

INDICADOR DE PÉRDIDAS TÉCNICAS PARA LOS NIVELES DE TENSIÓN II Y III EN  
EL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN LOCAL (SDL) DEL OPERADOR DE RED CENTRALES  
ELÉCTRICAS DE NORTE DE SANTANDER (CENS S.A E.S.P.)

PRESENTADO POR:  
FABIO ENRIQUE LEAL MIRANDA

UNIVERSIDAD DE PAMPLONA  
FACULTA DE INGENIERÍAS Y ARQUITECTURAS  
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍAS ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA, SISTEMAS Y  
TELECOMUNICACIONES

JUNIO 2017

INDICADOR DE PÉRDIDAS TÉCNICAS PARA LOS NIVELES DE TENSIÓN II Y III EN  
EL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN LOCAL (SDL) DEL OPERADOR DE RED CENTRALES  
ELÉCTRICAS DE NORTE DE SANTANDER (CENS S.A E.S.P.)

PRESENTADO POR:  
FABIO ENRIQUE LEAL MIRANDA

TRABAJO PRESENTADO COMO REQUISITO PARA OPTAR POR EL TÍTULO DE  
INGENIERO ELÉCTRICO

DIRECTOR:  
Msc. LUIS DAVID PABÓN

UNIVERSIDAD DE PAMPLONA  
FACULTA DE INGENIERÍAS Y ARQUITECTURAS  
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍAS ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA, SISTEMAS Y  
TELECOMUNICACIONES

JUNIO 2017

*DEDICATORIA*

*A Dios*  
*A mi padre y a mi madre*  
*A mis hermanos Y*  
*A todos mis familiares y amigos*  
*A todos mis docentes y compañeros de estudio*  
*A la Universidad de Pamplona*

## **AGRADECIMIENTOS**

Al equipo de trabajo del Centro de Excelencia Técnica (CET) de CENS en cabeza del ingeniero Marco Antonio Caicedo por brindarme la oportunidad de trabajar y su apoyo en el desarrollo de este proyecto, para así culminar una de mis metas que es ser Ingeniero Eléctrico.

A los ingenieros Luis David Pabón y Gilberto Alonso Vera por ser mi director y tutor respectivamente.

## CONTENIDO

1	INTRODUCCIÓN .....	2
2	OBJETIVOS .....	3
2.1	Objetivo general .....	3
2.2	Objetivos específicos.....	3
3	MARCO TEÓRICO.....	4
3.1	Sistema eléctrico de potencia .....	4
3.2	Pérdidas de energía eléctrica .....	5
3.2.1	Pérdidas no técnicas o comerciales .....	5
3.2.2	Pérdidas técnicas.....	5
3.3	Curvas de Carga .....	9
3.4	Cálculo de Pérdidas Técnicas en Medidores.....	10
4	METODOLOGÍA PARA EL CÁLCULO DE PÉRDIDAS DE ENERGÍA EN LOS NIVELES DE TENSIÓN II Y III. ....	13
4.1	Cálculo de pérdidas técnicas en los Niveles de tensión II y III según la resolución CREG 019 de 2017.....	13
4.1.1	Información topológica según Circular 015 de 2007 .....	13
4.1.2	Metodología para determinar curvas de Carga.....	15
4.2	Aplicación de la metodología a CENS.....	15
5	CARACTERIZACIÓN DE LAS ENERGÍAS DE ENTRADA EN LOS NIVELES DE TENSIÓN II Y III.....	17
5.1	Transformadores de nivel de tensión II.....	18
5.1.1	Transformadores con medida horaria. ....	18
5.1.2	Curvas para los transformadores con medida horaria. ....	20
5.1.3	Curvas de las celdas de Nivel II. ....	21
5.1.3.1	Cálculo para el circuito BELC28 .....	22
5.1.3.2	Cálculo para el circuito PAMC3 .....	23
5.1.4	Curva para los transformadores de incertidumbre.....	25
5.2	Transformadores de nivel de tensión III. ....	26
5.2.1	Transformadores con medida horaria .....	26
5.2.2	Curvas para los transformadores con medida horaria. ....	27
5.2.3	Curvas de las celdas de Nivel III. ....	28
5.2.3.1	Cálculo para el circuito BELC38 .....	28
5.2.3.2	Cálculo para el circuito CONS65.....	29

6	SIMULACIÓN EN DIGSILENT POWERFACTORY PARA LOS CIRCUITO DE NIVEL DE TENSIÓN II Y III DEL SDL. ....	31
6.1	Conexión en Digsilent.....	31
6.2	Cálculo de potencia .....	32
6.3	Asignacion de potencia a transformadores.....	35
6.4	Creación de librerías en Digsilent .....	35
6.5	Simulación de flujos de carga .....	38
7	CÁLCULO DEL INDICADOR DE PÉRDIDAS TÉCNICAS EN LOS NIVELES II Y III. ....	40
7.1	Indicador de Pérdidas en las líneas .....	40
7.2	Indicador de Pérdidas en equipos de medida .....	46
7.3	Indicador de Pérdidas en equipos asociados .....	52
8	PLAN ESTRATÉGICO DE REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS TÉCNICAS EN CIRCUITOS CRÍTICOS .....	61
8.1	Metodología para la reducción de pérdidas técnicas.....	61
8.1.1	Plan correctivo para la reducción de pérdidas técnicas .....	61
8.1.2	Plan predictivo de reducción de pérdidas técnicas .....	62
8.2	Aplicación del plan de reducción de pérdidas técnicas.....	63
8.2.1	Selección de los circuitos con indicadores de pérdidas críticos .....	63
8.2.2	Identificación de posibles causas de pérdidas técnicas .....	64
8.2.3	Planteamiento de soluciones.....	65
8.2.4	Resultados de Simular en DIgSILENT de las soluciones planteadas .....	71
9	CONCLUSIONES .....	74
9.1	Conclusiones del proyecto desarrollado.....	74
10	REFERENCIAS.....	77

## Tabla de figuras

Figura 1 Niveles de tensión normalizados para Colombia .....	5
Figura 2 Circuito equivalente aproximado de un transformador [5] .....	6
Figura 3 Curva de carga diaria (ejemplo). .....	9
Figura 4 Curvas de Carga según la Resolución CREG 019 de 2017 .....	15
Figura 5 Diagrama de flujo de la metodología de cálculo .....	16
Figura 6 Curvas de demanda caracterizadas para el Transformador 1TB0011 .....	20
Figura 7 Curvas de demanda caracterizadas para el Transformador 2T00006.....	21
Figura 8 Curvas de demanda caracterizadas para el circuito BELC28.....	23
Figura 9 Curvas de demanda caracterizadas para el circuito PAMC3.....	24
Figura 10 Curvas de demanda para los transformadores de incertidumbre.....	26
Figura 11 Curvas de demanda caracterizadas para el Transformador 1T07232.....	27
Figura 12 Curvas de demanda caracterizadas para el circuito BELC38.....	28
Figura 13 Valores en por unidad de las curvas de demanda diaria de BELC38.....	29
Figura 14 Información topológica del circuito .....	31
Figura 15 Información de potencias en DigSilent para el circuito BELC22 .....	35
Figura 16 Tabulación de la curva en DigSilent para los Transformadores de incertidumbre del circuito BELC22 .....	36
Figura 17 Curva en DigSilent para los Transformadores de incertidumbre del circuito BELC2236	
Figura 18 Pérdidas con carga para un transformador de potencia. ....	37
Figura 19 Características en vacío para un transformador.....	37
Figura 20 Características de magnetización para un transformador de 4MVA.....	38
Figura 21 Variación de flujo horario .....	38
Figura 22 Indicador de pérdidas VS potencia por circuito de nivel de tensión II .....	44
Figura 23 Indicador de pérdidas VS potencia por circuito de nivel de tensión III .....	46
Figura 24 Diagrama de flujo de la metodología para la reducción de pérdidas técnicas.....	62
Figura 25 Circuito AGUC3 con alto indicador de pérdidas técnicas.....	65
Figura 26 Nueva subestación Gamarra, que toma la carga de AGUC3.....	66
Figura 27 Circuito TIBPUEBLOS con alto indicador de pérdidas técnicas.....	67
Figura 28 Nueva subestación Campo II, que toma la carga de TIBPUEBLOS .....	67
Figura 29 Circuito OCALAPLAYA con alto indicador de pérdidas técnicas.....	68
Figura 30 Circuito OCAGONZALES con alto indicador de pérdidas técnicas .....	68
Figura 31 Circuito CULC2 y tramos a repotenciar.....	70
Figura 32 Circuito SALC2 y tramo a repotenciar.....	70

## Contenido de tablas

Tabla 1 Consumo de potencia en circuitos de tensión según las NTC .....	12
Tabla 2 Formato de red Típica nivel de tensión [17].....	14
Tabla 3 Formato de red Típica nivel de tensión III [18].....	14
Tabla 4 Subestaciones y circuitos SDL-CENS .....	17
Tabla 5 Subestaciones y circuitos nivel de tensión III.....	18
Tabla 6 Transformadores con medida Horaria .....	20
Tabla 7 Valores en por unidad de las curvas de demanda diaria de BELC28 .....	22
Tabla 8 Valores en por unidad de las curvas de demanda diaria de PAMC3 .....	24
Tabla 9 Porcentaje de participación de Transformador con medida horaria en el circuito BELC28 .....	25
Tabla 10 Transformadores con medida horaria Nivel de tensión III .....	27
Tabla 11 Curvas de demanda caracterizadas para el circuito BELC38 .....	29
Tabla 12 Valores en por unidad de las curvas de demanda diaria de CONS65.....	30
Tabla 13 Valores máximos de potencia reactiva, activa y aparente para las celdas de nivel de tensión II .....	33
Tabla 14 Valores de potencia reactiva, activa y aparente para las celdas de nivel de tensión III. 34	
Tabla 15 Cálculo para el circuito BELC22 con un total de 29 transformadores y una energía mes de 532629 kWh/mes .....	34
Tabla 16 Variables extraídas de DigSilent.....	39
Tabla 17 Indicador de pérdidas para el circuito TIBTIBÚ2 .....	40
Tabla 18 Indicador de pérdidas por circuito de nivel de tensión II .....	43
Tabla 19 Indicador de pérdidas por circuito de nivel de tensión III .....	45
Tabla 20 Indicador de pérdidas técnicas en el nivel de tensión II y III .....	46
Tabla 21 Valores nominales de pérdidas para TC's .....	47
Tabla 22 Valores nominales de pérdidas para TP's.....	47
Tabla 23 Pérdidas en equipos de medida para la celda SANC48.....	48
Tabla 24 Indicador de pérdidas por equipos de medida para circuitos de nivel II .....	51
Tabla 25 Indicador de pérdidas en equipos asociados para los circuitos de nivel II .....	55
Tabla 26 Indicador de pérdidas en equipos asociados para los circuitos de nivel III.....	56
Tabla 27 Indicador de pérdidas técnicas para los circuitos de nivel II .....	59
Tabla 28 Indicador total de pérdidas técnicas para los circuitos de nivel III.....	60
Tabla 29 Circuitos de nivel II con indicadores críticos y fuera de los límites regulatorios.....	63
Tabla 30 Circuitos de nivel III con indicadores críticos y fuera de los límites regulatorios .....	64
Tabla 31 Distancia de la red al punto más lejano y calibre de la troncal de los circuitos críticos de nivel II.....	64
Tabla 32 Distancia de la red al punto más lejano y calibre de la troncal de los circuitos críticos de nivel III.....	65
Tabla 33 Resultados para nuevos alimentadores planteados como solución al circuito AGUC3. 71	
Tabla 34 Resultados para nuevos alimentadores planteados como solución al circuito TIBÚPUEBLOS. ....	71
Tabla 35 Resultados para nuevos alimentadores planteados como solución los circuitos OCAGONZALES y OCALAPLAYA .....	72
Tabla 36 Resultados para los circuitos a los que se les planteó repotenciar la troncal.....	73



## **ABSTRACT**

Central electric of North of Santander S.A. E.S.P is a network operator and as such is required to meet certain standards of quality in the provision of services to large and small users. Such obligation is established by entities such as the CREG (energy and Gas Regulatory Commission) and the S.S.P.D (Superintendent for domestic public services), is the main reason why this project arises.

In any operator's network (OR) always there are rates of power loss resulting in economic losses and low levels of quality of energy delivered to the users, this forces the OR to pursue strategies that will reduce loss indicators, it is not possible to reduce them in full but if they can be at tolerable levels by the company and which are recognized by the CREG and subsequently paid by the entity.

In this project to study and apply the methodology put forward in resolution CREG 019 of 2017 for the calculation of technical losses in tension II and III levels, in order to obtain the indicator of technical losses in the power system of CENS composed lines, transformers, measuring equipment, maneuver and cutting equipment. Will be use of data bases of management of information system (GIS)-based networks and users to determine the topology of circuits, associated equipment, types of users, consumption, among other data, which is pretending the circuits according to the studied methodology software DIGSILENT Power Factory 15.2, and thus obtaining the results that will determine the indicators of losses by circuit and finally the most critical circuits are detected and develop a strategic plan of reduction of technical losses.

## 1 INTRODUCCIÓN

Centrales Eléctricas de Norte de Santander S.A. E.S.P es un operador de red y como tal está obligado a cumplir ciertos niveles de calidad en la prestación de servicios a grandes y pequeños usuarios. Dichas obligaciones se encuentran establecidas por entidades como la CREG (Comisión de Regulación de Energía y Gas) y la S.S.P.D (Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios), es ésta la principal razón por la cual surge este proyecto.

En todo operador de red (OR) siempre existen índices de pérdidas de potencia que se traducen en pérdidas económicas y bajos niveles de calidad en la energía entregada a los usuarios, esto obliga a los OR a buscar estrategias que permitan reducir los indicadores de pérdidas, ya que no es posible reducirlas en su totalidad, pero si se pueden llevar a niveles tolerables por la empresa y que sean reconocidas por la CREG y posteriormente remuneradas por dicha entidad.

En este proyecto se estudiará y aplicará la metodología planteada en la resolución CREG 019 de 2017 para el cálculo de pérdidas técnicas en los niveles de tensión II y III, con el fin de obtener el indicador de pérdidas técnicas en el sistema eléctrico de CENS compuesto por líneas, transformadores, equipos de medida, equipos de corte y maniobra. Se hará uso de las bases de datos ubicadas en el Sistema de Gestión de la Información (GIS) de redes y usuarios para determinar la topología de los circuitos, equipos asociados, tipos de usuarios, consumos, entre otros datos, con lo cual se simulara los circuitos en el software DIGSILENT Power Factory 15.2 de acuerdo a la metodología estudiada, y así obteniendo los resultados que determinan los indicadores de pérdidas por circuito y finalmente se detectaran los circuitos más críticos y desarrollará un plan estratégico de reducción de pérdidas técnicas.

## **2 OBJETIVOS**

### **2.1 Objetivo general**

Estimar el indicador de pérdidas técnicas para los niveles de tensión II y III en el Sistema de Distribución Local (SDL) del operador de red Centrales Eléctricas de Norte de Santander (CENS S.A E.S.P) bajo la metodología planteada por la Comisión Reguladora de Energía y Gas (CREG) en la regulación 176 de 2016.

### **2.2 Objetivos específicos**

- Contextualizar la metodología planteada en la resolución CREG 176 de 2016 para el cálculo de pérdidas técnicas en los niveles de tensión II y III en el entorno de CENS.
- Caracterizar las energías de entrada en los niveles de tensión II y III del SDL de CENS.
- Simular flujos de carga horarios en el software DigSilent PowerFactory para cada circuito de nivel de tensión II y III del SDL de CENS.
- Determinar el indicador de pérdidas técnicas por circuito y por nivel de tensión.
- Desarrollar un plan estratégico de reducción de pérdidas técnicas en los circuitos con indicadores críticos.

### **3 MARCO TEÓRICO**

#### **3.1 Sistema eléctrico de potencia**

Un sistema eléctrico de potencia tiene como finalidad la producción de energía eléctrica en los centros de generación (centrales térmicas e hidráulicas) y transportarla hasta los centros de consumo (ciudades, poblados, centros industriales, turísticos, etc) [1], en Colombia la prestación del servicio de energía eléctrica está segmentado en las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización. Cada una de estas actividades tiene las siguientes finalidades:

1) La generación corresponde a la producción de energía mediante el uso de diferentes tecnologías.

2) La transmisión se encarga del transporte de energía a altos niveles de tensión en el Sistema de Transmisión Nacional (STN).

3) La distribución comprende el transporte de energía hasta los usuarios finales a niveles de tensión inferiores a 220 kV.

4) La comercialización hace referencia a la compra y venta de energía en el Mercado de Energía Mayorista (MEM) y la venta de ésta a los usuarios finales [2].

Los niveles de tensión normalizados para la transmisión y distribución en el sistema eléctrico colombiano se evidencian en la figura 1.

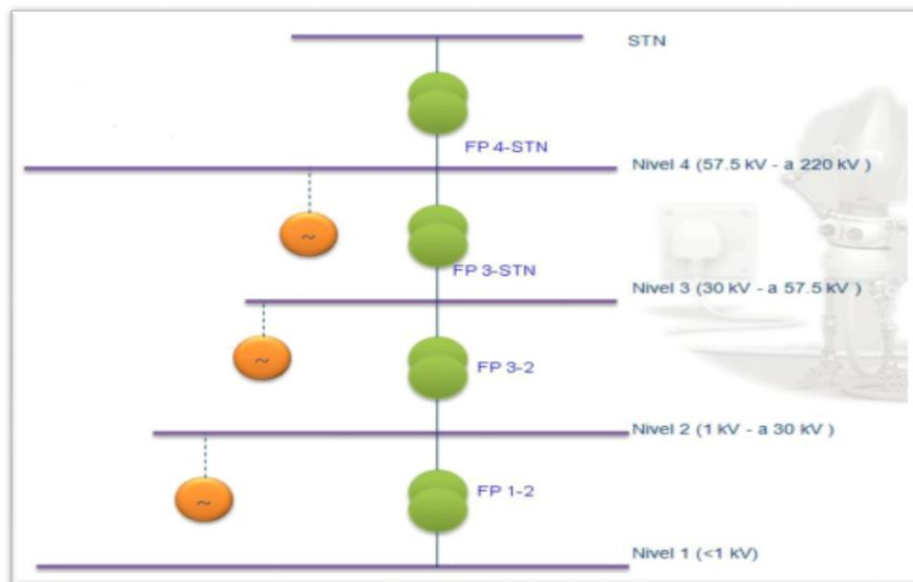


Figura 1 Niveles de tensión normalizados para Colombia

### 3.2 Pérdidas de energía eléctrica

Como en toda cadena de transporte de un bien, se pueden presentar pérdidas desde el punto de producción hasta la entrega a los usuarios finales [2].

Las pérdidas de energía eléctrica equivalen a la diferencia entre la energía comprada y la energía vendida y se clasifican en dos categorías en función de su naturaleza: pérdidas no técnicas o comerciales y pérdidas técnicas [3].

#### 3.2.1 Pérdidas no técnicas o comerciales

Son las pérdidas asociadas con ineficiencias administrativas y comerciales como facturación y gestión deficientes, o por prácticas de los usuarios como fraude o conexiones ilegales [2].

#### 3.2.2 Pérdidas técnicas

Asociadas a características propias de las redes, producidas en los transformadores, conductores y equipos eléctricos, que corresponden a la diferencia entre la energía que se entrega a un sistema y la que es utilizada por el usuario final [4],

A continuación, se detallan los principales elementos del sistema y las causas por las cuales se producen las pérdidas técnicas de energía:

### 3.2.2.1.1 Pérdidas técnicas en transformadores

El modelo de impedancias de un transformador se representa mediante un circuito paralelo formado por una resistencia  $R_{fe}$  y una reactancia  $X_u$ , donde el parámetro de la resistencia  $R_{fe}$ , permite determinar las pérdidas en el hierro del transformador mediante efecto Joule y la reactancia  $X_u$  deriva la corriente de magnetización del transformador y consigo sus pérdidas asociadas a la magnetización. El modelo se complementa con la impedancia serie del transformador  $R_{cc}$  y  $X_{cc}$  obtenidas desde ensayos de cortocircuito, que permiten determinar su caída de tensión y las pérdidas en el cobre [5].

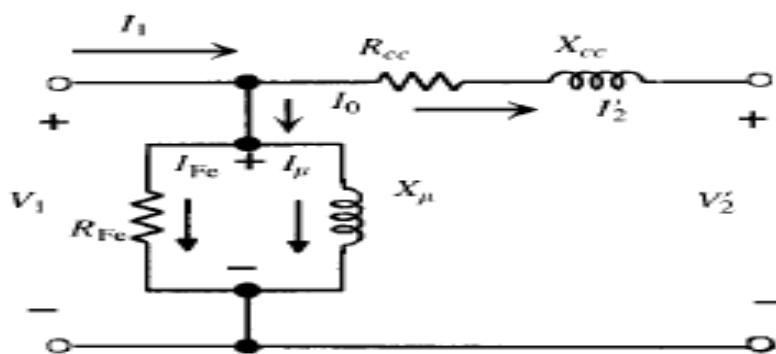


Figura 2 Circuito equivalente aproximado de un transformador [5]

#### 3.2.2.1.1.1 Pérdidas sin carga

Son pérdidas presentes en el hierro del núcleo del transformador debido al campo magnético, generadas en gran parte por histéresis y corrientes parásitas, según la densidad de flujo

en el núcleo y dependen de la forma de onda de tensión de entrada al transformador. Mediante el ensayo de vacío y con el método de los tres vatímetros para transformadores trifásicos, se determinan las pérdidas sin carga y la corriente sin carga del transformador [6].

#### **3.2.2.1.1.2 Pérdidas con carga**

Son pérdidas presentes en los devanados del transformador, asociado a la corriente de carga del transformador, las cuales son debidas al producto de la corriente al cuadrado por la resistencia en los devanados ( $I^2R$ ) y por corrientes parásitas inducidas por el flujo de dispersión en los devanados.

Mediante el ensayo de cortocircuito, se mide la tensión de cortocircuito y la impedancia de cortocircuito las cuales están compuestas por una componente resistiva que hace referencia a las pérdidas con carga y por una componente reactiva que incluye los enlaces de flujos de dispersión de los devanados [7].

#### **3.2.2.1.2 Pérdidas en redes**

La más conocida interacción entre un fenómeno eléctrico, la conducción de corriente eléctrica, y su fenómeno térmico asociado, el calentamiento del conductor por el que circula la corriente, es el Efecto Joule. La materia ofrece cierta resistencia al movimiento de los electrones, los cuales ceden energía cinética al entorno en los sucesivos choques. Esta energía proporcionada por los electrones se disipa en forma de calor.

Donde  $Q$  es la energía calorífica producida por la corriente,  $I$  es la intensidad de la corriente que circula,  $R$  es la resistencia eléctrica del conductor y  $t$  es el tiempo [8].

### **3.2.2.1.3 Pérdidas en equipos de medida**

Son pérdidas que se producen en los medidores, transformadores de medida (en caso que sean utilizados) y los cables de conexión en los sistemas de medición debido a la clase de exactitud y error porcentual máximo permitido en los equipos [9], [10].

### **3.2.2.1.4 Impacto de las pérdidas**

Las pérdidas de energía eléctrica generan altos costos para los agentes involucrados en la prestación del servicio y los consumidores. El impacto para cada uno de éstos se describe a continuación:

1. El comercializador debe pagar al generador y al transmisor el total de la energía (producto) que ingresa al sistema, aunque ésta no sea facturada a los usuarios.
2. El distribuidor no recibe el pago por el uso de la infraestructura asociado con el transporte de la energía que no es facturada.
3. El precio de la energía en Colombia se obtiene mediante un esquema de precio marginal; la generación adicional requerida por la existencia de pérdidas impone un precio marginal mayor que se traslada directamente a los usuarios.
4. Los usuarios pagan un valor adicional al asociado a su consumo, ya que la tarifa incluye costos de pérdidas reconocidas en generación, transmisión y distribución [2].

### **3.2.2.1.5 Mitigación de pérdidas técnicas**

Los OR tienen capacidad de gestión sobre las pérdidas técnicas, ya que son los encargados de la planeación y operación del sistema [4]. Este tipo de pérdidas es normal en cualquier distribuidora de energía y no pueden ser eliminadas totalmente; sólo pueden reducirse a través del mejoramiento de la red. Para lograr un plan adecuado de control y reducción de pérdidas técnicas, se debe tener en cuenta los siguientes parámetros: diagnóstico del estado actual del sistema,



proyección de la carga, revisión de los criterios de expansión, estudios de flujos de carga para optimizar la operación de líneas y redes, analizar la ubicación óptima de transformadores y usuarios, realizar estudios de reconfiguración de alimentadores primarios [11].

### 3.3 Curvas de Carga

La carga en un sistema de distribución varía durante el día, en circuitos residenciales normalmente, la máxima demanda ocurre después de las 6 pm y la mínima después de las 11 pm, en circuitos comerciales durante el día y en circuitos industriales dependen del ciclo de trabajo. Las compañías electrificadoras continuamente estudian la variación de la carga a través de todo el día, semana o mes. Una curva en la que se muestra el comportamiento de la demanda en función del tiempo se denomina curva de carga.

La curva es una función continua en el tiempo, pero para estudios prácticos, se considera discreta. En la figura 3 se muestra una curva de este tipo, donde el eje horizontal corresponde al tiempo, normalmente en horas, y el eje vertical corresponde a la carga en kW.

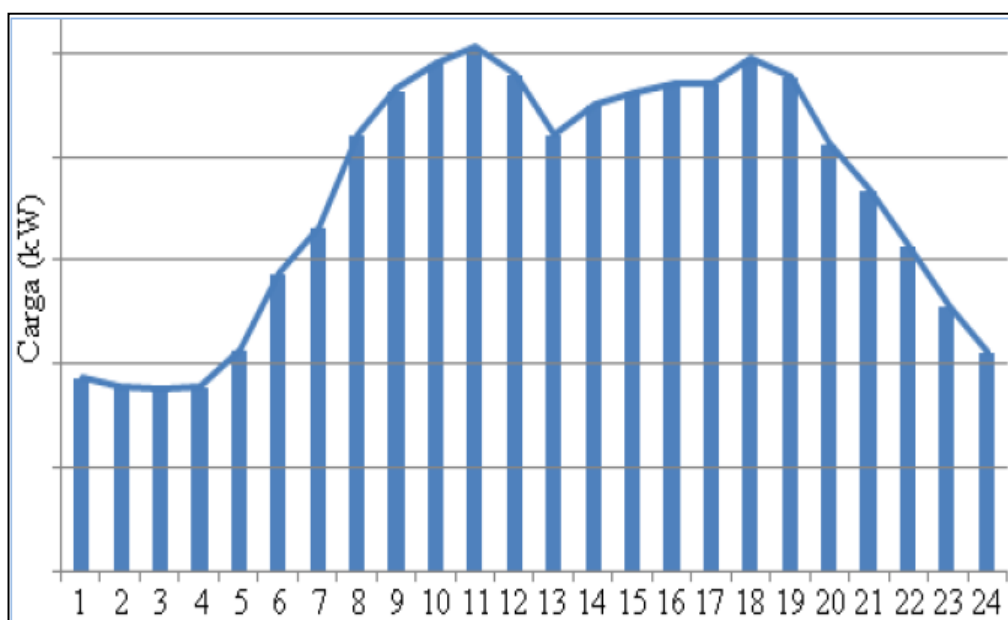


Figura 3 Curva de carga diaria (ejemplo).

