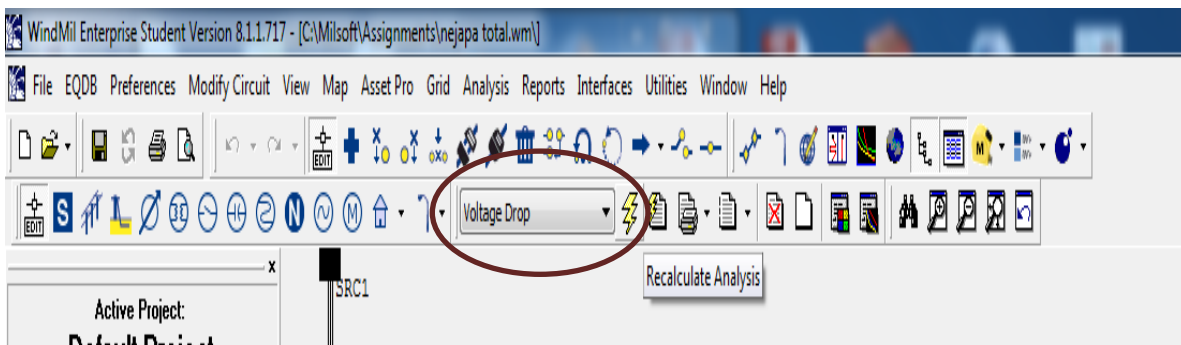


Figura 3. 4 Muestra las opciones a modificar para realizar el flujo de carga.

Al correr el flujo de carga, los datos de las pérdidas en kW (*kW loss*) se obtienen mediante la ejecución de consultas a la base de datos generada del software que corresponde a la simulación del circuito a su máxima demanda, éste procedimiento se hace por *modelo de pregunta (Model Query)* que muestra los elementos específico que se desean obtener. La forma de realizar la petición se observa en la figura 3.5.

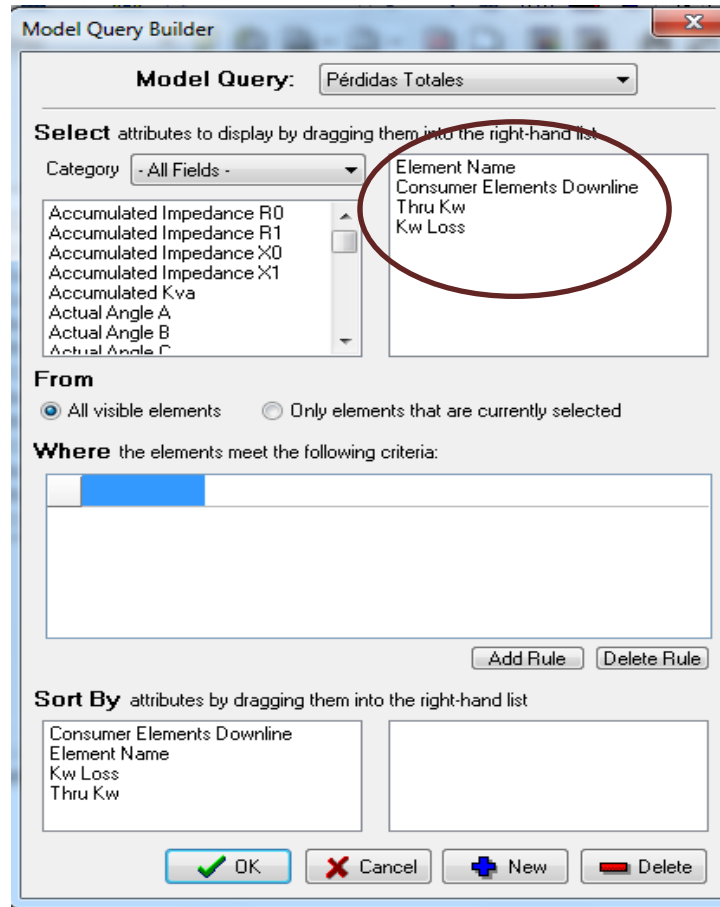


Figura 3. 5 Selección de datos que muestra el programa al realizar flujo de carga.

En la tabla 3.5 muestra en detalle las pérdidas máximas en kW de los conductores de la red de distribución, al sumar los datos de la columna de Pérdidas kW se obtiene el valor de las pérdidas totales, el valor de pérdida total es para el instante de la máxima demanda es de 47.06 kW.

Valores Obtenidos de Simulación de Máxima Demanda	
Conductores	Pérdidas kW
OH7	2.06
OH3	0.00
OH2	6.22
...	...
OH62	0.07
OH59	0.14
Total	47.06

Tabla 3. 5 Extracto de los datos de kW de pérdida para conductores

3.6. Factor de Corrección

El valor de pérdidas corresponde a la máxima demanda, para corregir éste valor se calcula el factor de carga del alimentador principal con la ecuación 1.16 del capítulo I.

$$F.C = \frac{\sum_{i=1}^n MW_i}{720 * MW_{iMAX}} \quad Ec. 1.16 \quad [4]$$

Con base a la tabla 2.1, en la columna 3 de la medición en kW del alimentador se obtienen los datos de demanda para calcular el factor de carga, el resumen de esta tabla es mostrada a continuación

	SUMA DE ENERGIA POR NODO [KWH] TOTAL MES													
	kWh Alimentador	SED1	SED2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	SEDN
Total general	2759954.40	55939.06	17567.23	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	6871.14

Tabla 2. 18 Resumen de kWh para alimentador principal

La suma de los MWh del alimentador principal es 2759.95 MWh y el valor máximo es 5.64MW (de tabla 2.11), esto valores dan como resultado un factor de carga de 0.68.

$$F.C = \frac{2759.95}{5.64 * 720} = 0.68$$

Con el valor de factor carga de 0.68 obtenido se calcula el factor de pérdida según la ecuación 2.3

$$Fp = 0.3 * Fc + 0.7 * Fc^2 \quad Ec. 3.1 \quad [1]$$

Al colocar el factor de carga obtenemos:

$$Fp = 0.3 * 0.68 + 0.7 * 0.68^2$$

El factor de pérdida es de:

$$Fp = 0.53$$

3.7. Pérdidas de Energía en Transformadores

La forma de calcular las pérdidas para éste método se basa en dos partes, como se realizó en el primer método, que son las pérdidas fijas y variables.

3.7.1. Pérdidas Fijas

Las pérdidas fijas son valores que ya están previamente establecidos que se obtienen al estar conectado a la red los transformadores, estos valores son mostrados en la tabla 3.6, que son las pérdidas en el hierro.

Capacidad de los transformadores	Pérdidas en el Hierro [kW]
10	0.035
15	0.05
25	0.069
37.5	0.091
50	0.108
75	0.148
100	0.181
167	0.261

Tabla 3. 6 Valores de pérdidas en kW en el hierro

La forma de calcular las pérdidas por estar conectado el transformador corresponderá al periodo de tiempo que se esté tomando, para el caso específico del estudio corresponde al valor de 720 horas, correspondiente al periodo de estudio en general que se ha tomado para toda la metodología; el valor de pérdidas de energía en transformadores se muestra en la tabla 3.7.

En la ecuación 3.2 se muestra como se obtuvieron las pérdidas de energía en el hierro de cada uno de los transformadores y la suma total.

$$P_{totales} = \sum P_{Fe} * 720 \quad Ec. 3.2$$

El valor de pérdidas totales que corresponde a la conexión de transformadores es de 12.54 MWh como se indica en la tabla 3.7.

Transformador	Demanda Máxima kW	kVA	Pérdidas en hierro kW	Pérdidas totales en el hierro kW
T-00xxx	24.51	37.5	0.091	64.80
T-00xxx	11.29	37.5	0.091	64.80
...
...
T-00xxx	11.67	37.5	0.091	64.80
T-00xxx	5.39	37.5	0.091	64.80
Total				12,738.24

Tabla 3. 7 Pérdidas de energía total por conexión de transformadores

3.7.2. Pérdidas Variables

Estas pérdidas corresponden a las pérdidas en el cobre, las cuales dependen de la demanda máxima en cada transformador. Al igual que en las pérdidas fijas se necesita de la multiplicación por el valor de 720 horas, que corresponde al periodo de estudio de un mes. Se debe de hacer una estimación de la demanda máxima del transformador, en la tabla 3.8 se muestra las pérdidas en el cobre que depende de la demanda que esté supliendo el transformador.

Capacidad de los transformadores	Pérdidas en el Cobre [kW]
10	0.259
15	0.334
25	0.441
37.5	0.499
50	0.522
75	0.831
100	0.926
167	1.22

Tabla 3. 8 Valores de Pérdidas en el Cobre.

El valor de pérdidas en los devanados está atado al valor de la demanda que este supliendo en ese momento el transformador, con la ecuación 1.18 del capítulo I se calcularan las pérdidas de energía relacionadas a la demanda de los transformadores.

$$P_{\text{PROMEDIO}_{\text{dev}}} = (D_{\text{MAX}})^2 (Fp) (P_{\text{DEVANADOS)}} \quad \text{Ec.1.18} \quad [2]$$

Dónde:

P_{PROMEDIO} : Pérdidas promedios en los devanados del transformador.

Fp : Factor de pérdida.

D_{MAX} : Demanda máxima del transformador en p.u.

$P_{\text{DEVANADOS}}$ =Pérdidas en los devanados del transformador al 100% de la carga que viene de la tabla 3.8

El valor de FP (Factor de Pérdida) corresponde al valor de todo el sistema que se calculó a través del factor de carga en la sección anterior 3.6 que corresponde a 0.53.

Transformador	Demanda Máxima kW	kVA	Pérdidas en cobre kW	Pérdidas totales en el cobre kWh
T-00xxx	24.51	37.5	0.5	81.51
T-00xxx	11.29	37.5	0.5	17.31
...
...
T-00xxx	11.67	37.5	0.5	18.49
T-00xxx	5.39	37.5	0.5	3.94
Total				7401.75

Tabla 3. 9 Datos de Pérdidas en Cobre y Hierro de Transformadores

Los valores de la última columna de la tabla 3.9 corresponden a las pérdidas en el cobre total de cada transformador, la forma de calcularlos es aplicando la fórmula 1.18 que para forma comparativa se calcula el primer valor de la tabla 3.9 como sigue:

La demanda máxima es de 24.51 kW, las pérdidas en el devanado viene dado por la tabla 3.8 según la capacidad del transformador que corresponde a 0.50 kW. El valor de la Dmax de la ecuación corresponde al cuadrado del valor obtenido de la división de la demanda máxima de la tabla 3.9 dividido entre la demanda kVA del transformador.

$$P_{\text{PROMEDIO}_{\text{dev}}} = \left(\frac{24.51}{37.5} \right)^2 (0.53)(0.50)$$

$$P_{\text{PROMEDIO}_{\text{dev}}} = 0.113 \text{ kW}$$

El valor anterior de las pérdidas promedio de 0.113 kW para el ejemplo, es multiplicado por el tiempo del periodo establecido del método anterior, con el fin de obtener los datos en el mismo periodo, en este caso se multiplica por 720.

$$P_{\text{PROMEDIO}_{\text{dev}}} = 81.51 \text{ kWh}$$

Esto mismo se realiza para cada uno de los transformadores obteniendo un total de pérdidas por el cobre para cada transformador de 7.40 MWh.

3.7.3. Pérdidas de Energía Total en Transformadores.

El valor de pérdidas totales para todos los transformadores se presenta en la tabla 3.10

Pérdidas totales Cobre MWh	Pérdidas totales Hierro MWh	Pérdidas Totales MWh
7.40	12,74	20.14

Tabla 3. 10 Resumen de pérdidas en el cobre y hierro de transformadores

3.8. Pérdidas Totales

Las pérdidas totales de energía se dividen en dos, las de los alimentadores de la red de distribución y los elementos de transformación. El valor de pérdidas en los transformadores ya fue corregido con el factor de pérdida calculado del sistema de distribución que es de 0.53, que corrige la demanda de la carga al suponer que toda la demanda del sistema se comporta con el máximo valor en todo el periodo.

Por tanto el valor obteniendo de las pérdidas totales en el alimentador se corrige a través de la ecuación 1.19.

$$P_{ALIMENTADOR} = F_p * P_{MAXIMA} \text{ Ec. 1.19 [1]}$$

El valor de pérdida total de alimentadores y de transformadores se presenten en resumen en la tabla 3.11, donde se obtiene un valor de porcentaje de pérdidas de energía para los alimentadores de 0.65 % con respecto al periodo de estudio de 30 días.

