

**RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA
OSINERGMIN N° 044-2015-OS/CD**

Lima, 4 de marzo de 2015

CONSIDERANDO:

Que, conforme al literal c) del Artículo 3° de la Ley Marco de los Organismos Reguladores de la Inversión Privada en los Servicios Públicos, corresponde a los Organismos Regulares dictar en el ámbito y en materia de sus respectivas competencias, los reglamentos, normas que regulen los procedimientos a su cargo, otras de carácter general y mandatos u otras normas de carácter particular referidas a intereses, obligaciones o derechos de las entidades o actividades supervisadas o de sus usuarios;

Que, de conformidad con el Artículo 14° del Reglamento aprobado mediante Decreto Supremo N° 001-2009-JUS, las entidades públicas dispondrán la publicación de los proyectos de normas de carácter general que sean de su competencia en el diario oficial El Peruano, en sus Portales Electrónicos o mediante cualquier otro medio, en un plazo no menor de treinta (30) días antes de la fecha prevista para su entrada en vigencia, salvo casos excepcionales. Asimismo, dispone que dichas entidades permitan que las personas interesadas formulen comentarios sobre las medidas propuestas, los cuales de conformidad con el Artículo 25° del Reglamento General de Osinergmin, aprobado por Decreto Supremo N° 054-2001-PCM, no tendrán carácter vinculante ni darán lugar a procedimiento administrativo;

Que, al amparo de lo dispuesto en los dispositivos mencionados precedentemente y sobre la base del principio de transparencia contenido en el Reglamento General de Osinergmin, corresponde disponer la publicación del proyecto de norma "Metodologías para el cálculo de pérdidas técnicas en sistemas eléctricos de distribución";

Que, en este sentido, se ha emitido el Informe Técnico [N° 118-2015-GART](#) de la División de Distribución Eléctrica y el Informe Legal [N° 117-2015-GART](#) de la Coordinación Legal de la Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria, con los cuales se complementa la motivación que sustenta la decisión de Osinergmin, cumpliendo de esta manera con el requisito de validez de los actos administrativos a que se refiere el numeral 4 del Artículo 3° de la Ley del Procedimiento Administrativo General;

De conformidad con lo establecido en la Ley N° 27332, Ley Marco de los Organismos Reguladores de la Inversión Privada en los Servicios Públicos; en el Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas y en su Reglamento aprobado mediante Decreto Supremo N° 009-93-EM; y en lo dispuesto en la Ley N° 27444, Ley del Procedimiento Administrativo General, así como en sus respectivas normas modificatorias, complementarias y conexas; y

Estando a lo acordado por el Consejo Directivo de Osinergmin en su Sesión N° 06-2015.

SE RESUELVE:

Artículo 1°.- Disponer la publicación en la página web de Osinergmin, del proyecto de norma: "Metodologías para el cálculo de pérdidas técnicas en sistemas eléctricos de distribución", conjuntamente con su exposición de motivos, el Informe Técnico [N° 118-2015-GART](#) y el Informe Legal [N° 117-2015-GART](#).

Artículo 2°.- Definir un plazo de treinta (30) días calendario contados desde el día siguiente de la fecha de publicación del proyecto de resolución a que se refiere el artículo anterior, a fin de que los interesados remitan por escrito sus opiniones y sugerencias, a la Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria de Osinergmin, ubicada en la Avenida Canadá N° 1460, San Borja, Lima. Las opiniones y sugerencias también podrán ser remitidas vía fax al número 2240491, o vía correo electrónico a la dirección: metodologiasperdidas@osinerg.gob.pe. La recepción de las opiniones y sugerencias en medio físico o electrónico, estará a cargo de la Sra. Carmen Ruby Gushiken Teruya. En el último día del plazo, sólo serán admitidos los comentarios hasta las 18:00 horas.

Artículo 3°.- Encargar a la Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria la recepción y análisis de las opiniones y/o sugerencias que se formulen al proyecto de resolución publicado, así como la presentación de la propuesta final al Consejo Directivo del Osinergmin.

Artículo 4°.- La presente resolución deberá ser publicada en el diario oficial El Peruano.

JESÚS TAMAYO PACHECO
Presidente del Consejo Directivo

**RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA
OSINERGMIN N° XXX-2015-OS/CD**

Lima, XX de xxxxxxx de 2015

CONSIDERANDO:

Que, de acuerdo con lo dispuesto en el Artículo 64°, inciso b), del Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas, el Valor Agregado de Distribución (VAD) que regula Osinergmin deberá considerar como uno de sus componentes a las pérdidas estándares de distribución en potencia y energía. Las pérdidas también son consideradas para la determinación de los costos de operación y mantenimiento de los sistemas de distribución para efectos de calcular la Tasa Interna de Retorno de las empresas concesionarias, conforme lo establece el Artículo 70° de esta Ley;

Que, por su parte, el Artículo 143° del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas (RLCE), aprobado mediante Decreto Supremo N° 009-93-EM, dispone que las pérdidas estándares a ser consideradas para el cálculo del VAD comprenderán las pérdidas técnicas y las comerciales. Asimismo, el Artículo 150° de este mismo cuerpo normativo faculta a Osinergmin para realizar la evaluación y calificación de las pérdidas estándares, debiendo dicho costo corresponder a valores estándares internacionales aplicables al sector eléctrico, guardando relación de causalidad directa con la prestación del servicio;

Que, sobre la base de la competencia regulatoria de Osinergmin para determinar las pérdidas que son reconocidas en la fijación del VAD, se ha estimado conveniente y necesario uniformizar, mediante el establecimiento de metodologías, la determinación de dichas pérdidas, de modo tal que exista homogeneidad de su cálculo en la elaboración de los estudios de costos a que se refiere el Artículo 146° del RLCE. Con ello, se quiere estandarizar la determinación de las pérdidas y permitir que Osinergmin efectúe una mejor revisión de las propuestas tarifarias alcanzadas para cada Sector de Distribución Típico.

Que, en ese sentido, se ha elaborado la propuesta de Norma “Metodologías para el Cálculo de Pérdidas Técnicas en Sistemas Eléctricos de Distribución”, en virtud de las competencias normativas de Osinergmin previstas en el numeral 3.1 del Artículo 3° de la Ley N° 27332 y en la facultad del Regulador de solicitarle información para el cumplimiento de sus funciones a los titulares de concesión, consignada en el Artículo 58° del RLCE;

Que, al amparo de lo dispuesto en el Artículo 14° del Reglamento aprobado mediante Decreto Supremo N° 001-2009-JUS y en el Artículo 25° del Reglamento General de Osinergmin, aprobado con Decreto Supremo N° 054-2001-PCM; mediante Resolución Osinergmin N° XXX- 2015-OS/CD, se publicó el proyecto de resolución que aprueba la norma “Norma “Metodologías para el Cálculo de Pérdidas Técnicas en Sistemas Eléctricos de Distribución”, estableciéndose en dicha Resolución un plazo de treinta días calendarios para que los interesados remitieran sus comentarios y sugerencias;

Que, los comentarios y sugerencias presentados por los interesados al proyecto de norma publicado, han sido analizados en el Informe Técnico N° XXX-2015-GART y en

**RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA
OSINERGMIN N° 044-2015-OS/CD**

el Informe Legal N° XXX-2015-GART habiéndose acogido aquellos que contribuyen con el objetivo del proyecto de norma publicado;

Que, los informes mencionados en el considerando anterior, complementan la motivación que sustenta la decisión de Osinergmin, cumpliendo de esta manera con el requisito de validez de los actos administrativos a que se refiere el numeral 4 del Artículo 3°, de la Ley N° 27444, Ley del Procedimiento Administrativo General;

De conformidad con lo establecido en la Ley N° 27332, Ley Marco de los Organismos Reguladores de la Inversión Privada en los Servicios Públicos; en el Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas y en su Reglamento aprobado mediante Decreto Supremo N° 009-93-EM; y en lo dispuesto en la Ley N° 27444, Ley del Procedimiento Administrativo General, así como en sus respectivas normas modificatorias, complementarias y conexas; y

Estando a lo acordado por el Consejo Directivo de Osinergmin en su Sesión N° XX-2015.

SE RESUELVE:

Artículo 1°.- Aprobar la Norma “Metodologías para el cálculo de pérdidas técnicas en sistemas eléctricos de distribución”, la misma que como Anexo forma parte integrante de la presente resolución.

Artículo 2°.- La presente resolución y la norma aprobada en el Artículo 1° deberán ser publicadas en el diario oficial El Peruano y consignadas conjuntamente los Informes N° XXX-2015-GART y XXX-2015-GART en la página Web de Osinergmin: www.osinergmin.gob.pe.

Artículo 3°.- La presente norma aprobada en el Artículo 1° precedente entrará en vigencia a partir del día siguiente de su publicación.