Definiendo:

- $\Delta t_i$ : Intervalo de tiempo de desratización (normalmente 1 hora)
- $D_m$ : Demanda máxima.
- $D_i$ : Demanda a la hora  $i$ .
- $C_i$ : Demanda a la hora  $i$  en p.u, donde:

$$C_i = \frac{D_i}{D_m}$$

Ecuación 1

La energía demandada por la carga en un intervalo de tiempo  $T$  es el área bajo la curva.

Por lo tanto:

$$\text{Energía} = C_1 D_m \Delta t_1 + C_2 D_m \Delta t_2 + \dots + C_n D_n \Delta t_n$$

$$\text{Energía} = D_m \sum_{i=1}^n C_i \Delta t_i$$

Ecuación 2

### 3.4 Cálculo de Pérdidas Técnicas en Medidores

Los medidores de energía están compuestos por un par de bobinas para cada fase. Así, los medidores monofásicos, bifásicos y trifásicos poseen, respectivamente, 1 par, 2 pares y 3 pares de bobinas. Cada elemento medidor está constituido por una bobina de potencial y una bobina de corriente. La pérdida en la bobina de potencial es asumida por el operador de red. La pérdida de energía en la bobina de potencial no varía a lo largo del día, ya que ésta está sometida a una tensión

prácticamente constante, que permite asumir que la pérdida de energía en el medidor es independiente de la carga.

De esta forma, para calcular la pérdida de energía en un medidor de energía, basta conocer el valor de pérdidas por elemento medidor y la cantidad total de medidores monofásicos, bifásicos y trifásicos.

Así las pérdidas de potencia activa  $P_{\text{medidores}}$  correspondientes a los medidores de energía de a un circuito secundario de distribución con  $n$  usuarios se calculan como:

$$P_{\text{medidores}} = \frac{\sum_{i=1}^n N_{mi} * W_{mi}}{1000} \text{ [kW]}$$

Ecuación 3

Dónde:

- $N_{mi}$ : Número de usuarios con medidor de energía tipo  $i$ .
- $W_{mi}$ : Consumo de energía del medidor de energía tipo  $i$ .

Las pérdidas de energía  $e_{\text{medidores}}$  son calculadas por la siguiente expresión:

$$e_{\text{medidores}} = P_{\text{medidores}} \times \Delta t \text{ [kW- h]}$$

Ecuación 4

Donde  $\Delta t$  es el período de análisis (en horas).

$P_{medidores}$  se toma de las normas NTC 2147, 2288, 4052 y 4649 del ICONTEC

El consumo de energía de los diferentes tipos de medidores se obtiene de las normas técnicas colombianas, las cuales dan los valores máximos permisibles a la frecuencia y temperatura de referencia. La tabla que se muestra a continuación presenta un resumen de esta información [12]:

Tipo	Clase	NTC 2147 Medidores estáticos	NTC 2288 Medidores electromecánicos	NTC 4052 Medidores estáticos	NTC 4649 Equipo para medidores de energía
Fuente de alimentación conectada al circuito de tensión	0.2s	2W	-	-	-
	0.5S	2W	-	-	-
	1	-	-	2W	-
	2	-	-	2W	-
Fuente de alimentación no conectada al circuito de tensión	0.2s	0.5VA	-	-	-
	0.5S	0.5VA	-	-	-
	1	-	-	-	-
	2	-	-	-	-
Monofásicos y polifásicos	0.5	-	3W	-	-
	1	-	3W	-	-
	2	-	2W	-	-
Multienergía	1 $\phi$	-	-	-	3W
	2 $\phi$	-	-	-	2.5W
	3 $\phi$	-	-	-	2W
Multifunción	1 $\phi$	-	-	-	5W
	2 $\phi$	-	-	-	3.5W
	3 $\phi$	-	-	-	3W

Tabla 1 Consumo de potencia en circuitos de tensión según las NTC

correspondientes[9][13][10][14].

## **4 METODOLOGÍA PARA EL CÁLCULO DE PÉRDIDAS DE ENERGÍA EN LOS NIVELES DE TENSIÓN II Y III.**

En este capítulo se hace una revisión a la normatividad vigente en Colombia para el cálculo de pérdidas técnicas en los niveles de tensión II Y III, con el fin de contextualizar la metodología CREG 019/2017 al entorno de CENS.

Debido a la actualización realizada a la normatividad regulatoria durante la ejecución del proyecto, la contextualización de metodología a utilizar para CENS se basa en la Resolución CREG 019 del 2017 la cual reemplaza y deroga la regulación 176 de 2016.

### **4.1 Cálculo de pérdidas técnicas en los Niveles de tensión II y III según la resolución CREG 019 de 2017.**

Para los OR que deseen presentar un estudio de pérdidas técnicas en el nivel de tensión correspondiente deberán cumplir con los siguientes criterios:

- i. Desarrollar el estudio con base en el análisis técnico y flujos de carga de sus sistemas de niveles de tensión 2 o 3.
- ii. Utilizar la información topológica real de todo su sistema a la fecha de corte, presentando las variables solicitadas en la Circular CREG 015 de 2007, con un modelo de impedancia constante.
- iii. En ningún punto del sistema se pueden presentar factores de potencia inferiores a 0,9.
- iv. En ningún punto del sistema se pueden presentar valores de voltaje inferiores a los establecidos en las normas vigentes [15].

#### **4.1.1 Información topológica según Circular 015 de 2007**

La información topológica requerida para circuitos de Nivel de Tensión 2 se debe reportar de acuerdo con los criterios generales establecidos en el Anexo 1 [16].

La información topológica de la que se habla en el anexo 1 se muestra en la tabla 2.

	a	b	c	d	e	f	g	h	i	j	k	l	m	n	o	p	r	
	Nodo Inicial	Nodo Final	Longitud (m)	Apoyos	material	calibre	Capacidad (A)	R1	X1	Carga (kW)	Carga (kVAr)	Usuarios	Elementos de protección	Tipo (A/S)	Numero de fallas	Tiempo promedio de interrupción	Notas	
	Nodos			Tipo de conductor														
1																		
2																		

Tabla 2 Formato de red Típica nivel de tensión [17]

La información del total de las redes y equipos de nivel de tensión 3 según lo establecido en el Anexo 2 de la Circular 015 de 2007 [16].

Inventario del total de las redes y equipos de nivel de tensión 3 se debe presentar así:

- Voltaje Nominal
- Subestación
- Código del circuito
- Grupo de Calidad
- Tramos: la información de tramos se debe presentar de acuerdo la tabla 3.

a	b	c	d	e	f	g	h	i	j	k	l	m	n	o	p	q	r	s	
	Nodo Inicial	Nodo Final	Longitud (m)	Apoyos	material	calibre	Capacidad (A)	R1	X1	Carga (kW)	Carga (kVAr)	Generación (kW, kVAr, nombre)	Usuarios	Elementos de protección	Tipo (A/S)	Configuración	Numero de fallas	Tiempo promedio de interrupción	Notas

Tabla 3 Formato de red Típica nivel de tensión III [18]

#### 4.1.2 Metodología para determinar curvas de Carga

Las curvas de carga se calcularán con base en las lecturas horarias de los medidores ubicados en los circuitos durante el mes anterior, se determinan dos curvas de carga por nivel de tensión para cada OR, una para los días domingos y festivos y otra para el resto de días de la semana, que aplicarán para los siguientes cargos a calcular.

Para cada liquidación mensual se deben obtener curvas de carga para los usuarios que no tienen medidores con lectura horaria.

La energía horaria del mercado de comercialización de cada OR, en cada nivel de tensión, se le resta la suma de la energía de los usuarios, conectados en ese mismo nivel de tensión, que tienen medidores con discriminación horaria. A partir de las diferencias se determina la curva de carga de los usuarios que no tienen medida horaria [19] lo anterior se puede observar en figura 4.

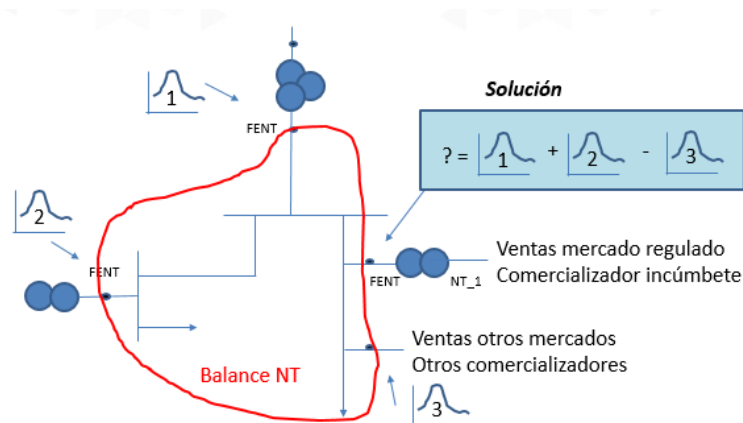


Figura 4 Curvas de Carga según la Resolución CREG 019 de 2017

#### 4.2 Aplicación de la metodología a CENS.

La información requerida para el estudio según la metodología CREG está disponible en la base de datos del SPARD y SCADA, con lo cual la extracción y procesamiento de información se realiza de acuerdo al siguiente diagrama de flujo (Figura 5).

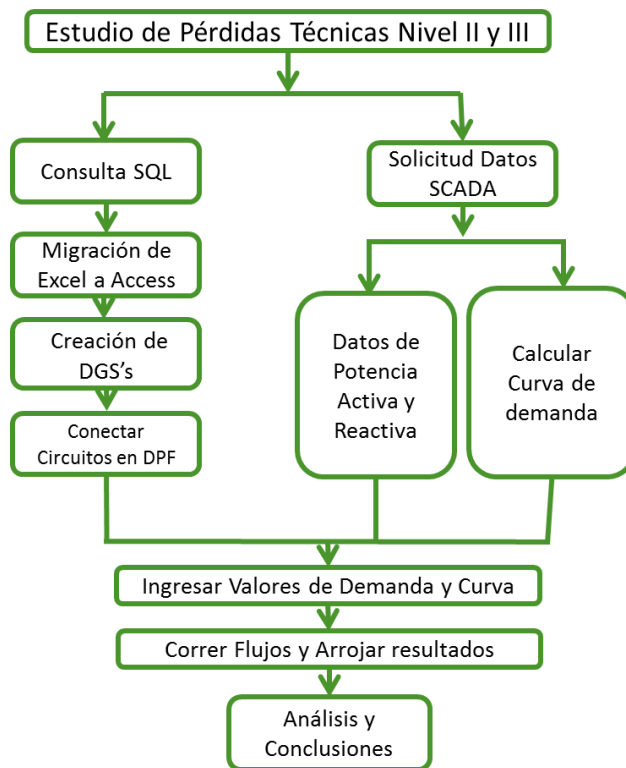


Figura 5 Diagrama de flujo de la metodología de cálculo

El estudio de pérdidas técnicas inicia con la consulta a la base de datos de SPARD realizada mediante lenguaje SQL (Structured Query Language), esta información es extraída en archivos Excel, que posteriormente se transfieren a Access para lograr almacenarlos como base de datos de las cuales se crearán los archivos DGS (DIGSILENT Interface for GIS and SCADA) que a su vez son la conexión con el software DigSilent PowerFactory. Se lleva un proceso en paralelo con los datos extraídos de SCADA donde se determinan las curvas de demanda y potencia por transformador.

Teniendo la información ingresada a DigSilent, se realizan simulaciones en el sistema con flujos de carga horarios y estos se exportan a una base de datos en Excel donde se consolida los indicadores de pérdidas técnicas y se aplica el análisis de resultados.



## 5 CARACTERIZACIÓN DE LAS ENERGÍAS DE ENTRADA EN LOS NIVELES DE TENSIÓN II Y III.

El Sistema de Distribución Local (SDL) de CENS cuenta con dos niveles de tensión; Nivel III con una tensión nominal de 34.5 kV y nivel II con tensión nominal de 13.8 kV.

El SDL en nivel de tensión II está conformado por 101 circuitos repartidos en 37 subestaciones como se aprecia en la tabla 4.

Subestación	Círculo	Subestación	Círculo	Subestación	Círculo
ABREGO	ABRC1	ESCOBAL	ESCC61	SAN_MATEO	SANC43
	ABRC2		ESCC62		SANC45
AGUACHICA	AGUC2		ESCC63		SANC46
	AGUC3	INSULA	INSC91		SANC48
	AGUC4	INSULA	INSC92		SANC49
	AGUC5	LA_GABARRA	LA GABARRA		SANC51
	AGUC7	LA_MATA	LA MATA		SANC52
ATALAYA	ATAC86	LA_MIEL	LA MIEL		SANC53
	ATAC87	LOS_ALPES	LOS ALPES		SANC54
	ATAC88	LOS_MANGOS	LOS MANGOS		SANC55
AYACUCHO	AYAC1	MONTESITOS	MONTESITOS		SANC56
	AYAC2	OCAÑA	OCAGONZALES		SANC57
BELÉN	BELC21		Ocala_PLAYA		SANC58
	BELC22		OCAOCANA1		SANC59
	BELC23		OCAOCANA2		SARC1
	BELC24	OCAOCANA3	SARC2		
	BELC27	ORU	ORU		SEVC11
	BELC28	PALERMO	PALBOCHALEMA		SEVC16
	BELC29		PALCHINACOTA		SEVC17
	BELC30		PALDONJUANA	SEVC3	
BELC31	PALRAGONVALIA		SEVC4		
CACHIRA	CACHIRA	PAMPLONA	PAMC2	SEVC5	
CONVENCION	CONSAL_CARMEN	PAMPLONA	PAMC3	SEVC6	
	CONSAL_TEORA	PAMPLONA	PAMC4	SEVC7	
	CONSAL_CONVE	PATIOS	PATIOS	TIBPOZOS	
SAN_PABLO	CONSAL_SANPABLO	PELAYA	PELC2	TIBTIBÚ1	
CORNEJO	CORC1	PLANTA_ZULIA	PLZ263B1	TIBTIBÚ2	
	CORC2		PLZ283B1	TIBÚ_PUEBLOS	
	CORC3	SALAZAR	SALC1	TOLLABATECA	
LA_CULEBRA	CULC1		SALC2	TOLTOLEDO	
	CULC2		SALC3	ZULC1	
EL_TARRA	EL TARRA		SALC4	ZULC2	
EL_SAMAN	ELSC68	SAMORE	SAMSAMORE	ZULC3	
	ELSC69	SAN_ANTONIO	SAN ANTONIO		

Tabla 4 Subestaciones y circuitos SDL-CENS

En el nivel de tensión III el SDL cuenta con 18 circuitos distribuidos en 10 subestaciones como se aprecia en la tabla 5.

Subestación	Circuito	Subestación	Circuito
AGUACHICA	AGUIG5	OCAÑA	OCAILA5
AYACUCHO	AYAA31	SAN_ALBERTO	SANALBERTO
BELÉN	BELC33	SAN_MATEO	SANOL15
	BELC35		SANOL25
	BELC36		SANOL35
	BELC38		SANOL45
CONVENCION	CONSC65	TIBÚ	TIBG11
INSULA	INSC76		TIBO11
	INSC77	TOLEDO	TOLPALERMO

Tabla 5 Subestaciones y circuitos nivel de tensión III

De acuerdo a la resolución CREG 019 del 2017 los transformadores se dividen en dos grupos para lograr la asignación de curvas de demanda diaria; El primer grupo se compone por los transformadores que poseen medida con registro horario y el segundo grupo por los que no poseen medida horaria.

## 5.1 Transformadores de nivel de tensión II

Para el primer grupo la curva se determina con base a las lecturas horarias de cada medidor, los transformadores que poseen medida con registro horario se relacionan en la tabla 6 para el nivel II.

### 5.1.1 Transformadores con medida horaria.

A continuación, se presenta los transformadores a los cuales se le aplica la metodología de cálculo de curva de demanda propia.

Transformador	NIU	Nivel de tensión	circuito	Potencias instalada	Transformador	NIU	Nivel de tensión	circuito	Potencias instalada
1TB0083	5	2	BELC31	800	1T01774	180321	2	SEVC11	75
1T03097	30	2	SEVC16	300	1TB0078	182228	2	ELSC69	675
1TB0074	66	2	SANC48	112.5	1T02323	186746	2	PATIOS	450
1T00922	69	2	SANC48	225	1T02733	186760	2	ELSC69	300
1T01807	108	2	SEVC11	225	1T01173	188519	2	SANC51	112.5
1T00144	132	2	INSC91	225	1T03205	192523	2	SEVC17	225
1T02815	218	2	SANC53	630	1T01078	196755	2	SEVC7	150
1T01956	219	2	SANC58	150	1T00338	202283	2	SEVC5	500
1T00857	225	2	SANC48	400	1T06980	215231	2	SANC48	112.5
1T01316	232	2	SANC54	150	5T00516	233523	2	AGUC5	400
1T02777	236	2	SANC53	75	5T00283	233892	2	AGUC3	200
1TB0041	253	2	ESCC61	600	3T00273	254529	2	OCAOCANA3	630
1TB0036	265	2	SANC43	462.5	3T00000	254554	2	OCAOCANA1	650
1T02226	309	2	PATIOS	75	1T07659	269184	2	INSC91	225
1T07243	350	2	ELSC68	112.5	1T01485	271817	2	SEVC6	500
1TB0023	354	2	SEVC6	262.5	1T07086	286955	2	BELC21	75
1T01899	355	2	BELC31	500	1T01371	295123	2	SANC56	200
1T01781	362	2	SEVC11	600	1T00775	295124	2	SANC49	112.5
1TB0076	364	2	SEVC11	412.5	1T00339	297345	2	SEVC5	100
1T00333	369	2	SEVC5	112.5	1TB0011	301395	2	BELC28	200
1TB0072	370	2	SEVC5	525	1T06918	302182	2	SANC56	75
1TB0069	375	2	SEVC3	1500	1T09393	302183	2	INSC91	930
1T10388	383	2	SANC55	150	1T01760	302204	2	SEVC11	300
1T02653	386	2	SANC43	225	1T06876	302206	2	SEVC5	75
1T01772	408	2	SEVC11	300	5T00910	302209	2	AYAC1	75
1TB0075	11956	2	SANC52	450	3T00483	303353	2	OCAOCANA3	300
1T00848	15889	2	SANC46	150	1T06844	308533	2	ELSC68	400
1T09600	17113	2	SEVC16	225	1T06839	308534	2	SEVC11	75
1T10563	53032	2	SANC48	112.5	1T06840	308752	2	SEVC5	112.5
1T10611	53151	2	SANC49	300	1T08987	319649	2	SANC46	300
1T09294	68816	2	SEVC11	300	1T08365	414592	2	SEVC5	300
1T08066	150642	2	CULC2	300	1T08011	422085	2	CULC2	500
4T00741	154296	2	TIBPOZOS	1	1T08389	430853	2	PATIOS	300
4T00526	154298	2	ORU	3000	1T08795	457492	2	ELSC69	300
2T00006	154655	2	PAMC3	225	1T08893	461142	2	SANC58	225
1T01898	154952	2	BELC31	500	1T08878	463013	2	ESCC63	300
1T01729	155028	2	SEVC11	225	5T00191	473867	2	AGUC7	112.5
1T00331	155046	2	SEVC3	630	1T09917	512104	2	PLZ283B1	225
1T02061	155073	2	BELC30	300	5T01722	535558	2	AYAC2	630
1T01300	155231	2	SANC54	225	5T01972	571708	2	AGUC4	630

1T00921	155250	2	SANC49	400	1T08807	583588	2	SANC58	400
1T02797	155251	2	SANC53	300					

Tabla 6 Transformadores con medida Horaria

### 5.1.2 Curvas para los transformadores con medida horaria.

A continuación, se muestra los resultados de las curvas determinadas para los transformadores de distribución en nivel II basados en la tabla de 6:

Como ejemplo puntual se muestra para el nivel de tensión II los transformadores 1TB0011 y 2T00006 que pertenece a la celda BELC28 y PAMC3 respectivamente, a los cuales se graficó la curva de demanda diaria, del día de mayor demanda del mes, durante un período de 18 meses, posteriormente se hizo el promedio de las curvas para obtener una única curva típica del transformador.

La curva de demanda obtenida para el transformador 1TB0011 se muestra en la figura 6.

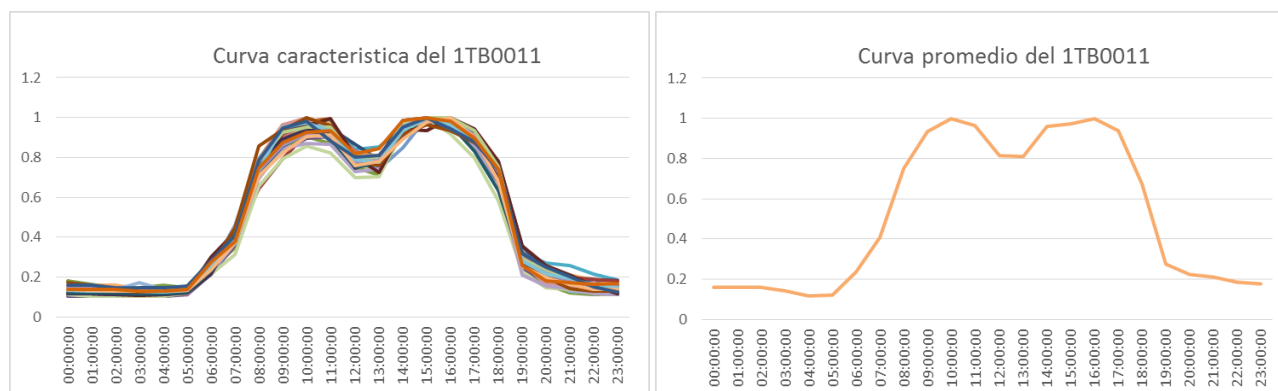


Figura 6 Curvas de demanda caracterizadas para el Transformador 1TB0011

Se observa que el comportamiento de la demanda diaria del transformador 1TB0011 es muy similar, con algunas variaciones en magnitud, pero no en su forma de onda, por lo que se considera que la curva promedio es característica de dicho transformador.

La curva de demanda diaria resultante para el transformador 2T00006 se muestra en la figura 7.

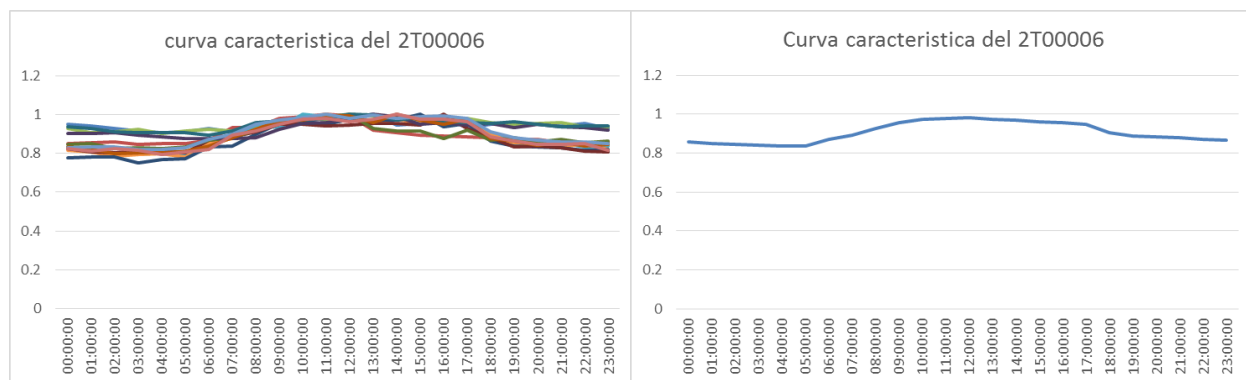


Figura 7 Curvas de demanda caracterizadas para el Transformador 2T00006

Se observa que la demanda diaria del transformador 2T00006 mantiene un comportamiento similar durante todos los días del período analizado, con algunas pequeñas variaciones en magnitud y en su forma de onda, que al promediarla no representa cambios significativos.

### 5.1.3 Curvas de las celdas de Nivel II.

Para el segundo grupo de transformadores al no tener medida con registro horario, la curva de demanda diaria se calculó de acuerdo con los lineamientos de las CREG 019/2017, se les llamo curvas de incertidumbre y son el resultado de restarle a la curva de demanda diaria de la celda la sumatoria de las curvas de demanda conocidas para los transformadores de distribución conectados a la celda.

Para determinar las curvas características de las celdas se hizo uso del SCADA el cual toma los registros de las medidas realizadas a las salidas de las celdas por los medidores de calidad de la energía, estos registros se toman cada 15 minutos durante las 24 horas del día, las variables medidas son voltaje por fase, corriente por fase, factor de potencia, potencia activa, potencia reactiva, potencia aparente.

Se tomaron los registros de la base de datos del SCADA durante un período de 18 meses, depurando la información de los días en los que se habían presentado interrupciones o variaciones anormales de las cargas, para luego determinar el día de máxima demanda en el mes, este proceso se realizó para los 18 meses del período de muestra y con todas las celdas, teniendo las curvas de demanda de la celda se promedió para obtener una curva típica de demanda diaria por celda.