	Total
Alimentador	
Suma de kW de Pérdida	47.06
Factor de Carga del Sistema	0.68
Factor de Pérdida	0.53
Horas del Periodo	720
Pérdidas Totales [MWh] (aplicado el Factor de pérdida)	17.96
Consumo en el periodo [MWh]	2,759.95
% de Pérdidas	0.65%
Transformadores	
Suma de Pérdidas Cobre y Hierro [MWh]	16.60
% de Pérdidas	0.60%
Pérdidas en la Red Total	
Alimentador + Transformadores [MWh]	34.56
% de Pérdidas Totales	1.25

Tabla 3. 11 Resumen de cálculo de pérdidas

CAPITULO IV

Método de Asignación de Carga por Consumo de kWh - Mes.

4.1 Síntesis

Los valores obtenidos en los capítulo II correspondiente al método y la metodología de del capítulo III, hacen referencias a métodos prácticos de cálculo de pérdidas de energía de una forma sistematizada, los valores obtenidos entre si varían dependiendo de los procedimientos que se tomen y de las asunciones que se tomen, por tanto la forma de comparar los valores es a través de esta metodología.

Para cumplir con los objetivos del presente estudio, es necesario que los valores obtenidos tengan una forma de comparación entre ellos para conocer que método posee mayor exactitud. En este sentido, surge la necesidad de un método alternativo comparativo, éste método se basa en una repartición de la demanda de carga por medio del consumo de energía de los nodos o los elementos de transformación, el programa de simulación de flujo de carga y la herramienta de *Asignación de Carga (Load Allocation)* del software WindMil facilita la distribución de la carga a partir del consumo del usuario.

El programa asignará la demanda en kW en base a los kWh de consumo haciendo que se establezca que todos los kW de todos los nodos no sobrepasen los del alimentador o nodo principal como indica la ecuación 1.23 del capítulo I.

Los valores se descomponen en los kW de pérdidas más los kW de la demanda en los nodos de la red de distribución.

$$kW_{Totales} \equiv \sum_{i=0}^n N_i + \sum kW_{pérdidas} \quad \text{Ec.1.23}$$

Dónde:

N: son los nodos de Mediana, Gran demanda y residenciales.

n: es el total de nodos

Los procedimientos son similares a los realizados en los flujos de carga de los anteriores métodos de los capítulos II y III, para esto se necesita de los datos siguientes:

- Mediciones en la demanda del alimentador.
- Mediciones en nodos industriales, comerciales y residenciales.
- Circuito que se realizará el estudio.
- Diagrama unifilar de red bajo estudio

4.2 Adquisición de datos y Procesamiento de la Información.

4.2.1 Adquisición de Datos

El programa de simulación WindMil posee la característica de poder distribuir las mediciones kWh-mes en los nodos a través de la definición de los kW en el punto de control (Fuente de alimentación) acorde a la demanda de los nodos en kWh.

Para asignar los valores de los kWh y kW en los nodos de consumo, la información que se debe de proporcionar al programa es la siguiente:

- A. Los kW en el punto de control (la fuente de alimentación).
- B. Los valores de kWh-mes de los nodos de Mediana y Gran Demanda.
- C. El consumo kWh-mes de los transformadores residenciales.

En la figura 4.1 indica los primeros valores que debe de tener los nodos de distribución y SEDs para que el programa realice la distribución de los kW con respecto al alimentador principal y los kWh de los nodos y SEDs, en la figura 4.2 se observa el proceso de distribución de la demanda de kW por nodo y SEDs, haciendo ver que la suma de todos los kW deben de ser igual al del nodo alimentador.

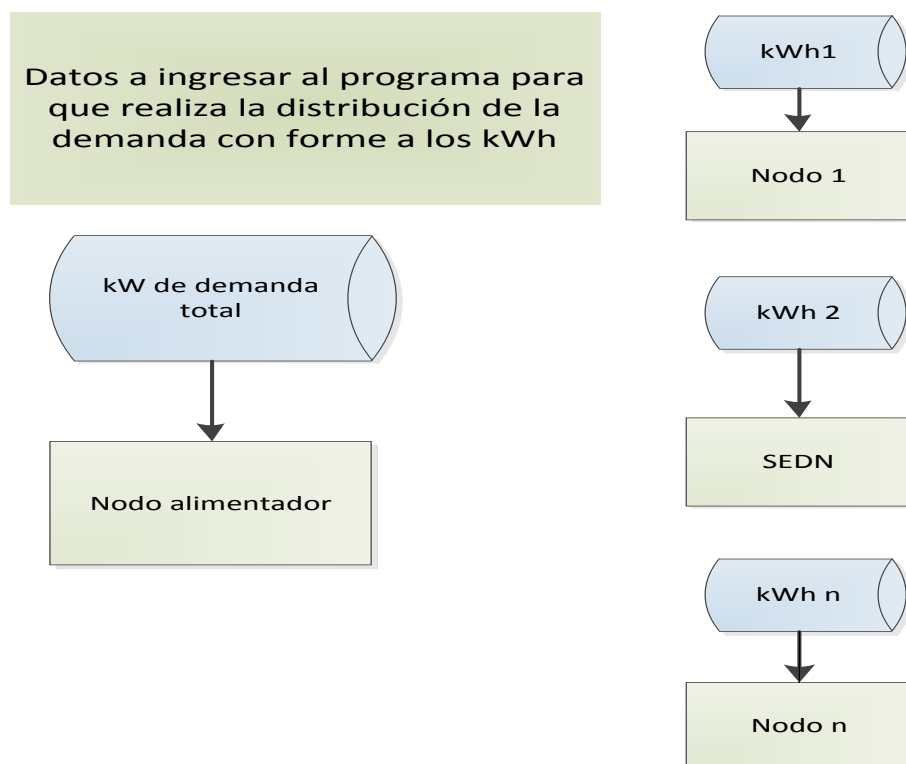


Figura 4. 1 Datos que se proveen a los nodos de distribución antes de simularce.

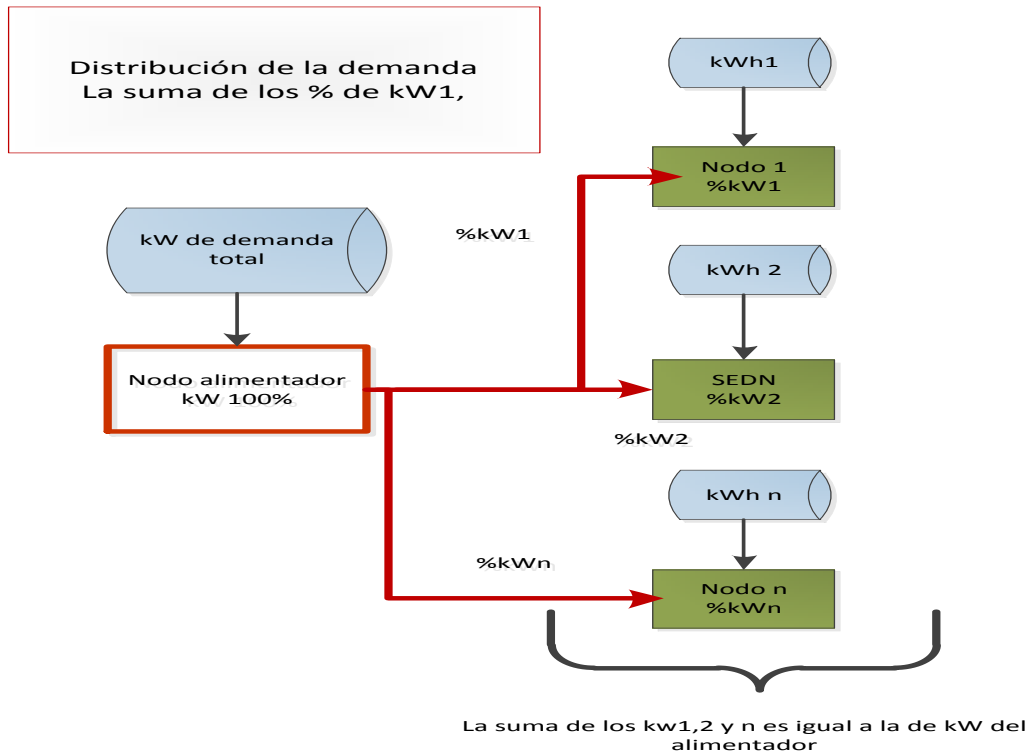


Figura 4. 2 Software distribuye la carga del nodo principal a aguas abajo

Los datos de kWh de los nodos de distribución y los datos de kW del alimentador principal, se extraen de una estimación de demanda típica de una semana, esta demanda consta de los valores representativos de todas las mediciones horarias del mes.

Los valores de las mediciones horarias del alimentador que se toma para la simulación tienen un periodo de 24 horas para una semana completa dividiéndose en tres grupos, estos grupos corresponden a las mediciones de lunes a viernes, sábado y domingo. La medición de lunes hasta viernes tiene el valor promedio de los cinco días.

En la tabla 4.1 se muestran los promedios de la semana a simularse, estos datos reflejan el promedio de cada hora, para los días sábado, domingo y de lunes hasta viernes.

En la columna dos de la tabla 4.1, *kW Alimentador*, corresponden a los datos que estarán variando en el punto de control del software WindMil, en total serán 72 simulaciones por cada hora modificando los datos en el alimentador principal para poder realizar una mayor estimación del comportamiento real de la red de distribución.

Los valores de kWh-mes de los nodos aguas abajo no se modificaran ya que el programa realizará la repartición de los kW en base a los kWh-mes. Con esto se tiene la plena seguridad de que los kW serán repartidos de forma que la suma de todos los kW de los nodos no sobrepase el consumo de kW del alimentador.

PROMEDIO DATOS DE SEMANA EN KW																
SÁBADO																
Hora	kW Alimentador	SED 1	SED 2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	SED N
0:00	3870.72	49.05	8.35	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	20.27
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
23:00	3716.64	53.96	10.40	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	24.62
DOMINGO																
0:00	3278.16	53.20	8.69	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2.81
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
23:00	3288.24	50.42	10.18	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	5.65
LUNE HASTA VIERNES																
0:00	3565.08	46.30	8.70	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	3.72
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
23:00	3949.02	48.70	9.01	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	6.88

Tabla 4. 1 Datos de kW por nodo y alimentador a simular en WindMil

Los valores de kWh por nodo que serán ingresados corresponden a la medición de un mes, éste valor no depende de qué periodo se esté utilizando para calcular las pérdidas de energía, ya que el programa de simulación toma como referencia los kW del nodo principal de distribución y el valor de consumo da un rango de la distribución de la demanda de todo el sistema. El programa mantiene la condición de la ecuación 4.1, donde la suma de las demanda aguas abajo del alimentador no deben de ser mayor que la del alimentador de la red de distribución.

Los valores de kWh por nodo que son ingresados en el programa WindMil se muestra en la tabla 4.2, el valor de la columna de kWh Alimentador corresponde al dato de energía del período de estudio de un mes.

Energía por SEDs [MWh]																
	MWh Alimentador	SED1	SED2													SED N
Totales	2759.95	55.94	17.56	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	6.87