ANEXO

METODOLOGÍAS PARA EL CÁLCULO DE PÉRDIDAS TÉCNICAS EN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE DISTRIBUCIÓN

Contenido

1.	OBJETO	8
2.	ALCANCE.....	8
3.	METODOLOGÍAS DE CÁLCULO.....	8
3.1	Programas a utilizar.....	8
3.2	Presentación de resultados	9
3.3	Información base	9
4.	PÉRDIDAS EN LA RED DE MEDIA TENSIÓN	10
4.1	Consideraciones generales	10
4.2	Modelamiento de Sistemas MT	11
4.3	Balance de energía y potencia en MT	13
4.4	Demanda máxima por alimentador.....	14
4.4.1	Registros de corrientes por alimentador	14
4.4.2	Evaluación de simultaneidad entre alimentadores	14
4.5	Carga derivada de cada SED o usuario MT	15
4.6	Cálculo de pérdidas de potencia por alimentador resultante	19
4.7	Método Global de Cálculo de pérdidas de potencia	20
4.7.1	Conformación de los circuitos.....	21
4.7.1.1	Alimentador con troncal y ramales (típico de redes aéreas).....	21
4.7.1.2	Arquitectura de alimentador enmallado	21
4.7.1.3	Alimentador con carga en extremo.....	22
4.7.2	Cálculo de pérdidas técnicas en alimentadores	22
4.7.3	Factor de diferencia de cargas entre alimentadores de una misma SET	23
4.8	Parámetros eléctricos de las líneas.....	23
4.9	Tiempo de utilización (horas de uso anuales) y tiempo equivalente por alimentador.....	24
4.10	Pérdidas de energía variables por alimentador	25
4.11	Pérdidas en aisladores de líneas aéreas de MT	25

4.12	Pérdidas en reguladores de tensión en MT	26
4.13	Datos a consignar en el resumen de resultados de pérdidas en redes de MT	26
5.	PÉRDIDAS EN SUBESTACIONES ELÉCTRICAS DE DISTRIBUCIÓN MT/BT	27
5.1	Cálculo de pérdidas en transformadores	27
5.2	Factores de utilización por SED	28
5.3	Tiempo equivalente de pérdidas a nivel de la SED	31
5.4	Factor de asimetría.....	31
5.5	Factor de dispersión de niveles de carga	32
5.6	Pérdidas en el hierro y el cobre (a corriente nominal)	33
5.7	Flujo de potencia y energía en las SEDs.....	33
5.8	Datos a consignar en el resumen de pérdidas en las SEDs.....	33
6.	PÉRDIDAS EN LA RED DE BAJA TENSIÓN.....	34
6.1	Cálculo mediante Flujos de Carga.....	34
6.2	Consideraciones y expresiones utilizadas en el Método Global de Cálculo.....	38
6.2.1	Factor de resto de red BT	40
6.2.1.1	Para red urbana.....	40
6.2.1.2	Para red BT urbano-rural.....	41
6.2.3	Factor de diferencia de carga entre salidas	41
6.2.4	Factor de excentricidad de ubicación de la SED	42
6.3	Consideración de las pérdidas en conductores de alumbrado público	43
6.4	Presentación de resumen de datos	44
7.	ACOMETIDAS	44
7.1	Expresiones y metodología	44
7.2	Presentación de datos	46
8.	MEDIDORES	47
8.1.	Expresiones y metodología	47
8.1.1.	Pérdidas en circuito voltimétrico	47
8.1.2.	Pérdidas en circuito amperimétrico:.....	47
8.2.	Presentación de datos	48
9.	BALANCES DE ENERGÍA, PÉRDIDAS TOTALES Y NO TÉCNICAS	48
9.1	Balance general y determinación de las pérdidas totales.....	48
9.1.1	Energía neta ingresada a la red	49

**RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA
OSINERGMIN N° 044-2015-OS/CD**

9.1.2	Energía recibida por la red de MT del sistema eléctrico durante el año, comprende:.....	49
9.1.3	Energía entregada en puntos de intercambio (no disponibles para distribución), comprende:	49
9.1.4	Energía neta ingresada al sistema eléctrico.	49
9.1.5	Energía facturada corregida durante el año de evaluación	51
9.1.6	Presentación de resultados de balance general	51
9.2	Balance según nivel de tensión, integración de pérdidas técnicas y obtención de pérdidas no técnicas	52
10.	MEDICIONES Y CÁLCULOS DE SUSTENTO DE FACTORES EMPLEADOS	54
10.1	Factores de simultaneidad de demandas grandes y medianas	54
10.2	Factores de simultaneidad de SEDs y salidas en BT	54
10.3	Factores de asimetría o desequilibrio	54
10.4	Factor de resto de red	55
10.5	Factor de potencia y contenido armónico	56
10.6	Factor de corrección por temperatura.....	57
10.7	Temperatura de conductores.....	57
10.8	Tratamiento de la generación distribuida.....	57
	GLOSARIO DE TÉRMINOS.....	58
	ANEXO.....	59

METODOLOGÍAS PARA EL CÁLCULO DE PÉRDIDAS TÉCNICAS EN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE DISTRIBUCIÓN

1. OBJETO

Establecer las metodologías para el cálculo de pérdidas técnicas de potencia y energía, en los sistemas eléctricos de distribución de media tensión (MT) y baja tensión (BT) de las empresas de distribución eléctrica.

2. ALCANCE

Las metodologías establecidas en la presente norma, alcanza a las redes de MT, subestaciones de distribución (MT/BT), redes de BT, acometidas a usuarios de BT y sistemas de medición, desagregadas según sistemas eléctricos, y sectores de distribución típicos. Las pérdidas que se calcularán comprenden:

- i. Pérdidas totales
- ii. Pérdidas técnicas
 - ii.1 Pérdidas en redes de MT
 - ii.1.1 Pérdidas en conductores de MT
 - ii.1.2 Pérdidas en aisladores de MT
 - ii.2 Pérdidas en subestaciones eléctricas de distribución (SEDs)
 - ii.2.1 Pérdidas en transformadores MT/BT y reguladores de tensión
 - ii.2.2 Pérdidas en cables de conexión al tablero de BT
 - ii.3 Pérdidas en redes de BT
 - ii.3.1 Pérdidas en conductores de BT
 - ii.3.2 Pérdidas en acometidas de BT
 - ii.3.3 Pérdidas en sistemas de medición en BT
- iii. Pérdidas no técnicas

3. METODOLOGÍAS DE CÁLCULO

Las metodologías a utilizar en la presente norma para el cálculo de las pérdidas técnicas, son las siguientes:

1. Método de Flujo de Carga
2. Método Global de Cálculo

Las empresas deberán elegir el método a aplicar de acuerdo a la disponibilidad de información respectiva; el cálculo de las pérdidas técnicas se realizará cada 2 años, utilizando información anual de doce (12) meses correlativos.

3.1 Programas a utilizar

Las herramientas informáticas a utilizarse deberán cumplir con las siguientes condiciones mínimas:

- i. Para el Método de Flujo de Carga, los programas de cómputo deberán ser aptos para redes asimétricas con desbalance de cargas entre fases, con experiencia de uso comprobado y que permitan verificar los resultados de

los casos típicos de redes de distribución asimétricas de 13 y 123 nodos publicados por IEEE-PES¹.

- ii. Para el Método Global de Cálculo de pérdidas en SED (MT/BT) y redes de MT y BT, archivos en hoja de cálculo que muestren los datos, fórmulas y parámetros utilizados.
- iii. Para ambos métodos, archivos en hoja de cálculo que muestren los datos y parámetros utilizados para la determinación de pérdidas en aisladores en MT, acometidas en BT y sistemas de medición en BT.

Las herramientas informáticas, deben contar con sus propias librerías de resistencias de conductores y cables, y datos de pérdidas de transformadores, aisladores y sistemas de medición.

3.2 Presentación de resultados

Las empresas deberán presentar los resultados completando los formatos de reporte de balance de potencia y energía, cálculo de pérdidas por componente de red, y resúmenes de pérdidas por sistema eléctrico, sector típico y empresa.

Asimismo deberán presentar un informe con el detalle de los cálculos en medio magnético, conteniendo:

- i. El método empleado para el cálculo de pérdidas en cada componente de red (Flujo de Carga o Método Global de Cálculo).
- ii. En el caso de utilizar el Método de Flujo de Carga, indicar el programa de cómputo utilizado.
- iii. Detalle y fuente de los datos de las cargas utilizados en los alimentadores de MT, SED y circuitos BT.
- iv. Sustento de los factores estadísticos que afectan a los cálculos de carga (factor de simultaneidad o coincidencia, factor de contribución a la punta, tiempo de utilización, y factor de potencia).
- v. Sustento de los factores utilizados en el Método Global de Cálculo o con el Flujo de Carga.
- vi. Datos de parámetros de líneas, transformadores y sistemas de medición utilizados.
- vii. Listado enunciativo de todos los datos empleados.

3.3 Información base

Los resultados de los cálculos obtenidos, sea mediante el Método Global de Cálculo o mediante Flujos de Carga, se sustentarán con la siguiente información base:

- i. Energía abastecida (según SET (AT/MT) o SED), detallando intercambios entre empresas (en MT y BT), aportes de generación propia y generación distribuida (en MT y BT), consumos temporales y extraordinarios (en MT y BT).
- ii. Pérdidas no técnicas en MT, detallando estimación de energía consumida y recuperada en el período.
- iii. Datos de energía comprada por la empresa (en AT, MT y/o BT).
- iv. Lecturas de energía consumida por los usuarios libres o regulados según opción tarifaria, incluido el alumbrado público.

¹ <http://ewh.ieee.org/soc/pes/dsacom/testfeeders/>

**RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA
OSINERGMIN N° 044-2015-OS/CD**

- v. Potencias máximas registradas de grandes usuarios (en MT y BT) en horas punta y fuera de punta, incluida la demanda de usuarios libres que utilicen la red de distribución.
- vi. Coordenadas geográficas de los usuarios y camino eléctrico de atención de cada usuario desde su punto de conexión a la red hasta las barras de la SET correspondiente, diferenciadas por fase (R, S, T).
- vii. Esquemas de las redes en MT y BT que permitan determinar la longitud de cada tramo de los circuitos troncales y ramales de derivación, la configuración de la red considerando la separación de los conductores, y la ubicación de las SED y usuarios en MT.
- viii. Librerías de datos de cálculo conteniendo resistencias y reactancias de conductores utilizados en redes de MT y BT, pérdidas en el hierro (Fe) y en el cobre (Cu) de los transformadores, pérdidas en sistemas de medición, pérdidas en aisladores.
- ix. Inventario de las SED.
- x. Inventario de las redes de BT identificando las SED y salidas de baja tensión a las que pertenecen, señalando secciones de conductores, configuración y longitudes por tramos.
- xi. Inventario de acometidas según opción tarifaria y tipo de red.
- xii. Inventario de medidores según tipo de tarifa y tecnología.
- xiii. Factores de simultaneidad, factores de contribución a la punta, factores de potencia y tiempos de utilización de cada opción tarifaria y sector típico.