### 5.1.3.1 Cálculo para el circuito BELC28

A continuación, se muestra el ejemplo de cálculo para el circuito BELC28 de nivel de tensión II:

TIME	ene-15	feb-15	mar-15	abr-15	may-15	jun-15	jul-15	ago-15	sep-15	oct-15	nov-15	dic-15	ene-16	feb-16	mar-16	abr-16	may-16	jun-16	jul-16	PROMEDIO
00:01:00	0.49	0.47	0.46	0.47	0.46	0.49	0.48	0.48	0.46	0.49	0.43	0.46	0.49	0.49	0.50	0.43	0.46	0.51	0.44	0.47
01:01:00	0.46	0.46	0.44	0.45	0.44	0.46	0.45	0.45	0.44	0.47	0.41	0.43	0.46	0.47	0.48	0.41	0.44	0.47	0.43	0.45
02:01:00	0.46	0.42	0.43	0.44	0.43	0.45	0.45	0.44	0.44	0.46	0.40	0.43	0.45	0.45	0.46	0.40	0.43	0.44	0.41	0.44
03:01:00	0.45	0.41	0.42	0.40	0.42	0.43	0.44	0.44	0.43	0.45	0.39	0.41	0.44	0.45	0.44	0.39	0.42	0.43	0.40	0.42
04:01:00	0.44	0.41	0.41	0.40	0.41	0.42	0.43	0.42	0.42	0.44	0.39	0.40	0.43	0.44	0.44	0.38	0.41	0.42	0.40	0.42
05:01:00	0.44	0.41	0.41	0.41	0.41	0.42	0.43	0.43	0.42	0.43	0.38	0.40	0.44	0.43	0.44	0.38	0.42	0.42	0.40	0.42
06:01:00	0.42	0.40	0.41	0.39	0.41	0.40	0.42	0.40	0.40	0.41	0.37	0.38	0.42	0.42	0.41	0.37	0.39	0.39	0.39	0.40
07:01:00	0.46	0.45	0.48	0.45	0.48	0.45	0.50	0.47	0.46	0.48	0.45	0.44	0.47	0.47	0.47	0.42	0.46	0.45	0.45	0.46
08:01:00	0.64	0.63	0.68	0.67	0.68	0.69	0.69	0.69	0.69	0.69	0.67	0.70	0.65	0.69	0.69	0.64	0.69	0.70	0.67	0.68
09:01:00	0.79	0.83	0.84	0.87	0.84	0.84	0.89	0.85	0.85	0.86	0.84	0.86	0.84	0.85	0.86	0.83	0.87	0.88	0.84	0.85
10:01:00	0.88	0.85	0.89	0.92	0.89	0.90	0.92	0.90	0.88	0.92	0.92	0.91	0.89	0.90	0.91	0.88	0.92	0.91	0.90	0.90
11:01:00	0.92	0.90	0.92	0.94	0.92	0.95	0.94	0.93	0.91	0.94	0.93	0.93	0.92	0.94	0.94	0.91	0.93	0.94	0.93	0.93
12:01:00	0.87	0.84	0.87	0.89	0.87	0.91	0.89	0.87	0.87	0.88	0.88	0.90	0.88	0.90	0.87	0.85	0.85	0.86	0.85	0.87
13:01:00	0.80	0.79	0.79	0.82	0.79	0.83	0.81	0.82	0.80	0.83	0.81	0.82	0.81	0.82	0.80	0.79	0.81	0.77	0.80	0.80
14:01:00	0.89	0.87	0.89	0.91	0.89	0.90	0.89	0.89	0.89	0.93	0.90	0.92	0.89	0.91	0.92	0.89	0.89	0.90	0.90	0.90
15:01:00	0.99	0.99	0.98	0.99	0.98	0.99	0.99	1.00	0.98	0.99	0.99	1.00	0.98	1.00	0.99	0.99	0.98	0.97	0.98	0.99
16:01:00	0.97	1.00	0.99	1.00	0.99	0.99	0.99	0.98	0.99	0.98	1.00	0.99	0.99	0.97	0.98	1.00	0.99	0.98	0.99	0.99
17:01:00	0.96	0.96	0.98	0.99	0.98	0.98	0.98	0.94	0.97	0.99	0.97	0.98	0.94	0.97	0.96	0.94	0.96	0.99	1.00	0.97
18:01:00	0.92	0.93	0.89	0.95	0.89	0.90	0.93	0.91	0.92	0.94	0.91	0.96	0.90	0.89	0.88	0.87	0.89	0.89	0.89	0.91
19:01:00	0.76	0.72	0.74	0.76	0.74	0.76	0.79	0.73	0.75	0.73	0.72	0.80	0.73	0.72	0.72	0.69	0.71	0.72	0.72	0.74
20:01:00	0.64	0.64	0.63	0.66	0.63	0.65	0.64	0.62	0.59	0.61	0.63	0.66	0.60	0.64	0.61	0.60	0.59	0.59	0.61	0.62
21:01:00	0.59	0.60	0.60	0.63	0.60	0.61	0.61	0.59	0.57	0.58	0.57	0.58	0.57	0.59	0.59	0.55	0.58	0.58	0.58	0.59
22:01:00	0.57	0.55	0.55	0.57	0.55	0.57	0.59	0.56	0.55	0.56	0.55	0.52	0.54	0.58	0.60	0.53	0.55	0.57	0.57	0.56
23:01:00	0.53	0.50	0.52	0.53	0.52	0.53	0.55	0.52	0.52	0.51	0.49	0.50	0.53	0.55	0.55	0.52	0.53	0.54	0.51	0.52

Tabla 7 Valores en por unidad de las curvas de demanda diaria de BELC28

La tabla 7 muestra los valores en por unidad de las curvas diarias de comportamiento típico en operación normal del circuito BELC28 durante un período de 18 meses tomando el día más representativo en potencia para cada mes.

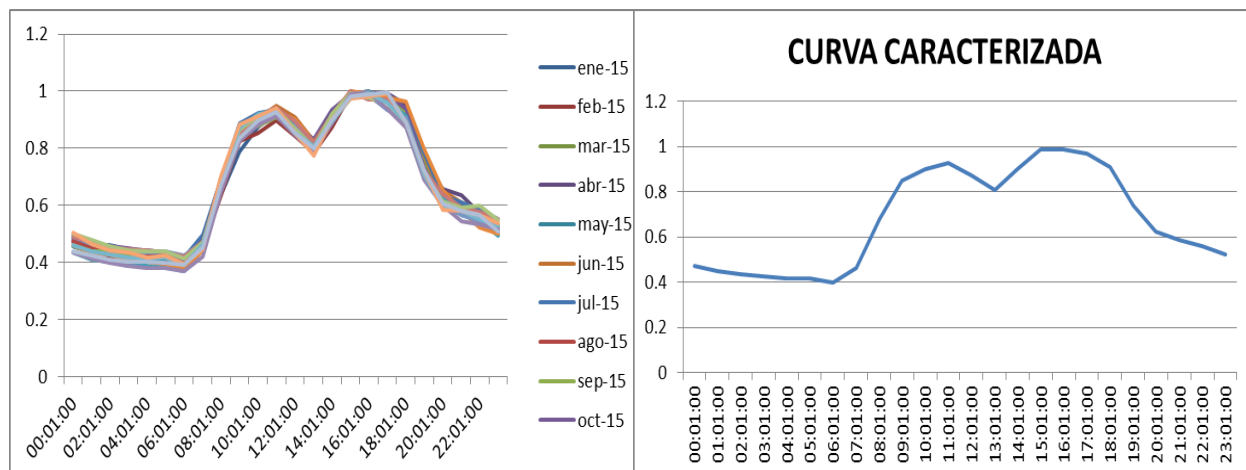


Figura 8 Curvas de demanda caracterizadas para el circuito BELC28

En la figura 8 se muestra las curvas de demanda caracterizada para el circuito BELC28, se evidencia un comportamiento similar en los 18 meses para el cual se tomaron las medidas de potencia, además se muestra la curva promedio o caracterizada utilizada para darle un comportamiento de potencia y el posterior cálculo de las pérdidas técnicas del circuito.

### 5.1.3.2 Cálculo para el circuito PAMC3

A continuación, se muestra el ejemplo de cálculo para el circuito PAMC3 de nivel de tensión II:

TIME	ene-15	feb-15	mar-15	abr-15	may-15	jun-15	jul-15	ago-15	sep-15	oct-15	nov-15	dic-15	ene-16	feb-16	mar-16	abr-16	may-16	jun-16	jul-16	PROMEDIO
00:00:00	0.49	0.48	0.47	0.44	0.46	0.50	0.46	0.46	0.49	0.45	0.44	0.46	0.49	0.46	0.46	0.46	0.48	0.48	0.43	0.47
01:00:00	0.46	0.44	0.42	0.40	0.41	0.46	0.40	0.41	0.43	0.39	0.40	0.42	0.45	0.41	0.40	0.42	0.42	0.41	0.38	0.42
02:00:00	0.44	0.42	0.40	0.38	0.39	0.41	0.39	0.41	0.41	0.38	0.38	0.38	0.42	0.39	0.38	0.39	0.40	0.39	0.36	0.40
03:00:00	0.43	0.41	0.40	0.38	0.39	0.40	0.39	0.40	0.40	0.37	0.36	0.38	0.41	0.38	0.36	0.38	0.38	0.38	0.35	0.39
04:00:00	0.43	0.41	0.40	0.39	0.39	0.40	0.39	0.39	0.40	0.38	0.38	0.38	0.43	0.39	0.38	0.39	0.40	0.39	0.36	0.39
05:00:00	0.46	0.49	0.45	0.49	0.43	0.46	0.43	0.49	0.48	0.43	0.41	0.42	0.47	0.47	0.48	0.45	0.45	0.44	0.39	0.45
06:00:00	0.58	0.61	0.62	0.87	0.58	0.91	0.90	0.86	0.89	0.77	0.80	0.52	0.86	0.86	0.85	0.81	0.74	0.63	0.77	0.76
07:00:00	0.90	0.76	0.76	0.74	0.73	0.80	0.72	0.77	0.79	0.75	0.72	0.75	0.77	0.78	0.77	0.67	0.75	0.74	0.68	0.75
08:00:00	0.73	0.82	0.81	0.72	0.77	0.82	0.72	0.82	0.79	0.80	0.78	0.81	0.76	0.81	0.80	0.79	0.81	0.86	0.70	0.79
09:00:00	0.81	0.88	0.85	0.76	0.90	0.88	0.79	0.87	0.89	0.85	0.83	0.88	0.83	0.85	0.84	0.84	0.88	0.93	0.78	0.85
10:00:00	0.82	0.84	0.82	0.74	0.82	0.86	0.78	0.84	0.82	0.83	0.82	0.87	0.84	0.80	0.80	0.84	0.85	0.85	0.77	0.82
11:00:00	0.80	0.85	0.85	0.73	0.83	0.88	0.81	0.84	0.86	0.83	0.81	0.91	0.87	0.88	0.82	0.85	0.83	0.87	0.77	0.84
12:00:00	0.77	0.85	0.82	0.74	0.80	0.88	0.76	0.79	0.84	0.86	0.78	0.88	0.81	0.82	0.79	0.85	0.85	0.86	0.75	0.82
13:00:00	0.71	0.72	0.75	0.64	0.72	0.79	0.70	0.75	0.78	0.77	0.74	0.80	0.76	0.77	0.74	0.76	0.82	0.81	0.69	0.75
14:00:00	0.75	0.73	0.74	0.68	0.72	0.82	0.73	0.72	0.81	0.76	0.72	0.78	0.82	0.78	0.74	0.76	0.76	0.78	0.69	0.75
15:00:00	0.80	0.80	0.81	0.78	0.80	0.87	0.80	0.82	0.82	0.81	0.81	0.82	0.87	0.84	0.83	0.83	0.85	0.84	0.77	0.82
16:00:00	0.81	0.81	0.82	0.76	0.80	0.86	0.76	0.83	0.82	0.83	0.78	0.86	0.84	0.81	0.82	0.82	0.84	0.80	0.76	0.81
17:00:00	0.86	0.85	0.85	0.77	0.87	0.85	0.78	0.82	0.84	0.87	0.81	0.90	0.88	0.86	0.83	0.82	0.85	0.86	0.78	0.84
18:00:00	0.97	0.94	0.94	0.86	0.94	0.92	0.82	0.91	0.95	0.98	0.95	1.00	0.92	0.94	0.90	0.90	0.90	0.93	0.83	0.92
19:00:00	0.99	0.97	0.99	0.97	0.98	0.95	0.90	0.94	0.97	0.98	0.94	0.96	0.98	0.99	1.00	0.99	0.97	1.00	0.92	0.97
20:00:00	0.93	0.96	0.94	0.92	0.93	0.92	0.84	0.92	0.91	0.92	0.88	0.92	0.95	0.95	0.93	0.92	0.93	0.95	0.86	0.92
21:00:00	0.83	0.90	0.88	0.84	0.86	0.86	0.77	0.84	0.85	0.83	0.82	0.84	0.84	0.88	0.86	0.85	0.84	0.84	0.80	0.84
22:00:00	0.72	0.74	0.75	0.72	0.72	0.75	0.66	0.71	0.71	0.72	0.68	0.71	0.73	0.74	0.75	0.73	0.73	0.72	0.65	0.72
23:00:00	0.57	0.58	0.60	0.56	0.57	0.61	0.55	0.55	0.59	0.58	0.55	0.57	0.59	0.58	0.58	0.60	0.61	0.58	0.50	0.58

Tabla 8 Valores en por unidad de las curvas de demanda diaria de PAMC3

La tabla 8 muestra los valores en por unidad de las curvas diarias de comportamiento típico en operación normal del circuito PAMC3 durante un período de 18 meses tomando el día más representativo en potencia para cada mes.

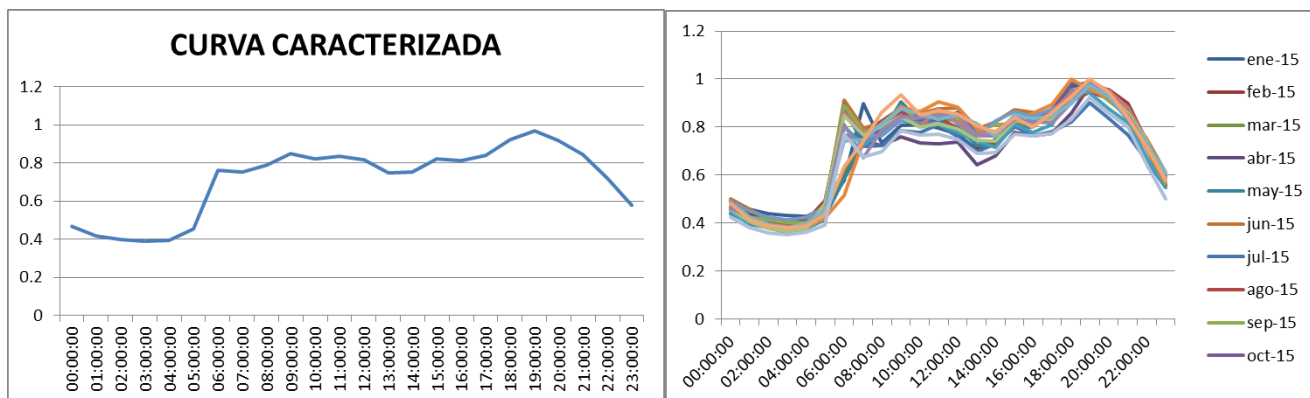


Figura 9 Curvas de demanda caracterizadas para el circuito PAMC3

En la figura 9 se muestra las curvas de demanda caracterizada para el circuito PAMC3, se evidencia un comportamiento similar en los 18 meses para el cual se tomaron las medidas de



potencia, además se muestra la curva promedio o caracterizada la cual se utilizará, para darle un comportamiento de potencia y el posterior cálculo de las pérdidas técnicas del circuito.

#### 5.1.4 Curva para los transformadores de incertidumbre

Ya teniendo las curvas de demanda diaria por celda se calculó el porcentaje de participación en consumo de energía que tiene los transformadores con medida horaria en la celda, para esto se determinó la energía total de la celda y la energía total del transformador en un mismo período de tiempo, siendo el porcentaje de participación del transformador igual a la energía total del mismo sobre la energía total de la celda.

Se muestra el cálculo realizado para los transformadores con incertidumbre de la celda BELC28, para esta celda solo se tiene un transformador con medida horaria el 1TB0011 el porcentaje de participación de este en la celda se muestra en la tabla 9.

Código	Nivel de Tensión	Energías(kWh/mes)	% de participación
1TB0011	2	36173	3.8%
BELC28	2	958456	100.0%

Tabla 9 Porcentaje de participación de Transformador con medida horaria en el circuito BELC28

Después de tener el porcentaje de participación se calcula una nueva curva en p.u la cual se le restara a la curva de la celda, cuando existen más de un transformador con medida horaria las nuevas curvas se suman y luego si se realiza la resta, el resultado se observa en la figura 10.

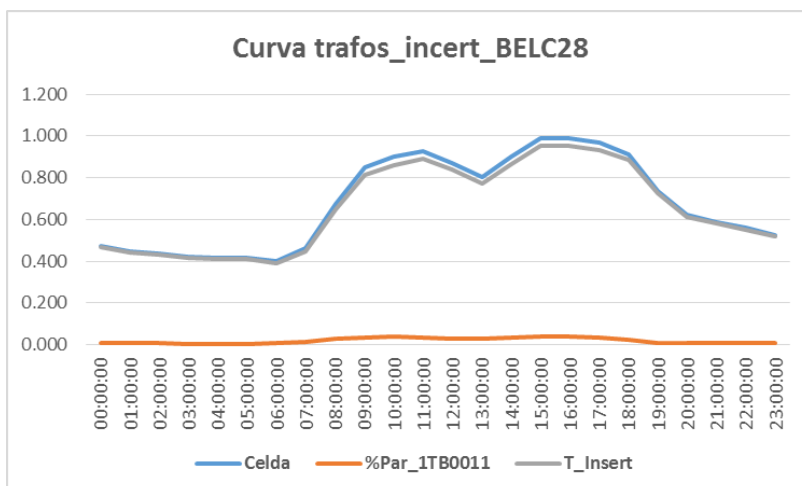


Figura 10 Curvas de demanda para los transformadores de incertidumbre

## 5.2 Transformadores de nivel de tensión III.

Para el primer grupo la curva se determina con base a las lecturas horarias de cada medidor, los transformadores que poseen medida con registro horario se relacionan en la tabla 10 para el nivel III.

### 5.2.1 Transformadores con medida horaria

En la tabla 10 se observa los transformadores de nivel de tensión III que presentan medida horaria.

Transformador	NIU	Nivel de tensión	circuito	Potencias instalada	Transformador	NIU	Nivel de tensión	Circuito	Potencias instalada
1T04894	2	3	SANOL15	500	1T10890	410510	3	SANOL15	500
1T04908	7	3	SANOL15	500	1TB0066	411651	3	SANOL15	500
1T04896	38	3	BELC38	630	1T08741	437183	3	SANOL15	1000
1TB0086	228	3	SANOL15	1400	1T08737	444292	3	SANOL15	1600
1T09836	356	3	SANOL15	800	1T08677	450086	3	BELC38	1600
1T04900	358	3	SANOL15	800	1TB0087	455391	3	BELC38	2000
1T00326	368	3	SANOL15	1250	1T08749	455936	3	BELC38	1000
1T04898	377	3	INSC76	2000	1T08744	455937	3	BELC38	630
1T11013	381	3	SANOL15	500	1T08742	455938	3	BELC38	400
1T04905	384	3	SANOL35	1000	1T08748	455939	3	BELC38	400
1T06845	390	3	BELC33	800	1T08746	455940	3	BELC38	630
1T09440	401	3	SANOL25	1000	1T10387	464170	3	SANOL15	500
1T09355	62384	3	SANOL15	500	1T09287	464763	3	BELC33	1000
4T00529	154297	3	TIBG11	1000	1T09783	478809	3	BELC36	630

1T04895	154925	3	BELC38	1000	1T09356	478975	3	BELC35	500
1T09413	155157	3	BELC38	1000	1T09541	484621	3	INSC76	1000
1T04909	155162	3	SANOL15	630	1T09905	486648	3	SANOL15	1000
1T00346	188888	3	SANOL15	630	1T09693	494463	3	SANOL15	630
1T05097	193996	3	BELC36	2500	1T10238	498015	3	INSC76	400
1T09738	212967	3	BELC33	1600	1T10262	526075	3	SANOL15	630
5T00613	233522	3	AGUIG5	630	1T10475	540566	3	BELC33	500
1T07512	263987	3	BELC36	630	1T10663	550768	3	SANOL15	800
1T04910	297346	3	BELC38	750	1T10740	556656	3	BELC38	1000
1T07521	297803	3	BELC33	630	4T00529	576867	3	TIBG11	1000
1T04901	301104	3	SANOL15	500	1TB0085	583589	3	BELC33	1630

Tabla 10 Transformadores con medida horaria Nivel de tensión III

## 5.2.2 Curvas para los transformadores con medida horaria.

A continuación, se muestra los resultados de las curvas determinadas para los transformadores de distribución en nivel III basados en la tabla de 10:

Como ejemplo puntual se muestra para el nivel de tensión III el transformador 1T07232 que pertenece a la celda BELC38, a los cuales se graficó la curva de demanda diaria, del día de mayor demanda del mes, durante un período de 18 meses, posteriormente se hizo el promedio de las curvas para obtener una única curva tipa para el transformador.

La curva de demanda obtenida para el transformador 1T07232 se muestra en la figura 11.

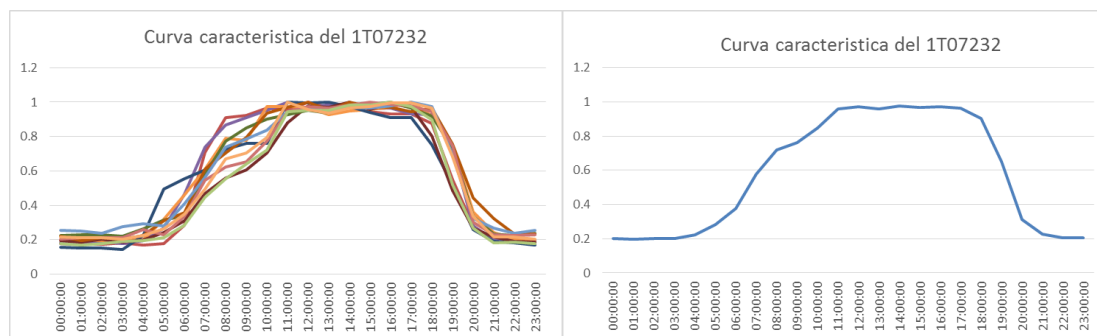


Figura 11 Curvas de demanda caracterizadas para el Transformador 1T07232

Se observa que el comportamiento de la demanda diaria del transformador 1T07232 es similar, con algunas variaciones en magnitud, pero no en su forma de onda, por lo que se considera que la curva promedio es característica de dicho transformador.

### 5.2.3 Curvas de las celdas de Nivel III.

Al igual que para nivel II se tomaron los datos de SCADA para determinar las curvas de demanda por celda de nivel III.

Se realizará un ejemplo para las celdas BELC38 y CONS65 en las cuales se podrá observar la metodología de obtención de las curvas características de nivel de tensión III.

#### 5.2.3.1 Cálculo para el circuito BELC38

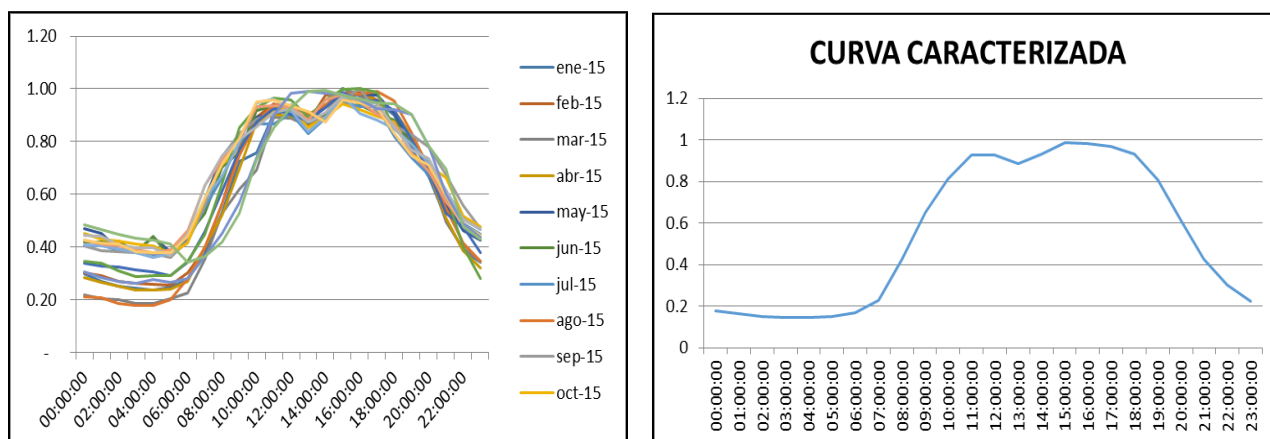


Figura 12 Curvas de demanda caracterizadas para el circuito BELC38

La figura 12 muestra las curvas de demanda caracterizada para el circuito BELC38, donde se muestra un comportamiento similar durante el período de muestra para el cual se tomaron las medidas de potencia, y como resultado una curva caracterizada para las cargas conectadas a este circuito.

TIME	ene-15	mar-15	abr-15	may-15	jun-15	jul-15	ago-15	sep-15	oct-15	nov-15	dic-15	ene-16	feb-16	mar-16	abr-16	may-16	ROMEDIC
00:00:00	0.17	0.18	0.15	0.19	0.19	0.21	0.19	0.16	0.19	0.20	0.18	0.18	0.17	0.17	0.15	0.17	0.18
01:00:00	0.16	0.15	0.13	0.13	0.17	0.20	0.17	0.16	0.18	0.19	0.18	0.18	0.16	0.16	0.13	0.15	0.16
02:00:00	0.14	0.15	0.12	0.12	0.16	0.19	0.16	0.14	0.16	0.17	0.17	0.17	0.14	0.15	0.13	0.15	0.15
03:00:00	0.14	0.14	0.12	0.13	0.16	0.16	0.16	0.14	0.15	0.16	0.16	0.15	0.14	0.14	0.13	0.14	0.14
04:00:00	0.14	0.14	0.12	0.13	0.16	0.16	0.15	0.14	0.15	0.16	0.17	0.15	0.14	0.14	0.14	0.13	0.14
05:00:00	0.14	0.14	0.12	0.13	0.16	0.16	0.16	0.15	0.16	0.16	0.16	0.17	0.15	0.15	0.13	0.14	0.15
06:00:00	0.14	0.15	0.14	0.14	0.17	0.19	0.19	0.16	0.18	0.18	0.21	0.19	0.17	0.17	0.16	0.16	0.17
07:00:00	0.19	0.21	0.20	0.21	0.22	0.22	0.23	0.22	0.24	0.25	0.27	0.24	0.25	0.30	0.19	0.22	0.23
08:00:00	0.36	0.37	0.37	0.40	0.42	0.40	0.43	0.47	0.46	0.53	0.49	0.45	0.46	0.44	0.40	0.39	0.43
09:00:00	0.64	0.67	0.64	0.64	0.63	0.61	0.66	0.70	0.64	0.71	0.71	0.65	0.71	0.68	0.52	0.58	0.65
10:00:00	0.79	0.80	0.80	0.79	0.78	0.82	0.81	0.86	0.85	0.86	0.85	0.79	0.83	0.83	0.72	0.81	0.81
11:00:00	0.93	0.94	0.94	0.91	0.94	0.90	0.89	0.94	0.92	0.96	0.92	0.92	0.93	0.96	0.90	0.91	0.93
12:00:00	0.94	0.97	0.92	0.91	0.94	0.89	0.88	0.95	0.93	0.96	0.94	0.94	0.91	0.94	0.90	0.89	0.93
13:00:00	0.86	0.93	0.89	0.88	0.86	0.92	0.86	0.88	0.90	0.91	0.89	0.89	0.85	0.88	0.87	0.86	0.88
14:00:00	0.92	0.94	0.93	0.93	0.93	0.94	0.91	0.92	0.94	0.96	0.93	0.94	0.92	0.95	0.91	0.93	0.93
15:00:00	1.00	0.96	0.98	0.99	0.96	0.99	0.99	1.00	0.97	0.96	1.00	0.99	1.00	1.00	0.97	1.00	0.99
16:00:00	0.99	0.99	0.99	1.00	0.97	0.99	1.00	0.94	0.98	0.98	0.99	0.97	1.00	1.00	0.96	0.98	0.98
17:00:00	0.99	0.98	0.99	0.98	0.98	0.99	0.97	0.94	0.96	1.00	0.98	0.96	0.96	0.97	0.90	0.95	0.97
18:00:00	0.95	0.95	0.93	0.93	0.95	0.96	0.96	0.90	0.95	0.96	0.94	0.93	0.93	0.93	0.85	0.91	0.93
19:00:00	0.80	0.83	0.77	0.80	0.85	0.84	0.84	0.76	0.81	0.87	0.85	0.79	0.79	0.81	0.73	0.76	0.81
20:00:00	0.60	0.64	0.59	0.60	0.60	0.60	0.61	0.58	0.63	0.70	0.69	0.58	0.58	0.61	0.53	0.56	0.61
21:00:00	0.38	0.44	0.38	0.38	0.39	0.39	0.41	0.41	0.45	0.58	0.53	0.42	0.41	0.44	0.40	0.42	0.43
22:00:00	0.27	0.37	0.27	0.27	0.29	0.28	0.29	0.32	0.27	0.49	0.32	0.27	0.29	0.27	0.26	0.27	0.30
23:00:00	0.21	0.28	0.21	0.19	0.23	0.23	0.23	0.19	0.21	0.35	0.23	0.20	0.23	0.21	0.20	0.21	0.22

Tabla 11 Curvas de demanda caracterizadas para el circuito BELC38

La tabla 11 muestra los valores en por unidad de las curvas diarias de comportamiento típico en operación normal del circuito BELC38 durante un período de 18 meses tomando el día más representativo en potencia para cada mes.