Tabla 4. 2 Energía por SEDs a introducir en WindMil para periodo de un mes

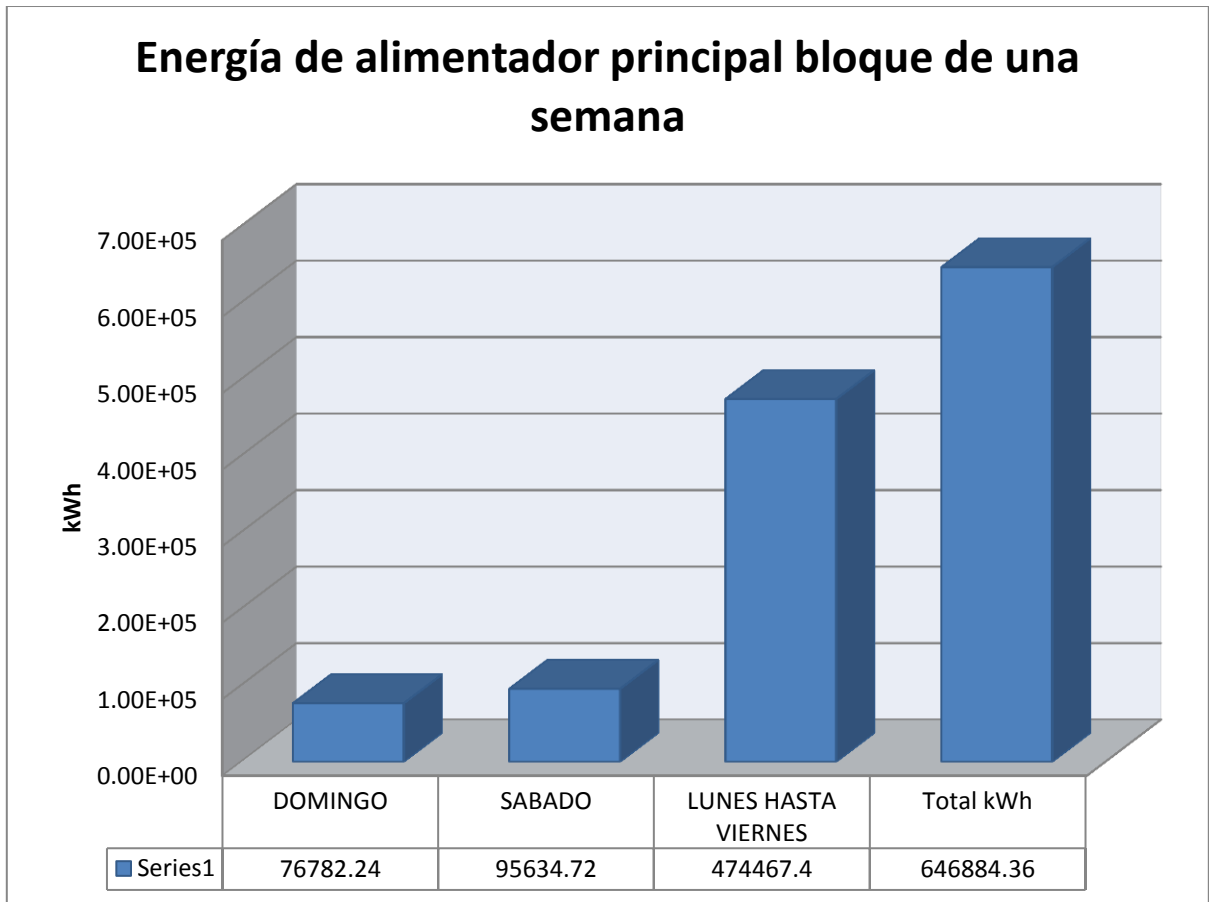
Aclarando que los datos de kW sean aplicables a una semana típica, mientras que el valor de consumo de kWh corresponde al de todo el mes, por tanto el valor con el que se va a comparar las pérdidas de energía, debe ser en el mismo período de estudio que corresponde a un mes. En la columna Total kWh de la tabla 4.3, corresponde al valor total de energía a comparar con las pérdidas obtenidas. La demanda de energía es extraída de la suma de todos los kW de la tabla 4.1 columna 2.

En la tabla 4.3 se muestran en resumen los valores de energía por Mediana y Gran demanda.

kWh de semana			
Domingo	Sábado	Lunes hasta viernes	Total kWh
76782.24	95634.72	474467.4	646884.36

Tabla 4. 3 Valor de Energía para periodo de una semana

La gráfica 4.1 corresponde a los valores de la tabla anterior 4.3 y el dato de la última barra corresponde a la suma de los kWh de las otras tres barras indicando que estos valores no deben de sobrepasarse a la hora de realizar la asignación de carga con el programa.



Gráfica 4. 1 Demanda de kWh de una semana

Los valores de kWh para la zona residencial están dados en la tabla 4.4 que corresponden al valor a introducir en los nodos residenciales del circuito a simular en WindMil.

Los valores de kWh – mes de la tabla 4.4 son obtenidos de las mediciones proporcionadas por la distribuidora para cada elemento de transformación, en la tabla se han designado un total de clientes residenciales para simplificar los nodos.

Consumo Residencial		
Residencial	kWh – Mes	Numero de usuario
RES 1	118,782.86	651
RES 2	117,863.70	1001
RES 3	217,948.30	1637
RES 4	10,854.00	82
RES 5	371,513.50	2280
Total	836,962.36	5651

Tabla 4. 4 Consumo Residencial

4.2.2 Procesamiento de la información

La forma de procesar la información de las tablas anteriores se realiza en dos partes, una de estas es la distribución de los kW en las SEDs, nodos de transformación y la segunda parte es el flujo de carga con la demanda ya establecida por el programa acorde a la ecuación 4.1

4.2.2.1 Distribución de la demanda.

Como se planteó anteriormente la forma en que se realizará la simulación es en dos partes, la distribución de carga y cálculo de las pérdidas de energía a través del flujo de carga, la demanda es distribuida para cada simulación de acuerdo a lo planteado en la tabla 4.1 de los valores del alimentador principal, por tanto se realizará la distribución y simulación de flujo de carga para cada valor, el total de valores de kW son 72 datos que corresponden a las mediciones por hora de los tres periodos de la semana en que se han dividido los datos.

Para poner un ejemplo de ingreso de los datos en el simulador observemos el valor de 3,870.72 kW correspondiente al valor del día sábado a las 0:00 horas de la tabla 4.1. En la Figura 4.3 muestra como introducir el dato de kW editando el punto de control (*Control point*) que se muestra encerrado en un círculo de la fuente del alimentador.

La opción de *Editar Dato (Edit data)* de la figura 4.3 despliega una nueva ventana que se muestra en la figura 4.4, en donde se especifica el valor en kW a ingresar en la opción de

Total kW, éste valor total se refiere a la mediciones de las tres fases sí las posee o indicando el valor en la fase correspondiente. También es importante indicar que el factor de potencia establecido en la ventana automáticamente calculará el valor de kVAR para proceder con la simulación correspondiente; en el valor de 3,833.27 kW se indicará el nuevo valor para realizar la simulación con el valor de ejemplo de 3,870.72 kW.

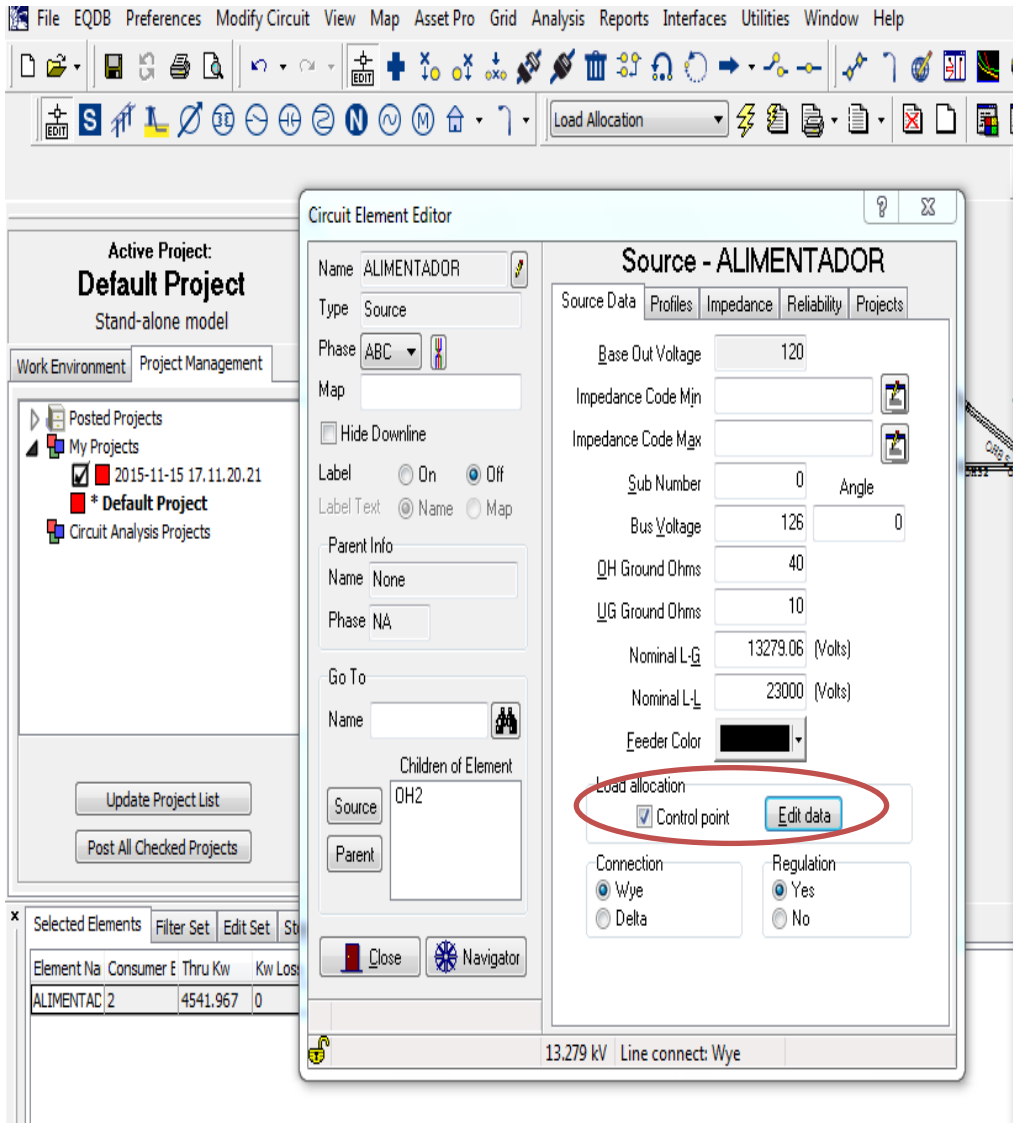


Figura 4. 3 Centro de carga para el alimentador encerrado en círculo

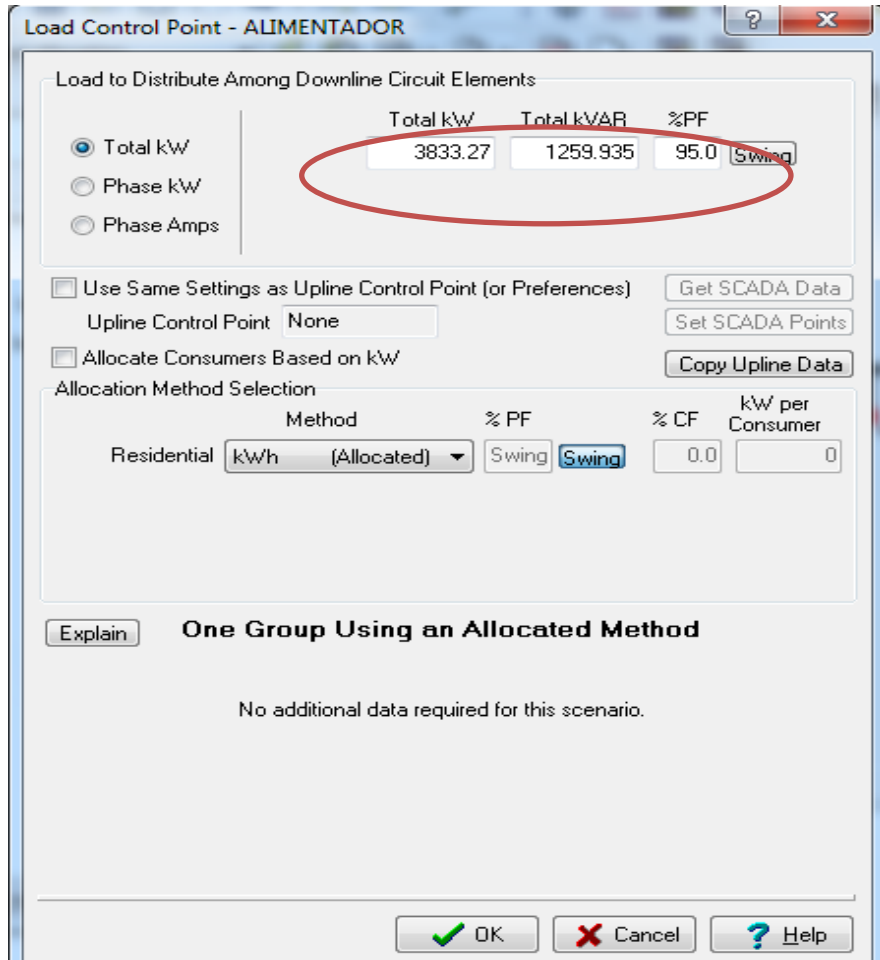


Figura 4. 4 Cuadro de dialogo de “carga de dato”

De la tabla 4.2 y 4.4 se toman los datos para cada nodo o SEDs. Antes de introducir estos valores es preciso indicar si el nodo es trifásico, bifásico o monofásico para realizar la división de la energía por fase, ya que este valor es la suma de toda la energía total del nodo y al tener el dato será colocado según muestra la Figura 4.5.

En la opción de la pestaña de *Carga de Facturación (Billing Load)* se hace una distinción entre la demanda residencial, los kW de demanda y los HP de potencia; a los usuarios residenciales se aplica la opción Residencial y la opción kW demanda a usuarios industriales de mediana y gran demanda, respectivamente se hará para usuarios donde la demanda mayoritaria corresponde a motores.