Se efectuarán las siguientes mediciones y/o cálculos intermedios:

- i. Carga o demanda horaria de los transformadores AT/MT y de los alimentadores en MT en la SET, que abastecen el sistema eléctrico.
- ii. Carga o demanda máxima anual de las SED, efectuada mediante estimaciones a partir de energías facturadas; y/o mediante balance de cargas registradas por alimentador en MT y/o mediciones realizadas con totalizadores instalados en las SED.
- iii. Simultaneidad de carga de alimentadores en MT a nivel de la SET.
- iv. Simultaneidad y contribución a la punta de las cargas de las SED y usuarios en MT a nivel alimentador en MT.
- v. Simultaneidad de cargas de alimentadores en BT a nivel de las SED.
- vi. Asimetría y desequilibrio de cargas entre fases a nivel de MT y BT.
- vii. Registros de factor de potencia en bornes de BT de las SED, salidas en MT de las SET, y usuarios en MT.

4. PÉRDIDAS EN LA RED DE MEDIA TENSIÓN

4.1 Consideraciones generales

En el cálculo de pérdidas mediante Flujo de Carga, el programa de cómputo a utilizar deberá permitir determinar las corrientes que circulan por cada tramo y fase de cada circuito de MT. Este programa debe ser apto para modelar líneas trifásicas, bifásicas y monofásicas, y debe calcular flujos con cargas desbalanceadas.

En el Flujo de Carga se utilizará la demanda máxima de cada alimentador, y se considerará los siguientes criterios:

- i. Se tomará como dato base la corriente máxima registrada en cada alimentador. Se determinará luego la carga de cada SED en base a las

mediciones y/o energía facturada y/o las potencias registradas en los usuarios de BT afectadas por un factor de contribución a la punta, de modo que se verifique un balance con la corriente máxima del alimentador.

- ii. Se asumirán tensiones constantes en la barra de referencia en MT, iguales a la tensión nominal o la tensión de operación del sistema.
- iii. Las pérdidas de energía de cada segmento del alimentador se determinarán multiplicando las pérdidas de potencia del mismo por un tiempo equivalente de pérdidas del alimentador, que se asumirá uniforme por cada alimentador.
- iv. Los circuitos de MT se identificarán por subestación de transmisión (SET), nivel de tensión de MT, y tecnología (urbana: subterránea o aérea; y rural: aérea).

4.2 Modelamiento de Sistemas MT

Tanto en el caso de aplicación de Flujos de Carga como en el Método Global de Cálculo, se deberán modelar las características más fidedignas de los sistemas en MT, debiendo tenerse en cuenta los desequilibrios de corriente respectivos. Los sistemas de MT a considerar son los que se detallan en la figura 1.

Figura 1

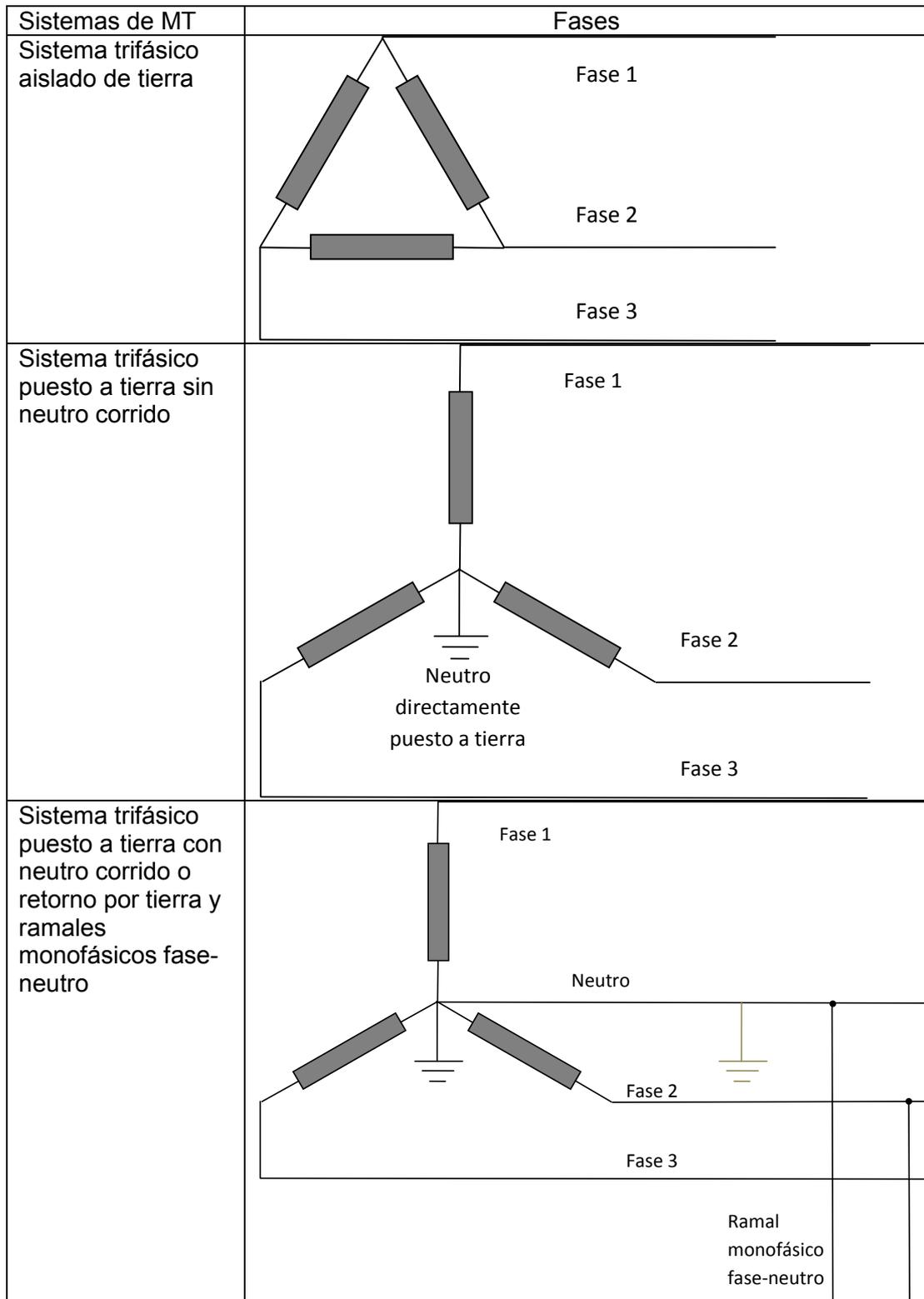
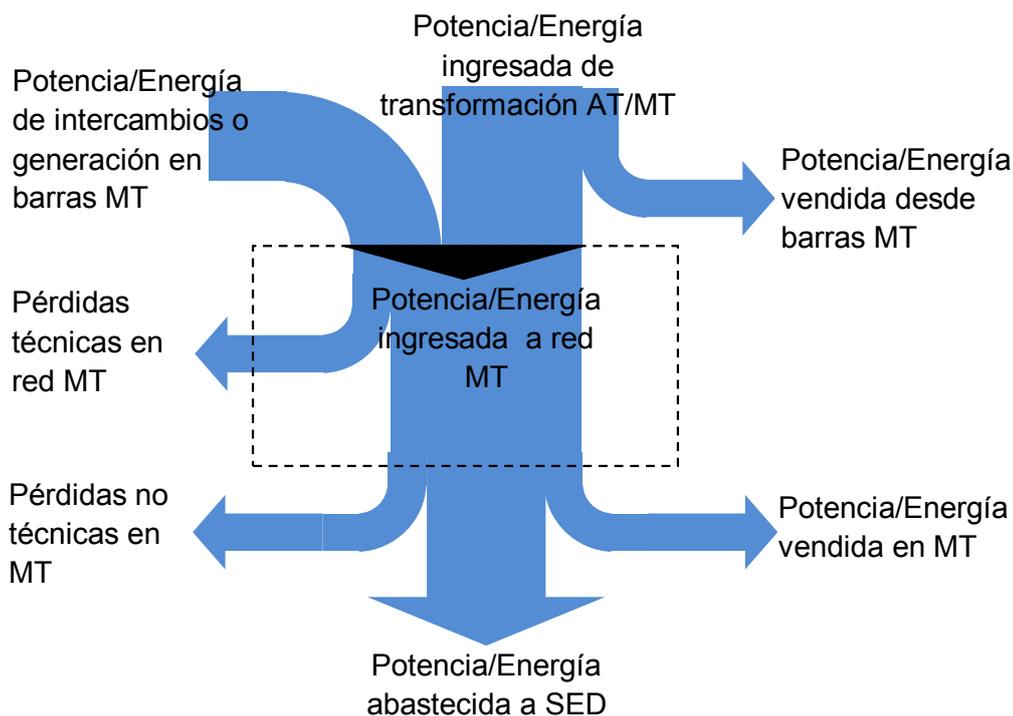


Figura 2



4.4 Demanda máxima por alimentador

Para cada alimentador se considerará la máxima corriente anual en condiciones de operación normal.