### 5.2.3.2 Cálculo para el circuito CONS65.

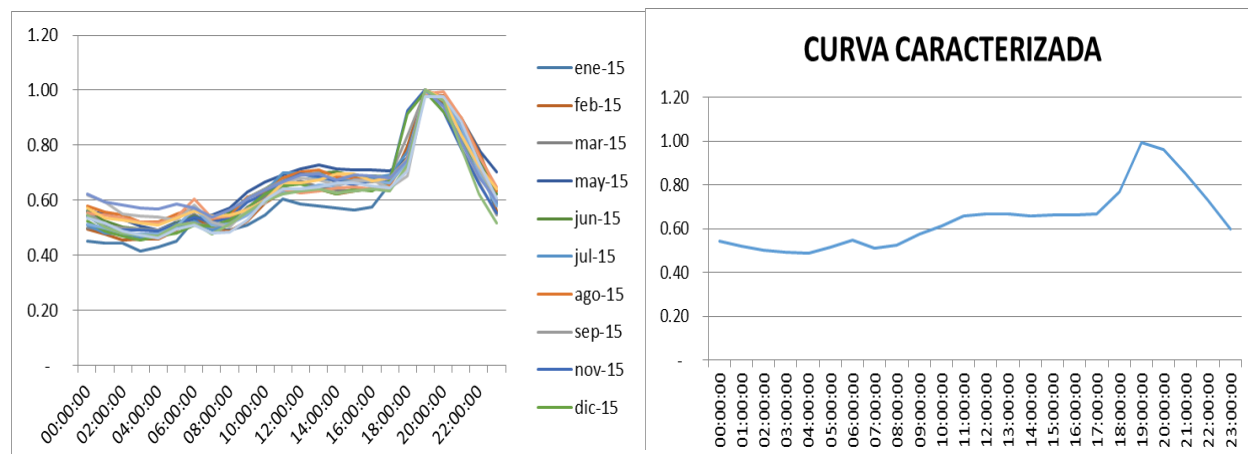


Figura 13 Valores en por unidad de las curvas de demanda diaria de BELC38

Las curvas de la figura 13 muestran la demanda caracterizada para el circuito CONS65, evidenciando un comportamiento similar durante el período de muestra para el cual se tomaron las

medidas de potencia, y como resultado una curva caracterizada para las cargas conectadas a este circuito

TIME	ene-15	feb-15	mar-15	may-15	jun-15	jul-15	ago-15	sep-15	nov-15	dic-15	ene-16	feb-16	mar-16	abr-16	may-16	jun-16	jul-16	PROMEDIO
00:00:00	0.45	0.49	0.50	0.56	0.56	0.51	0.58	0.56	0.54	0.52	0.51	0.55	0.62	0.57	0.62	0.55	0.54	0.54
01:00:00	0.44	0.48	0.50	0.55	0.52	0.48	0.56	0.51	0.50	0.49	0.50	0.55	0.59	0.53	0.59	0.50	0.52	0.52
02:00:00	0.45	0.46	0.48	0.53	0.50	0.48	0.55	0.50	0.49	0.47	0.48	0.53	0.55	0.53	0.58	0.48	0.49	0.50
03:00:00	0.42	0.46	0.47	0.51	0.49	0.47	0.52	0.50	0.49	0.45	0.48	0.52	0.54	0.52	0.57	0.47	0.47	0.49
04:00:00	0.43	0.46	0.47	0.49	0.49	0.47	0.52	0.49	0.49	0.47	0.48	0.52	0.54	0.51	0.57	0.47	0.46	0.49
05:00:00	0.45	0.49	0.51	0.52	0.52	0.50	0.55	0.51	0.51	0.48	0.51	0.54	0.53	0.53	0.59	0.51	0.50	0.51
06:00:00	0.53	0.54	0.55	0.53	0.54	0.52	0.57	0.52	0.54	0.51	0.57	0.61	0.58	0.56	0.57	0.52	0.51	0.55
07:00:00	0.49	0.50	0.51	0.55	0.52	0.49	0.53	0.50	0.52	0.51	0.51	0.53	0.52	0.54	0.54	0.48	0.48	0.51
08:00:00	0.49	0.49	0.51	0.57	0.56	0.51	0.54	0.52	0.54	0.53	0.52	0.54	0.50	0.55	0.57	0.51	0.48	0.53
09:00:00	0.51	0.52	0.58	0.63	0.61	0.57	0.61	0.61	0.59	0.57	0.55	0.57	0.57	0.56	0.60	0.56	0.53	0.57
10:00:00	0.55	0.59	0.61	0.67	0.64	0.63	0.63	0.64	0.62	0.62	0.60	0.60	0.59	0.60	0.64	0.60	0.60	0.61
11:00:00	0.61	0.63	0.65	0.69	0.68	0.70	0.68	0.67	0.66	0.65	0.63	0.64	0.66	0.66	0.67	0.62	0.64	0.66
12:00:00	0.59	0.64	0.67	0.71	0.69	0.70	0.70	0.69	0.70	0.66	0.64	0.63	0.68	0.66	0.69	0.63	0.64	0.67
13:00:00	0.58	0.64	0.65	0.73	0.70	0.68	0.71	0.70	0.69	0.64	0.65	0.63	0.67	0.68	0.70	0.64	0.65	0.67
14:00:00	0.57	0.62	0.64	0.72	0.70	0.67	0.68	0.66	0.67	0.62	0.65	0.64	0.65	0.69	0.67	0.63	0.66	0.66
15:00:00	0.56	0.63	0.63	0.71	0.69	0.67	0.68	0.67	0.66	0.64	0.67	0.65	0.67	0.70	0.69	0.63	0.66	0.66
16:00:00	0.58	0.64	0.65	0.71	0.69	0.68	0.67	0.67	0.68	0.63	0.67	0.64	0.67	0.67	0.69	0.64	0.65	0.66
17:00:00	0.66	0.65	0.66	0.71	0.68	0.69	0.66	0.69	0.67	0.67	0.66	0.64	0.64	0.68	0.68	0.63	0.64	0.67
18:00:00	0.75	0.80	0.75	0.76	0.74	0.78	0.75	0.83	0.93	0.91	0.74	0.71	0.69	0.75	0.75	0.73	0.71	0.77
19:00:00	0.99	1.00	1.00	0.98	0.99	0.98	0.99	0.99	1.00	0.99	0.99	0.99	1.00	1.00	1.00	1.00	0.98	0.99
20:00:00	0.95	0.96	0.97	0.97	0.97	0.98	0.98	0.98	0.92	0.92	0.96	0.99	0.97	0.97	0.94	0.96	0.98	0.96
21:00:00	0.86	0.88	0.90	0.89	0.88	0.85	0.90	0.79	0.79	0.83	0.87	0.90	0.84	0.84	0.81	0.79	0.88	0.85
22:00:00	0.74	0.79	0.79	0.78	0.76	0.72	0.77	0.67	0.66	0.70	0.70	0.76	0.72	0.72	0.68	0.62	0.73	0.73
23:00:00	0.55	0.56	0.60	0.70	0.62	0.59	0.63	0.55	0.55	0.61	0.58	0.65	0.60	0.64	0.60	0.52	0.61	0.60

Tabla 12 Valores en por unidad de las curvas de demanda diaria de CONS65

La tabla 12 muestra los valores en por unidad de las curvas diarias de comportamiento típico en operación normal del circuito CONS65 durante un período de 18 meses tomando el día más representativo en potencia para cada mes.

## 6 SIMULACIÓN EN DIGSILENT POWERFACTORY PARA LOS CIRCUITO DE NIVEL DE TENSIÓN II Y III DEL SDL.

En este capítulo se explica cómo se realiza la conexión de los circuitos además de evidenciar la forma como se ingresó la información de curvas de manda y potencias, también se muestra las variaciones en el tiempo para correr los flujos horarios y exportar los resultados.

### 6.1 Conexión en Digsilent

Para modelar los circuitos en el software DigSilent PowerFactory 15.2 se extrajo la información topológica de la base de datos del SPARD y se ingresó mediante archivos DGS (DIgSILENT Interface for GIS and SCADA).

Al ingresar un DGS a DigSilent PowerFactory 15.2 se crea una imagen de la información topológica del circuito como se muestra en la figura 14.

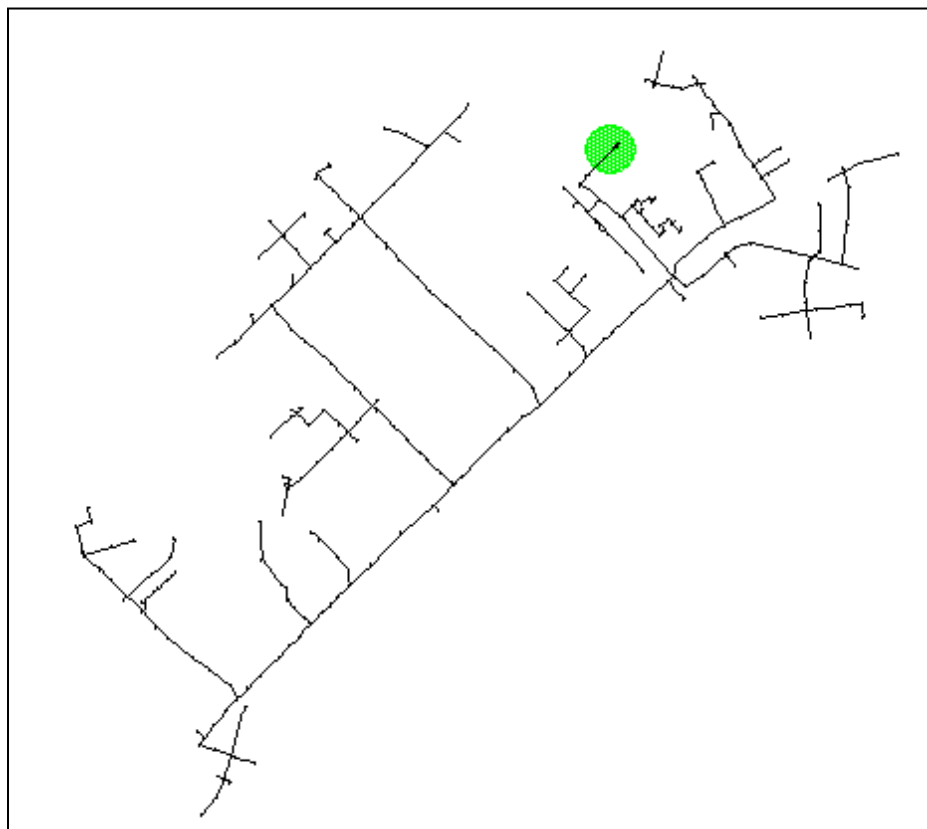


Figura 14 Información topológica del circuito

## 6.2 Cálculo de potencia

Para asignar la potencia por transformador de distribución se determinó el porcentaje de partición del transformador en la celda, se obtuvo la energía por transformador y por celda en un mismo período de tiempo, el porcentaje de participación se calculó dividiendo la energía del transformador sobre la energía de la celda a la cual se conecta, posteriormente se multiplico por el valor de potencia máxima que se registró en la celda durante el mismo período de tiempo.

En la tabla 13 se muestra los valores máximos de potencia reactiva, activa y aparente para las celdas de nivel de tensión II que se utilizaron para la ejecución de los flujos en el proyecto.

CELDA	S (kVA)	P (kW)	Q (kVAr)	CELDA	S (kVA)	P (kW)	Q (kVAr)
ABRC1	2045	1931	675	PALCHINACOTA	2116	2001	688
ABRC2	613	570.10	232.90	PALDONJUANA	1083	1022	357
AGUC2	4971	4675	1688	PAMC2	2550	2479	600
AGUC3	3504	3358	1002	PAMC3	3289	3127	3022
AGUC4	7708	7297	2483	PAMC4	1671	1642	312
AGUC5	2017	1870	755	PARAGONVALIA	765	748	162
AGUC7	6612	6302	1999	PATIOS	5846	5387	2270
ATAC86	2363	2011	1240	PELC1	742	742	688
ATAC87	3896	3499	1714	PELC2	2040	1898	747
ATAC88	1491	1340	655	PLZ263	966	869	423
AYAC1	298	274	117	PLZ283	3781	3492	1451
AYAC2	992	776	507	SALC1	1134	1117	196
BELC21	2527	2249	1151	SALC2	1173	1141	270
BELC22	1441	1303	614	SALC3	255	250	46
BELC23	3611	3210	1619	SALC4	398	356	180
BELC24	2021	1874	758	SAMORE	758	713	259
BELC27	4718	4110	2316	SAN_ANTONIO	22	20	9
BELC28	6158	5673	2395	SANC43	3286	2904	1538
BELC29	5888	5165	2676	SANC45	4601	4224	1825
BELC30	6569	5987	2704	SANC46	4929	4747	1326
BELC31	5312	4838	2194	SANC48	7332	7033	2074
CACHIRA	262	236	114	SANC49	5407	5129	1713
CONSAL_CARMEN	1257	1079	266	SANC51	2900	2748	924
CONSAL_CONVE	1351	1310	329	SANC52	4619	4368	1501
CONSAL_SANPABLO	1086	977	473	SANC53	3421	3093	1461
CONSAL_TEORA	1243	1222	228	SANC54	8086	7690	2502
CORC1	836	749	372	SANC55	2586	2310	1163
CORC2	1103	961	542	SANC56	4926	4509	1574



CORC3	415	378	173		SANC57	1627	1573	419
CULC1	712	631	330		SANC58	6425	6029	2221
CULC2	2818	2491	1318		SANC59	3277	2969	1387
ELSC68	3287	3068	1180		SARC1	609	597	116
ELSC69	7349	6252	856		SARC2	2100	1997	649
ESCC61	5278	4933	1875		SEVC11	7112	6617	2607
ESCC62	4358	4196	1178		SEVC16	5648	5390	1688
ESCC63	1128	1015	492.09		SEVC17	2281	1981	1130
INSC91	4899	3516	1889		SEVC3	4116	3696	1813
INSC92	7767	6990	3386		SEVC4	5670	5140	2402
LA_GABARRA	779	734	245		SEVC5	7651	6877	3355
LA_MATA	435	392	190		SEVC6	4548	4253	1611
LA_MIEL	189	170	83		SEVC7	3248	2934	1394
LOS_ALPES	320	288	139		TARRA	1430	1287	624
LOS_MANGOS	121	109	53		TIBPOZOS	3353	2885	2735
MONTESITOS	200	181	85		TIBPUEBLOS	2392	2392	2264
OCAGONZALES	2513	2409	715		TIBTIBÚ1	1837	1837	1732
OICALPLAYA	1995	1905	591		TIBTIBÚ2	2362	2362	2232
OCAOCANA1	3795	3563	1307		TOLBATECA	1203	1174	266
OCAOCANA2	3905	3709	1221		TOLTOLEDO	1185	1109	418
OCAOCANA3	4788	4309	2087		ZULC1	1201	953	731
ORU	949	925	191		ZULC2	226	203	99
PALBOCHALEMA	953	925	231		ZULC3	1781	1603	1781

Tabla 13 Valores máximos de potencia reactiva, activa y aparente para las celdas de nivel de tensión II

En la tabla 14 se muestra los valores de potencia reactiva, activa y aparente para las celdas de nivel de tensión III que se utilizaron para la ejecución de los flujos en el proyecto.

CELDA	S (kVA)	P (kW)	Q (kVAr)
AGUIG5	1124.4	1073.8	333.51
AYA31	3780.14	3274.7	1888.33
BELC33	9779.8	8673	4519.24
BELC35	6515.6	5606.1	3320.34
BELC36	9357	8746.8	3323.69
BELC38	7612.5	7357.1	1955.31
CONS65	2819	2746	637.37
INSC76	4882.8	4335.9	2245.37
INSC77	7588	6790.7	3385.87
OCAILA5	2543.4	2392	864.42
SANOL15	10962.2	10460.4	3278.70
SANOL25	5731.1	5488.8	1648.81

CELDA	S (kVA)	P (kW)	Q (kVAr)
SANOL35	11439.3	10425.2	4708.80
SANOL45	9708.1	8374.6	4910.53
TIBG11	1556	1486	461.45
TIBO11	1736.5	1656	522.59
SANALBERTO	975.29	960	172.02

Tabla 14 Valores de potencia reactiva, activa y aparente para las celdas de nivel de tensión III.

A continuación, en la tabla 15, se muestra el ejemplo de cálculo para el circuito BELC22 con un total de 29 transformadores y una energía mes de 532629 kWh/mes.

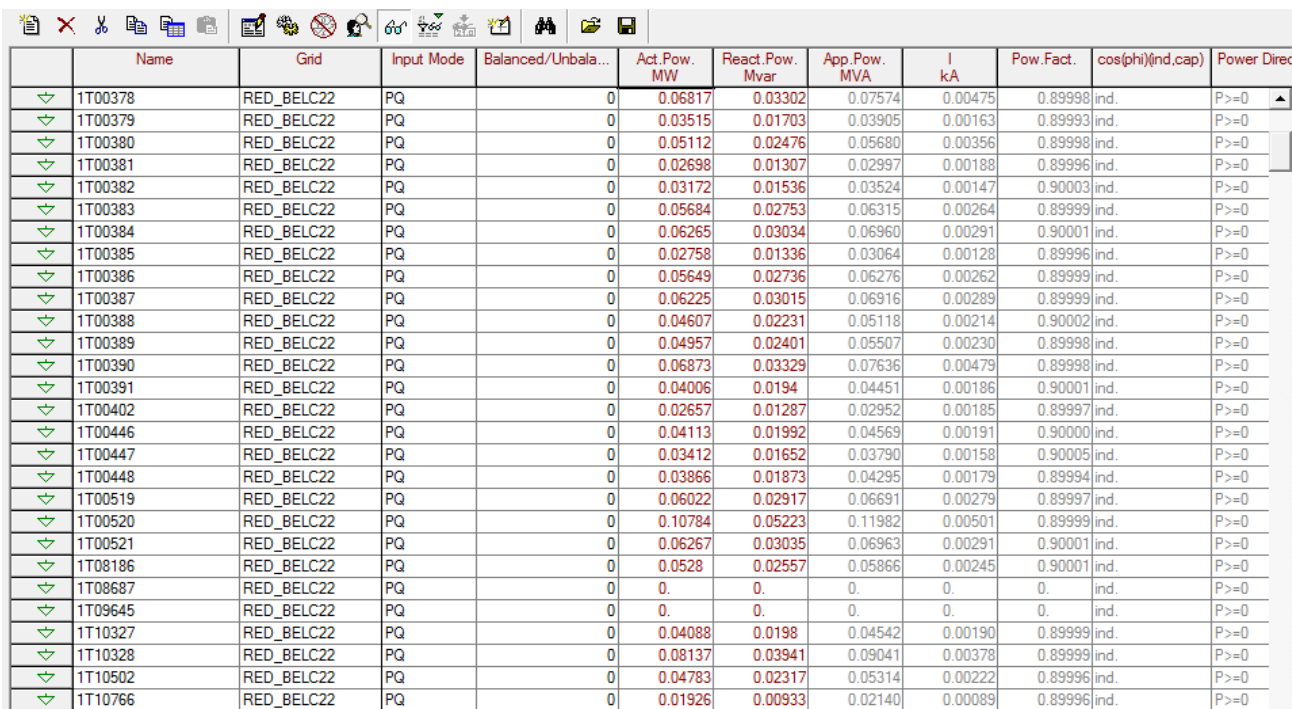
Código de Conexión	Numer usuario	Nivel de Tensión	Energía (kWh/mes)	S (kVA) CELDA	% de participación	S (kVA) por Transformador	P (kW) por Transformador	Q (kVAr) por Transformador
1T00378	158	1	28000	1440.8	5.3%	75.74	68.17	33.02
1T00379	69	1	14439	1440.8	2.7%	39.06	35.15	17.03
1T00380	114	1	20999	1440.8	3.9%	56.80	51.12	24.76
1T00381	65	1	11083	1440.8	2.1%	29.98	26.98	13.07
1T00382	72	1	13030	1440.8	2.4%	35.25	31.72	15.36
1T00383	141	1	23347	1440.8	4.4%	63.16	56.84	27.53
1T00384	136	1	25735	1440.8	4.8%	69.62	62.65	30.34
1T00385	68	1	11327	1440.8	2.1%	30.64	27.58	13.36
1T00386	135	1	23203	1440.8	4.4%	62.77	56.49	27.36
1T00387	119	1	25570	1440.8	4.8%	69.17	62.25	30.15
1T00388	93	1	18924	1440.8	3.6%	51.19	46.07	22.31
1T00389	88	1	20361	1440.8	3.8%	55.08	49.57	24.01
1T00390	155	1	28230	1440.8	5.3%	76.36	68.73	33.29
1T00391	99	1	16453	1440.8	3.1%	44.51	40.06	19.40
1T00402	60	1	10914	1440.8	2.0%	29.52	26.57	12.87
1T00405	1	1	0	1440.8	0.0%	0.00	0.00	0.00
1T00446	79	1	16893	1440.8	3.2%	45.70	41.13	19.92
1T00447	91	1	14013	1440.8	2.6%	37.91	34.12	16.52
1T00448	78	1	15881	1440.8	3.0%	42.96	38.66	18.73
1T00519	150	1	24735	1440.8	4.6%	66.91	60.22	29.17
1T00520	278	1	44295	1440.8	8.3%	119.82	107.84	52.23
1T00521	155	1	25741	1440.8	4.8%	69.63	62.67	30.35
1T08186	123	1	21686	1440.8	4.1%	58.66	52.80	25.57
1T08687	1	1	0	1440.8	0.0%	0.00	0.00	0.00
1T09645	2	1	0	1440.8	0.0%	0.00	0.00	0.00
1T10327	84	1	16792	1440.8	3.2%	45.42	40.88	19.80
1T10328	146	1	33421	1440.8	6.3%	90.41	81.37	39.41
1T10502	86	1	19647	1440.8	3.7%	53.15	47.83	23.17
1T10766	39	1	7910	1440.8	1.5%	21.40	19.26	9.33
Total BELC22	2885	1	532629	1440.8	100.0%	1440.80	1296.72	628.03

Tabla 15 Cálculo para el circuito BELC22 con un total de 29 transformadores y una energía mes

de 532629 kWh/mes

### 6.3 Asignación de potencia a transformadores

Luego de tener la información de potencias por transformador, se debe ingresar a la pestaña Detail Mode Class Select y seleccionar los transformadores e ingresar la información de potencia activa en la casilla Act. Pow y potencia reactiva en la casilla React. Pow como se muestra en la figura 15, este procedimiento se hace para cada circuito por separado.