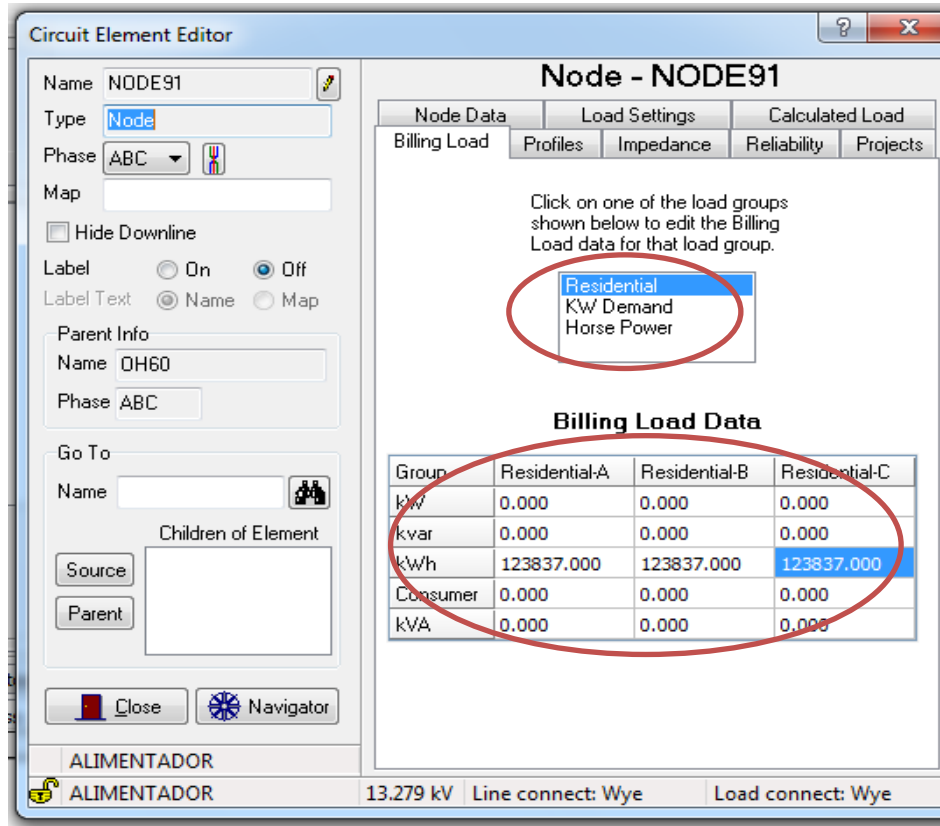


Figura 4. 5 Valores de kWh a introducir en los nodos según sea residencial o kW Demanda correspondiente a los SEDs.

4.2.2.2 Asignación de la Demanda y Flujo de Carga

Cuando se han completado los pasos de asignación de energía en los nodos y SEDs de la red, se procede a la simulación para establecer la demanda de los nodos a partir de la demanda horaria del alimentador principal y del consumo mensual, los valores asignados anteriormente de kWh no se modificarán, esto se debe a que el valor a modificar y que sirve para realizar la distribución de la demanda en los SEDs o nodos son los valores de los kW del alimentador principal en base a los kWh ya previamente establecidos en la red de distribución.

Se realizan tres pasos para obtener los resultados totales, el primero es para aplicar la demanda en el nodo y el otro corresponde a las pérdidas totales del flujo de carga, esto se realizará para todas las horas respectivas de la tabla 4.1 de la columna 2.

A. Asignación de Carga

Los datos de kW del nodo de Mediana, Gran demanda y residenciales serán asignados del valor total de los kW del alimentador de la tabla 4.1, con la opción de *Asignación de Carga (Load Allocation)* según lo muestra la figura 4.6 y aplicando la opción de *Recalcular*

Análisis (Recalculate Analysis) que se muestra en la forma de icono de rayo para obtener el valor de kW que se tendrá en los nodos y SEDs distribuidos a través de sus kWh.

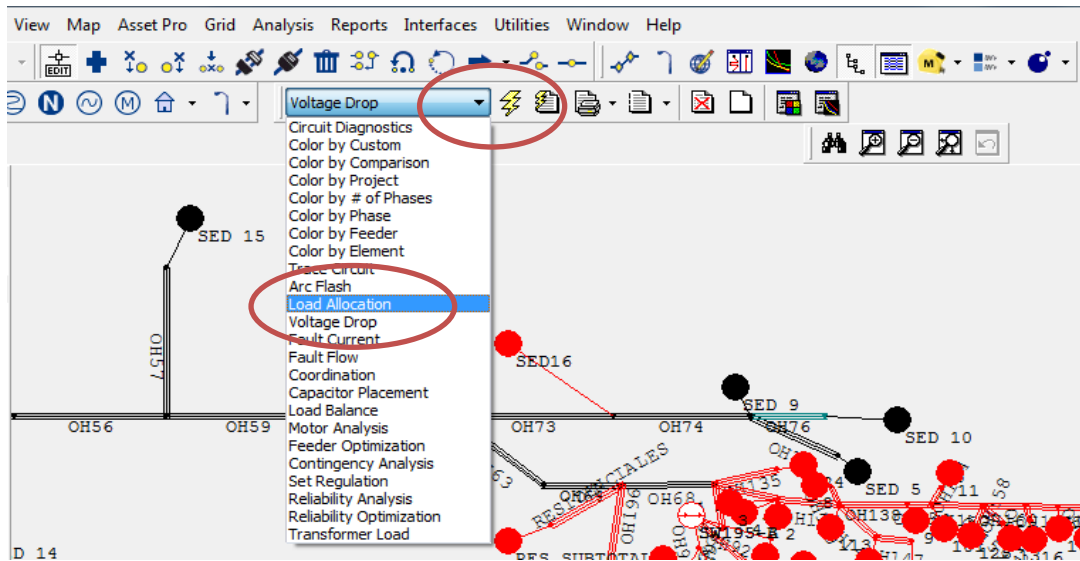


Figura 4. 6 Cálculo de la demanda en los SEDs aplicando asignación de carga

B. Establecer la Demanda.

En el paso anterior se asigna la carga de kW por medio de los kWh a cada nodo o SED y los valores de pérdidas se calculan asignando la opción *Caída de Voltaje (voltage Drop)* como se muestra en la figura 4.7 y se vuelve a realizar la opción de *Recalcular análisis*.

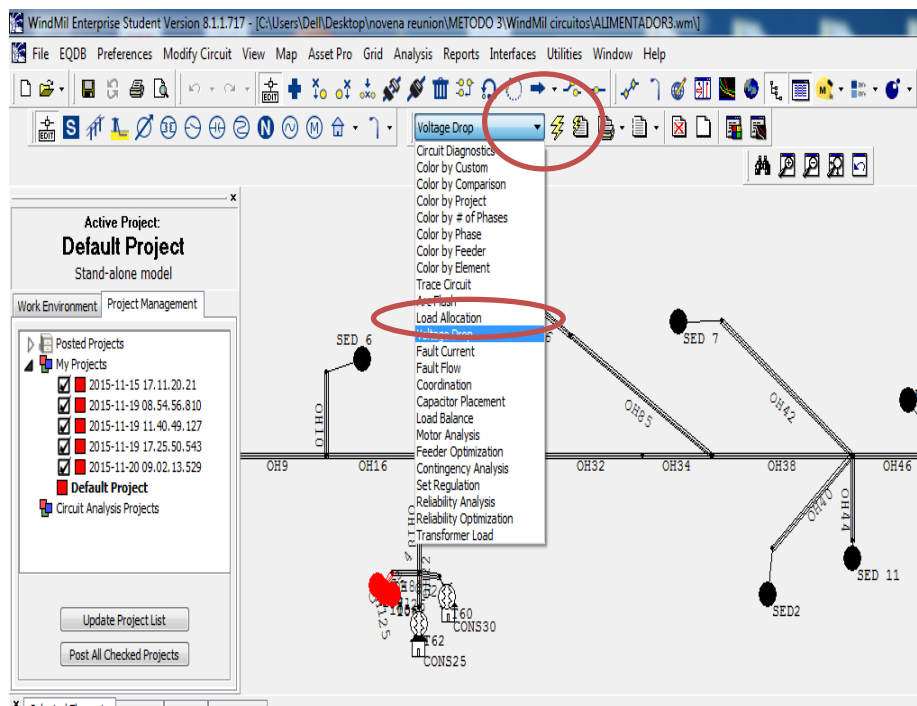


Figura 4. 7 Asignación de Caída de Voltaje

C. Adquisición de Datos.

Los valores de pérdidas de kW por tramo de toda la red se obtienen de haber realizado la simulación de los pasos anterior A y B, la forma de obtener los valores de la simulación del flujo de carga se obtiene mediante la *Construcción de consulta (Build Query)*, que con esta opción se habilita los datos que debe obtenerse del programa; esto se realiza para las 72 valores que corresponden al periodo de una semana dividido según la tabla 4.1.

Ver figura 4.7 para editar la consulta de los datos después de haber realizado el flujo de carga.

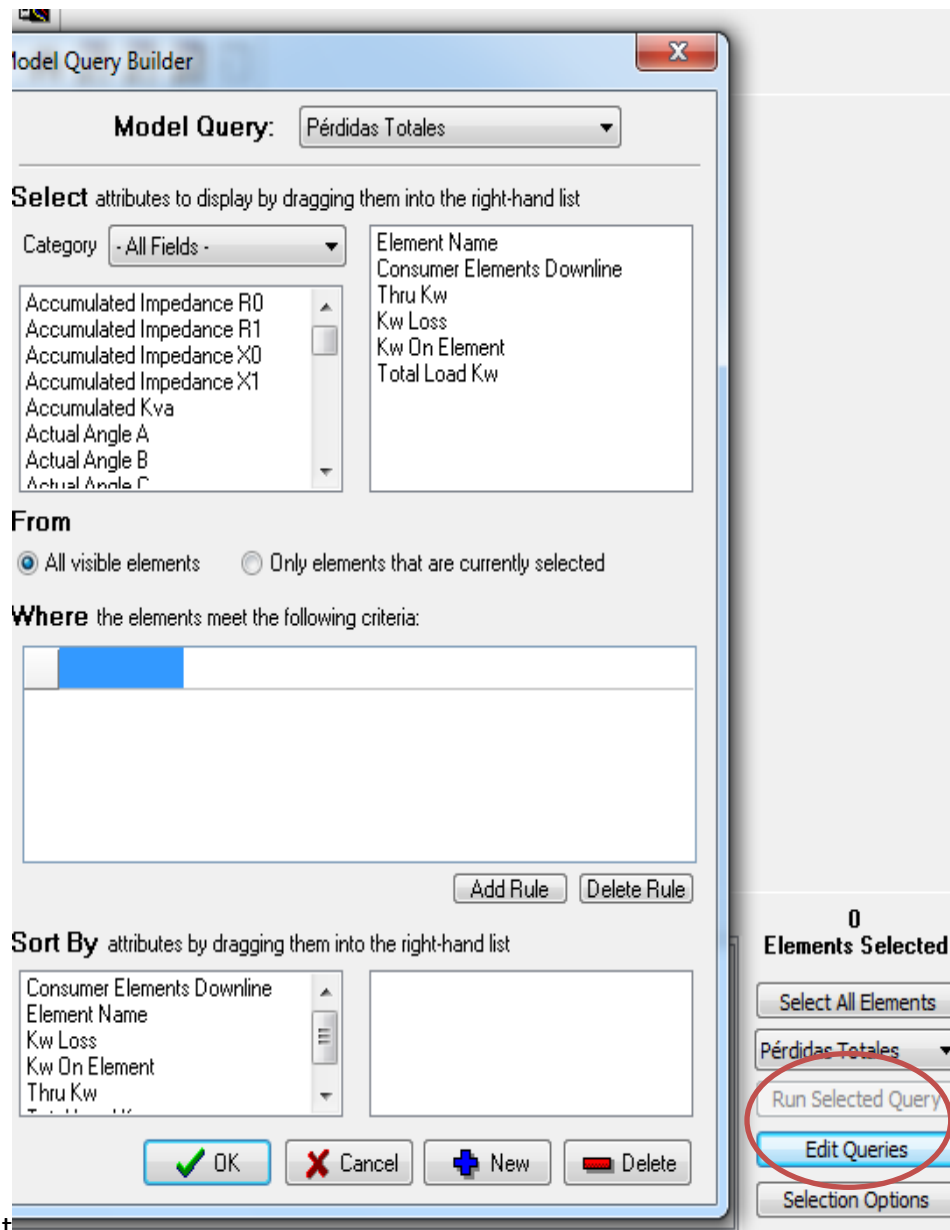


Figura 4. 8 Construcción de consulta para mostrar datos de simulación.

4.3 **Cálculo de Pérdidas de Energía.**

Como último paso para calcular las pérdidas de energía, con la edición de construcción de la consulta de WindMil se interroga al programa para adquirir los datos de pérdida de energía en kW de los alimentadores, el resultado de la simulación se muestra en la tabla 4.5, ésta representa para un valor de kW en específico, se tendrían 72 tablas de esta misma características de las simulaciones de flujo de carga para los 72 datos de tabla 4.1.