4.4.1 Registros de corrientes por alimentador

Si se dispone de información de corrientes por alimentador registradas de manera horaria, se adoptará la corriente representativa mediante los siguientes criterios:

- i. Se obtendrá el valor máximo anual, verificando que la condición de operación del sistema fue normal en ese día y hora, caso contrario se descartará dicho valor y se tomará el siguiente que cumpla con dicha condición.
- ii. En caso de no disponer de registros de carga vinculados a la condición de operación del alimentador, se extraerán los 10 valores máximos registrados durante el año, se determinará el promedio aritmético, descartando aquellos valores que superen el 25% de dicho promedio. Efectuada esta operación, se adoptará el mayor de los valores no descartados.

4.4.2 Evaluación de simultaneidad entre alimentadores

El factor de simultaneidad entre la carga máxima registrada en el secundario del transformador AT/MT y la demanda máxima asignada a los alimentadores derivados o atendidos con dicho transformador, se verificará mediante la fórmula (1).

$$\mu_{s-al} = \frac{I_{maxSET}}{\sum_i I_{maxal_i}} \quad (1)$$

Donde:

- μ_{s-al} : Factor de simultaneidad de los alimentadores MT a nivel del transformador AT/MT.
 I_{maxSET} : Carga máxima registrada en el secundario del transformador.
 $\sum_i I_{maxal_i}$: Carga máxima asignada a los alimentadores derivados.

4.5 Carga derivada de cada SED o usuario MT

Para evaluar las corrientes en cada segmento de los circuitos de MT, se asignará a cada SED o punto de suministro en MT una potencia aparente correspondiente a su máxima demanda.

Con los registros de corriente máxima por SED, se determinará previamente el factor de simultaneidad SED-alimentador (μ_{SED-al}), a través de la fórmula (2).

$$\mu_{SED-al} \approx \frac{I_{maxalim} - \frac{1}{\sqrt{3} \cdot U_n \cdot fp_{MT}} \cdot \left[\mu_{s-cMTp} \cdot \sum_j P_{MTp_j} + \mu_{s-cMTfp} \cdot Fc_{cMTfp} \cdot \sum_k P_{MTfp_k} \right]}{\sum_i I_{maxSED_i}} \quad (2)$$

Donde:

- $I_{maxalim}$: Corriente máxima registrada del alimentador (A).
 I_{maxSED_i} : Corriente máxima registrada en la SED "i" del alimentador (A).
 $\sum_j P_{MTp_j}$: Sumatoria de potencias máximas registradas para grupo de usuarios de MT con medición en horas punta (kW).
 μ_{s-cMTp} : Factor de coincidencia (simultaneidad) de usuarios MT con medición en horas punta, en caso hubiese más de un usuario MT. Caso contrario se adopta el valor de 1.
 $\sum_k P_{MTfp_k}$: Sumatoria de potencias máximas registradas para grupo de usuarios de MT con presencia en horas fuera de punta (kW).
 $\mu_{s-cMTfp}$: Factor de simultaneidad de usuarios MT con presencia en horas fuera de punta, en caso hubiese más de un usuario MT. Caso contrario se adopta el valor de 1.
 Fc_{cMTfp} : Factor de contribución a la punta de usuarios MT con presencia en horas fuera de punta.

$f_{p_{cMT}}$: Factor de potencia típico de usuarios MT.

La determinación de las cargas por SED teniendo en cuenta la corriente registrada y el factor de simultaneidad, se determinará con la fórmula (3).

$$S_{sSED_k} = \mu_{SED-al} \cdot S_{SED_k} \quad (3)$$

En caso no disponer de registros de demanda máxima por SED, se asignará a cada SED o punto de suministro en MT una potencia aparente proporcional a la demanda estimada por la facturación, de modo que se totalice la carga del alimentador.

Dado que las corrientes se determinarán a partir de las cargas abastecidas, en los sistemas de cálculo se deben considerar cargas de potencia activa y reactiva constantes.

La potencia aparente máxima simultánea en cada SED "i" asociada a un alimentador "j" (S_{SEDsi}^j) en KVA, se determinará mediante la fórmula (4).

$$S_{SEDsi}^j = S_{max al j} \cdot \frac{S_{dsfSEDi}^j}{S_{dsfal j}} \cdot k_{aj} \quad (4)$$

Donde:

$S_{max al j}$: Potencia aparente demandada por el alimentador "j" en kVA, obtenida a partir de la corriente máxima respectiva:

$$S_{max al_i} = \sqrt{3} \cdot U_n \cdot I_{max al_i} \quad (5)$$

k_{aj} : Factor de ajuste (valor cercano a 1,0) adoptado de modo que la corriente que resulte de los cálculos mediante programas de flujo de carga sea igual a la corriente máxima del alimentador.

$S_{dsfal j}$: Potencia aparente estimada según la facturación, para el alimentador "j".

$S_{dsfSEDi}^j$: Potencia aparente estimada a nivel de alimentador según la facturación, para la SED "i" del alimentador "j".

U_n : Tensión nominal en kV.

El factor k_{aj} se determinará ajustando los valores de carga obtenidos por el programa de flujo con la carga máxima registrada del alimentador, la diferencia del ajuste debe ser menor o igual al error de convergencia.

El error admitido para la convergencia de los cálculos iterativos en programas de cómputo de Flujo de Carga será de 0,1%.

La potencia activa (P_{dsfalj}), reactiva (Q_{dsfalj}), y aparente (S_{dsfalj}) estimadas con datos de facturación para el alimentador "j", se obtienen mediante las fórmulas (6), (7) y (8).

$$P_{dsfalj} = \sum_k P_{dsfSED_i}^j + \left[\mu_{s-cMTP} \cdot \sum_j P_{MTP_j} + \mu_{s-cMTfp} \cdot Fc_{cMTfp} \cdot \sum_k P_{MTfp_k} \right] \quad (6)$$

$$Q_{dsfalj} = \sum_k Q_{dsfSED_i}^j + \frac{\sqrt{1-fp_{cMT}^2}}{fp_{cMT}} \cdot \left[\mu_{s-cMTP} \cdot \sum_j P_{MTP_j} + \mu_{s-cMTfp} \cdot Fc_{cMTfp} \cdot \sum_k P_{MTfp_k} \right] \quad (7)$$

$$S_{dsfalj} = \sqrt{P_{dsfalj}^2 + Q_{dsfalj}^2} \quad (8)$$

Donde:

$\sum_j P_{MTP_j}$: Sumatoria de potencias máximas registradas para grupo de usuarios de MT con medición en horas punta (kW).

μ_{s-cMTP} : Factor de coincidencia (simultaneidad) de usuarios en MT con registro de potencia máxima en horas punta, en caso hubiese más de un usuario en MT. Caso contrario se adopta valor igual a 1,0.

$\sum_k P_{MTfp_k}$: Sumatoria de potencias máximas registradas para grupo de usuarios de MT con registro de potencia máxima y presencia en horas fuera de punta (kW).

$\mu_{s-cMTfp}$: Factor de simultaneidad de usuarios en MT con presencia en horas fuera de punta, en caso hubiese más de un usuario en MT. Caso contrario se adopta valor igual a 1,0.

Fc_{cMTfp} : Factor de contribución a la punta de usuarios en MT con presencia en horas fuera de punta.

fp_{cMT} : Factor de potencia típico de usuarios en MT.

$P_{dsfSED_i}^j, Q_{dsfSED_i}^j$: Potencias activa y reactiva estimadas por facturación para la SED "i" del alimentador "j" (kW), obtenidas a partir de datos típicos de demanda por segmento con demanda residencial dominante, aplicando fórmulas (9), (10) y (11).

$$P_{dsfSED_i}^j = \frac{E_{BTEr_i}}{Tu_{BTEr}} + F_{CPBTEg} \cdot \frac{E_{BTEg_i}}{Tu_{BTEg}} + \mu_{s-BTFP\infty} \cdot F_{CBTFP} \cdot \sum_k P_{BTFP_k} + \mu_{s-BTP\infty} \cdot \sum_m P_{BTP_m} + \frac{E_{ap_i}}{Tu_{ap}} - \mu_{GD} \cdot \sum_l P_{GDpbti} \quad (9)$$

$$Q_{dsfSED_i}^j = \frac{\sqrt{1 - f_{pSED}^2}}{f_{pSED}} \cdot \left[P_{dsfSED_i}^j + \mu_{GD} \cdot \sum_l P_{GDpb_t_l} \right] - \mu_{GD} \cdot \sum_l Q_{GDpb_t_l} \quad (10)$$

$$S_{dsfSED_i}^j = \sqrt{P_{dsfSED_i}^j^2 + Q_{dsfSED_i}^j^2} \quad (11)$$

Donde:

- E_{BTEr_i} : Energía total abastecida a usuarios residenciales con sólo medición de energía (kWh).
- Tu_{BTEr} : Horas de uso anual (Tiempo de utilización) para el grupo de usuarios residenciales con sólo medición de energía (horas).
- E_{BTEg_i} : Energía total abastecida a usuarios no residenciales con sólo medición de energía (kWh).
- Tu_{BTEg} : Horas de uso anual (Tiempo de utilización) para el grupo de usuarios no residenciales con sólo medición de energía (horas).
- F_{CPBTEg} : Factor de contribución a la punta de demanda no residencial con sólo medición de energía.
- $\mu_{s-BTFP\infty}$: Factor de coincidencia (simultaneidad) para un gran número de usuarios con medición de potencia máxima y presencia en horas fuera de punta.
- F_{CBTFP} : Factor de contribución a la punta de demanda de usuarios residenciales con registro de potencia máxima y presencia en horas fuera de punta.
- $\sum_k P_{BTFP_k}$: Sumatoria de potencias registradas de usuarios de BT con registro de potencia máxima y presencia en horas fuera de punta (kW).
- $\mu_{s-BTP\infty}$: Factor de simultaneidad para gran cantidad de usuarios con registro de potencia en horas punta en BT.
- $\sum_m P_{BTP_m}$: Sumatoria de potencias registradas de usuarios de BT con registro de potencia en horas punta en BT (kW).
- E_{ap_i} : Energía abastecida al alumbrado público (kWh).
- Tu_{ap} : Horas de uso anual (Tiempo de utilización anual) del Alumbrado Público (horas).
- f_{pSED} : Factor de potencia típico de una SED, obtenido por medición muestral en SEDs que no tengan aporte de generación distribuida.
- $P_{GDpb_t_l}$: Registro de la potencia activa aportada en la punta por la generación distribuida "l" (kW).
- $Q_{GDpb_t_l}$: Registro de la potencia reactiva aportada en la punta por la generación distribuida "l" (kVAr).