	Name	Grid	Input Mode	Balanced/Unbala...	Act.Pow. MW	React.Pow. Mvar	App.Pow. MVA	I kA	Pow.Fact.	cos(phi)(nd.cap)	Power Direc
▼	1T00378	RED_BELC22	PQ	0	0.06817	0.03302	0.07574	0.00475	0.89998	ind.	P>=0
▼	1T00379	RED_BELC22	PQ	0	0.03515	0.01703	0.03905	0.00163	0.89993	ind.	P>=0
▼	1T00380	RED_BELC22	PQ	0	0.05112	0.02476	0.05680	0.00356	0.89998	ind.	P>=0
▼	1T00381	RED_BELC22	PQ	0	0.02698	0.01307	0.02997	0.00188	0.89996	ind.	P>=0
▼	1T00382	RED_BELC22	PQ	0	0.03172	0.01536	0.03524	0.00147	0.90003	ind.	P>=0
▼	1T00383	RED_BELC22	PQ	0	0.05684	0.02753	0.06315	0.00264	0.89999	ind.	P>=0
▼	1T00384	RED_BELC22	PQ	0	0.06265	0.03034	0.06960	0.00291	0.90001	ind.	P>=0
▼	1T00385	RED_BELC22	PQ	0	0.02758	0.01336	0.03064	0.00128	0.89996	ind.	P>=0
▼	1T00386	RED_BELC22	PQ	0	0.05649	0.02736	0.06276	0.00262	0.89999	ind.	P>=0
▼	1T00387	RED_BELC22	PQ	0	0.06225	0.03015	0.06916	0.00289	0.89999	ind.	P>=0
▼	1T00388	RED_BELC22	PQ	0	0.04607	0.02231	0.05118	0.00214	0.90002	ind.	P>=0
▼	1T00389	RED_BELC22	PQ	0	0.04957	0.02401	0.05507	0.00230	0.89998	ind.	P>=0
▼	1T00390	RED_BELC22	PQ	0	0.06873	0.03329	0.07636	0.00479	0.89998	ind.	P>=0
▼	1T00391	RED_BELC22	PQ	0	0.04006	0.0194	0.04451	0.00186	0.90001	ind.	P>=0
▼	1T00402	RED_BELC22	PQ	0	0.02657	0.01287	0.02952	0.00185	0.89997	ind.	P>=0
▼	1T00446	RED_BELC22	PQ	0	0.04113	0.01992	0.04569	0.00191	0.90000	ind.	P>=0
▼	1T00447	RED_BELC22	PQ	0	0.03412	0.01652	0.03790	0.00158	0.90005	ind.	P>=0
▼	1T00448	RED_BELC22	PQ	0	0.03866	0.01873	0.04295	0.00179	0.89994	ind.	P>=0
▼	1T00519	RED_BELC22	PQ	0	0.06022	0.02917	0.06691	0.00279	0.89997	ind.	P>=0
▼	1T00520	RED_BELC22	PQ	0	0.10784	0.05223	0.11982	0.00501	0.89999	ind.	P>=0
▼	1T00521	RED_BELC22	PQ	0	0.06267	0.03035	0.06963	0.00291	0.90001	ind.	P>=0
▼	1T08186	RED_BELC22	PQ	0	0.0528	0.02557	0.05866	0.00245	0.90001	ind.	P>=0
▼	1T08687	RED_BELC22	PQ	0	0.	0.	0.	0.	0.	ind.	P>=0
▼	1T09645	RED_BELC22	PQ	0	0.	0.	0.	0.	0.	ind.	P>=0
▼	1T10327	RED_BELC22	PQ	0	0.04088	0.0198	0.04542	0.00190	0.89999	ind.	P>=0
▼	1T10328	RED_BELC22	PQ	0	0.08137	0.03941	0.09041	0.00378	0.89999	ind.	P>=0
▼	1T10502	RED_BELC22	PQ	0	0.04783	0.02317	0.05314	0.00222	0.89996	ind.	P>=0
▼	1T10766	RED_BELC22	PQ	0	0.01926	0.00933	0.02140	0.00089	0.89996	ind.	P>=0

Figura 15 Información de potencias en DigSilent para el circuito BELC22

### 6.4 Creación de librerías en Digsilent

Con las curvas características de los transformadores con medida horaria y los de incertidumbre se crea una librería de curvas, donde se tabula la información de curvas por transformador de manera horaria con los 24 valores de P.U. que se tienen para cada curva como se muestra en la figura 16.

Ejemplo para los transformadores de incertidumbre del circuito BELC22, la curva generada se muestra en la figura 17.

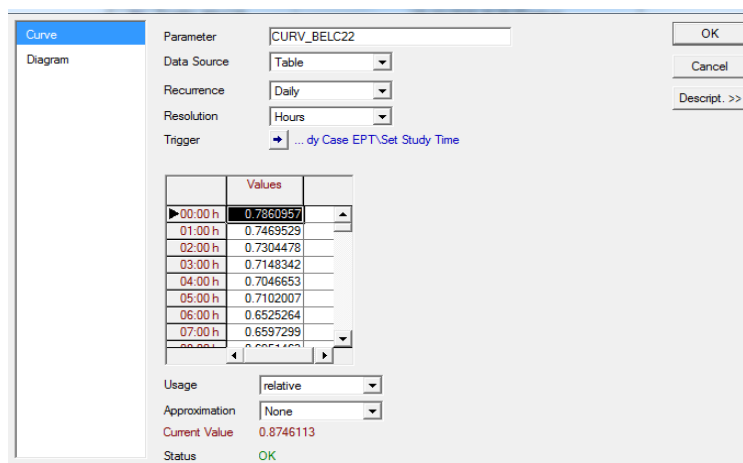


Figura 16 Tabulación de la curva en DigSilent para los Transformadors de incertidumbre del circuito BELC22

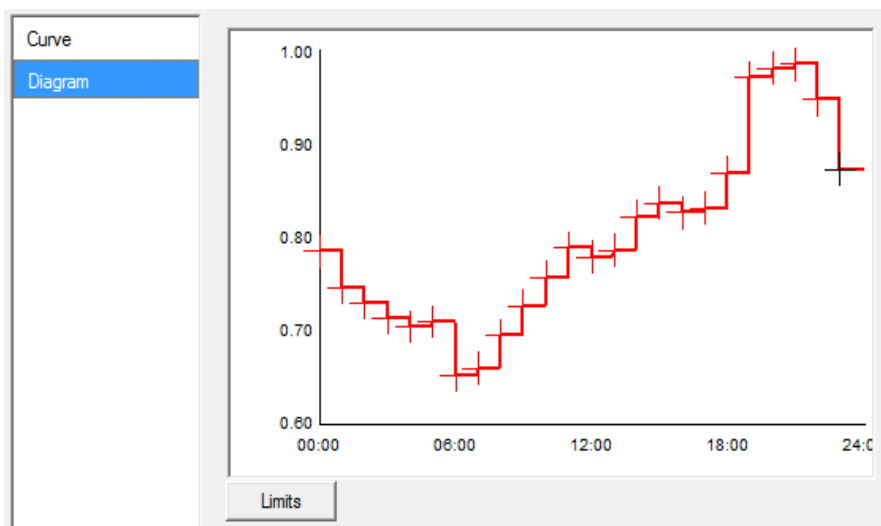


Figura 17 Curva en DigSilent para los Transformadors de incertidumbre del circuito BELC22

Para determinar las pérdidas en los transformadores de potencia, se simularon en DigSilent con los valores de pérdidas en vacío y con carga, sacadas de los protocolos de pruebas realizados por los fabricantes; Las librerías se crearon de la siguiente manera:

En la figura 18 se muestra la forma de ingresar a DigSilent los valores nominales de un transformador de potencia y los valores de la prueba de corto circuito.

Figura 18 Pérdidas con carga para un transformador de potencia.

En la figura 19 se muestra donde se deben ingresar en DigSilent los valores de la prueba de circuito abierto.

Figura 19 Características en vacío para un transformador

En la figura 20 se muestra la forma de ingresar a DigSilent la curva de saturación de los transformadores de potencia.

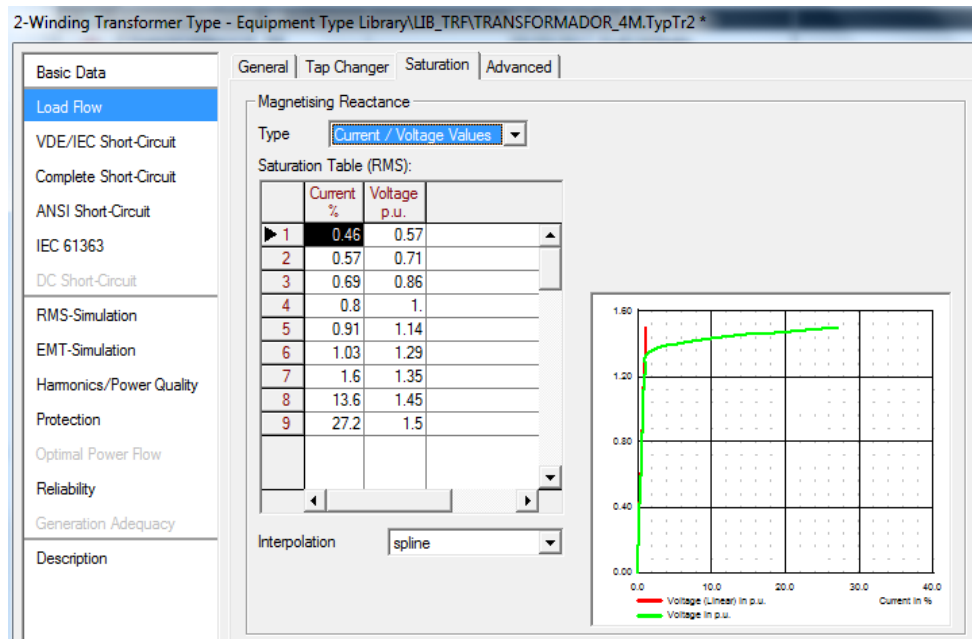


Figura 20 Características de magnetización para un transformador de 4MVA

## 6.5 Simulación de flujos de carga

Para la ejecución de los flujos de carga se hizo hora a hora iniciando en la hora cero y variando hasta llegar a la hora 24, la variación de las horas se hace en la pestaña Date/Time of Study Case como se muestra en la figura 21.

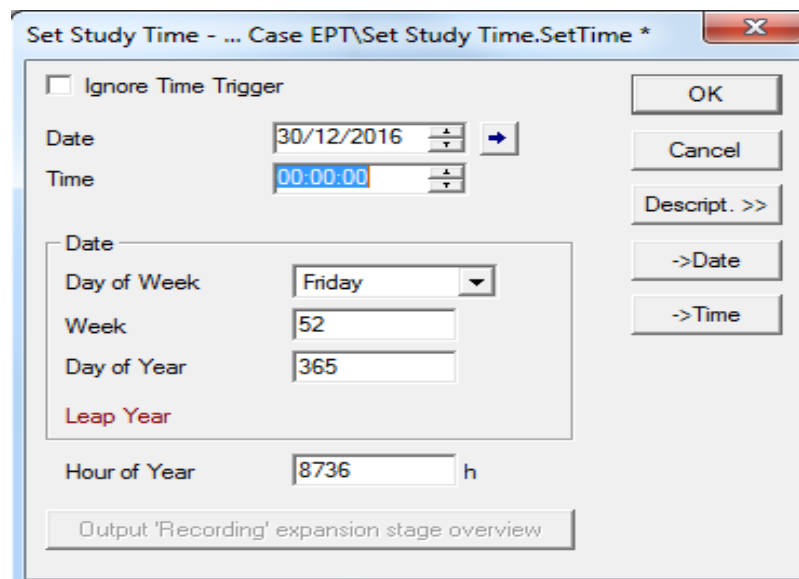


Figura 21 Variación de flujo horario

La tabla 16 muestra la información tramo a tramo extraída de DigSilent de acuerdo a las variables exigidas en la circular 015 de 2007, como ejemplo se muestran tramos del circuito TIBTIBÚ2, esta información está disponible en las bases de datos creadas por circuito, para todos los tramos corriendo 24 flujos horarios.

Time	Name	Terminal i	Terminal j	Length	Cond. Mat.	R1	X1
00:00:00	LIN_SMVEL80804-1-SMVEL80800-1	SMVEL80804-1	SMVEL80800-1	0.1664	Aluminium	0.06872001	0.07776
00:00:00	LIN_SMVEL80803-1-KMVE134	SMVEL80803-1	KMVE134	0.0607	Aluminium	0.03163	0.03008
00:00:00	LIN_SMVEL80800-1-PMVEL81450	SMVEL80800-1	PMVEL81450	0.0403	Aluminium	0.01666	0.01885
00:00:00	LIN_SMVEL80786-1-MVEL80640-1	SMVEL80786-1	MVEL80640-1	0.0453	Aluminium	0.01872	0.00453
00:00:00	LIN_RMVEL77307-RMVEL77305	RMVEL77307	RMVEL77305	0.0394	Copper	0.03267	0.01946
00:00:00	LIN_RMVEL77307-KMVE94	RMVEL77307	KMVE94	0.0092	Copper	0.00767	0.00422

Active	Reactive	Apparent	Cable/OHL	Phases	Losses	UI	Ia	Ib	Ic
0.012792343	0.004748924	0.013645378	1	2	8.9053E-08	13.43836726		0.000767511	0.000761897
1.253724375	0.458361884	1.334885922	1	3	0.000236339	13.43851894	0.0548634	0.050453361	0.043649199
0.012792442	0.004749083	0.013645525	1	2	2.1588E-08	13.43848843	0.000761897	0.000767511	
0.050758652	0.018660541	0.054080094	1	3	2.52772E-07	13.38139133	0.003014212	0.001029866	0.002020717
0.041284476	0.015333218	0.044039931	1	2	4.16861E-07	13.39570415	0.002445025		0.002480014
0.163096206	0.060051481	0.173800324	1	3	1.20344E-06	13.39570415	0.009707417	0.007321584	0.002480018

Tabla 16 Variables extraídas de DigSilent

## 7 CÁLCULO DEL INDICADOR DE PÉRDIDAS TÉCNICAS EN LOS NIVELES II Y III.

El cálculo se basó en tres componentes: pérdidas en las líneas, pérdidas en los equipos de medida y pérdidas en los equipos asociados, el indicador se determinó con la ecuación 5

$$p_{tt} = p_{lineas} + p_{eqm} + p_{eqa}$$

Ecuación 5

$p_{lieas}$ : indicador de pérdidas técnicas en las líneas

$p_{eqm}$ : indicador de pérdidas técnicas en los equipos de medida

$p_{eqa}$ : indicador de pérdidas técnicas en los equipos asociados

La energía de entrada se determinó sumando la variable de la potencia activa (Active) de todos los tramos obtenidas de las simulaciones durante las 24 horas, para convertir la energía día en energía mes, se multiplico la potencia aparente por 30 días.

### 7.1 Indicador de Pérdidas en las líneas

La energía de pérdidas en líneas se determinó sumando la variable de pérdidas de potencia (losses) de todos los tramos obtenidas de las simulaciones durante las 24 horas, para convertir la energía día en energía mes se multiplico la potencia aparente por 30 días.

El indicador de pérdidas de energía mes para los circuitos de nivel II y III se determinó al dividir la Energía/mes de pérdidas sobre la energía/mes de entrada al circuito.

S MAX [KVA]	P MAX [KW]	Q MAX [KVAR]	Energía de entrada de la celda mes [kWhMES]	Pérdidas tec energía en líneas día [kWhDIA]	Pérdidas tec energía en líneas MES [kWhMES]	%PTE en líneas
2,146.78	2,014.66	741.50	1,149,837.21	1,082.22	32,466.46	2.82%

Tabla 17 Indicador de pérdidas para el circuito TIBTIBÚ2



Los resultados para el circuito TIBTIBÚ2 muestran que el indicador de pérdidas es de 2.82%, valor que está por encima del valor reconocido actualmente (1.1%) además se evidencia el cumplimiento de las exigencias regulatoria respecto a calidad del servicio.

En la tabla 18 se presentan el resumen de los resultados arrojados por el software DigSilent para los circuitos de nivel II además del indicador de pérdidas por circuito.

CELDA	S MAX [KVA]	P MAX [KW]	Q MAX [KVAR]	fp	I MAX [A] (Promedio fases)	Energía de salida de la celda día [kWhDIA]	Energía de salida de la celda mes [kWhMES]	Pérdidas tec energía en líneas día [kWhDIA]	Pérdidas tec energía en líneas MES [kWhMES]	%PTE en líneas
AGUC3	3195	2992	1123	0.94	140	58819	1764570	9062	271872	15.41%
OCALA_PLAYA	1522	1431	498	0.94	67	21579	647381	2015	60460	9.34%
TIBÚ_PUEBLOS	1988	1844	744	0.93	85	34632	1038969	3158	94739	9.12%
PLZ283B1	3145	2876	1274	0.91	131	54506	1635185	3661	109825	6.72%
CULC2	2195	1917	1069	0.90	118	34974	1049214	1948	58432	5.57%
TIBPOZOS	2199	1979	959	0.90	97	31145	934339	1528	45839	4.91%
OCAGONZALES	2010	1898	661	0.94	87	31388	941638	1241	37221	3.95%
INSC91	3456	3004	1708	0.90	151	50771	1523140	1657	49699	3.26%
CONSAL_TEORA	805	787	169	0.98	35	10179	305359	306	9190	3.01%
SALC2	953	924	233	0.97	42	13385	401537	401	12038	3.00%
SANC54	7437	6976	2577	0.94	318	129066	3871972	3840	115207	2.98%
CULC1	544	491	253	0.90	23	8822	264673	261	7843	2.96%
TOLLABATECA	829	803	200	0.97	35	10594	317817	312	9364	2.95%
AGUC5	1841	1702	701	0.92	79	33827	1014795	967	29021	2.86%
TIBTIBÚ2	2147	2015	741	0.94	92	38328	1149837	1082	32466	2.82%
ABRC2	458	423	174	0.92	19	7807	234213	217	6511	2.78%
OCAOCANA3	4335	3844	2005	0.90	185	66504	1995124	1780	53394	2.68%
SALC1	925	906	188	0.98	41	13385	401537	357	10703	2.67%
PALDONJUANA	807	761	268	0.94	35	13394	401817	350	10488	2.61%
TIBTIBÚ1	1633	1535	558	0.94	71	31945	958363	822	24656	2.57%
OCAOCANA2	3440	3232	1178	0.94	146	57299	1718957	1382	41466	2.41%
BELC28	5842	5342	2363	0.91	247	88732	2661960	1978	59336	2.23%
SAMSAMORE	720	676	248	0.94	31	10422	312665	230	6891	2.20%
SARC1	338	331	67	0.98	15	5730	171900	122	3662	2.13%
OCAOCANA1	2975	2774	1064	0.93	127	51118	1533553	1062	31858	2.08%
AYAC2	702	587	385	0.90	29	11424	342731	227	6825	1.99%
SANC58	6101	5647	2311	0.93	255	108417	3252521	2081	62442	1.92%
PALCHINACOTA	1759	1662	576	0.94	79	29368	881055	529	15874	1.80%

CELDA	S MAX [KVA]	P MAX [KW]	Q MAX [KVAR]	fp	I MAX [A] (Promedio fases)	Energía de salida de la celda día [kWhDIA]	Energía de salida de la celda mes [kWhMES]	Pérdidas tec energía en líneas día [kWhDIA]	Pérdidas tec energía en líneas MES [kWhMES]	%PTE en líneas
PALRAGONVALIA	652	637	138	0.98	3373	9806	294168	174	5227	1.78%
AGUC4	6956	6548	2347	0.94	302	133535	4006061	2358	70732	1.77%
SANC59	2945	2640	1306	0.90	127	53079	1592364	903	27084	1.70%
BELC29	5447	4789	2595	0.90	232	91456	2743667	1553	46603	1.70%
BELC27	4445	3857	2209	0.90	189	71132	2133974	1161	34821	1.63%
SEVC4	5214	4677	2303	0.90	221	90524	2715727	1423	42684	1.57%
SANC56	4373	4099	1523	0.94	189	72952	2188555	1131	33915	1.55%
SEVC5	6843	6091	3118	0.90	296	117159	3514759	1796	53891	1.53%
PAMC2	2029	1967	497	0.97	84	31679	950371	464	13907	1.46%
INSC92	7403	6663	2732	0.90	314	109366	3280969	1474	44211	1.35%
AYAC1	288	264	114	0.92	15	4611	138318	58	1752	1.27%
SEVC11	6207	5768	2294	0.93	274	114685	3440563	1438	43154	1.25%
SEVC16	5321	5059	1651	0.95	228	74868	2246048	919	27569	1.23%
PLZ263B1	846	760	372	0.90	36	15171	455135	186	5569	1.22%
ESCC61	4777	4450	1735	0.93	210	86399	2591969	1044	31318	1.21%
SEVC3	3821	3420	1705	0.90	163	65230	1956891	774	23220	1.19%
SANC48	6827	6496	2098	0.95	294	84577	2537306	1002	30055	1.18%
CONSAL_CARMEN	924	894	230	0.97	38	13133	393979	154	4632	1.18%
AGUC7	5750	5475	1758	0.95	255	104774	3143219	1209	36278	1.15%
BELC31	5071	4592	2153	0.91	215	78209	2346279	878	26340	1.12%
BELC23	3300	2928	1519	0.90	142	57602	1728062	615	18450	1.07%
PATIOS	5640	5182	2225	0.92	236	102556	3076674	1076	32268	1.05%
SARC2	1307	1243	404	0.95	58	20743	622282	206	6195	1.00%
SANC52	4155	3912	1400	0.94	182	74043	2221293	713	21381	0.96%
BELC30	6201	5626	2608	0.91	262	106561	3196831	934	28023	0.88%
SANC45	4417	4038	1788	0.91	184	78774	2363225	689	20663	0.87%
SANC55	2542	2262	1161	0.90	106	42793	1283793	358	10727	0.84%
PAMC4	1571	1542	302	0.98	49	22773	683187	187	5609	0.82%
SANC46	4555	4368	1293	0.96	197	68764	2062931	559	16769	0.81%
ELSC68	3190	2781	1085	0.90	133	50496	1514884	393	11800	0.78%
SANC51	2662	2514	876	0.94	116	46478	1394343	351	10520	0.75%
CONSAL_CONVE	970	924	238	0.95	42	13442	403251	101	3031	0.75%
SANC49	5145	4858	1695	0.94	219	73301	2199031	532	15969	0.73%
PALBOCHALEMA	813	789	194	0.97	37	13357	400714	97	2900	0.72%
ZULC3	1709	1538	745	0.90	72	30896	926876	196	5883	0.63%
ATAC87	3787	3398	1671	0.90	158	67719	2031563	386	11582	0.57%
SANC57	1554	1499	410	0.96	66	27522	825674	150	4511	0.55%
CORC2	866	756	423	0.90	38	13424	402718	73	2194	0.54%

CELDA	S MAX [KVA]	P MAX [KW]	Q MAX [KVAR]	fp	I MAX [A] (Promedio fases)	Energía de salida de la celda día [kWhDIA]	Energía de salida de la celda mes [kWhMES]	Pérdidas tec energía en líneas día [kWhDIA]	Pérdidas tec energía en líneas MES [kWhMES]	%PTE en líneas
BELC21	2337	2073	1078	0.90	100	42558	1276736	231	6919	0.54%
ELSC69	5758	5701	810	0.99	244	109434	3283016	586	17585	0.54%
ABRC1	1864	1759	617	0.94	70	30006	900166	153	4604	0.51%
ZULC1	850	679	512	0.90	38	8309	249278	42	1260	0.51%
AGUC2	4488	4220	1527	0.94	196	81700	2450988	411	12337	0.50%
SANC43	3025	2668	1424	0.90	129	55838	1675132	278	8354	0.50%
SALC4	174	156	78	0.90	8	2694	80834	13	379	0.47%
ATAC86	2063	1755	1084	0.90	88	34907	1047200	157	4713	0.45%
EL TARRA	1063	959	460	0.90	47	14862	445851	67	1999	0.45%
TOLTOLEDO	873	816	308	0.94	37	10704	321132	48	1434	0.45%
BELC24	1874	1734	711	0.93	81	34869	1046073	156	4666	0.45%
CONSAL_SANPABLO	535	484	228	0.90	23	7474	224234	33	990	0.44%
SANC53	3158	2851	1357	0.90	135	54086	1622570	229	6877	0.42%
MONTESITOS	162	147	68	0.91	7	2799	83975	11	334	0.40%
CORC1	622	558	275	0.90	28	10578	317330	38	1144	0.36%
SEVC6	4244	3966	1509	0.93	183	75111	2253320	269	8082	0.36%
ESCC62	3837	3692	1046	0.96	171	62842	1885269	220	6602	0.35%
ESCC63	1284	1155	561	0.90	55	22885	686558	80	2392	0.35%
LOS ALPES	125	113	54	0.90	5	1549	46460	5	153	0.33%
SEVC7	3086	2782	1334	0.90	129	55074	1652210	178	5341	0.32%
SEVC17	2174	1886	1081	0.90	92	27466	823968	84	2518	0.31%
SALC3	140	137	25	0.98	6	2038	61129	6	183	0.30%
PELC2	1805	1685	650	0.93	83	31798	953939	91	2743	0.29%
ORU	521	510	106	0.98	23	9228	276849	24	728	0.26%
CORC3	302	275	125	0.91	13	5325	159736	14	408	0.26%
BELC22	1395	1260	599	0.90	59	24517	735521	62	1867	0.25%
LA GABARRA	705	669	221	0.95	31	12011	360317	27	813	0.23%
PAMC3	3069	2932	904	0.96	134	51622	1548658	99	2976	0.19%
LA MATA	372	335	161	0.90	16	5802	174071	10	302	0.17%
ATAC88	1467	1318	645	0.90	61	26020	780592	38	1142	0.15%
LA MIEL	102	92	44	0.90	4	1250	37505	1	25	0.07%
CACHIRA	183	165	79	0.90	8	2198	65933	1	38	0.06%
ZULC2	126	114	55	0.90	5	1659	49756	1	20	0.04%
LOS MANGOS	97	88	42	0.90	4	1204	36126	0	14	0.04%
SAN ANTONIO	20	18	9	0.90	0.9	234	7023	0	2	0.02%

Tabla 18 Indicador de pérdidas por circuito de nivel de tensión II

En la tabla 18 podemos ver que en indicar de pérdidas Técnicas en líneas para los circuitos de nivel II varía desde 0.02% para el circuito de menor pérdidas técnicas hasta 15.41% para el circuito de mayores pérdidas, también se puede observar que los circuitos con mayores pérdidas no son los circuitos con mayores demandas de energía, por lo que se puede deducir que los altos indicadores son producto de las características constructivas y no por la demanda.

En la figura 22 se muestra el comparativo de las pérdidas por circuito de nivel de tensión II respecto a la potencia demandada por el mismo.

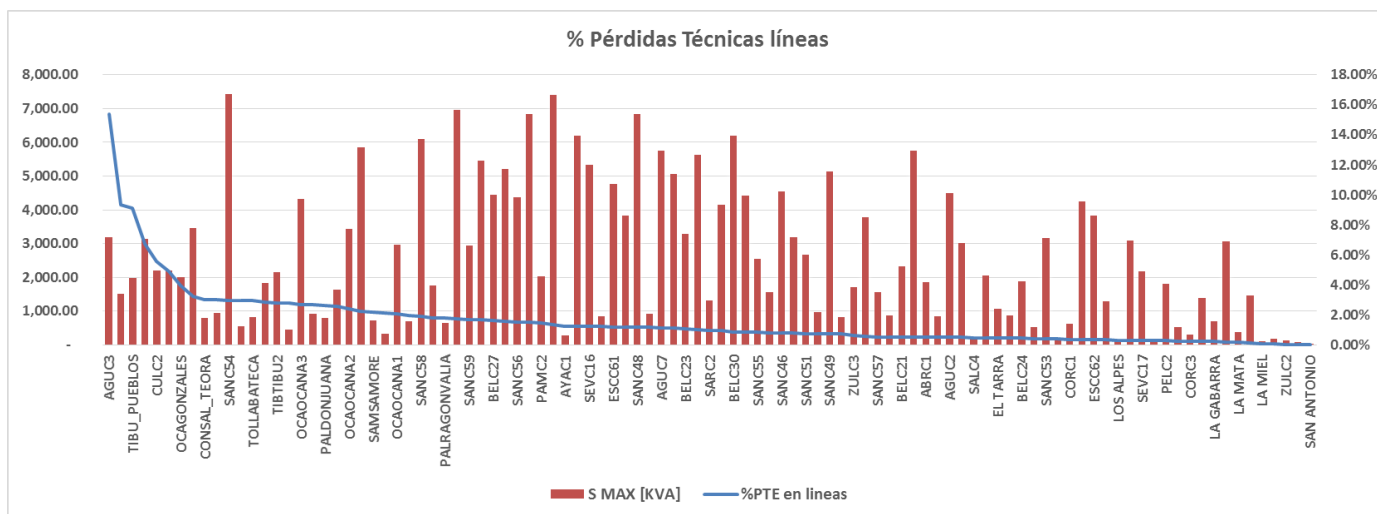


Figura 22 Indicador de pérdidas VS potencia por circuito de nivel de tensión II

Al igual que la tabla 18 en la figura 22 se evidencia que los mayores indicadores de pérdidas técnicas no necesariamente son los circuitos con mayor demanda como fuese de esperarse debido a que transportan mayor intensidad de corriente, por lo que lo podemos deducir que los indicadores críticos son producto de diseños y configuraciones obsoletas de las redes.