Nombre de tramo de conductor	kW	kW pérdida
ALIMENTADOR	3832.91	0
OH7	3823.75	0.88
OH3	6.505	0
OH2	3832.91	2.65
-	-	-
OH40	24.12	0
OH38	1868.87	0.79

Tabla 4. 5 Valores de Pérdida en kW por tramo de conductor

Para calcular los valores de pérdida de kW totales se realiza la suma para cada tramo de los conductores, el resultado de los kW totales se muestra en una tabla resumen 4.6 obtenida de la tabla 4.5, para cada hora del día sábado, domingo y de lunes hasta viernes.

Resumen de Pérdidas por Semana		
Lunes hasta Viernes [kWh]	Sábado[kWh]	Domingo[kWh]
2722.91	547.97	353.54
Total kWh de pérdidas (suma de tabla 3.5 para los 72 valores)	3,624.42	
Total kWh de semana (Tabla 3.3)	646,884.36	
% de Pérdidas	0.56%	

Tabla 4. 6 Porcentaje de Pérdidas de energía por Método III

Los valores de la fila 3 de la tabla 4.6, indican los valores de pérdidas de energía en los tramos de una semana típica, y la suma de todos estos datos da el resultado de **3.62 MWh**, que es el valor de pérdida total para los alimentadores.

El resultado de las pérdidas de 3.62MWh corresponde a una semana, de la tabla 4.3 se indica la demanda de kWh del alimentador principal que es de **646.88MWh**, por tanto el porcentaje de pérdida que corresponde al 3.62 MWh es de **0.56%**, obtenido de la división de 3.62 MWh entre el valor total de 646.88 MWh multiplicado por 100 para obtener el porcentaje de éstas pérdidas.

Este es el valor de pérdidas que están en los elementos de la línea de distribución que no son evitables por su naturaleza.

El valor obtenido servirá de referencia para realizar una comparación con los métodos anteriores descritos en el capítulo II y III. Este valor de 0.56% indicaría el valor real de pérdidas, ya que asume un escenario diario de operación, y se toman las consideración de flujo de la demanda con una mayor estratificación horaria y no un promedio general, la cantidad de simulaciones y de datos que se obtienen de dichas simulaciones. Esto hace que el método sea lento en su ejecución pero más preciso, para objetivos de aplicación práctica tienen un periodo de ejecución un poco más prolongado con respecto a los métodos I y II anteriores, por tanto su aplicabilidad se ve limitada por el periodo de ejecución y además es aplicable solo a los alimentadores de la red de distribución.

CAPITULO V

Comparación de Metodologías para Cálculo de Pérdidas de Energía

5.1 Síntesis

Con los objetivos planteados del estudio de pérdidas de energía en una red de distribución a través de diferentes metodologías, cabe remarcar en este capítulo los valores obtenidos de dichas metodologías para su comparación numérica y operativa a través de los pasos que se han ejecutado para poder realizar los cálculos de pérdidas de energía.

Las comparaciones de la metodología de *Análisis por Flujo de Carga Mediante Separación de Bloques Horarios correspondiente al método I* y el *Análisis de Flujo de Carga de Demanda Máxima en un Periodo Determinado* del método II, dará como resultado los valores prácticos de pérdidas de energía; para la comparación de los resultados se necesita de un tercer método que corresponde al comparativo entre ellos para tener una referencia de un valor real o teórico.

Describiremos en las tablas siguientes, los valores de pérdidas de energía según la metodología empleada, y haciendo las comparaciones de éstas pérdidas solo en los conductores eléctricos de la red de distribución.

5.2 Comparación de Metodologías

Como se explicó al inicio del capítulo I, la forma de comparar los procedimientos antes descritos en los capítulo II y III, solo son comparables si existe un tercer valor que se toma como el real, la justificación de tomar este resultado como real se basa en la condiciones del procedimiento que abarca la cobertura del 100 % de los datos muestreados y que la demanda del alimentador es la base para la distribución de la carga con ayuda del programa simulador que distribuye a través de los kWh de los nodos y coloca su correspondiente kW de demanda del nodo, todo esto en base a los kW del alimentador principal, estableciendo así un valor límite de la demanda en los nodos que no sobrepase los del alimentador, siendo por tanto un método comparativo muy eficaz, y con una mayor complejidad en el número de simulaciones que se realiza para simular una red más real en su comportamiento de demanda diaria.

Para realizar el cálculo del porcentaje de error de los Métodos I y II en comparación con el Método III se realizarán las siguientes consideraciones:

- El valor de error absoluto es la diferencia entre el valor real (método III) menos el valor del método I y II, indicando también una incertidumbre.
- El valor relativo es la división entre el error absoluto entre el valor real.

Para el método I *Análisis por Flujo de Carga Mediante Separación de Bloques Horarios* se calcularon los siguientes valores presentados en la tabla 5.1 que comprende el periodo de estudio, el valor de pérdida de energía y el factor de corrección de éstas.

Resumen de Datos Método I Alimentadores		
Bloques		TOTALES
Horas por bloque (sección 2.3.3)		720
Pérdidas Total por Bloque (tabla 2.5)	[kW]	22.72
Pérdidas de Energía	[kWh]	16,355.76
Energía del Periodo de Estudio	[MWh] (tabla 2.2)	2759.95
% Pérdidas Totales sin tomar el Error		0.59%
Porcentaje de Error a Sumar		±0.91%
Valor Total de Perdidas Energía Corregida [MWh]		16.30 ±0.15
% de Pérdidas de Energía Total		0.59% ± 0.09%

Tabla 5. 1 Valores de Método I (Capítulo II)

Para la metodología II planteada de *Análisis de Flujo de Carga de Demanda Máxima en un Periodo Determinado* se calcularon los siguientes valores presentados en la tabla 5.2

Resumen de Datos Método II Alimentadores	
	TOTALES
Horas del Periodo	720
Pérdida Total por Demanda Máxima [kW]	47.06
Factor de Carga del Sistema	0.68
Factor de Pérdida	0.53
Pérdidas Energía Totales [kWh] (aplicado el Factor de pérdida)	17958.86
Consumo en el periodo [MWh]	2759.95
% de Pérdidas de Energía Total	0.65%

Tabla 5. 2 Valores de Método II (Capítulo III)

Las tablas 5.1 y 5.2 corresponden a los valores de pérdidas de energía que se calcularon para las metodologías propuestas en el capítulo II y III, los valores que se tomaran como los reales se muestran en la tabla 5.3 para poder realizar las comparaciones respectivas entre los valores obtenidos por los dos métodos planteados.

Resumen de Pérdidas de Energía	
Horas del Periodo	720
Pérdida Total por Demanda Máxima [kW]	21.57
Pérdidas Energía Total [kWh]	15533.24
Consumo en el periodo [kWh]	2759954.40
% de Pérdidas	0.56

Tabla 5. 3 Valores de Metodología de Comparación (Capítulo IV)

5.3 Comparación de Pérdidas de Energía

Las pérdidas de energía calculadas en las metodologías se plantean de dos maneras, el cálculo directo de las pérdidas sin tener factores de correcciones o sin errores agregados. Se hace una distinción entre estos dos pasos para ver la importancia de los factores que corrigen los resultados de las metodologías.

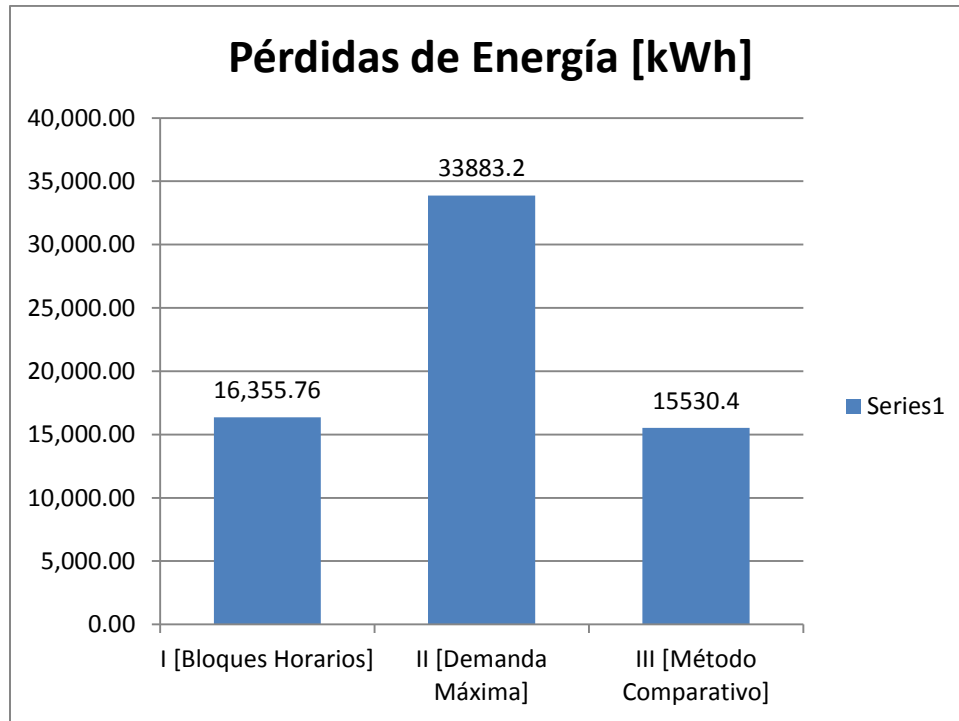
5.3.1 Valores de Energía sin Compensaciones o Correcciones

Los valores de energía sin factores de corrección se detallan en la tabla 5.4, para el periodo de 1 mes, correspondiente a las 720 horas.

Métodos	Energía kWh
I [Bloques Horarios]	16,355.76
II [Demanda Máxima]	33,883.2
III [Método Comparativo]	15,530.4

Tabla 5. 4 Pérdida de Energía sin Factores de Corrección

En la gráfica 5.1 se muestra la demanda de energía que corresponde a cada segmento de la metodología empleada, los porcentajes indican la diferencia entre cada uno de ellas en toda la porción de la gráfica de pastel, el 24 % corresponde al método comparativo, este valor es muy próximo al de la metodología de bloques horarios, no obstante el 51 % de los datos es para la metodología de máxima demanda, indicando que este valor supera en el doble al valor de bloque horarios y al método comparativo.



Gráfica 5. 1 Indica el tamaño en % con respecto a cada método

5.3.2 Valores de Energía aplicado Factor de Corrección y Compensación de Error.

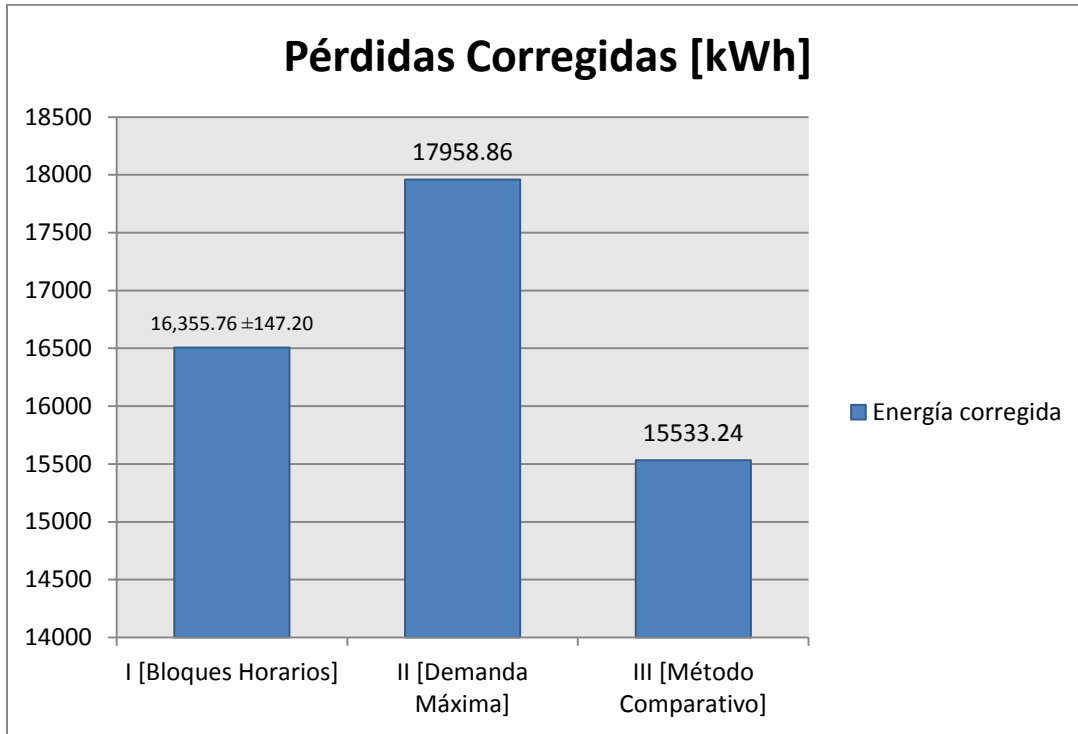
Con base a la tabla 5.4 y los factores de corrección para los métodos se proceden a estimar las pérdidas de energía totales. Para el método de bloques horarios se suma el error por realizar la división en tres bloques horarios la demanda del alimentador principal, el valor de error por tomar estos datos promedios es de 0.91%; para el método de demanda máxima se aplica el factor de pérdidas por estimar que toda la demanda se comporta siempre como un máximo valor, por tanto la parte sombreada de color rojo que se observa en la gráfica 5.1 es mayor a las otras partes por estar en una máxima demanda, en la tabla 5.6 se detallan los valores corregidos.