- μ_{GD} : Factor de simultaneidad de los generadores distribuidos conectados a la misma SED.
- $S_{dsfSED_i}^j$: Potencia aparente estimada simultánea de la SED “j” del alimentador “i” (kVA).

La potencia reactiva estimada a través del factor de potencia incluye la eventual componente reactiva deformante asociada a las armónicas.

Para demandas donde se dispone registro de potencia, se evaluará el factor de simultaneidad para una muestra significativa de usuarios, mediante el cociente entre el máximo de la suma de las demandas del conjunto, y la sumatoria de los máximos individuales.

En redes con SEDs trifásicas, las corrientes se considerarán simétricas, y se debe aplicar un factor de corrección a las pérdidas calculadas para tomar en cuenta la influencia de las asimetrías, de igual modo para las asimetrías y/o desequilibrios en casos de redes con retorno por neutro si no se dispusiera de un programa con capacidad para evaluarlas. Si se utiliza un programa con capacidad para calcular redes asimétricas, se debe indicar la conexión entre fases o fase-neutro de los ramales y SEDs monofásicos. Las corrientes obtenidas por cálculo se deben comparar con las mediciones, a efectos de determinar los factores de corrección respectivos.

Los tiempos de utilización, factores de simultaneidad para grandes grupos de usuarios y factores de contribución a la punta para las opciones tarifarias podrán ser tomados de la regulación tarifaria respectiva.

El factor de potencia de cada SED se considerará uniforme y mayor al observado en barras de la SET, a efectos que el factor de potencia obtenido para la corriente de salida calculada permita el cierre en balance.

Para que los resultados se ajusten a la corriente real de la salida y su factor de potencia, se adoptarán las potencias aparentes por SED con un factor de ajuste que verifique el módulo de la corriente del alimentador, con un factor de potencia por SED mayor al del alimentador (o de la SET si no se dispone). Seguidamente se debe ajustar el factor de potencia de las SEDs hasta que se verifique el cierre o balance.

4.6 Cálculo de pérdidas de potencia por alimentador resultante

La pérdida máxima de potencia del alimentador MT se determinará sumando las pérdidas de cada segmento, considerando un factor de asimetría, según la fórmula (12).

$$P_{p\max al_i} = m \cdot k_{as} \sum_j r_{ij} \cdot I_{ij}^2 \cdot L_{ij} \cdot 10^{-3} \quad (12)$$

Donde:

- $P_{p\max al_i}$: Pérdida máxima de potencia del alimentador (kW)

- m : Cantidad de conductores
- L_{ij} : Longitud del segmento (km)
- r_{ij} : Resistencia del conductor del alimentador “i” en el tramo “j” (Ohm/km).
- k_{as} : Factor de Asimetría de corrientes de fase (en caso que el cálculo no se realice con cargas asimétricas).

El factor de asimetría se aplicará en segmentos trifásicos, donde se haya considerado corrientes simétricas y las mediciones muestren asimetría. Dicho factor se determinará a partir de mediciones de corriente en las distintas fases de los alimentadores de MT, y se calculará según la fórmula (13).

$$k_{as} = \frac{3 \cdot \sum_{j=1}^3 I_j^2}{\left[\sum_{j=1}^3 I_j \right]^2} \quad (13)$$

Donde:

- k_{as} : Factor de asimetría de corrientes de fase.
- I_j : Corriente de cada fase “j” (A).

4.7 Método Global de Cálculo de pérdidas de potencia

El Método Global de Cálculo debe aplicarse de acuerdo con los criterios que se describen en la presente sección.

- i. Para el modelamiento de las redes de MT, se utilizará el inventario de instalaciones por cada alimentador de cada SET, considerando las SEDs y usuarios MT conectados a la red.
- ii. La distribución de cargas a lo largo de la troncal y de los ramales se supondrá uniforme en zonas urbanas o rurales, siempre que el alimentador recorra áreas sin demandas concentradas.
- iii. En las expresiones de cálculo, se aplicarán factores de corrección, obtenidos mediante procesamiento de los datos disponibles, que se indicarán en las referencias a las mismas.
- iv. En caso de disponer de datos suficientes en todos los alimentadores, o existan alimentadores que por extensión y distribución de cargas no uniforme lo amerite (caso de alimentadores extensos que abastecen varios agrupamientos urbanos distanciados), se efectuará el cálculo sobre la topología particular, aplicando la metodología señalada para el Factor de resto de red BT. En este caso se utilizan las demandas por SED ajustadas a la demanda del alimentador derivadas de cada tramo de red, y se evalúan las pérdidas considerando las cargas de entrada y salida de cada alimentador.

4.7.1 Conformación de los circuitos

Para conformar circuitos típicos se utilizarán las siguientes tipologías de alimentador:

4.7.1.1 Alimentador con troncal y ramales (típico de redes aéreas)

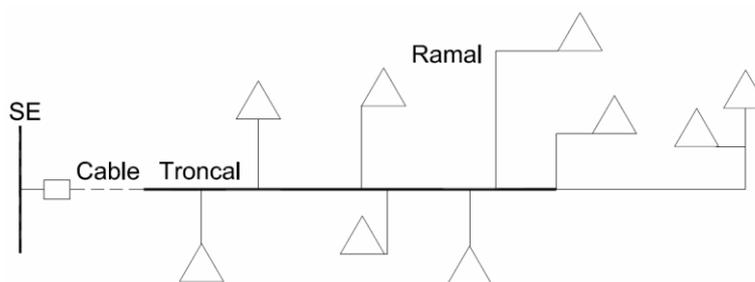
Alimentadores constituidos por una línea troncal con conductores de mayor sección, y derivaciones de menor sección. El primer tramo de troncal desde la SET hasta el arranque de línea aérea en caso de estar ejecutado total o parcialmente con cable subterráneo. Las expresiones de cálculo se basan en este caso general, que se compone de tres partes (ver figura 3).

Primer tramo de troncal: Comprende desde la SET hasta la primera SED. En caso de estar compuesto por tramos subterráneos y aéreos, se debe utilizar el valor de resistencia de cada tramo por separado.

Resto de troncal: Constituido por la línea aérea del mismo tipo que el primer tramo, de la que se derivan otras SEDs, usuarios en MT, y ramales. De existir diferencia de secciones de conductor respecto a la troncal, se adoptará como resistencia el promedio ponderado según la longitud de cada tramo con conductores diferentes.

Ramales: Derivaciones radiales aéreas de menor capacidad de carga que el troncal. Se tomará en cuenta la extensión total de los ramales, la cantidad de ramales, y los tipos de conductores empleados, a efectos de utilizar una resistencia promedio ponderado según la longitud de cada tramo de ramal con conductores diferentes.

Figura 3



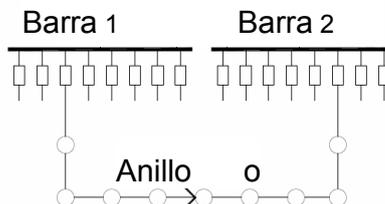
4.7.1.2 Arquitectura de alimentador enmallado

Configuración representativa de redes subterráneas utilizadas en zonas de muy alta y alta densidad de carga (ver figura 4). En esta configuración los alimentadores no poseen derivaciones.

Siendo que las troncales de los alimentadores en esta configuración poseen generalmente cables de distintas tecnologías y secciones, se asignará un valor de resistencia ponderado según la longitud total de cada tipo de cable.

Se considerará una carga lineal uniformemente distribuida, a partir de la demanda máxima registrada, y considerando una extensión nula de los ramales.

Figura 4



4.7.1.3 Alimentador con carga en extremo

A los efectos de cálculo, se considerará que no existe tramo de alimentador con carga distribuida, ni ramales, por lo que sólo existirá el primer segmento de la configuración descrita en el numeral 4.7.1.1

4.7.2 Cálculo de pérdidas técnicas en alimentadores

El cálculo de la pérdida máxima de potencia por alimentador ($P_{p\ max\ ali}$) en kW, se determina mediante la fórmula (14).

$$P_{p\ max\ ali} = \left[3 \cdot r_{1Si} \cdot L_{1Si} \cdot I_{ali}^2 + 3 \cdot r_{Ti} \cdot \left[\frac{1}{3} \cdot (L_{Ti} - L_{1Si}) \right] \cdot I_{al}^2 + 3 \cdot r_{ri} \cdot \left(\frac{1}{2} \cdot L_{rti} \right) \cdot \left(\frac{I_{al} \cdot k_{ri}}{n_{ri}} \right)^2 \right] \cdot k_{as} \cdot 10^{-3} \quad (14)$$

Donde:

- r_{1Si} : Resistencia promedio ponderada del conductor del Primer segmento de troncal (Ohm/km).
- r_{Ti} : Resistencia promedio ponderada del conductor del Resto de troncal (Ohm/km).
- r_{ri} : Resistencia promedio ponderada del conductor de los ramales (Ohm/km).
- L_{1Si} : Longitud del conductor del Primer segmento de troncal.
- L_{Ti} : Longitud total de la troncal por alimentador "i" (km).
- L_{rti} : Longitud total de ramales por alimentador "i" (km).
- I_{al} : Corriente máxima del alimentador (A).
- k_{ri} : Factor de incidencia de carga en los ramales respecto del total de alimentador.
- n_{ri} : Número de ramales por alimentador "i".
- k_{as} : Factor de asimetría.