En la tabla 19 se presentan el resumen de los resultados arrojados por el software DigSilent para los circuitos de nivel III además del indicador de pérdidas por circuito.

CELDA	S MAX [KVA]	P MAX [KW]	Q MAX [KVAR ]	I MAX [A] (Promedio fases)	Energía de salida de la celda día [kWhDIA ]	Energía de salida de la celda mes [kWhMES ]	Pérdidas tec energía en líneas día [kWhDIA ]	Pérdidas tec energía en líneas MES [kWhMES ]	%PTE en líneas
TOLPALERMO	9,948.05	9,158.59	3,883.79	166.48	222,562.22	6,676,866.70	7,494.08	224,822.43	3.37%
BELC36	10,829.12	9,814.62	4,576.36	177.12	177,018.58	5,310,557.30	5,035.98	151,079.46	2.84%
SANOL35	11,149.82	10,088.88	4,746.90	179.81	102,046.21	3,061,386.44	1,224.99	36,749.78	1.20%
BELC35	6,315.15	5,398.87	3,276.18	103.35	107,158.45	3,214,753.58	1,109.76	33,292.89	1.04%
TIBO11	1,623.53	1,605.49	241.34	26.91	27,578.40	827,351.93	278.17	8,345.15	1.01%
INSC77	7,965.63	7,003.10	3,795.78	129.29	141,040.48	4,231,214.43	1,351.43	40,542.80	0.96%
BELC38	7,653.96	7,365.10	2,082.87	125.04	113,834.38	3,415,031.53	1,048.86	31,465.68	0.92%
OCAILA5	2,537.74	2,375.80	892.02	41.74	41,800.50	1,254,014.89	353.88	10,616.35	0.85%
CONSC65	2,493.26	2,232.50	1,110.09	41.48	35,002.05	1,050,061.36	273.30	8,198.96	0.78%
SANOL15	10,255.34	9,681.49	3,382.41	168.69	73,338.72	2,200,161.48	500.35	15,010.50	0.68%
BELC33	9,794.93	8,463.29	4,930.86	157.96	138,044.29	4,141,328.64	938.13	28,143.79	0.68%
SANOL45	9,346.66	7,821.86	5,116.49	152.87	82,866.06	2,485,981.72	544.74	16,342.10	0.66%
SANALBERTO	931.82	840.35	402.63	15.59	11,930.52	357,915.50	70.99	2,129.80	0.60%
SANOL25	5,635.92	5,342.05	1,796.12	91.15	61,101.58	1,833,047.26	395.11	11,853.25	0.65%
INSC76	4,639.01	4,076.99	2,213.27	76.09	92,887.74	2,786,632.18	299.71	8,991.25	0.32%
TIBG11	1,528.52	1,457.43	460.74	25.33	54,289.03	1,628,670.78	150.14	4,504.29	0.28%
AYAA31	3,110.24	2,925.86	1,054.98	50.96	196,263.68	5,887,910.34	394.64	11,839.20	0.20%
AGUIG5	1,066.36	1,017.99	317.51	17.51	19,154.70	574,641.11	27.84	835.34	0.15%

Tabla 19 Indicador de pérdidas por circuito de nivel de tensión III

En la tabla 19 podemos observar que en el indicador de Pérdidas Técnicas en líneas para los circuitos de nivel III varía desde 0.15% para el circuito de menor pérdidas técnicas hasta 3.37% para el circuito de mayores pérdidas, además se puede observar que los circuitos con mayores indicadores de pérdidas tienen grandes demandas de energía con la particularidad que son circuitos que no atiende en el área urbana por lo que tienden a ser de grandes distancias.

En la figura 23 se muestra el comparativo de las pérdidas por circuito de nivel de tensión II respecto a la potencia demanda por el mismo circuito.

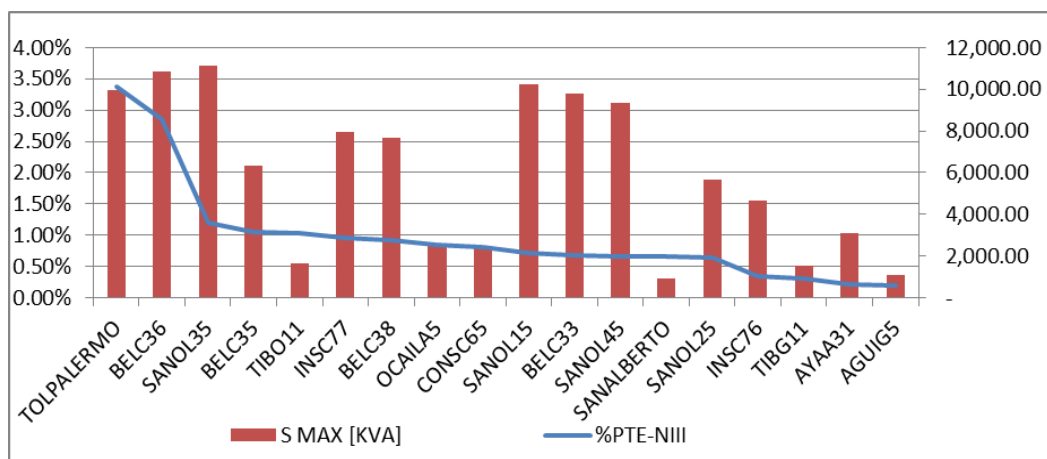


Figura 23 Indicador de pérdidas VS potencia por circuito de nivel de tensión III

En la figura 23 se observa de manera gráfica los resultados de la tabla 19, haciendo evidente que los mayores indicadores de pérdidas son los de las celdas con mayor demanda de energía, además de ser circuitos de grandes distancias.

Nivel de tensión	Energía de salida de la celda día [kWhDIA]	Energía de salida de la celda mes [kWhMES]	%PTE en líneas	%PTE en equipos de medida	%PTE en trafos de reconectores	% PTE/CELDA
II	4311797.695	129353930.9	1.715%	0.002%	0.018%	1.735%
III	1697917.573	50937527.19	1.266%	0.0021%	0.009%	1.277%

Tabla 20 Indicador de pérdidas técnicas en el nivel de tensión II y III

## 7.2 Indicador de Pérdidas en equipos de medida

Las pérdidas en equipos de medida se calcularon bajo la norma NTN 4649 debido a que los medidores de energía instalados en los niveles de tensión II Y III son multifunción, teniendo en cuenta que la medida para estos niveles de tensión no se hace de manera directa se calcular las pérdidas en los TP's y TC's de acuerdo con información suministrada por los fabricantes.

Relación del TC		Pérdidas Técnicas [W]
Circuitos a 13.2 kV	Circuitos a 34.5 kV Relación del TC	
3-6 a 5	3-6 a 5	1.4
5-10 a 5	5-10 a 5	1.4
7.5-15/5	7.5-15/5	1.6

10-20/5	10-20/5	1.6
15-30/5	15-30/5	3
20-40/5	20-40/5	3.5
25-50/5	25-50/5	4
30-60/5	30-60/5	4

Tabla 21 Valores nominales de pérdidas para TC's

En la tabla 21 se muestran los valores de pérdidas nominales para TC's de acuerdo a la relación de transformación tanto para nivel de tensión II como para nivel de tensión III, solo se muestran valores de clase 0.5 debido a que en CENS solo se instala este tipo de medidor.

Tipo	Pérdidas (W)
13200/ $\sqrt{3}$ /120/ $\sqrt{3}$ V, clase 0,5 de 15 VA	1
34500/ $\sqrt{3}$ /120/ $\sqrt{3}$ V, clase 0,5 de 15 VA	1

Tabla 22 Valores nominales de pérdidas para TP's

En la tabla 22 se muestran los valores de pérdidas nominales para TP's de acuerdo a la relación de transformación tanto para nivel de tensión II como para nivel de tensión III, solo se muestran valores de clase 0.5 debido a que en CENS solo instala este tipo de medidor.

Las pérdidas en equipos de medidas se calculan como la sumatoria de los equipos de medida instalados por transformadores en todos los transformadores de una misma celda:

$$P_{eqm} = \sum (P_m + P_{tc} + P_{tp})$$

Ecuación 6

- $P_{eqm}$  = pérdidas en equipos de medida
- $P_m$  = pérdidas en medidores
- $P_{tc}$  = pérdidas en transformadores de corriente
- $P_{tp}$  = pérdidas en transformadores de potencial

$$p_m = X * T$$

- X= constante por norma
- T= tipo de medidor

$$p_{tc} = N * R_{tc}$$

- N= número de Tc en las instalación
- Rtc= Constante de pérdidas según relación de transformación

$$p_{tp} = N * R_{tp}$$

- N= número de Tp en las instalación
- Rtp= Constante de pérdidas según relación de transformación

MARCA TCS CORRIENTE	TCS CORRIENTE	MARCA TCS POTENCIA	TCS POTENCIA	TOTAL	Rtc	Ptc	Ptp	Pm	Peqm
ART	2	ART	2	4	1.4	2.8	2	3	7.8
ART	2	ART	2	4	1.4	2.8	2	3	7.8
CEL	3	CEI	3	6	3.5	10.5	3	3	16.5
ARE	2	ARE	2	4	1.6	3.2	2	3	8.2
ART	2	ART	2	4	1.4	2.8	2	3	7.8
ART	2	ATE - ART	2	4	3.5	7	2	3	12
ART	2	ART	2	4	4	8	2	3	13
ART	2	SIE	2	4	3.5	7	2	3	12
ART	2	ART	2	4	3	6	2	3	11
ATE	2	ATE - ARE	2	4	1.6	3.2	2	3	8.2
ART	2	ART	2	4	1.6	3.2	2	3	8.2
ART	2	ART	2	4	3	6	2	3	11
total	25		25	50	29.5	62.5	25	36	123.5

Tabla 23 Pérdidas en equipos de medida para la celda SANC48

Para el circuito SANC48 se tienen 12 conjuntos de medida, el conjunto está formado por transformadores de corriente, transformadores de potencial y medidores, los cuales consumen en potencia 135 W por hora.

A continuación, se presenta en la tabla 24 resumen donde se muestra las pérdidas en equipos de medida y el indicador de pérdidas en equipos por circuito:



Celda	Energía de salida de la celda día [kWhDIA]	Energía de salida de la celda mes [kWhMES]	Pérdidas tec Energía equipos de medida día [kWhDIA]	Pérdidas tec Energía en equipos de medida MES [kWhMES]	%PTE en equipos de medida
SAN ANTONIO	234.09	7,022.63	0.26	7.78	0.1107%
LOS MANGOS	1,204.22	36,126.49	0.26	7.78	0.0215%
LA MIEL	1,250.16	37,504.73	0.24	7.34	0.0196%
LOS ALPES	1,548.67	46,460.00	0.26	7.78	0.0167%
ZULC2	1,658.55	49,756.46	0.24	7.34	0.0148%
SALC3	2,037.62	61,128.57	0.26	7.78	0.0127%
ZULC1	8,309.26	249,277.90	0.94	28.08	0.0113%
CACHIRA	2,197.76	65,932.92	0.24	7.34	0.0111%
CORC3	5,324.54	159,736.28	0.58	17.28	0.0108%
AYAC1	4,610.60	138,317.89	0.49	14.69	0.0106%
SALC4	2,694.48	80,834.47	0.26	7.78	0.0096%
CULC1	8,822.45	264,673.37	0.84	25.06	0.0095%
MONTESITOS	2,799.15	83,974.62	0.26	7.78	0.0093%
INSC91	50,771.33	1,523,139.81	3.64	109.30	0.0072%
CULC2	34,973.81	1,049,214.28	2.21	66.24	0.0063%
CORC2	13,423.93	402,717.86	0.75	22.46	0.0056%
SEVC11	114,685.44	3,440,563.29	5.13	153.79	0.0045%
LA MATA	5,802.35	174,070.53	0.26	7.78	0.0045%
PALRAGONVALIA	9,805.60	294,167.85	0.40	11.88	0.0040%
SEVC17	27,465.59	823,967.85	1.03	30.96	0.0038%
SEVC5	117,158.63	3,514,758.78	4.38	131.33	0.0037%
CORC1	10,577.65	317,329.52	0.39	11.81	0.0037%
TOLTOLEDO	10,704.39	321,131.59	0.40	11.88	0.0037%
SANC48	84,576.88	2,537,306.25	2.96	88.92	0.0035%
ABRC2	7,807.11	234,213.21	0.26	7.92	0.0034%
CONSAL_SANPABLO	7,474.46	224,233.87	0.24	7.34	0.0033%
SARC1	5,729.99	171,899.64	0.19	5.62	0.0033%
ATAC86	34,906.68	1,047,200.25	1.08	32.26	0.0031%
CONSAL_CONVE	13,441.71	403,251.15	0.40	11.88	0.0029%
SANC43	55,837.73	1,675,131.96	1.52	45.58	0.0027%
EL TARRA	14,861.70	445,850.87	0.40	11.88	0.0027%
BELC31	78,209.29	2,346,278.67	2.02	60.62	0.0026%
CONSAL_TEORA	10,178.64	305,359.13	0.26	7.78	0.0025%
SAMSAMORE	10,422.16	312,664.70	0.26	7.78	0.0025%
TOLLABATECA	10,593.89	317,816.77	0.26	7.78	0.0024%
ELSC69	109,433.88	3,283,016.42	2.27	68.11	0.0021%
SANC56	72,951.84	2,188,555.32	1.50	45.07	0.0021%

Celda	Energía de salida de la celda día [kWhDIA]	Energía de salida de la celda mes [kWhMES]	Pérdidas tec Energía equipos de medida día [kWhDIA]	Pérdidas tec Energía en equipos de medida MES [kWhMES]	%PTE en equipos de medida
PLZ263B1	15,171.15	455,134.62	0.31	9.36	0.0021%
LA GABARRA	12,010.58	360,317.32	0.24	7.34	0.0020%
SEVC6	75,110.67	2,253,320.04	1.50	45.00	0.0020%
CONSAL_CARMEN	13,132.62	393,978.72	0.26	7.78	0.0020%
SALC2	13,384.58	401,537.43	0.26	7.78	0.0019%
SARC2	20,742.74	622,282.34	0.40	11.88	0.0019%
SANC53	54,085.65	1,622,569.53	1.03	30.96	0.0019%
SEVC16	74,868.26	2,246,047.74	1.43	42.77	0.0019%
BELC24	34,869.10	1,046,073.09	0.65	19.58	0.0019%
OCALA_PLAYA	21,579.36	647,380.90	0.40	11.88	0.0018%
SALC1	13,384.58	401,537.43	0.24	7.34	0.0018%
PALDONJUANA	13,393.91	401,817.18	0.24	7.34	0.0018%
PAMC4	22,772.91	683,187.43	0.38	11.52	0.0017%
AYAC2	11,424.36	342,730.70	0.19	5.76	0.0017%
SANC51	46,478.11	1,394,343.15	0.78	23.33	0.0017%
SANC49	73,301.02	2,199,030.63	1.19	35.71	0.0016%
PATIOS	102,555.80	3,076,674.00	1.58	47.52	0.0015%
BELC28	88,732.01	2,661,960.38	1.37	41.04	0.0015%
OCAOCANA1	51,118.43	1,533,552.90	0.77	23.18	0.0015%
PAMC3	51,621.95	1,548,658.48	0.78	23.33	0.0015%
PALBOCHALEMA	13,357.12	400,713.72	0.20	5.90	0.0015%
SANC57	27,522.46	825,673.73	0.40	11.88	0.0014%
OCAOCANA3	66,504.12	1,995,123.60	0.94	28.08	0.0014%
BELC30	106,561.03	3,196,831.02	1.45	43.63	0.0014%
SANC58	108,417.37	3,252,521.22	1.47	44.06	0.0014%
PALCHINACOTA	29,368.50	881,054.86	0.40	11.88	0.0013%
TIBÚ_PUEBLOS	34,632.31	1,038,969.36	0.47	13.97	0.0013%
ORU	9,228.30	276,849.01	0.12	3.60	0.0013%
SEVC3	65,229.69	1,956,890.73	0.84	25.20	0.0013%
TIBTIBÚ1	31,945.42	958,362.53	0.40	11.88	0.0012%
ESCC63	22,885.25	686,557.53	0.26	7.92	0.0012%
SANC59	53,078.82	1,592,364.45	0.58	17.28	0.0011%
ELSC68	50,496.13	1,514,883.95	0.55	16.42	0.0011%
SANC46	68,764.38	2,062,931.49	0.72	21.60	0.0010%
BELC22	24,517.37	735,521.03	0.24	7.34	0.0010%
SANC54	129,065.75	3,871,972.35	1.23	37.01	0.0010%
ATAC88	26,019.73	780,592.02	0.24	7.34	0.0009%
INSC92	109,365.64	3,280,969.17	1.03	30.82	0.0009%

Celda	Energía de salida de la celda día [kWhDIA]	Energía de salida de la celda mes [kWhMES]	Pérdidas tec Energía equipos de medida día [kWhDIA]	Pérdidas tec Energía en equipos de medida MES [kWhMES]	%PTE en equipos de medida
PAMC2	31,679.04	950,371.34	0.29	8.64	0.0009%
PLZ283B1	54,506.17	1,635,185.10	0.48	14.54	0.0009%
ABRC1	30,005.55	900,166.47	0.26	7.92	0.0009%
AGUC5	33,826.51	1,014,795.18	0.29	8.64	0.0009%
ZULC3	30,895.86	926,875.83	0.24	7.34	0.0008%
AGUC3	58,819.01	1,764,570.39	0.46	13.82	0.0008%
OCAGONZALES	31,387.92	941,637.74	0.24	7.34	0.0008%
SANC45	78,774.16	2,363,224.86	0.56	16.70	0.0007%
OCAOCANA2	57,298.58	1,718,957.49	0.40	11.88	0.0007%
AGUC4	133,535.36	4,006,060.71	0.88	26.35	0.0007%
TIBTIBÚ2	38,327.91	1,149,837.21	0.24	7.34	0.0006%
TIBPOZOS	31,144.65	934,339.44	0.19	5.62	0.0006%
ESCC61	86,398.97	2,591,968.98	0.51	15.26	0.0006%
PELC2	31,797.97	953,939.07	0.19	5.62	0.0006%
AGUC2	81,699.60	2,450,987.91	0.40	11.88	0.0005%
BELC23	57,602.06	1,728,061.79	0.26	7.78	0.0004%
BELC21	42,557.87	1,276,736.15	0.19	5.62	0.0004%
ESCC62	62,842.29	1,885,268.64	0.26	7.78	0.0004%
SANC52	74,043.10	2,221,292.88	0.29	8.64	0.0004%
ATAC87	67,718.76	2,031,562.68	0.24	7.34	0.0004%
BELC27	71,132.46	2,133,973.74	0.24	7.34	0.0003%
AGUC7	104,773.97	3,143,218.98	0.30	8.93	0.0003%
SEVC4	90,524.23	2,715,726.81	0.24	7.34	0.0003%
BELC29	91,455.57	2,743,666.96	0.24	7.34	0.0003%
SEVC7	55,073.68	1,652,210.28	0.13	4.03	0.0002%
SANC55	42,793.09	1,283,792.58	0.07	2.16	0.0002%

Tabla 24 Indicador de pérdidas por equipos de medida para circuitos de nivel II

De los resultados mostrados en la tabla 24 podemos ver que el indicador de pérdidas en los equipos de medida es mayor en los circuitos de menor demanda, un motivo de esto es por considerar constante las pérdidas en los equipos y otro motivo es los pocos conjuntos de medida instalados en los circuitos.

### 7.3 Indicador de Pérdidas en equipos asociados

Los equipos asociados hacen referencia a los reconectores para estos se calculan las pérdidas en el transformador de acuerdo a la metodología de nivel I utilizada por IEB basada en la norma NTC 818, más el consumo propio del circuito de control y comunicación.

La componente del indicador de pérdidas técnicas correspondiente a equipos asociados (reconectores) se muestra para los circuitos de nivel II en la tabla 25 y para los circuitos de nivel III en la Tabla 26.

Celda	Energía de salida de la celda día [kWhDIA]	Energía de salida de la celda mes [kWhMES]	Pérdidas técnicas energía en Transformadores de reconectores día [kWhDIA]	Pérdidas tec energía en reconectores MES [kWhMES]	%PTE en Reconectores
CONSAL_SANPABLO	7,474.46	224,233.87	14.42	432.47	0.193%
ORU	9,228.30	276,849.01	14.42	432.47	0.156%
CONSAL_TEORA	10,178.64	305,359.13	14.42	432.47	0.142%
SARC1	5,729.99	171,899.64	7.21	216.23	0.126%
TIBÚ_PUEBLOS	34,632.31	1,038,969.36	43.25	1297.40	0.125%
LA MATA	5,802.35	174,070.53	7.21	216.23	0.124%
SALC2	13,384.58	401,537.43	14.42	432.47	0.108%
SALC1	13,384.58	401,537.43	14.42	432.47	0.108%
PALDONJUANA	13,393.91	401,817.18	14.42	432.47	0.108%
OCALA_PLAYA	21,579.36	647,380.90	21.62	648.70	0.100%
EL TARRA	14,861.70	445,850.87	14.42	432.47	0.097%
ABRC2	7,807.11	234,213.21	7.21	216.23	0.092%
PALRAGONVALIA	9,805.60	294,167.85	7.21	216.23	0.074%
SARC2	20,742.74	622,282.34	14.42	432.47	0.069%
SAMSAMORE	10,422.16	312,664.70	7.21	216.23	0.069%
CORC1	10,577.65	317,329.52	7.21	216.23	0.068%
TOLLABATECA	10,593.89	317,816.77	7.21	216.23	0.068%
TOLTOLEDO	10,704.39	321,131.59	7.21	216.23	0.067%
CONSAL_CARMEN	13,132.62	393,978.72	7.21	216.23	0.055%
PALBOCHALEMA	13,357.12	400,713.72	7.21	216.23	0.054%
CORC2	13,423.93	402,717.86	7.21	216.23	0.054%
CONSAL_CONVE	13,441.71	403,251.15	7.21	216.23	0.054%

Celda	Energía de salida de la celda día [kWhDIA]	Energía de salida de la celda mes [kWhMES]	Pérdidas técnicas energía en Transformadores de reconectores día [kWhDIA]	Pérdidas técnicas energía en reconectores MES [kWhMES]	%PTE en Reconectores
ABRC1	30,005.55	900,166.47	14.42	432.47	0.048%
PLZ263B1	15,171.15	455,134.62	7.21	216.23	0.048%
OCAGONZALES	31,387.92	941,637.74	14.42	432.47	0.046%
PAMC2	31,679.04	950,371.34	14.42	432.47	0.046%
AGUC5	33,826.51	1,014,795.18	14.42	432.47	0.043%
PLZ283B1	54,506.17	1,635,185.10	21.62	648.70	0.040%
PAMC4	22,772.91	683,187.43	7.21	216.23	0.032%
ESCC63	22,885.25	686,557.53	7.21	216.23	0.031%
BELC22	24,517.37	735,521.03	7.21	216.23	0.029%
ATAC88	26,019.73	780,592.02	7.21	216.23	0.028%
SEVC17	27,465.59	823,967.85	7.21	216.23	0.026%
SANC57	27,522.46	825,673.73	7.21	216.23	0.026%
PALCHINACOTA	29,368.50	881,054.86	7.21	216.23	0.025%
ZULC3	30,895.86	926,875.83	7.21	216.23	0.023%
PELC2	31,797.97	953,939.07	7.21	216.23	0.023%
TIBTIBÚ1	31,945.42	958,362.53	7.21	216.23	0.023%
BELC24	34,869.10	1,046,073.09	7.21	216.23	0.021%
ATAC86	34,906.68	1,047,200.25	7.21	216.23	0.021%
TIBTIBÚ2	38,327.91	1,149,837.21	7.21	216.23	0.019%
BELC21	42,557.87	1,276,736.15	7.21	216.23	0.017%
SANC55	42,793.09	1,283,792.58	7.21	216.23	0.017%
BELC28	88,732.01	2,661,960.38	14.42	432.47	0.016%
SANC51	46,478.11	1,394,343.15	7.21	216.23	0.016%
ELSC68	50,496.13	1,514,883.95	7.21	216.23	0.014%
INSC91	50,771.33	1,523,139.81	7.21	216.23	0.014%
OCAOCANA1	51,118.43	1,533,552.90	7.21	216.23	0.014%
PAMC3	51,621.95	1,548,658.48	7.21	216.23	0.014%
SANC59	53,078.82	1,592,364.45	7.21	216.23	0.014%
BELC30	106,561.03	3,196,831.02	14.42	432.47	0.014%
SANC53	54,085.65	1,622,569.53	7.21	216.23	0.013%
SEVC7	55,073.68	1,652,210.28	7.21	216.23	0.013%
SANC43	55,837.73	1,675,131.96	7.21	216.23	0.013%
OCAOCANA2	57,298.58	1,718,957.49	7.21	216.23	0.013%
BELC23	57,602.06	1,728,061.79	7.21	216.23	0.013%
AGUC3	58,819.01	1,764,570.39	7.21	216.23	0.012%

Celda	Energía de salida de la celda día [kWhDIA]	Energía de salida de la celda mes [kWhMES]	Pérdidas técnicas energía en Transformadores de reconectores día [kWhDIA]	Pérdidas técnicas energía en reconectores MES [kWhMES]	%PTE en Reconectores
ESCC62	62,842.29	1,885,268.64	7.21	216.23	0.011%
SEVC3	65,229.69	1,956,890.73	7.21	216.23	0.011%
OCAOCANA3	66,504.12	1,995,123.60	7.21	216.23	0.011%
ATAC87	67,718.76	2,031,562.68	7.21	216.23	0.011%
SANC46	68,764.38	2,062,931.49	7.21	216.23	0.010%
BELC27	71,132.46	2,133,973.74	7.21	216.23	0.010%
SANC56	72,951.84	2,188,555.32	7.21	216.23	0.010%
SANC49	73,301.02	2,199,030.63	7.21	216.23	0.010%
SANC52	74,043.10	2,221,292.88	7.21	216.23	0.010%
SEVC16	74,868.26	2,246,047.74	7.21	216.23	0.010%
SEVC6	75,110.67	2,253,320.04	7.21	216.23	0.010%
BELC31	78,209.29	2,346,278.67	7.21	216.23	0.009%
SANC45	78,774.16	2,363,224.86	7.21	216.23	0.009%
AGUC2	81,699.60	2,450,987.91	7.21	216.23	0.009%
SANC48	84,576.88	2,537,306.25	7.21	216.23	0.009%
ESCC61	86,398.97	2,591,968.98	7.21	216.23	0.008%
SEVC4	90,524.23	2,715,726.81	7.21	216.23	0.008%
BELC29	91,455.57	2,743,666.96	7.21	216.23	0.008%
PATIOS	102,555.80	3,076,674.00	7.21	216.23	0.007%
AGUC7	104,773.97	3,143,218.98	7.21	216.23	0.007%
SANC58	108,417.37	3,252,521.22	7.21	216.23	0.007%
INSC92	109,365.64	3,280,969.17	7.21	216.23	0.007%
ELSC69	109,433.88	3,283,016.42	7.21	216.23	0.007%
SEVC11	114,685.44	3,440,563.29	7.21	216.23	0.006%
SEVC5	117,158.63	3,514,758.78	7.21	216.23	0.006%
SANC54	129,065.75	3,871,972.35	7.21	216.23	0.006%
AGUC4	133,535.36	4,006,060.71	7.21	216.23	0.005%
CULC2	34,973.81	1,049,214.28	0.00	0.00	0.000%
TIBPOZOS	31,144.65	934,339.44	0.00	0.00	0.000%
CULC1	8,822.45	264,673.37	0.00	0.00	0.000%
AYAC2	11,424.36	342,730.70	0.00	0.00	0.000%
AYAC1	4,610.60	138,317.89	0.00	0.00	0.000%
ZULC1	8,309.26	249,277.90	0.00	0.00	0.000%
SALC4	2,694.48	80,834.47	0.00	0.00	0.000%
MONTESITOS	2,799.15	83,974.62	0.00	0.00	0.000%

Celda	Energía de salida de la celda día [kWhDIA]	Energía de salida de la celda mes [kWhMES]	Pérdidas técnicas energía en Transformadores de reconectores día [kWhDIA]	Pérdidas tec energía en reconectores MES [kWhMES]	%PTE en Reconectores
LOS ALPES	1,548.67	46,460.00	0.00	0.00	0.000%
SALC3	2,037.62	61,128.57	0.00	0.00	0.000%
CORC3	5,324.54	159,736.28	0.00	0.00	0.000%
LA GABARRA	12,010.58	360,317.32	0.00	0.00	0.000%
LA MIEL	1,250.16	37,504.73	0.00	0.00	0.000%
CACHIRA	2,197.76	65,932.92	0.00	0.00	0.000%
ZULC2	1,658.55	49,756.46	0.00	0.00	0.000%
LOS MANGOS	1,204.22	36,126.49	0.00	0.00	0.000%
SAN ANTONIO	234.09	7,022.63	0.00	0.00	0.000%

Tabla 25 Indicador de pérdidas en equipos asociados para los circuitos de nivel II

Los resultados del indicador de pérdidas técnicas en equipos asociados de nivel II mostrados en la tabla 25, son mayores en las celdas de menor demanda de energía, debido a que las pérdidas en estos equipos son independientes al flujo de carga y a que no hay una relación entre cantidad de equipos instalados y la demanda del circuito, es decir no por que se tenga una demanda mayor se tiene más cantidad de equipos en el circuito.