Métodos	Energía corregida kWh
I [Bloques Horarios]	16,355.76 ±147.20
II [Demanda Máxima]	17,958.86
III [Método Comparativo]	15,533.24

Tabla 5. 5 Pérdidas de Energía Totales

Al realizar la correcciones aplicando un factor de corrección según las metodologías empleadas en el capítulo II y III, se logra el resultado que se presenta en la tabla 5.5 y su

representación visual en la gráfica 5.2, donde se aprecia que la parte de color rojo de esta a llegado a tener un valor más cercano a las partes de los otros dos métodos corrigiendo así los valores máximos estimados en el comportamiento de la red, mientras tanto la porción de color azul aumento en un cierto porcentaje que indica el error que se había incurrido al realizar la división de los datos en tres bloques horarios.



Gráfica 5. 2 Indica el tamaño en % con respecto a cada método corregido.

Las gráficas 5.1 y 5.2 muestran como los valores de pérdidas de energía al ser corregidas se aproximan al valor teórico del método comparativo, existe otra forma de visualizar los valores a través del error con respecto al valor real.

5.4 Cálculo de Error con respecto al valor real

A continuación se detalla los valores de error absoluto y relativo porcentual sobre los dos métodos planteados a través de del método comparativo.

En la tabla 5.6 se muestran los valores correspondientes por métodos de cálculo de error; indica que el método I posee una mayor aproximación al valor real, con un porcentaje de error relativo del 7%, indicando que el valor de 0.60 % se le debe de restar el 7% del valor de pérdida actual para obtener el valor real, como muestra a continuación.

$$\text{Error corregido} = 0.60 - 0.60 * 0.07 = .0.558 \cong 0.56$$

Con la fórmula anterior existe una variación del 7% más (+) según el método I, además indicando que la variación del método II posee un 16 % más (+) del valor real. Para hacer la corrección con respecto al valor que se ha designado como real se le debe de restar un

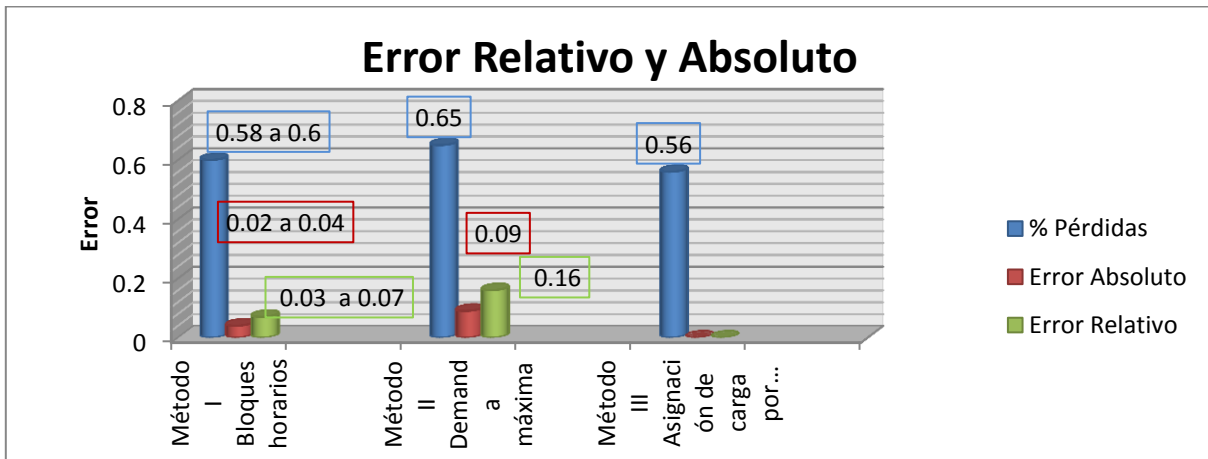
7% al valor de pérdidas de energía al método I y se debe de restar un 16 al valor de pérdidas de energía al método II para poder obtener el mismo valor teórico o real.

Errores de los Métodos			
	% Pérdidas	Error Absoluto	Error Relativo porcentual
Método I Bloques horarios	0.58 a 0.60	+0.02 a +0.04	3% a 7%
Método II Demanda máxima	0.65	+0.09	16%
Método III Método Comparativo	0.56	+0.00	0%

Tabla 5. 6 Valores comparativos del porcentaje de error con respecto al método III

La metodología con una mayor aproximación al valor real es el método I que corresponde a la asignación de bloques horarios. Por otra parte, el método II, que es un poco más rápido de aplicar posee un mayor error relativo superando en doble al valor obtenido con el método I.

En la gráfica 5.3 muestra en color rojo el error absoluto y de color verde el error relativo, esto indica una menor imprecisión del Método I con respecto al Método II.



Gráfica 5. 3 Errores con respecto al método III, % de pérdidas en color azul.

5.5 Ventajas y Desventaja

La aplicabilidad de las metodologías propuestas posee ventajas y desventajas entre ellas, por tal razón se enumeran a continuación:

5.5.1 Ventajas

Método I Análisis por Flujo de Carga Mediante Separación de Bloques Horarios	Método II Análisis de Flujo de Carga de Demanda Máxima en un Periodo Determinado
Muestra tendencia de la variabilidad de la demanda al ordenar datos de mayor a menor demanda	Menos manipulación en el ordenamiento de los datos
Análisis más detallado de la demanda al dividir en "n" bloques datos a través de la derivada de la demanda del alimentador	Tiempo de proceso de la información es más rápido
Posee varios tipos de valores de error al dividir en "n" bloques la demanda, y así corregirlos según corresponda la división de los bloques horarios	Posee la aplicación de un factor de pérdidas de ecuaciones estadísticas a partir del factor de carga del alimentador principal
Posee la metodología separada para cálculos de pérdidas en alimentadores y transformadores	Realización de una sola aplicación de flujo de carga
La tabla de los valores de corrección solo depende de la información de los datos con que se cuenten y establecen además un rango de los valores reales de error	Aplicación directa de factor de corrección para cálculo de pérdidas de energía total
Una mayor estructuración de los datos a simularse, dando una mayor tendencia real de la simulación de flujo de carga	Cálculo rápido de pérdidas de energía en transformadores al identifica la demanda máxima que se supe en los transformadores

Tabla 5. 7 Ventajas de metodologías

5.5.2 Desventajas

Método I Análisis por Flujo de Carga Mediante Separación de Bloques Horarios	Método II Análisis de Flujo de Carga de Demanda Máxima en un Periodo Determinado
Aplicación de ordenamiento de datos de mayor a menor	Determinación de un periodo típico que estime la demanda máxima de la red
Aplicación de derivada de datos y cálculo de divisiones de bloques horarios exactos	Depende totalmente de valores máximos de mediciones horarias y se estimas valores máximos a usuarios con demanda en kWh-mes
Realización de varios flujos de carga en la red de distribución	Depende del valor máximo estipulado para poder realizar un flujo de carga
Cálculo de pérdidas en transformadores por tener en % la demanda de los bloques de la demanda	

Tabla 5. 8 Desventajas de metodologías

CAPITULO VI

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

6.1 Conclusiones

- Con base al método de separación de bloques horarios se obtuvo el valor en porcentaje en pérdida de energía en el rango de 0.58% a 0.60 % en la red de distribución que se tomó como base en el estudio.
- Para la segunda metodología planteada de cálculo de pérdidas técnicas de energía en base a la simulación de flujo de carga a una demanda máxima supuesta se obtiene el valor de 0.65%.
- Se establece el valor de aproximado real de pérdidas de energía a partir de un tercer método de comparación mediante la distribución de la demanda en kW en base a los kWh de consumo de los nodos y SEDs, obteniendo el valor de 0.56%.
- Con base a los valores del rango 0.58% a 0.60% para la metodología I y 0.65% para el método II respectivamente, se establece que el valor más próximo al valor real estimado de pérdidas es de la metodología I que corresponde al método de *Análisis por Flujo de Carga Mediante Separación de Bloques Horarios*, con una diferencia en porcentaje de 0.04 % de las pérdidas reales.
- La ventaja entre el método I corresponde al valor más próximo al real pero con una desventaja de efectuar tres flujos de carga que depende de los bloques horarios alto, medio y bajo, mientras que para el método II posee una ventaja de aplicación de un solo flujo de carga pero el porcentaje de comparación de error varía de un 0.09% más del valor real.
- El método con una mayor incidencia en el resultado para poder calcular los valores de pérdidas de energía corresponde al estudiado en el capítulo II correspondiente al *Análisis por Flujo de Carga Mediante Separación de Bloques Horarios*.

6.2 Recomendaciones

- La importancia de la buena ejecución de la proyección de pérdidas de energía técnicas corresponde a los valores de los datos con que se cuenten y con las menores aproximaciones posibles tanto de los elementos de la red de distribución como las mediciones en todos los elementos, por eso se enfatiza en la no asunción de datos muestrales siempre y cuando estén acorde a la metodología.
- Para un uso práctico para estimar valores aproximados al valor verdadero es posible utilizar la aplicación de la metodología *Análisis de Flujo de Carga de Demanda Máxima en un Periodo Determinado*, para estimar de forma rápido el resultado.
- El uso de las metodologías puede emplearse a niveles de tensión mayores que 600V, debido a que para estudios a tensiones menores una modificaciones o ampliación de los datos y curvas características acorde al los usuarios a quien se les brinde el servicio
- La metodología está planteada para redes de distribución en media tensión pero puede ser aplicable a niveles de alta tensión.
- El uso de la metodología puede servir como base para la estimación una nueva metodología para calcular las pérdidas de energía en la red de distribución en baja tensión.

CAPITULO VII

BIBLIOGRAFÍA

- [1] Leo L. Grigsby (2004) *ELECTRIC POWER distribution handbook T.A. SHORT*
Boca Raton London New York Washington, D.C.
- [2] Vásquez Castillo (2008). *Metodología para el cálculo de pérdidas técnicas en redes de distribución eléctrica*, Costa Rica, Universidad de Costa Rica
- [3] Jiménez romero (2005). *Metodología para la estimación de pérdidas técnicas en Una red de distribución de energía eléctrica*. Perú, Universidad de Perú
- [4] Jean Riubrugent –Alejandro A. Arnau Sarmiento (2013). *Abordaje que asegura la consistencia entre los factores de carga, simultaneidad, diversidad y pérdidas en estudio de redes de distribución*. Buenos Aires, Argentina. Mercados Energéticos Consultores. S.A.
- [5] Norma DGE (2002). *Terminología en Electricidad*.
Perú. Ministerio de Energías y Minas
- [6] Superintendencia General de Energía y Telecomunicaciones (2011). *Reglamento de la Ley General de Electricidad*. El Salvador. SIGET
- [7] Superintendencia General de Energía y Telecomunicaciones (2015). *Boletín de Estadísticas Eléctricas N° 15*. El Salvador, SIGET.
- [8] Superintendencia General de Energía y Telecomunicaciones (2012). *Acuerdo N° 397-E-2012, Anexo 1, Documento de Consulta de Metodología para la determinación de los Cargos de Distribución y Comercialización*. El Salvador. SIGET
- [9] Samuel Ramírez Castaño (2004), *Redes de Distribución de Energía [Parte I]*, Colombia, Universidad Nacional de Colombia sede Manizales. I.S.B.N 958-9322-87-7.
- [10] Órgano Legislativo, *Ley General de Electricidad*, El Salvador, decreto Legislativo N 843, Fecha:10/10/1996, D. Oficial: 201, Tomo: 333 ,Publicación DO: 25/10/1996
- [11] Consejo Nacional de Energía, *Sector Eléctrico El Salvador, El Salvador, Enero 2016, Dirección de Mercado Eléctrico*.

CAPITULO VIII

ANEXOS

ANEXO A

Cálculo de la Derivada de Datos de Mediciones Horarias Alimentador Principal.

La derivada de una ecuación contempla las bases de métodos matemáticos para su solución, pero cuando se habla de derivada de una gráfica corresponde al comportamiento de la pendiente de su trayectoria, que es una aplicación de la derivada.

Tomando en cuenta que los datos muestrales de la medición horaria del alimentador, el cálculo de la derivada corresponderá a la ecuación 2.1 siguiente.

$$\text{Derivada} = \frac{dy}{dx} = \text{pendiente de los puntos } (x_i, y_i) \text{ y } (x_{i+1}, y_{i+1}) \quad \text{Ec. 2.1.}$$

Existen tres métodos para calcular la derivada, a partir de la tabla A.1 se construye la pendiente de los datos con los valores de Demanda en kW del alimentador principal de la tabla 2.2 y los valores de X corresponderán a los números de datos.