En caso que las líneas troncales posean derivaciones monofásicas y retorno por neutro, se considerarán factores de asimetría de corrientes de fase, similares a los indicados para redes BT.

Según el alimentador típico (aéreo, mixto o subterráneo), se aplicarán valores de resistencias al primer segmento de troncal y al resto de troncal. En el caso de alimentadores subterráneos, se considera que no existe longitud de ramales.

El factor de incidencia kr se obtendrá aplicando la fórmula (15), cuyos parámetros fueron definidos en las fórmulas anteriormente descritas.

$$kr_i = \frac{P_{df ram_j}}{P_{dsf al_j}} = \frac{\sum_{ramales} P_{dsf SED_i}^j + \left[\mu_{s-cMTp} \cdot \sum_{ramales} P_{MTp_j} + \mu_{s-cMTfp} \cdot Fc_{cMTfp} \cdot \sum_{ramales} P_{MTfp_k} \right]}{P_{dsf al_j}} \quad (15)$$

4.7.3 Factor de diferencia de cargas entre alimentadores de una misma SET

El factor de diferencia de cargas representa el incremento de pérdidas de potencia debido a las diferencias de las cargas de los circuitos que salen de una misma SET, y será aplicable sólo en los casos en que no se aplique cálculo por Flujo de Carga:

$$k_{dc} = \frac{N \cdot \sum_{j=1}^N I_j^2}{\left[\sum_{j=1}^N I_j \right]^2} \quad (16)$$

Donde:

k_{dc} : Factor de diferencias de carga
 N : Número de alimentadores
 I_j : Corriente de cada alimentador “j” (A)

Este factor se determina a partir del incremento de pérdidas respecto de una situación hipotética ideal, y se aplica como factor de corrección en los casos en que se efectúen cálculos utilizando un alimentador promedio típico, con una carga promedio por alimentador.

4.8 Parámetros eléctricos de las líneas

- i. Como resistencia de los conductores, se utilizará la resistencia equivalente en corriente alterna, considerando un incremento de 30°C respecto a la

temperatura media anual de la zona donde se ubique el sistema eléctrico en estudio.

- ii. Se utilizarán las reactivancias correspondientes a las características geométricas de las líneas.
- iii. En sistemas con retorno por tierra, se considerará las resistencias de puesta a tierra y de retorno por el terreno.

4.9 Tiempo de utilización (horas de uso anuales) y tiempo equivalente por alimentador

El cálculo del tiempo de utilización (Tu_j) y el tiempo equivalente de pérdidas (Teq_j) se determinará tomando en cuenta los registros de demanda horaria por alimentador, según las fórmulas (17) y (18).

$$Tu_j = \frac{\sum_{k=1}^N S_{jk}}{S_{j\max}} \cdot 8760 \quad (17)$$

$$Teq_j = \frac{\sum_{k=1}^N S_{jk}^2}{S_{j\max}^2} \cdot 8760 \quad (18)$$

Donde:

- N : Cantidad de registros de carga por año.
- $S_{j\max}$: Potencia máxima anual registrada en condiciones operativas normales. (kW)

Si sólo se dispusiera de la potencia máxima entregada por el transformador de AT/MT ($P_{\max SET}$) y de la energía abastecida a la red de MT (E_{SET}), el tiempo de utilización (horas de uso) por alimentador (T_{ual}) se estimará con la fórmula (19).

$$T_{ual} = \frac{T_{uSET}}{\mu_{s-al}} = \frac{E_{SET}}{P_{\max SET} \cdot \mu_{s-al}} \quad (19)$$

Si los alimentadores presentan marcadas diferencias en las horas de uso de la máxima demanda, se determinará el tiempo de uso de cada alimentador mediante el cociente de la energía registrada en el alimentador y la potencia máxima estimada para el alimentador, empleando un factor que permita cerrar el balance con la energía abastecida por la SET, tal como muestra la fórmula (20).

$$T_{ualim_i} = \frac{E_{falim_i}}{P_{dsfalim_i}} \cdot k_{corr} \quad (20)$$

Se debe verificar la correspondencia entre la energía medida en la barra de salida de la SET y la calculada a través de las mediciones de energía de los usuarios, utilizando la fórmula (21).

$$E_{barraMT} = k_{corr} \cdot \sum_i S_{maxalim_i} \cdot fp \cdot \frac{E_{falim_i}}{P_{dsfalim_i}} \quad (21)$$

El tiempo equivalente de pérdidas del alimentador (T_{eqal}) se calculará mediante la fórmula (22) solo en los casos que no se dispongan de registros de carga horarios.

$$T_{eqal} = 8760 \cdot [k \cdot Fc + (1-k) \cdot Fc^2] \quad (22)$$

Donde:

Fc : Factor de carga, que resulta $Fc = Tu/8.760$.

k : Factor que depende de los perfiles de demanda. En el caso de demandas con predominancia del sector residencial, este factor es próximo a 0,3.

4.10 Pérdidas de energía variables por alimentador

Las pérdidas de energía en el alimentador de MT "i" (E_{pal_i}), se obtienen a partir de las pérdidas de potencia máxima, mediante la fórmula (23), cuyos parámetros fueron descritos en las fórmulas (14) y (22).

$$E_{pal_i} = P_{pmaxal_i} \cdot T_{eqal_i} \quad (23)$$

4.11 Pérdidas en aisladores de líneas aéreas de MT

Para determinar las pérdidas en aisladores MT se considerarán los siguientes factores:

- i. Tipo del aislador y material
- ii. Niveles de polución.
- iii. Condiciones climáticas: niebla, lluvia, humedad.
- iv. Altura sobre nivel del mar.

Se considerará en las pérdidas de aisladores de las líneas de MT, las correspondientes a los aisladores tipo: i) soporte de línea, ii) suspensión y retención, y iii) aisladores de las SED aéreas.

El cálculo de la pérdida de energía en aisladores se efectuará en cada alimentador o segmento del mismo, considerando la siguiente fórmula:

$$E_{palaish} = p_{pash} \cdot N_{ai} \cdot 8760 \quad (24)$$

Donde:

- $E_{p\ aisl_i}$: Pérdida de energía en aisladores. (kWh)
- $P_{p\ aisl_i}$: Pérdida de potencia por aislador, según nivel de tensión, tecnología del aislador y condición ambiental. (kW).
- N_{ai} : Cantidad de aisladores de una misma tecnología.

4.12 Pérdidas en reguladores de tensión en MT

En los alimentadores que dispongan reguladores de tensión se incluirán las pérdidas en el hierro y cobre, correspondientes.

Las pérdidas en el hierro se determinarán del mismo modo que para el caso de los transformadores de distribución de las SED.

La determinación de pérdidas de potencia en el cobre, se calcularán para la toma (*tap*) en la que el regulador opera al 100% de la carga máxima del alimentador. Para la determinación de las pérdidas de energía en el cobre, se efectuará un promedio ponderado horario de pérdidas de potencia, considerando las tomas (*taps*) y niveles de carga a las que opera en horas punta y fuera de punta.

4.13 Datos a consignar en el resumen de resultados de pérdidas en redes de MT

Los datos a reportar se agruparán por cada sistema eléctrico, separando los alimentadores en:

- i. Aéreos urbanos (incluyendo los que cuentan con tramos subterráneos cortos en el origen del circuito, sin SED derivadas).
- ii. Aéreos rurales.
- iii. Subterráneos.

Por cada sistema eléctrico y tipo de alimentador se indicará lo siguiente, de conformidad con los formatos consignados en el Anexo de la presente norma:

- i. Tensión nominal del alimentador
- ii. Cantidad de fases
- iii. Tipo de alimentador (aéreo urbano, aéreo rural, subterráneo)
- iv. Potencia ingresada a MT
- v. Energía ingresada a MT
- vi. Sección de conductor de la troncal
- vii. Longitud de la troncal
- viii. Sección del conductor del ramal
- ix. Longitud del ramal
- x. Factor de asimetría " k_{as} ".
- xi. Factor de diferencia de cargas " k_{dc} " de los alimentadores de la SET
- xii. Tiempo equivalente de pérdidas promedio.
- xiii. Pérdidas de potencia en conductores (variables).
- xiv. Pérdidas de energía en conductores (variables)
- xv. Tipo(s) de aislador(es) fijo(s)
- xvi. Cantidad de aisladores fijos

- xvii. Pérdidas nominales en aisladores fijos
- xviii. Tipo(s) de aislador(es) de suspensión
- xix. Cantidad de aisladores de suspensión
- xx. Pérdidas nominales en aisladores de suspensión
- xxi. Pérdidas de potencia en aisladores (constantes)
- xxii. Pérdidas de energía en aisladores (constantes)

5. PÉRDIDAS EN SUBESTACIONES ELÉCTRICAS DE DISTRIBUCIÓN MT/BT

Las pérdidas de energía en las SEDs se determinarán como la sumatoria de las pérdidas correspondientes a cada transformador, calculadas incluyendo las pérdidas en el hierro (Fe), las pérdidas en el cobre (Cu), y las pérdidas en los cables de conexión al tablero de BT.