Celda	Energía de salida de la celda día [kWhDIA]	Energía de salida de la celda mes [kWhMES]	Pérdidas tec energía en reconectores día [kWhDIA]	Pérdidas tec energía en reconectores MES [kWhMES]	%PTE en reconectores
TOLPALERMO	222,562.22	6,676,866.70	28.83	864.93	0.013%
BELC36	177,018.58	5,310,557.30	28.83	864.93	0.016%
SANOL35	102,046.21	3,061,386.44	0.00	0.00	0.000%
BELC35	107,158.45	3,214,753.58	14.42	432.47	0.013%
TIBO11	27,578.40	827,351.93	7.21	216.23	0.026%
INSC77	141,040.48	4,231,214.43	0.00	0.00	0.000%
BELC38	113,834.38	3,415,031.53	0.00	0.00	0.000%
OCAILA5	41,800.50	1,254,014.89	0.00	0.00	0.000%
CONSC65	35,002.05	1,050,061.36	7.21	216.23	0.021%

Celda	Energía de salida de la celda día [kWhDIA]	Energía de salida de la celda mes [kWhMES]	Pérdidas tec energía en reconectores día [kWhDIA]	Pérdidas tec energía en reconectores MES [kWhMES]	%PTE en reconectores
SANOL15	73,338.72	2,200,161.48	7.21	216.23	0.010%
BELC33	138,044.29	4,141,328.64	7.21	216.23	0.005%
SANOL45	82,866.06	2,485,981.72	0.00	0.00	0.000%
SANALBERTO	11,930.52	357,915.50	7.21	216.23	0.060%
SANOL25	61,101.58	1,833,047.26	0.00	0.00	0.000%
INSC76	92,887.74	2,786,632.18	14.42	432.47	0.016%
TIBG11	54,289.03	1,628,670.78	14.42	432.47	0.027%
AYAA31	196,263.68	5,887,910.34	14.42	432.47	0.007%
AGUIG5	19,154.70	574,641.11	7.21	216.23	0.038%

Tabla 26 Indicador de pérdidas en equipos asociados para los circuitos de nivel III

Los resultados de la tabla 26 para el indicador de pérdidas técnicas en equipos asociados de nivel III, muestra valores de indicadores inferiores al 0.038% debido a que la cantidad de equipos instalados en las redes de cualquier circuito de este nivel de tensión no supera los 5, además de que las pérdidas técnicas producidas por estos equipos se encuentran en el rango de los Watt y los flujos de potencia en los circuitos de los Mega Watt.

El Indicador total de pérdidas técnicas (suma de las tres componentes), para los circuitos de nivel II se muestra en la tabla 27.

Celda	%PTE en líneas	%PTE en equipos de medida	%PTE en Transformadores de reconectores	% PTE/CELDA
AGUC3	15.41%	0.0008%	0.012%	15.420%
OCALA_PLAYA	9.34%	0.0018%	0.000%	9.341%
TIBÚ_PUEBLOS	9.12%	0.0013%	0.125%	9.245%
PLZ283B1	6.72%	0.0009%	0.023%	6.740%
CULC2	5.57%	0.0063%	0.097%	5.672%
TIBPOZOS	4.91%	0.0006%	0.008%	4.915%
OCAGONZALES	3.95%	0.0008%	0.000%	3.954%
INSC91	3.26%	0.0072%	0.014%	3.284%
CONSAL_TEORA	3.01%	0.0025%	0.068%	3.080%
SALC2	3.00%	0.0019%	0.040%	3.040%



Celda	%PTE en líneas	%PTE en equipos de medida	%PTE en Transformadores de reconectores	% PTE/CELDA
SANC54	2.98%	0.0010%	0.010%	2.987%
CULC1	2.96%	0.0095%	0.007%	2.979%
TOLLABATECA	2.95%	0.0024%	0.023%	2.971%
AGUC5	2.86%	0.0009%	0.007%	2.867%
ABRC2	2.78%	0.0034%	0.048%	2.831%
TIBTIBÚ2	2.82%	0.0006%	0.006%	2.830%
PALDONJUANA	2.61%	0.0018%	0.108%	2.720%
SALC1	2.67%	0.0018%	0.048%	2.715%
OCAOCANA3	2.68%	0.0014%	0.014%	2.692%
TIBTIBÚ1	2.57%	0.0012%	0.006%	2.580%
OCAOCANA2	2.41%	0.0007%	0.046%	2.459%
BELC28	2.23%	0.0015%	0.013%	2.243%
SAMSAMORE	2.20%	0.0025%	0.000%	2.207%
OCAOCANA1	2.08%	0.0015%	0.100%	2.179%
SARC1	2.13%	0.0033%	0.007%	2.140%
AYAC2	1.99%	0.0017%	0.000%	1.993%
PALCHINACOTA	1.80%	0.0013%	0.156%	1.959%
SANC58	1.92%	0.0014%	0.009%	1.930%
PALRAGONVALIA	1.78%	0.0040%	0.074%	1.854%
AGUC4	1.77%	0.0007%	0.009%	1.775%
SANC59	1.70%	0.0011%	0.009%	1.710%
BELC29	1.70%	0.0003%	0.010%	1.709%
BELC27	1.63%	0.0003%	0.014%	1.646%
SEVC4	1.57%	0.0003%	0.013%	1.585%
SANC56	1.55%	0.0021%	0.010%	1.562%
SEVC5	1.53%	0.0037%	0.011%	1.548%
PAMC2	1.46%	0.0009%	0.054%	1.518%
SEVC11	1.25%	0.0045%	0.193%	1.452%
SEVC16	1.23%	0.0019%	0.126%	1.355%
INSC92	1.35%	0.0009%	0.007%	1.355%
CONSAL_CARMEN	1.18%	0.0020%	0.142%	1.319%
AYAC1	1.27%	0.0106%	0.000%	1.278%
ESCC61	1.21%	0.0006%	0.031%	1.240%
PLZ263B1	1.22%	0.0021%	0.007%	1.233%
SEVC3	1.19%	0.0013%	0.026%	1.214%
SANC48	1.18%	0.0035%	0.017%	1.205%
AGUC7	1.15%	0.0003%	0.005%	1.160%
BELC31	1.12%	0.0026%	0.008%	1.133%
BELC23	1.07%	0.0004%	0.017%	1.085%

Celda	%PTE en líneas	%PTE en equipos de medida	%PTE en Transformadores de reconectores	% PTE/CELDA
PATIOS	1.05%	0.0015%	0.032%	1.082%
SARC2	1.00%	0.0019%	0.006%	1.003%
SANC52	0.96%	0.0004%	0.013%	0.976%
BELC30	0.88%	0.0014%	0.009%	0.887%
SANC45	0.87%	0.0007%	0.000%	0.875%
PAMC4	0.82%	0.0017%	0.046%	0.868%
SANC55	0.84%	0.0002%	0.010%	0.846%
SANC46	0.81%	0.0010%	0.026%	0.840%
CONSAL_CONVE	0.75%	0.0029%	0.055%	0.810%
ELSC68	0.78%	0.0011%	0.000%	0.780%
SANC51	0.75%	0.0017%	0.014%	0.770%
SANC49	0.73%	0.0016%	0.016%	0.743%
PALBOCHALEMA	0.72%	0.0015%	0.011%	0.736%
ZULC3	0.63%	0.0008%	0.067%	0.703%
ABRC1	0.51%	0.0009%	0.092%	0.605%
ATAC87	0.57%	0.0004%	0.021%	0.591%
SALC4	0.47%	0.0096%	0.108%	0.586%
BELC21	0.54%	0.0004%	0.029%	0.572%
SANC43	0.50%	0.0027%	0.069%	0.571%
SANC57	0.55%	0.0014%	0.010%	0.557%
CORC2	0.54%	0.0056%	0.000%	0.550%
AGUC2	0.503%	0.0005%	0.043%	0.546%
ELSC69	0.54%	0.0021%	0.000%	0.538%
ZULC1	0.51%	0.0113%	0.000%	0.517%
CONSAL_SANPABLO	0.44%	0.0033%	0.054%	0.498%
ATAC86	0.45%	0.0031%	0.028%	0.481%
EL TARRA	0.45%	0.0027%	0.023%	0.474%
LOS ALPES	0.33%	0.0167%	0.124%	0.470%
TOLTOLEDO	0.45%	0.0037%	0.019%	0.469%
BELC24	0.45%	0.0019%	0.016%	0.464%
SANC53	0.42%	0.0019%	0.013%	0.439%
SALC3	0.30%	0.0127%	0.108%	0.419%
CORC1	0.36%	0.0037%	0.054%	0.418%
MONTESITOS	0.40%	0.0093%	0.000%	0.407%
SEVC17	0.31%	0.0038%	0.069%	0.379%
SEVC6	0.36%	0.0020%	0.010%	0.370%
ESCC62	0.35%	0.0004%	0.011%	0.362%
ESCC63	0.35%	0.0012%	0.008%	0.358%
SEVC7	0.32%	0.0002%	0.010%	0.333%

Celda	%PTE en líneas	%PTE en equipos de medida	%PTE en Transformadores de reconectores	% PTE/CELDA
PELC2	0.29%	0.0006%	0.014%	0.302%
CORC3	0.26%	0.0108%	0.014%	0.281%
ORU	0.26%	0.0013%	0.013%	0.277%
BELC22	0.25%	0.0010%	0.021%	0.275%
LA GABARRA	0.23%	0.0020%	0.000%	0.228%
PAMC3	0.19%	0.0015%	0.025%	0.218%
LA MATA	0.17%	0.0045%	0.000%	0.178%
ATAC88	0.15%	0.0009%	0.011%	0.158%
SAN ANTONIO	0.02%	0.1107%	0.000%	0.134%
ZULC2	0.04%	0.0148%	0.068%	0.123%
LA MIEL	0.07%	0.0196%	0.000%	0.087%
CACHIRA	0.06%	0.0111%	0.000%	0.069%
LOS MANGOS	0.04%	0.0215%	0.000%	0.060%

Tabla 27 Indicador de pérdidas técnicas para los circuitos de nivel II

De los resultados expuestos en la tabla 27 se puede observar que en todos los circuitos de nivel II el mayor impacto para el indicador lo produce las pérdidas técnicas en las líneas, También podemos ver que aproximadamente un 90% de los circuitos cumplen con las condiciones exigidas por la CREG.

El Indicador de pérdidas técnicas total para los circuitos de nivel III se muestra en la siguiente tabla 28.

Celda	%PTE en líneas	%PTE en equipos de medida	%PTE en reconectores	%PTE-NIII
TOLPALERMO	3.37%	0.0001%	0.013%	3.38%
BELC36	2.84%	0.0007%	0.000%	2.85%
SANOL35	1.20%	0.0006%	0.000%	1.20%
BELC35	1.04%	0.0009%	0.013%	1.05%
TIBO11	1.01%	0.0005%	0.027%	1.04%
INSC77	0.96%	0.0003%	0.016%	0.97%
BELC38	0.92%	0.0007%	0.005%	0.93%
OAILA5	0.85%	0.0019%	0.000%	0.85%
CONSC65	0.78%	0.0022%	0.021%	0.80%
BELC33	0.68%	0.0021%	0.016%	0.70%
SANOL15	0.68%	0.0147%	0.000%	0.70%

Celda	%PTE en líneas	%PTE en equipos de medida	%PTE en reconectores	%PTE-NIII
SANALBERTO	0.60%	0.0085%	0.060%	0.66%
SANOL45	0.66%	0.0004%	0.000%	0.66%
SANOL25	0.65%	0.0007%	0.010%	0.66%
INSC76	0.32%	0.0011%	0.000%	0.32%
TIBG11	0.28%	0.0011%	0.026%	0.30%
AYAA31	0.20%	0.0055%	0.007%	0.21%
AGUIG5	0.15%	0.0044%	0.038%	0.19%

Tabla 28 Indicador total de pérdidas técnicas para los circuitos de nivel III

De los resultados expuestos en la tabla 28 se puede evidenciar que las pérdidas técnicas en las líneas son las que mayor incidencia tienen en el indicador total, siendo en algunos casos hasta de 33700 veces mayor al aporte de los equipos de medida y de 284 veces al aporte de los equipos asociados, También podemos ver que aproximadamente un 90% de los circuitos cumplen con las condiciones exigidas por la CREG.

## **8 PLAN ESTRATÉGICO DE REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS TÉCNICAS EN CIRCUITOS CRÍTICOS**

En este capítulo se plantea una metodología para la reducción de pérdidas técnicas de manera correctiva con los resultados actuales y predictiva para las posteriores entradas de carga, también se le aplicara la metodología para los circuitos que no cumplen con los parámetros de calidad del servicio.

### **8.1 Metodología para la reducción de pérdidas técnicas**

La metodología para la reducción de pérdidas técnicas se enfoca en corregir los problemas de calidad del servicio actuales y evitar el deterioro con la conexión de nuevas cargas, de acuerdo a lo mostrado en el diagrama de flujo mostrado en la figura 24.

#### **8.1.1 Plan correctivo para la reducción de pérdidas técnicas**

Se deben correr flujos horarios para el circuito a evaluar, de acuerdo a los resultados se evalúa si cumple con las condiciones de regulación de tensión y factor de potencia, dado que no cumpla con la calidad del servicio se debe evaluar si la problemática radica en el factor de potencia verificando que este sea superior a 0.9, de no cumplir con el factor de potencia se debe instalar compensación de reactivos; en caso de no presentar problemas de factor de potencia se debe evaluar el calibre de los conductores, si la troncal es igual o superior a 266.8 MCM de acuerdo a lo establecido en la norma CENS, y como última opción de mejora para el circuito se debe evaluar si la distancia entre la subestación y el punto más lejano es superior a 30 km, se debe evaluar el traslado de carga, la creación de nuevos circuitos o creación de nuevas subestaciones. Se deben simular todas las soluciones requeridas y verificar de nuevo la calidad del servicio.

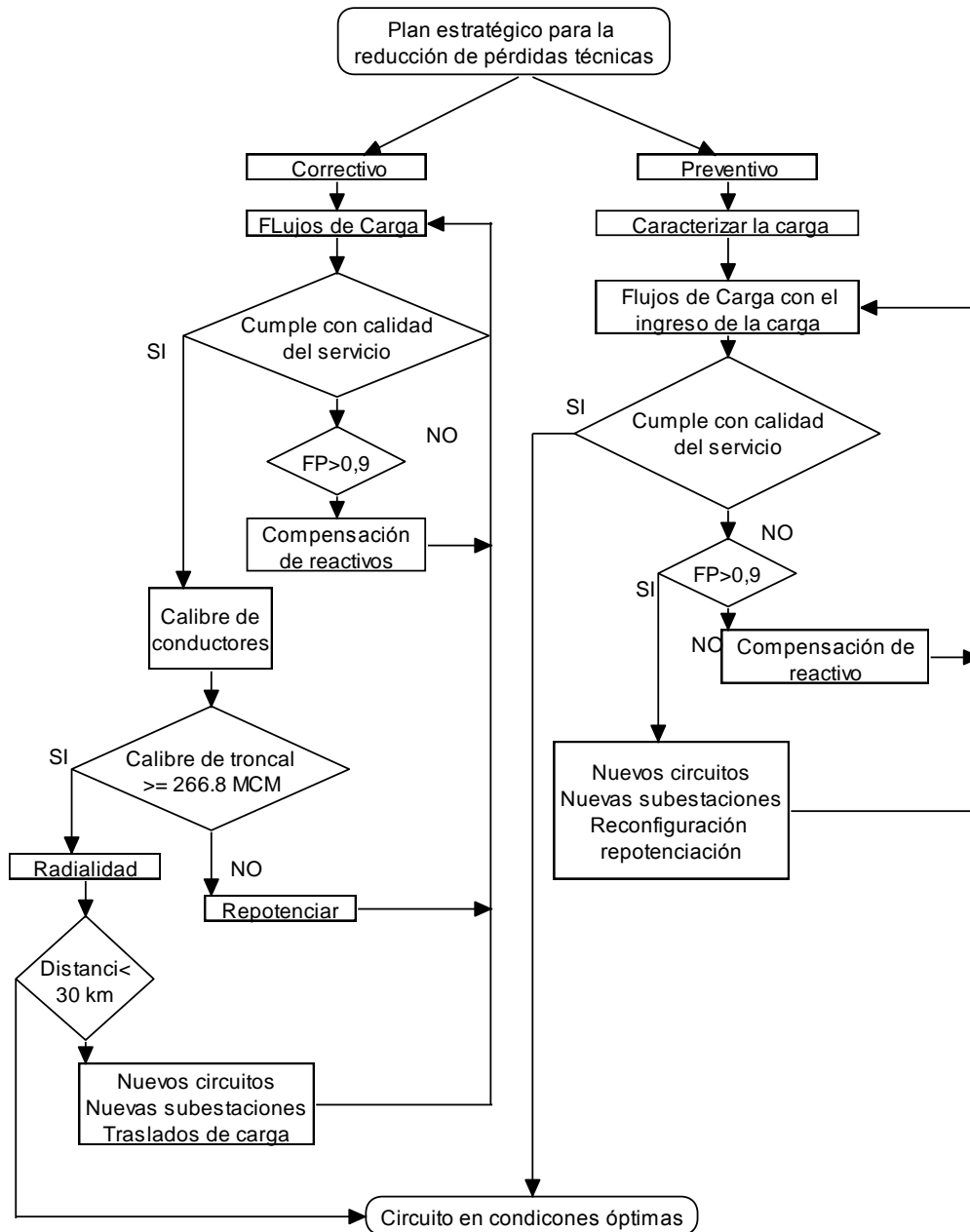


Figura 24 Diagrama de flujo de la metodología para la reducción de pérdidas técnicas

### 8.1.2 Plan predictivo de reducción de pérdidas técnicas

El plan predictivo de reducción de pérdidas técnicas se debe aplicar cada vez que se vaya a ingresar cargas a estos niveles de tensión, se debe caracterizar la carga por el tipo de usuario (residencial, comercial o industrial), potencia activa y reactiva requerida, punto de conexión, luego

de tener esta información se deben correr flujos horarios para el circuito y evaluar las afectaciones a la calidad del servicio, si el factor de potencia es inferior 0.9 se debe instalar compensación de reactivos, si el problema es por regulación de tensión superiores a 10 % se debe evaluar la reconfiguración del circuito, creación de nuevos circuitos o creación de nuevas subestaciones. Se deben simular todas las soluciones requeridas y verificar de nuevo la calidad del servicio.

## 8.2 Aplicación del plan de reducción de pérdidas técnicas

Se aplicará el plan de reducción de pérdidas técnicas los circuitos necesarios de acuerdo a los resultados de calidad del servicio obtenido en las simulaciones del proyecto.

### 8.2.1 Selección de los circuitos con indicadores de pérdidas críticos

Los circuitos que presentan mayores indicadores de pérdidas técnicas y no cumplen con las condiciones de regulación en la tensión exigidas por la CREG, se presentan en la tabla 29 para el nivel de tensión II y la tabla 30 para el nivel de tensión III.

CELDA	S MAX [KVA]	P MAX [KW]	Q MAX [KVAR ]	FP	% RV	%PTE en líneas	%PTE en equipos de medida	%PTE en Transformadores de reconectores	% PTE/CELDA
AGUC3	3,195.27	2,991.60	1,122.55	0.94	24.0 %	15.41 %	0.0008 %	0.012%	15.420%
OCALA_PLAY A	1,521.58	1,431.28	497.53	0.94	15.2 %	9.34%	0.0018 %	0.000%	9.341%
TIBÚ_PUEBLOS	1,988.27	1,843.82	744.01	0.93	16.9 %	9.12%	0.0013 %	0.125%	9.245%
PLZ283B1	3,145.43	2,875.66	1,274.47	0.91	11.5 %	6.72%	0.0009 %	0.023%	6.740%
CULC2	2,195.02	1,917.20	1,068.86	0.90	12.7 %	5.57%	0.0063 %	0.097%	5.672%
TIBPOZOS	2,199.03	1,979.13	958.54	0.90	11.1 %	4.91%	0.0006 %	0.008%	4.915%
OCAGONZALES	2,009.57	1,897.92	660.51	0.94	12.2 %	3.95%	0.0008 %	0.000%	3.954%
INSC91	3,455.76	3,004.36	1,707.66	0.90	10.5 %	3.26%	0.0072 %	0.014%	3.284%
CONSAL_TEO RA	804.97	787.06	168.85	0.98	13.4 %	3.01%	0.0025 %	0.068%	3.080%
SALC2	952.62	923.74	232.81	0.97	10.2 %	3.00%	0.0019 %	0.040%	3.040%

Tabla 29 Circuitos de nivel II con indicadores críticos y fuera de los límites regulatorios

CELDA	S MAX [KVA]	P MAX [KW]	Q MAX [KVAR]	% RV	%PTE en líneas	%PTE en equipos de medida	%PTE en reconectores	%PTE-NIII
TOLPALERMO	9,948.05	9,158.59	3,883.79	10%	3.37%	0.0001%	0.013%	3.38%

Tabla 30 Circuitos de nivel III con indicadores críticos y fuera de los límites regulatorios

## 8.2.2 Identificación de posibles causas de pérdidas técnicas

En todos los circuitos tanto de nivel II como de nivel III se evidencia que el mayor aporte en las pérdidas técnicas está dado por las pérdidas en las líneas, por tanto, las soluciones a implementar están enfocadas a mejorar este indicador de mayor impacto.

En los circuitos de mayores indicadores se pueden observar dos factores comunes la radialidad de los circuitos y los calibres de la troncal inadecuados, factores que son determinantes para el aumento de las pérdidas técnicas.

En la tabla 31 se presenta la longitud en tramos de red, desde la subestación hasta el punto más lejano, número de reconectores, cantidad de equipos de medida y calibre de la troncal para los circuitos seleccionados.

Celda	Reconectores	Equipos de medida	Distancia	Calibre de la troncal
AGUC3	1	3	65 Km	4/0 AWG
OCALA_PLAYA	3	1	60 Km	2 AWG
TIBÚ_PUEBLOS	6	3	63 Km	1/0 AWG
CULC2	2	7	34 Km	2/0 AWG
TIBPOZOS	0	2	18 Km	2 AWG
OCAGONZALES	2	1	39 Km	336.4 MCM
INSC91	1	18	30 Km	266.8 MCM
CONSAL_TEORA	2	1	52 Km	2 AWG
SALC2	2	1	62 Km	2 AWG

Tabla 31 Distancia de la red al punto más lejano y calibre de la troncal de los circuitos críticos de

nivel II



CELDA	Reconectores	Equipos de medida	Distancia	Calibre de la troncal	
TOLPALERMO	4	2	72 Km	266.8 MCM	4/0 AWG

Tabla 32 Distancia de la red al punto más lejano y calibre de la troncal de los circuitos críticos de nivel III

### 8.2.3 Planteamiento de soluciones

De acuerdo a las hipótesis de problemáticas, las soluciones que se pueden plantear es la construcción de nuevas subestaciones con relación de transformación 34.5/13.8 kV, repotenciación de las troncales y la redistribución de cargas.

Para corregir la problemática del circuito AGUC3 mostrado en la figura 24, se planteó la construcción de una nueva subestación de relación 34.5/13.8 kV ubicada en el sector de Gamarra, la nueva subestación contara con 3 alimentadores que tomaran la totalidad de la carga del circuito AGUC3 como se muestra en la figura 25.