Tiempo	Demanda	Derivada método 1	Derivada método 2	Derivada método 3
x_1	y_1	NA	$\frac{y_2 - y_1}{x_2 - x_1}$	NA
x_2	y_2	$\frac{y_2 - y_1}{x_2 - x_1}$	$\frac{y_3 - y_2}{x_3 - x_2}$	$\frac{y_3 - y_1}{x_3 - x_1}$
.
.
.
x_n	y_n	$\frac{y_{n-1} - y_n}{x_{n-1} - x_n}$	NA	NA

Tabla A. 1 Fórmula para calcular la derivada o pendiente punto a punto.

Datos	f(x)	Derivada	Derivada 1	Derivada 2
1.00	5796.00	0	-136.8	0
2.00	5659.20	-136.8	-7.20	-72
3.00	5652.00	-7.2	0	-3.6
4.00	5652.00	0	-7.20	-3.6
5.00	5644.80	-7.2	-7.2	-7.2
6.00	5637.60	-7.2	-7.20	-7.2
7.00	5630.40	-7.2	0	-3.6
8.00	5630.40	0	-14.40	-7.2
9.00	5616.00	-14.4	-7.2	-10.8
10.00	5608.80	-7.2	-14.40	-10.8
11.00	5594.40	-14.4	-21.6	-18
12.00	5572.80	-21.6	0.00	-10.8
13.00	5572.80	0	-14.4	-7.2
14.00	5558.40	-14.4	-7.20	-10.8
15.00	5551.20	-7.2	0	-3.6
16.00	5551.20	0	-21.60	-10.8

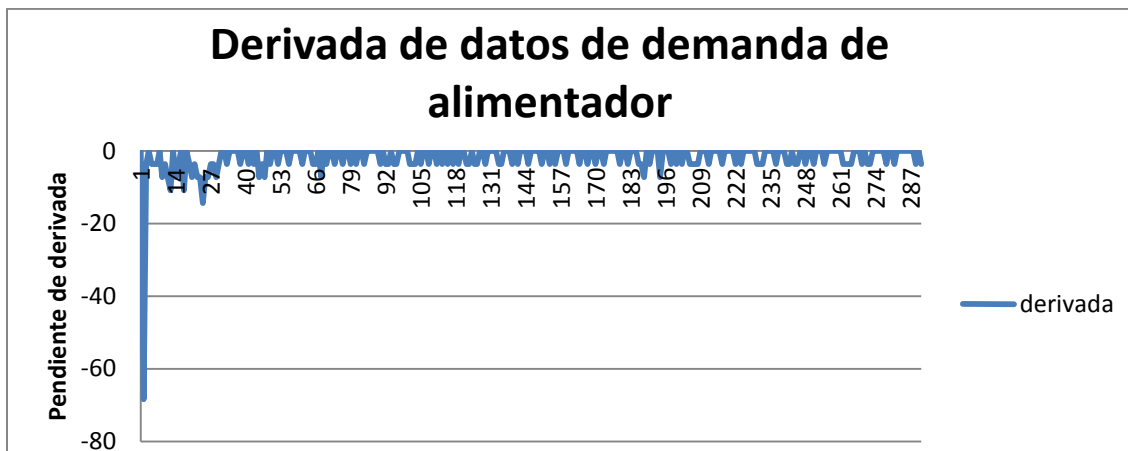
Tabla A. 2 Estrato de valores de pendiente punto a punto.

Los tres métodos presentados en la tabla A.2 indican la derivada o pendiente de la gráfica, la diferencia entre cada uno de ellos es como tomar los puntos para calcular la pendiente de la gráfica, como ejemplo tomemos los segundos valores por cada método tomado como sigue:

Datos	f(x)	Derivada	Derivada 1	Derivada 2
1.00	5796.00			
2.00	5659.20	$=(5659.20-5796) \div (2-1)$	$=(5652.00-5659.20) \div (3-2)$	$=(5652-5796) \div (3-1)$
3.00	5652.00			

Tabla A. 3 Ejemplo representativo de cálculo de pendientes

La gráfica A.1 corresponde a la derivada punto a punto del método 1 dado por los datos de derivada 1 de la tabal A.2



Gráfica A. 1 Derivada de datos del alimentador.

El primer máximo de la pendiente que se tiene es al inicio de los valores, pero ese valor está cerca de los datos iniciales y debido a la metodología para calcular la derivada proporciona un vacío en el primer dato.

ANEXO B

Calculo de los Valores de Pérdidas de Energía Aplicando Método I

En la tabla B.1 se tiene el resumen de la simulación de los bloque horarios en el periodo de estudio que corresponde a 720 horas, por tanto los valores de horas son multiplicados por el número de horas que tienen los bloques horarios para realizar el cálculo de pérdidas en los bloques, calculando así el total de pérdidas en kWh del mes.

Aplicación de Método I				
Bloques	Alto	Medio	Bajo	TOTALES
Horas por bloque (sección 2.3.3)	240	240	240	720
kW por bloque (tabla 2.5)	35.509	19.037	13.603	68.149
Pérdidas [kWh]	8522.16	4568.88	3264.72	16355.76
Energía en el mismo periodo [kWh] (tabla 2.2)	1162746	932011.2	665197.2	2759954.4
% Pérdidas por bloque	0.733%	0.490%	0.491%	

% Pérdidas Totales sin tomar el error	0.59%
---------------------------------------	-------

Tabla B. 1 Valore resumen de simulación de flujo de carga y de datos de mediciones.

El valor de pérdida total es de 16.35MWh, ahora a este valor será aplicado el %error que se calculó por realizar tres divisiones de bloques de los datos del alimentador principal.

El valor del porcentaje de error s es de $\pm 0.91\%$, el valor de pérdida de energía total es el siguiente.

Para el valor de porcentaje de error de $+ 0.91 \%$:

$$P_{\text{Pérdidas}} = 16355.76 + 0.0091 * 16355.76$$

$$P_{\text{Pérdidas}} = \mathbf{16.50 \text{ MWh}}$$

El porcentaje de pérdidas corresponde al siguiente valor.

$$\% \text{Pérdidas} = \frac{P_{\text{Pérdidas}}}{\text{Energía Total}} * 100$$

$$\% \text{Pérdidas} = \frac{16504.60}{2759954.4} * 100$$

El valor de porcentaje de error total es de :

$$\% \text{Pérdidas} = 0.60 \%$$

Para el valor de porcentaje de error de $- 0.91 \%$:

$$P_{\text{Pérdidas}} = 16355.76 - 0.0091 * 16355.76$$

$$P_{\text{Pérdidas}} = \mathbf{16.21 \text{ MWh}}$$

El porcentaje de pérdidas corresponde al siguiente valor es de:

$$\% \text{Pérdidas} = \frac{16206.92}{2759954.4} * 100$$

El valor de porcentaje de error total es de:

$$\% \text{Pérdidas} = 0.58 \%$$

ANEXO C

Valores de kW por Bloque Horario para Transformadores

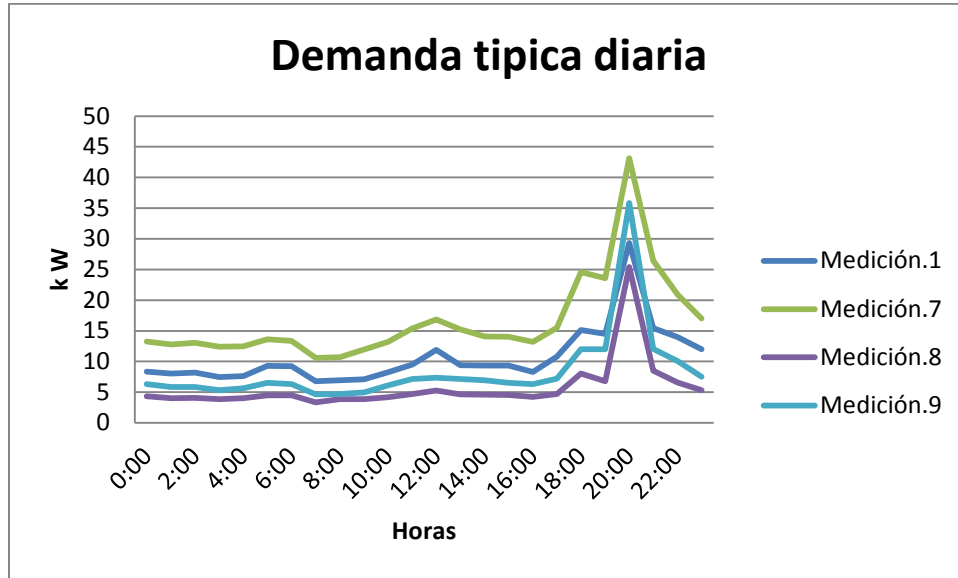
La forma de cálculo de los bloque horarios para los transformadores se parte de las mediciones horarias que se tengan de una muestra de transformadores según su capacidad. En la tabla C.1 se muestra en resumen las mediciones para un día típico ordenado de mayor a menor para cada medición con el fin de obtener el valor representativo diario de la demanda de un transformador, la Medición 1 se establece para para un transformador en específico y así para cada una de las mediciones hasta la Medición 9, la cantidad de mediciones depende de la disponibilidad de los datos con que se cuenta de mediciones en los transformadores.

Hora	Medición.1	Medición.2	Medición.7	Medición.8	Medición.9
20:00	29.32	10.83	43.13	25.40	35.84
21:00	15.42	10.15	26.47	8.51	12.05
18:00	15.13	9.92	24.58	8.03	11.99
19:00	14.50	9.74	23.57	6.76	11.98
22:00	13.97	8.93	20.93	6.60	10.09
23:00	12.02	8.77	17.03	5.35	7.49
12:00	11.88	7.25	16.86	5.26	7.38
17:00	10.78	7.01	15.49	4.72	7.18
11:00	9.52	6.86	15.40	4.70	7.16
13:00	9.37	6.84	15.26	4.67	7.13
14:00	9.35	6.79	14.08	4.59	6.94
15:00	9.33	6.58	14.03	4.55	6.52
5:00	9.28	6.49	13.62	4.49	6.51
6:00	9.24	6.40	13.36	4.48	6.32
0:00	8.36	6.29	13.24	4.31	6.32
16:00	8.28	6.27	13.20	4.21	6.29
10:00	8.26	6.25	13.19	4.16	6.09
2:00	8.21	5.99	13.07	4.09	5.85
1:00	8.03	2.33	12.79	4.04	5.83
4:00	7.64	0.00	12.47	4.03	5.63
3:00	7.48	0.00	12.44	3.88	5.35
9:00	7.09	0.00	11.93	3.86	4.94
8:00	6.95	0.00	10.69	3.85	4.70
7:00	6.80	0.00	10.58	3.34	4.64

Tabla C. 1 Medición típica para un día en kW

En la gráfica C.1 se observa el comportamiento diario tomado de los datos anteriores en forma horaria, indicando que el aumento de la demanda se da a partir de las 16 horas hasta las 22 horas.

En la tabla C.2, están los promedios de los bloques horarios según las mediciones horarias en los transformadores; se hace la evaluación de los porcentajes en el bloque alto, medio y bajo, según el consumo de un día a partir de las mediciones que es la última columna de la tabla C.2



Gráfica C. 1 Demanda diaria para transformadores

VALORES PROMEDIOS PARA BLOQUES HORARIOS Y kWh TOTAL				
	Bloque Alto	Bloque Medio	Bloque bajo	kWh Total
Medi.1	15.38	9.09	7.56	256.21
Medi.2	9.08	6.57	1.82	139.72
Medi.3	13.00	6.65	5.38	200.22
Medi.4	23.51	14.02	12.15	397.43
Medi.5	8.83	4.50	3.91	137.90
Medi.6	6.86	5.83	3.17	126.89
Medi.7	23.51	14.02	12.15	397.43
Medi.8	8.83	4.50	3.91	137.90
Medi.9	13.00	6.65	5.38	200.22

Tabla C. 2 kW por bloque horarios de mediciones

Los valores que corresponde al bloque alto según el consumo de energía de las 8 horas para el día típico corresponde un porcentaje de toda la demanda, esto indica que el valor de la ecuación C.1 de 48.02 indica que este es el porcentaje de demanda en el bloque alto para Medi. 1.

$$\% \text{ bloque alto} = \frac{\text{Valor bloque alto promedio} * \text{horas por bloque}}{\text{kwh totales del día}} \quad \text{Ec. C. 1}$$

En la ecuación C.1 como los datos son muestreados para un día típico se divide en tres bloques que corresponde a 8 horas a cada bloque y el total de kWh corresponde a la suma de cada hora de los kW para cada medición que se tenga.

$$\% \text{ bloque alto} = \frac{15.38 * 8}{256.21} * 100 = 48.02\%$$

El valor obtenido de 48.02 es para la Medi.1 del bloque alto de la tabla C.2, el procedimiento se repite para los demás bloques horarios y las mediciones que se tengan.