En la hoja de cálculo respectiva, cada transformador se identificará según:

- i. SED a la que pertenece.
- ii. Código del alimentador de MT que lo abastece.
- iii. Potencia de transformación nominal.

A efectos de ajustar el balance de las cargas de las SEDs respecto de la carga total de los alimentadores que las abastecen, los valores de carga de cada transformador se determinarán a partir de los empleados en el cálculo de pérdidas en la red de MT, y serán afectados por un factor que tome en cuenta la simultaneidad (o coincidencia) de la carga máxima de la SED respecto del alimentador.

5.1 Cálculo de pérdidas en transformadores

Las pérdidas en transformadores se calcularán individualmente para cada SED, mediante las fórmulas (25), (26) y (27).

$$Ep_{SEDi}^j = Ep_{fei}^j + Ep_{cui}^j \quad (25)$$

$$Ep_{fei}^j = 8760 \cdot P_{fen} \quad (26)$$

$$Ep_{cu-cbti}^j = Fu_i^{j^2} \cdot k_{ASi} \cdot T_{EQi}^j \cdot (P_{cun} + P_{cbtn}) \quad (27)$$

Donde:

Ep_{SEDi}^j : Pérdidas de energía anuales en el hierro para el transformador "i" del alimentador "j" (kWh).

Ep_{cui}^j : Pérdidas de energía anuales en el cobre para el transformador "i" del alimentador "j" (kWh).

P_{fen}, P_{cun} : Pérdidas de potencia nominales en el cobre y en el hierro según la potencia de transformación, en kW.

- P_{cbm} : Pérdidas de potencia en los cables de conexión de BT entre el transformador y el tablero de BT, a corriente nominal del transformador, (kW).
- $T_{EQ_i}^j$: Tiempo equivalente de pérdidas a nivel de centros de transformación (rural o urbana según corresponda). (Horas)
- Fu_i^j : Factor de utilización del transformador “i” del alimentador “j”.
- k_{AS_i} : Factor de asimetría de corrientes de carga de fase para el módulo de potencia, tipo y condición de instalación.

5.2 Factores de utilización por SED

Cuando los valores de carga máxima de las SED provengan de registros de medición efectuados, se utilizarán directamente dichos valores. Caso contrario, la carga máxima para la evaluación de pérdidas de las SEDs, se calculará a partir de la potencia simultánea de las SEDs, ajustadas en balance con la carga del alimentador que las abastece.

Para ajustar en balance la demanda de cada SED, se efectuará un ajuste por simultaneidad (o coincidencia) respecto de la demanda a nivel del alimentador, a través de la fórmula (28).

$$S_{SEDi}^j = \frac{S_{SEDsi}^j}{\mu_{SEDi}^j} \quad (28)$$

Donde:

- S_{SEDi}^j : Demanda de la SED ajustada según la carga del alimentador que la abastece.
- S_{SEDsi}^j : Demanda de la SED calculada en base a los consumos de potencia y energía.
- μ_{SEDi}^j : Factor de simultaneidad de la SED respecto del alimentador de MT.

El cálculo de la potencia activa y reactiva de cada SED determinado a partir de los consumos de los usuarios conectados, se calculará mediante las fórmulas (29), (30) y (31).

$$P_{df SEDi}^j = \frac{E_{BTEr_i}}{Tu_{BTEr}} \cdot \frac{\mu_{BTE} (N_{BTEr})}{\mu_{BTE\infty}} + F_{CPBTEg} \cdot \frac{E_{BTEg_i}}{Tu_{BTEg}} \cdot \frac{\mu_{BTE} (N_{BTEg})}{\mu_{BTE\infty}} + \mu_{s-BTFP} (N_{BTFP}) \cdot F_{CBTFP} \cdot \sum_k P_{BTFP_k} \quad (29)$$

$$+ \mu_{s-BTP} (N_{BTP}) \cdot \sum_k P_{BTP_k} + \frac{E_{ap_i}}{Tu_{ap}} - \mu_{GD} \cdot \sum_l P_{GDpbtl}$$

$$Q_{df SEDi}^j = \frac{\sqrt{1 - fp_{SED}^2}}{fp_{SED}} \cdot \left[P_{df SEDi}^j + \mu_{GD} \cdot \sum_l P_{GDpbtl} \right] - \mu_{GD} \cdot \sum_l Q_{GDpbtl} \quad (30)$$

$$S_{df\ SEDi}^j = \sqrt{P_{df\ SEDi}^j{}^2 + Q_{df\ SEDi}^j{}^2} \quad (31)$$

Donde:

$\mu_{BTE\infty}$: Factor de simultaneidad global (para gran cantidad de usuarios) de usuarios con sólo medición de energía.

N_{BTEr} : Cantidad de usuarios de BT, con sólo medición de energía residencial.

N_{BTEg} : Cantidad de usuarios de BT, con sólo medición de energía no residencial.

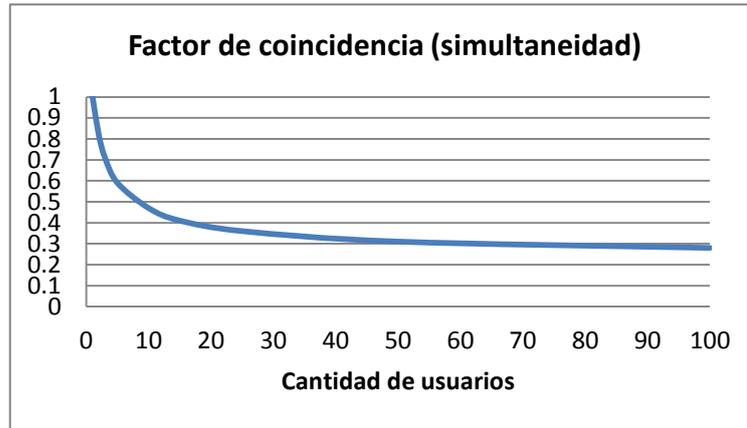
N_{BTFP} : Cantidad de usuarios de BT, con registro de potencia máxima con presencia en horas fuera de punta.

N_{BTP} : Cantidad de usuarios de BT, con registro de potencia máxima en horas punta.

$\mu_{BTE}(N_{BTE})$: Factor de simultaneidad para N usuarios con sólo medición de energía, se puede obtener mediante mediciones estadísticas, cuyo resultado determine curvas similares a la mostrada en la figura 5.

Los demás parámetros utilizados en las fórmulas (29), (30) y (31) son los descritos en las fórmulas del (6) al (11).

Figura 5



Cuando se conozca el factor de simultaneidad para un número significativo de usuarios, el factor de coincidencia (simultaneidad) para demandas con registro de potencia en BT en horas fuera de punta y en horas punta, se estimará en función de la cantidad de usuarios del segmento, con las fórmulas (32) y (33).

$$\mu_{s-BTP}(N_{BTP}) = \mu_{s-BTP\infty} + \frac{(1 - \mu_{s-BTP\infty})}{\sqrt{N_{BTP}}} \quad (32)$$

$$\mu_{s-BTFP}(N_{BTFP}) = \mu_{s-BTFP\infty} + \frac{(1 - \mu_{s-BTFP\infty})}{\sqrt{N_{BTFP}}} \quad (33)$$

El factor de simultaneidad de la SED respecto del alimentador resultará según la fórmula (34).

$$\mu_{SEDi}^j = \frac{S_{dfsSEDi}^j}{S_{dfSEDi}^j} \quad (34)$$

Para SEDs urbanas con demanda residencial dominante, el factor de simultaneidad se determinará también por medición, seleccionando el menor valor obtenido.

El factor de utilización del transformador de la SED "i" del alimentador "j" se determinará según la fórmula (35).

$$Fu_{SEDi}^j = \frac{S_{SEDi}^j}{S_n} \quad (35)$$

Donde:

Fu_{SEDi}^j : Factor de utilización de la SED "i" del alimentador "j".

S_n : Potencia nominal de la SED "i" del alimentador "j". (kW)

5.3 Tiempo equivalente de pérdidas a nivel de la SED

Se determinará a partir de las horas de uso a nivel de la SED, las cuales se obtienen mediante la fórmula (36).

$$Tu_{SEDi}^j = \mu_{SEDi}^j \cdot Tu_{alj} \quad (36)$$

Donde:

Tu_{SEDi}^j : Tiempo de utilización de la SED “*r*” del alimentador “*j*”. (horas)

μ_{SEDi}^j : Factor de simultaneidad (o coincidencia) de la SED “*r*” del alimentador “*j*”.

Tu_{alj} : Tiempo de utilización del alimentador “*j*”. (horas)

Si las cargas de los usuarios asociados a las SEDs de un alimentador presentan diferencias en las horas de uso, el tiempo de utilización promedio se podrá estimar mediante la metodología indicada en las fórmulas (20) y (21), considerando en este caso la demanda máxima y la energía a nivel de cada SED. Si se dispone de medición de energía por alimentador, se aplicará el factor de ajuste k_{corr} antes referido.

El tiempo equivalente de pérdidas de la SED se estimará mediante la fórmula (37):

$$Teq_{SEDi}^j = 8760 \cdot \left[k \cdot \left(\frac{Tu_{SEDi}^j}{8760} \right) + (1 - k) \cdot \left(\frac{Tu_{SEDi}^j}{8760} \right)^2 \right] \quad (37)$$

Donde:

Tu_{SEDi}^j : Tiempo de utilización de la SED “*r*” del alimentador “*j*”. (horas)

μ_{SEDi}^j : Factor de simultaneidad (o coincidencia) de la SED “*r*” del alimentador “*j*”.