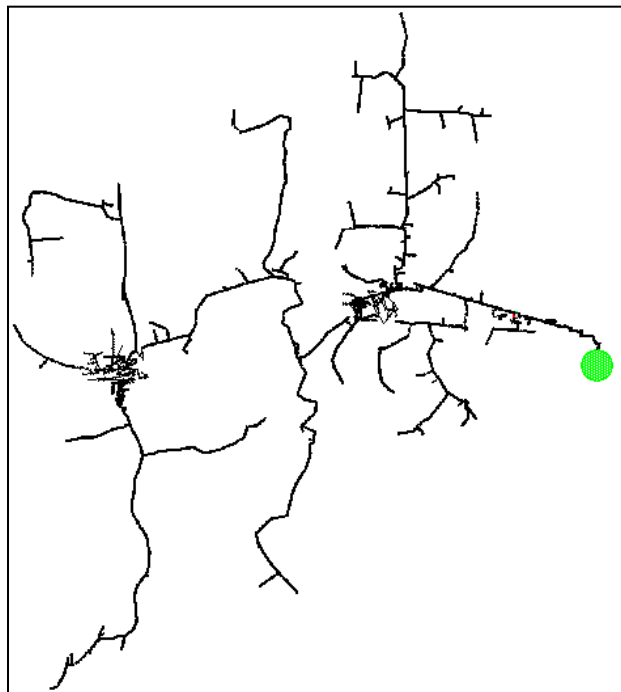


Figura 25 Circuito AGUC3 con alto indicador de pérdidas técnicas

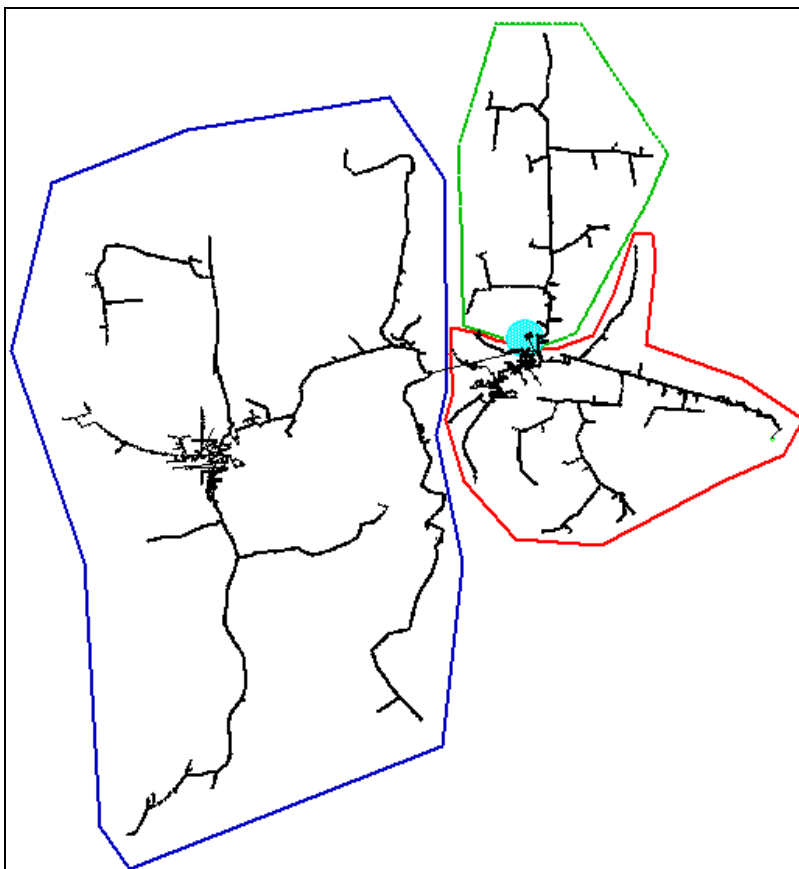


Figura 26 Nueva subestación Gamarra, que toma la carga de AGUC3

La red delimitada por el polígono de color azul se llamará “Cto 1AGUC3”, La red delimitada por el polígono de color rojo se llamará “Cto 2 AGUC3”, La red delimitada por el polígono de color verde se llamará “Cto 3 AGUC3”.

Se planteó la construcción de una nueva subestación de relación 34.5/13.8 kV para corregir la problemática del circuito TIBPUEBLOS mostrado en la figura 26, se ubicará en el sector de Campo II, la nueva subestación contará con 3 alimentadores que tomaran parte de la carga del circuito TIBPUEBLOS como se muestra en la figura 27.

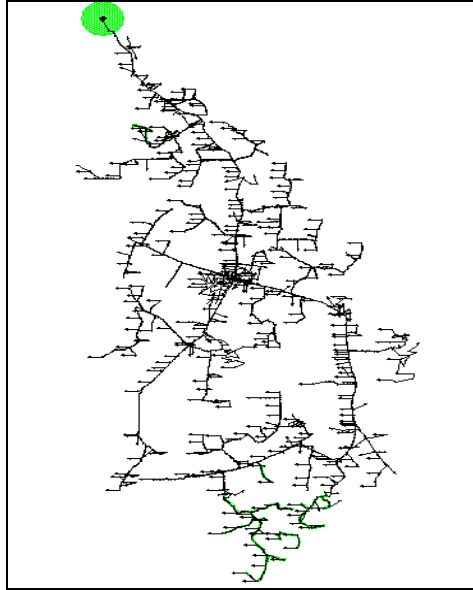


Figura 27 Circuito TIBPUEBLOS con alto indicador de pérdidas técnicas

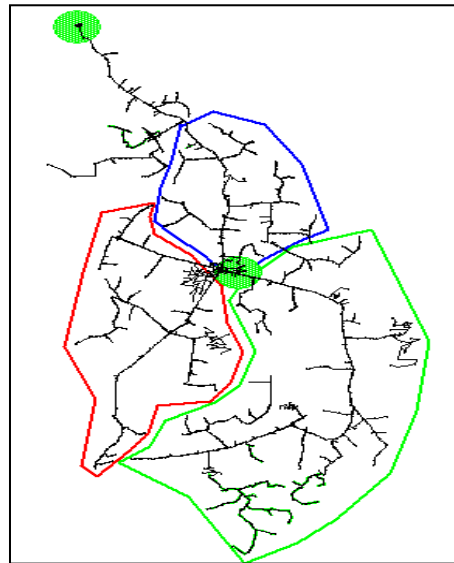


Figura 28 Nueva subestación Campo II, que toma la carga de TIBPUEBLOS

La red delimitada por el polígono de color azul se llamará “Cto 1 TIBPUEBLOS”, La red delimitada por el polígono de color rojo se llamará “Cto 2 TIBPUEBLOS”, La red delimitada por el polígono de color verde se llamará “Cto 3 TIBPUEBLOS”.

Se planteó la construcción de una nueva subestación de relación 34.5/13.8 kV para corregir la problemática de los circuitos OCALAPLAYA y OCAGONZALES mostrados en la figura 28 Y figura 29 respectivamente, está ubicada en el sector de La Madera, la nueva subestación contará con 3 alimentadores que tomarán la totalidad de la carga del circuito OCAGONZALES y parte de la carga del circuito OCALAPLAYA como se muestra en la figura 30.

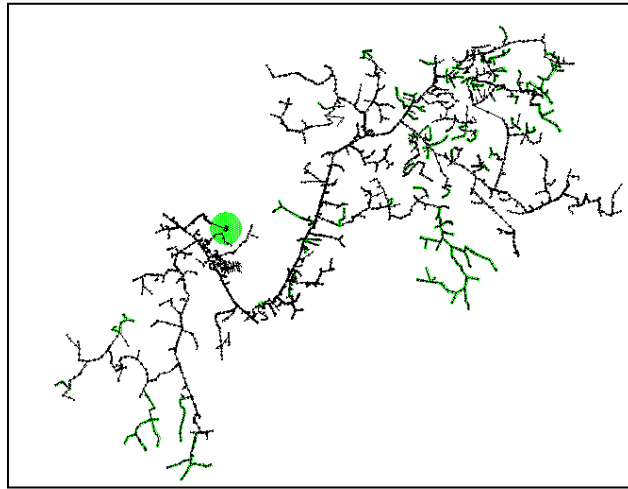


Figura 29 Circuito OCALAPLAYA con alto indicador de pérdidas técnicas

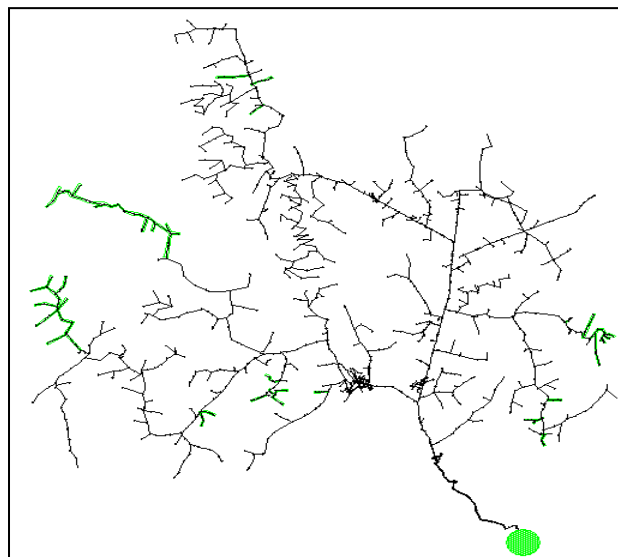


Figura 30 Circuito OCAGONZALES con alto indicador de pérdidas técnicas

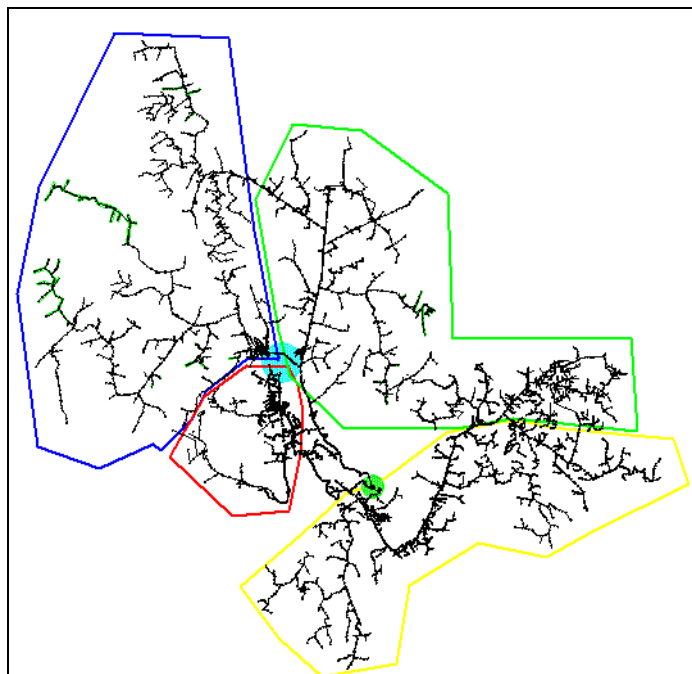


Figura 30 Nueva subestación La Madera, que toma la carga de OCAGONZALES y parte de la carga de OICALAPLAYA

La red delimitada por el polígono de color azul se llamará “Cto 1MADERA”, La red delimitada por el polígono de color rojo se llamará “Cto 2MADERA”, la red delimitada por el polígono de color verde se llamará “Cto 3MADERA”, además la red delimitada por el polígono Amarillo se seguirá llamando OICALAPLAYA.

Se planteó la repotenciación de dos tramos de la troncal del circuito CULC2 de un calibre # 2/0 AWG a un Calibre 266.8 MCM de acuerdo con lo exigido en la norma CENS numeral 3.2 REDES DE DISTRIBUCIÓN DE MEDIA TENSIÓN; El tramo 1 en verde tiene una longitud de 16 Km y se ubica entre la salida de la subestación y el nodo eléctrico FMVE13847, el tramo dos en azul tiene una longitud de 4 Km de red entre los nodos eléctricos FMVE10902 y FMVE10984, como se muestra en la figura 31.

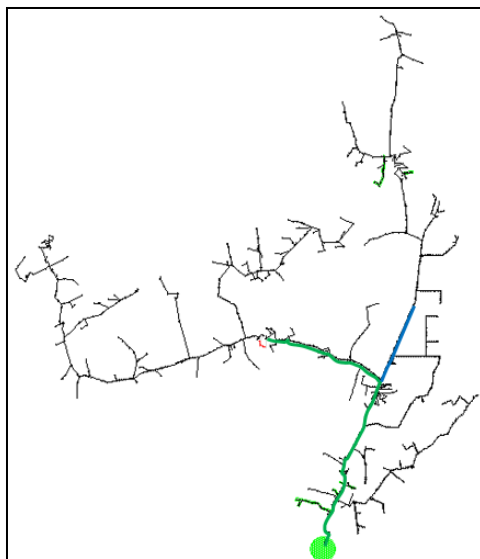


Figura 31 Circuito CULC2 y tramos a repotenciar

Se planteó la repotenciar la troncal del circuito SALC2 de un calibre # 2 AWG a un Calibre 266.8 MCM de acuerdo con lo exigido en la norma CENS numeral 3.2 REDES DE DISTRIBUCIÓN DE MEDIA TENSIÓN; El tramo tiene una longitud de 22Km y se ubica entre la salida de la subestación y el nodo eléctrico FMVEL65236-1, demarcado en amarillo como se muestra en le figura 32.

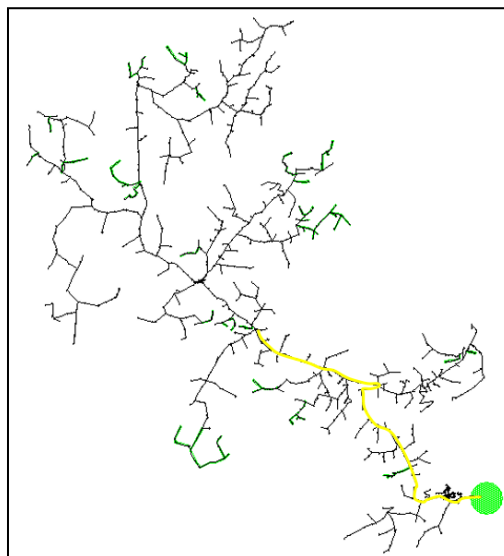


Figura 32 Circuito SALC2 y tramo a repotenciar

## 8.2.4 Resultados de Simular en DIgSILENT de las soluciones planteadas

A continuación, en la tabla 33 se muestran los resultados de pérdidas técnicas obtenidos para los nuevos alimentadores planteados como solución al circuito AGUC3.

Circuito	Smax kW	Energía de Salida kWh/mes	Energía de Pérdidas kWh/mes	Indicador de Pérdidas
Cto1 AGUC3	833.6643	600238.296	3520.6956	0.6%
Cto2 AGUC3	1756.3551	1264575.672	17079.5952	1.4%
Cto3 AGUC3	189.5946	136508.112	1434.40524	1.1%

Tabla 33 Resultados para nuevos alimentadores planteados como solución al circuito AGUC3.

De los resultados de la tabla 33 al calcular un indicador equivalente para la red que antes pertenecía a el circuito AGUC3 tenemos una reducción de 14.3% en las pérdidas, lo que equivale a reducir 252333.51 kWh/mes en la energía de salida, pudiendo observar mejoras evidentes en pérdidas y calidad del servicio.

A continuación, en la tabla 34 se muestran los resultados de pérdidas técnicas obtenidos para los nuevos alimentadores planteados como solución al circuito TIBÚPUEBLOS.

Circuito	Smax kW	Energía de Salida kWh/mes	Energía de Pérdidas kWh/mes	Indicador de Pérdidas
Cto1 TIBÚPUEBLOS	997.874173	6641.29049	718469.405	0.92%
Cto2 TIBÚPUEBLOS	178.155254	952.310754	128271.783	0.74%
Cto3 TIBÚPUEBLOS	182.604989	1605.60162	131475.592	1.22%
TIBÚPUEBLOS	417.265255	3293.95534	300430.983	1.10%

Tabla 34 Resultados para nuevos alimentadores planteados como solución al circuito

TIBÚPUEBLOS.

De los resultados de la tabla 34 al calcular un indicador equivalente para la red que antes pertenecía a el circuito TIBÚPUEBLOS tenemos una reducción de 8.14% en las pérdidas lo que equivale a reducir 84602.62 kWh/mes en la energía de salida, por lo tanto, se puede decir que las soluciones planteadas son efectivas ayudando a reducir los indicadores y a mejorar la calidad del servicio.

A continuación, en la tabla 35 se muestran los resultados de pérdidas técnicas obtenidos para los nuevos alimentadores planteados como solución a la problemática de los circuitos OCAGONZALES y OCALAPLAYA.

Circuito	Smax kW	Energía de Salida kWh/mes	Energía de Pérdidas kWh/mes	Indicador de Pérdidas
Cto1 MADERA	1058.54364	762151.4208	14895.07893	1.95%
Cto2 MADERA	827.9434	596119.248	11178.7262	1.88%
Cto3 MADERA	480.70286	346106.0592	3861.436081	1.12%
OCALAPLAYA	1087.8859	783277.848	19581.9462	2.50%

Tabla 35 Resultados para nuevos alimentadores planteados como solución los circuitos

#### OCAGONZALES y OCALAPLAYA

De la tabla 35 podemos ver que las soluciones planteadas para reducir pérdidas técnicas en los circuitos OCAGONZALES y OCALAPLAYA, tienen como efecto una reducción de 67718.5616 kWh/mes en la energía de salida traduciendo esto en beneficios económicos, reducción del indicador de pérdidas técnicas y sobre todo mejoras en la calidad del servicio.

Los resultados de pérdidas técnicas obtenidos al simular la repotenciación de las troncales de acuerdo a las soluciones planteadas para los circuitos PLZ283B1, CULC2, TIBPOZOS, INSC91, CONSAL\_TEORA y SALC2, se muestran en la tabla 36.



Circuito	Smax kW	Energía de Salida kWh/mes	Energía de Pérdidas kWh/mes	Indicador de Pérdidas
PLZ283B1	3022.177478	1571112.47	45752.4791	2.91%
CULC2	2131.115052	1018669.629	27887.06641	2.74%
TIBPOZOS	2109.7436	896402.2178	7901.708682	0.88%
INSC91	3389.507971	1493938.968	20498.41556	1.37%
CONSAL_TEORA	793.9882274	301194.4399	5024.887237	1.67%
SALC2	933.4517325	393456.3649	3956.950558	1.01%

Tabla 36 Resultados para los circuitos a los que se les planteo repotenciar la troncal

De los resultados expuestos en la tabla 36, se puede concluir que las soluciones planteadas fueron adecuadas y lograron el objetivo de reducir la energía de pérdidas conllevando a tener indicadores óptimos y calidad del servicio para los usuarios alimentados por estos circuitos.

## 9 CONCLUSIONES

Las conclusiones sobre el desarrollo del proyecto se presentan en este capítulo, se comentan los puntos principales de la metodología de cálculo, resultados de los indicadores de pérdidas y resultados de las soluciones planteadas en los circuitos críticos.

### 9.1 Conclusiones del proyecto desarrollado.

- Las pérdidas en la red son un problema con el cual todos los prestadores del servicio de energía eléctrica tienen que lidiar, y aunque no sea posible eliminarlas en su totalidad, es posible reducirlas a niveles tolerables tanto para los intereses de las empresas como para los usuarios finales, siendo de vital importancia promover estudios e investigaciones en este campo para lograr alternativas de solución que mejoren o sustituyan las ya existentes.
- La metodología planteada por la CREG en la Regulación 019 de 2017 permite la utilización de aproximaciones para la estimación de las energías de entrada y curvas de demanda, lo que hace que los cálculos y resultados en algunos casos se alejen de la realidad, especialmente cuando en un circuito el número de transformadores con medida horaria es superado por los que no poseen medida horaria, además de tener un comportamiento diverso en las cargas.
- Las energías de entrada y curvas de demanda caracterizadas que se determinaron para los transformadores de distribución de CENS en el SDL, tienen un alto grado de incertidumbre debido a que los transformadores que poseen medida horaria son una mínima cantidad comparados con los transformadores que no la poseen, así la incertidumbre por circuito varía dado que el comportamiento de las cargas en algunos circuitos es similar y en otros es heterogéneo.

- La experiencia en la utilización del software DigSilent permite recomendarlo para realizar estudios y encontrar soluciones a problemas pertenecientes al campo eléctrico que causan deterioro en la calidad del servicio, además de tener la ventaja de programarlo con las variables exigidas por la CREG en la Circular 015 de 2007 para el cálculo eléctrico y metadatos para información adicional.
- De acuerdo con la teoría de pérdidas por efecto Joule en las líneas se esperaba que los indicadores de pérdidas técnicas de nivel II fuesen mayores en los circuitos con mayor demanda de carga debido a que transportan mayores intensidades de corriente, pero para los indicadores más altos no es así, por lo que podemos deducir que los indicadores críticos son producto de las características constructivas debido a diseños y configuraciones obsoletas en las redes.
- De los resultados obtenidos de simular las pérdidas en las líneas de nivel III se puede observar que los circuitos con mayores indicadores de pérdidas tienen grandes demandas de energía con la particularidad que son circuitos que no atiende en el área urbana por lo que tienden a ser de grandes distancias.
- Al observar los resultados para el indicador de pérdidas en los equipos de medida conformado por transformadores de corriente, transformadores de potencial y medidores, dichos indicadores son mayores en los circuitos de menor demanda, la razón son los pocos conjuntos de medida instalados en los circuitos.
- Analizando los datos obtenidos para el indicador de pérdidas técnicas en equipos asociados, muestra valores inferiores al 0.038% debido a que la cantidad de equipos instalados en las redes de cualquier circuito no supera las 6 unidades, además de que las pérdidas técnicas

producidas por estos equipos se encuentran en el rango de los Watt y los flujos de entrada se encuentran en Mega Watt.

➤ De los resultados expuestos en la tabla 27 y 28 se puede observar que en todos los circuitos de nivel II y III el mayor impacto para el indicador de pérdidas lo producen las pérdidas técnicas presentes en las líneas, También podemos ver que aproximadamente un 90% de los circuitos cumplen con las condiciones exigidas por la CREG.

➤ Al simular las soluciones planteadas (nuevas subestaciones y repotenciaciones) en el Software DigSilent con el fin de dar solución a la problemática de los indicadores críticos, se observa en los resultados una reducción en las pérdidas de energía, por lo tanto, se puede concluir que las soluciones planteadas logran el objetivo de mejorar los indicadores y la calidad del servicio para los usuarios alimentados por estos circuitos.

## 10 REFERENCIAS

- [1] S. Ramirez, *Redes de Distribución de Energía*, Tercera. Manizales, 2004.
- [2] D. Romero and A. Vargas, “MODELO DE INCENTIVOS PARA LA REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN COLOMBIA,” *Rev. La Maest. en Derecho Econ. Univ. Javeriana*, vol. 6, pp. 221–257, 2010.
- [3] L. Acero, “FACTORES DE PÉRDIDAS TÉCNICAS PARA REFERIR AL STN,” Universidad Nacional de Colombia, 2010.
- [4] S. Cañar, “CÁLCULO DETALLADO DE PÉRDIDAS EN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE DISTRIBUCION,” Escuela Politécnica Nacional, 2007.
- [5] J. Fraile Mora, J. Fraile Mora, “Transformadores,” in *Máquinas Eléctricas*, Mc Graw Hi., Madrid, España, 2003, pp. 161–257., MC Graw Hi. Madrid, 2003.
- [6] Instituto Colombiano de Normas Técnicas y Certificación Icontec, “Norma Técnica Colombiana NTC 1031.” Bogotá D.C., 1998.
- [7] Instituto Colombiano de Normas Técnicas y Certificación Icontec, “Norma Técnica Colombiana NTC 1005.” Bogotá D.C., 2003.
- [8] Y. Galperin, *Introduction to modern solid state physic.*, Oslo, 2001.
- [9] Instituto Colombiano de Normas Técnicas y Certificación Icontec, “Norma Técnica Colombiana NTC2147.” 1996.
- [10] Instituto Colombiano de Normas Técnicas y Certificación Icontec, “Norma Técnica Colombiana NTC 4052.” 1998.
- [11] C. Muños, “PÉRDIDAS EN DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA.” *santiago*, p. 155, 2009.

[12] Convenio Específico No. 02, Apoyo Académico y Soporte Técnico en el Proceso de Implementación de Planes de Reducción de Pérdidas de Energía Eléctrica. Informe Final Tomo 1 – Cálculo de Pérdidas Técnicas en el Nivel de Tensión 1. Documento 5112326202 - 03 Revisión

[13] Instituto Colombiano de Normas Técnicas y Certificación Icontec, “Norma Técnica Colombiana NTC 2288.” NN.

[14] Instituto Colombiano de Normas Técnicas y Certificación Icontec, “Norma Técnica Colombiana NTC 4649.” NN.

[15] COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS, "Regulación CREG 019", pp135-136, 2017

[16] COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS, "Circular CREG 015", pp1, 2007

[17] COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS, "Anexos de la Circular CREG 015", pp1-4, 2007

[18] COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS, "Anexos de la Circular CREG 015", pp5-8, 2007

[19] COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS, "Regulación 019", pp168-169, 2017

[20] J. Candelo, H. Hernández, and A. Santander, “Localización y dimensionamiento de energías renovables y capacitores en sistemas de distribución radiales con pérdidas comerciales,” Rev. Chil. Ing., vol. 24, pp. 600–614, 2016.

[21] M. Toledo, “Aplicación de Técnicas de Análisis Multivariante en la Asignación Presupuestaria para la Reducción de Pérdidas de Energía Eléctrica en Ecuador,” *energía*, vol. 12, pp. 64–73, 2016.

[22] C. Acosta, R. Hincapié, and R. Gallego, “IDENTIFICACIÓN DE PÉRDIDAS TÉCNICAS EN REDES DE BAJA TENSIÓN CON SISTEMAS DE PUESTA A TIERRA,” *Dyna*, vol. 141, pp. 40–50, 2013.

[23] A. Ochoa, “ESTUDIO PARA DETERMINAR LAS PÉRDIDAS DE ENERGÍA DEL ALIMENTADOR 124 PERTENECIENTE AL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN DE LA EMPRESA ELÉCTRICA AZOGUES,” Universidad Politécnica Salesiana, 2010.

[24] I. Pinzón, M. Garzón, G. Guerrero, M. Salgado, D. Salgado, M. Gonzales, J. Bedoya, and O. Piñeros, “Metodología de cálculo de pérdidas técnicas en circuitos radiales con alta dispersión de clientes en áreas rurales,” *Rev. CIER*, vol. 55, 2010.

[25] Instituto Colombiano de Normas Técnicas y Certificación Icontec, “Norma Técnica Colombiana NTC 818.” 1995.

[26] Instituto Colombiano de Normas Técnicas y Certificación Icontec, “Norma Técnica Colombiana NTC 819.”, 1995.

[27] C. Acosta, R. Gallego, and R. Hincapie, “Reubicación óptima de transformadores de distribución para reducción de pérdidas técnicas,” *Sci. Tech.*, vol. 51, 2012.