% Por bloque Horario		
Bloque Alto	Bloque Medio	Bloque Bajo
48.01%	28.39%	23.60%
51.97%	37.60%	10.44%
51.94%	26.57%	21.50%
47.32%	28.23%	24.45%
51.22%	26.12%	22.66%
43.23%	36.78%	19.99%
47.32%	28.23%	24.45%
51.22%	26.12%	22.66%
51.94%	26.57%	21.50%
PROMEDIO		
49.35%	29.40%	21.25%

Tabla C. 3 Valores promedios por bloque alto, medio y bajo

Para calcular los kW por transformador con la medición de los kWh se realiza de la siguiente forma aplicando la ecuación C.2.

$$kwAlto = \%del\ bloque[alto, medio, bajo] * \frac{consumo\ kWh - mes}{horas\ del\ bloque\ [alto, medio, bajo]}$$

Ec. C. 2

Como el método indica un promedio de bloque alto de 240 horas, y así para cada uno de los otros bloques, se calcula para cada uno de estos según la ecuación Ec. C.2, por ejemplo para el porcentaje de 49.35% calculado en la tabla C.3 y el consumo de kWh de un transformador en particular se sustituyen los datos obteniendo los valores de la tabla C.4.

$$kwAlto = .4935[porcentaje] * \frac{11019 [consumo\ kWh - mes]}{240\ horas\ bloque\ alto} = 22.66\ kW$$

Los datos de consumo de energía en los bloques alto, medio y bajo para cada transformador de la red de distribución aplicable al Método I, se muestran a continuación en la tabla C.4

BLOQUES HORARIOS PROMEDIO kW				
Transformador	kWh mes	Bloque Alto kW	Bloque Medio kW	Bloque Bajo kW
		49.35%	29.40%	21.25%
T-00002	11019	22.66	13.5	9.76
T-00003	5076	10.44	6.22	4.49
T-00004	5080	10.45	6.22	4.5
T-00007	0	0	0	0
T-00486	5265	10.83	6.45	4.66
T-00489	727	1.49	0.89	0.64
T-00490	2921	6.01	3.58	2.59
T-00492	695	1.43	0.85	0.62
T-00496	9192	18.9	11.26	8.14
T-00497	12205	25.1	14.95	10.81
T-00499	63	0.13	0.08	0.06
T-00582	3253	6.69	3.98	2.88
T-00583	3888	8	4.76	3.44
T-00610	402	0.83	0.49	0.36
T-00901	0	0	0	0
T-00902	417	0.86	0.51	0.37
T-00906	6409	13.18	7.85	5.67
T-00918	2621	5.39	3.21	2.32
T-XXXX	---	---	---	---

Tabla C. 4 Valores de kW para transformadores según el bloque de simulación

ANEXO D

Demanda Máxima de Transformadores.

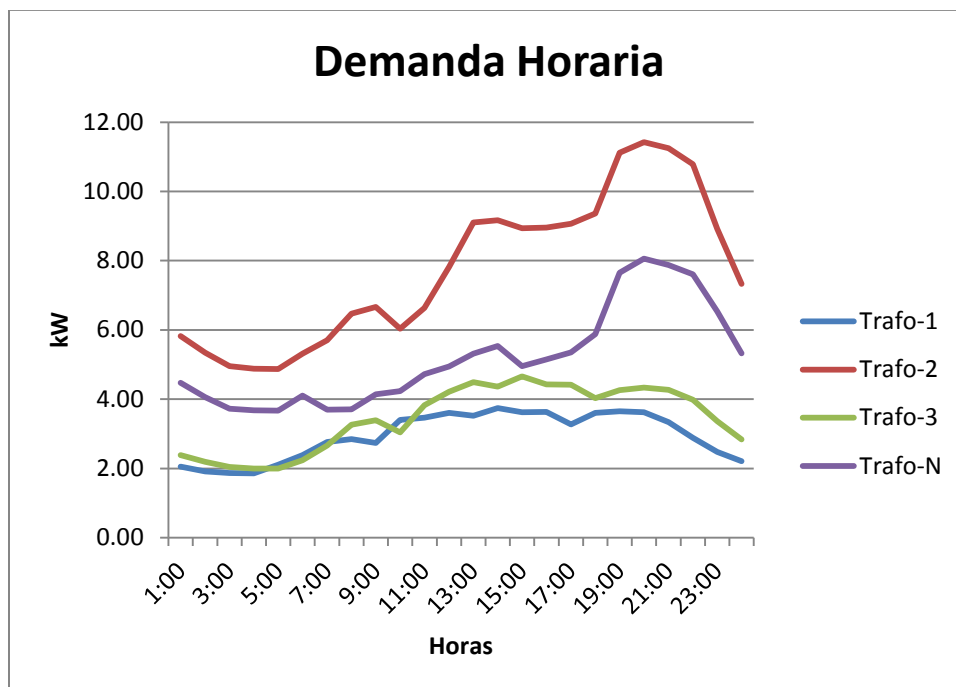
- A. Para poder estimar la demanda máxima de los transformadores de distribución de media tensión a baja tensión para las distintas capacidades en kVA de los transformadores se realiza una división en tres grupos que son: Transformadores de 25kVA

Los valores de demanda máxima se calculan a partir de mediciones horarias obtenidas de transformadores de distribución MT/BT representativos, en la tabla D.1 se muestran los valores de demanda horaria que se obtiene de un transformador típico para un día.

Medición Horaria en Transformadores de 25kVA				
Hora	Trafo-1	Trafo-2	Trafo-3	Trafo-N
1:00	2.05	5.83	2.39	4.47
2:00	1.91	5.34	2.19	4.06
3:00	1.87	4.96	2.04	3.73
4:00	1.86	4.88	2	3.68
5:00	2.11	4.87	2	3.67
6:00	2.38	5.32	2.24	4.11
7:00	2.76	5.71	2.66	3.69
8:00	2.85	6.47	3.26	3.71
9:00	2.74	6.66	3.39	4.14
10:00	3.4	6.04	3.04	4.23
11:00	3.47	6.64	3.82	4.73
12:00	3.61	7.82	4.22	4.95
13:00	3.52	9.11	4.49	5.32
14:00	3.74	9.17	4.37	5.53
15:00	3.63	8.94	4.66	4.95
16:00	3.64	8.96	4.43	5.15
17:00	3.27	9.06	4.42	5.35
18:00	3.61	9.36	4.03	5.88
19:00	3.65	11.12	4.27	7.66
20:00	3.62	11.42	4.34	8.06
21:00	3.34	11.25	4.27	7.87
22:00	2.89	10.79	3.98	7.6
23:00	2.48	8.92	3.37	6.54
0:00	2.21	7.33	2.84	5.33

Tabla D. 1 Demanda Horaria para Transformadores Típicos

En la siguiente gráfica D.1 se observa la representatividad de los valores de demanda para transformadores de distribución de 25 kVA



Gráfica D. 1 Demanda Horaria para Transformadores de 25 kVA

Con los valores de mediciones horarias se obtiene el valor de Factor de Carga, en la tabla D.2 se ve en detalle los valores para los transformadores 1, 2, 3 y N.

El factor de carga viene dado por ecuación 1.1. Visto en el capítulo I.

$$FC = \frac{\text{Demanda Promedio [Kw]}}{\text{Demanda Máxima [Kw]}} \quad \text{Ec. 1.1}$$

Tabla Resumen				
Cálculo en kW	Trafo-1	Trafo-2	Trafo-3	Trafo-N
Valor Máximo	3.74	11.42	4.66	8.06
Valor Promedio	2.94	7.75	3.45	5.18
Factor de Carga	0.79	0.68	0.74	0.64

Tabla D. 2 Resumen de Demanda para Cálculo de F.C.

El promedio del factor de carga para cada elemento medido se obtiene un valor definido para la capacidad de 25kVA.

F.C promedio [25kVA] = 0.71

Este factor de carga resulta de mediciones horarias, en la mayoría de estos transformadores de distribución solo se cuenta con mediciones de consumo mensual, por tanto el valor de demanda máxima se obtiene de la siguiente manera:

$$Demanda\ Máxima = \frac{Demanda\ Mensual}{720\ horas * F.C} \quad Ec.D.1$$

El valor de 720 corresponde a las horas en el periodo de facturación mensual.

De la ecuación D.1 se obtienen los valores para los transformadores en base a los kWh mensual de cada uno de ellos, en resumen se muestra la tabla D.3.

Cálculo de Valores Máximos por Transformador 25 kVA		
Transformador	consumo kWh- mes	Demanda Máxima
T-00019	773.06	1.50
T-00020	7234	14.11
T-00071	4147	8.09
T-00072	2918	5.69
T-00083	1368	2.66
T-00084	4360	8.50
T-00085	7828	15.27
T-00086	3536	6.89
T-00087	5880	11.47
---	---	---
---	---	---
T-00124	6442	12.56

Tabla D. 3 Demanda Máxima a Partir de kWh-Mes.

B. Transformadores de 37.5 kVA

El mismo procedimiento que se desarrolla para los transformadores de 25 kVA es aplicado para los de 37.5kVA y 50 kVA.

En la tabla D.4 se detalla los valores resumen de los valores máximo de mediciones horarias y el valor promedio para el cálculo del factor de carga.

Tabla Resumen para Transformadores de 37.5 kVA									
Cálculo en kW	T-1	T-2	T-3	T-4	T-5	T-6	T-7	T-8	T-N
Valor Máximo	18.41	14.18	9.14	13.52	19.23	18.21	9.46	14.17	11.39
Valor Promedio	11.46	8.74	5.97	8.05	11.92	11.21	6.02	8.95	7.15
Factor de Carga	0.62	0.62	0.65	0.60	0.62	0.62	0.64	0.63	0.63
Factor de Carga Promedio	0.62								

Tabla D. 4 Resumen de Datos para transformador de 37.5 kVA.

Cálculo de Valores Máximos por Transformador 37.5 kVA		
Transformador	consumo kWh-mes	Demanda Máxima
T-00002	11019	24.52
T-00003	5076	11.29
T-00008	3656	8.13
T-00009	3230	7.19
T-00011	5246	11.67
T-00013	2422	5.39
T-00016	1792	3.99
T-00035	7860	17.49
T-00036	4787	10.65
---	---	---
T-00062	6456	14.36
T-00065	2529	5.63
T-00066	2767	6.16
T-00067	5179	11.52
T-00069	2474	5.5

Tabla D. 5 Demanda Máxima a partir de kWh-Mes.

Los valores de demanda máxima se detallan en la tabla D.5 para los transformadores de 37.5kVA de acuerdo a su consumo mensual.

C. Transformadores de 50kVA.

La tabla D.6 muestra los valores para el cálculo de la demanda máxima para transformadores de 50kVA, se detallan los valores máximos y promedio por transformadores para el periodo de estudio, para obtener el factor de carga de 0.63 promedio de todos los transformadores.

Tabla Resumen para Transformador de 50 kVA						
Cálculo en kW	T-1	T-2	T-3	T-4	T-5	T-N
Valor Máximo	10.18	12.5	18.44	13.21	8.49	18.93
Valor Promedio	6.79	7.66	11.33	7.98	5.55	12.21
Factor de Carga	0.67	0.61	0.61	0.6	0.65	0.65
Factor de Carga Promedio	0.63					

Tabla D. 6 Resumen de Datos para transformador de 50 kVA.

En la tabla D.7 se detallan los valores de demanda máxima según el consumo mensual que suplen los transformadores.

Cálculo de Valores Máximos por Transformador de 50 kVA		
Transformador	consumo kWh-mes	Demanda Máxima
T-00023	13595	29.83
T-00026	10416	22.86
T-00031	17988	39.47
T-00041	10909	23.94
T-00042	10965	24.06
T-00044	12312	27.02
T-00051	6249	13.71
T-00052	11593	25.44
T-00054	8005	17.57
T-00064	4522	9.92
T-00074	4832	10.6
---	---	---
---	---	---
T-00098	7912	17.36
T-00108	6562.9	14.4
T-00110	8228.9	18.06
T-00111	10280	22.56
T-00113	2475	5.43
T-00116	0	0

Tabla D. 7 Demanda Máxima a Partir de kWh-Mes.

En la Tabla D.8 se muestran los valores de factor de carga que se utilizaron para las capacidades de los transformadores en la red de distribución y se observa que los factores de carga varían dependiendo también de la capacidad de kVA de estos, e indicando una mayor exactitud en el cálculo de la demanda máxima.

Capacidad kVA	Factor de Carga
25	0.71
37.5	0.62
50	0.63

Tabla D. 8 Factor de Carga por kVA de Transformador