Tu_{alj} : Tiempo de utilización del alimentador “*j*”. (horas)

5.4 Factor de asimetría

Se determinará considerando muestras significativas de las SEDs según su potencia nominal y tipos de red en BT abastecidas.

A través de registros de carga por fase se determinará un factor de corrección que representa el aumento de las pérdidas debido a la asimetría (desequilibrio) de las corrientes de fase.

Con las corrientes de fase registradas durante períodos de 7 días correlativos en distintas SEDs, se determinará:

- i. La sumatoria de los cuadrados de las corrientes de fase, valor representativo de las pérdidas reales en el cobre.
- ii. El cuadrado de la media aritmética de las corrientes, que asumiendo igual factor de potencia en las tres fases, es la corriente simétrica correspondiente a la potencia total, la que elevada al cuadrado y multiplicada por 3 representará en proporción las pérdidas en el cobre.

Luego, el factor de corrección (k_{as}) se determinará como el cociente de las sumatorias indicadas anteriormente en i y ii, para todos los registros del período, según la fórmula (38).

$$k_{as} = \frac{\sum_{i=1}^3 I_i^2}{\frac{\left[\sum_{i=1}^3 I_i \right]^2}{3}} \quad (38)$$

5.5 Factor de dispersión de niveles de carga

Para cada módulo de transformación y tipo de instalación, se determinará el factor de dispersión estadística de los niveles de carga de los transformadores, a partir de la potencia máxima estimada de las SEDs de cada grupo de potencia y tipo de red, mediante la fórmula (39).

$$k_{dc_i} = \frac{\sum_j Fc_{ji}^2}{\frac{1}{N_i} \left[\sum_j Fc_{ji} \right]^2} \quad (39)$$

Donde:

k_{dc_i} : Factor de dispersión de los niveles de carga del módulo "i".

Fc_{ji} : Factor de carga de transformador "j", de módulo "i".

N_i : Número de transformadores de módulo "i".

El factor de dispersión se podrá utilizar tanto como referencia o como factor de incremento de pérdidas variables cuando se realice el cálculo mediante factores

de carga promedio según módulo. No se empleará cuando se realice el cálculo en forma individual para cada transformador.

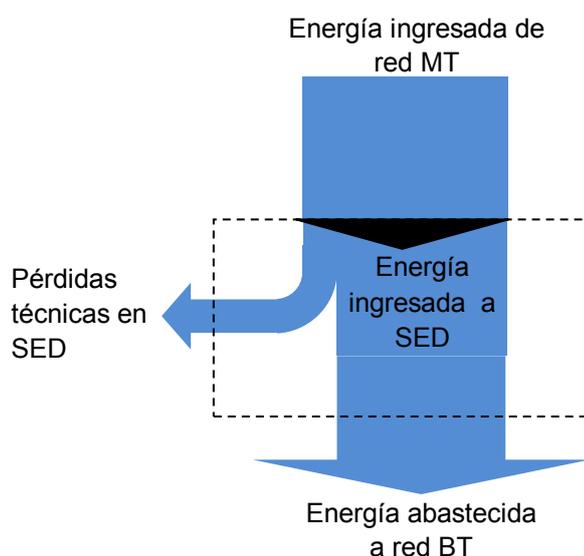
5.6 Pérdidas en el hierro y el cobre (a corriente nominal)

Las pérdidas nominales de cada módulo de transformación se adoptarán de acuerdo a valores típicos (reales) aplicables a transformadores adquiridos en los últimos 20 años por cada empresa.

5.7 Flujo de potencia y energía en las SEDs

La potencia y energía abastecida por las SEDs será utilizada para la estimación de las corrientes por salida de BT en el Método Global de Cálculo, y también para el ajuste de los cálculos por Flujo de Carga, según se representa en la figura 6.

Figura 6



5.8 Datos a consignar en el resumen de pérdidas en las SEDs

En el cuadro de resultados se deberán agrupar las SEDs por sistema eléctrico según módulo de transformación.

Para cada módulo de transformación por sistema eléctrico se indicará, según los formatos del Anexo, lo siguiente:

- i. Potencia nominal de transformación.
- ii. Cantidad de SEDs.
- iii. Energía ingresada a las SEDs
- iv. Potencia simultánea ingresada a las SEDs
- v. Factor de utilización promedio.
- vi. Potencia de pérdidas en el cobre (Cu) nominal, utilizada.
- vii. Potencia de pérdidas en el hierro (Fe) nominal, utilizada.

- viii. Longitud del cable de conexión del transformador al tablero en BT.
- ix. Sección del cable de conexión transformador/tablero BT.
- x. Factor de asimetría.
- xi. Factor de dispersión de los niveles de carga.
- xii. Tiempo de utilización promedio.
- xiii. Tiempo equivalente de pérdidas.
- xiv. Energía de pérdidas en el cobre (Cu) resultantes.
- xv. Energía de pérdidas en el hierro (Fe) resultantes.
- xvi. Energía de pérdidas en el cable de conexión transformador/tablero BT.

6. PÉRDIDAS EN LA RED DE BAJA TENSIÓN

6.1 Cálculo mediante Flujos de Carga

Para efectuar cálculos mediante Flujos de Carga se debe disponer información digital de la conectividad de los usuarios por fase.

Los cálculos se efectuarán por cada salida de la SED. Los valores de demanda simultánea obtenidos a partir del consumo de los usuarios finales deben cerrar en balance con la carga total atendida por la SED.

Se tendrá en cuenta lo siguiente:

- i. La tensión en bornes de BT de la SED será igual a la tensión resultante del cálculo de Flujo de Cargas en MT, considerando adicionalmente la caída de tensión en el transformador para la carga máxima de la SED, y la posición de toma de regulación (*tap*) correspondiente.
- ii. Las cargas de cada usuario de BT se considerarán de potencia activa y factor de potencia constantes. La potencia activa y reactiva de cada usuario "i" de una opción tarifaria determinada, conectado a la SED "j" se asignarán en función de las energías o potencias registradas, y los factores de coincidencia y contribución a la punta que correspondan.

Las potencias activa y reactiva según opción tarifaria se determinarán con las fórmulas (40) a la (49).

$$P_{cBTEi}^j = \frac{E_{BTEr_i}^j}{Tu_{BTEr}} \cdot \frac{\mu_{BTE} (N_{BTEr}^j)}{\mu_{BTE\infty}} \cdot k_{aj} \quad (40)$$

$$Q_{cBTEi}^j = P_{cBTEi}^j \cdot \frac{\sqrt{1 - fp_{BTEr}^2}}{fp_{BTEr}} \quad (41)$$

$$P_{cBTEgi}^j = F_{CPBTEg} \cdot \frac{E_{BTEg_i}^j}{Tu_{BTEg}} \cdot \frac{\mu_{BTE} (N_{BTEg}^j)}{\mu_{BTE\infty}} \cdot k_{aj} \quad (42)$$

$$Q_{cBTEgi}^j = P_{cBTEgi}^j \cdot \frac{\sqrt{1 - fp_{BTEg}^2}}{fp_{BTEg}} \quad (43)$$

$$P_{sBTFP_k}^j = \mu_{s-BTFP} \left(N_{BTFP}^j \right) \cdot F_{CPBTFP} \cdot P_{BTFP_k}^j \cdot k_{aj} \quad (44)$$

$$Q_{sBTFP_k}^j = P_{sBTFP_k}^j \cdot \frac{\sqrt{1 - fp_{BTFP}^2}}{fp_{BTFP}} \quad (45)$$

$$P_{sBTP_k}^j = \mu_{s-BTP} \left(N_{BTP}^j \right) \cdot P_{BTP_k}^j \cdot k_{aj} \quad (46)$$

$$Q_{sBTP_k}^j = P_{sBTP_k}^j \cdot \frac{\sqrt{1 - fp_{BTP}^2}}{fp_{BTP}} \quad (47)$$

$$P_{artAP_n}^j = \frac{E_{apn}^j}{Tu_{ap}} \quad (48)$$

$$Q_{artAP_n}^j = P_{artAP_n}^j \cdot \frac{\sqrt{1 - fp_{AP}^2}}{fp_{AP}^2} \quad (49)$$

Donde los parámetros (incluyendo algunos expresados para el cálculo de demanda de la SED) son:

- $P_{sBTEr_i}^j; Q_{sBTEr_i}^j$: Potencia activa y reactiva simultáneas a nivel de la SED "j", correspondiente a usuarios residenciales con sólo medición de energía "i". (kW)
- $P_{sBTEg_i}^j; Q_{sBTEg_i}^j$: Potencia activa y reactiva simultáneas a nivel de la SED "j", correspondiente a usuarios no residenciales con sólo medición de energía "i". (kW)
- $P_{sBTFP_k}^j; Q_{sBTFP_k}^j$: Potencia activa y reactiva simultánea a nivel de la SED "j", correspondiente al usuario "k" con registro de potencia y presencia en horas fuera de punta. (kW)
- $P_{sBTP_k}^j; Q_{sBTP_k}^j$: Potencia activa y reactiva simultáneas a nivel de la SED "j", correspondiente a los usuarios con registro de potencia en horas punta. (kW)
- $P_{artAP_n}^j; Q_{artAP_n}^j$: Potencia activa y reactiva máxima de la SED "j", correspondiente al circuito "n" de alumbrado público. (kW)
- $E_{BTEr_i}^j$: Energía facturada de usuario "i" de opción tarifaria con sólo medición de energía, uso residencial de la SED "j". (kWh)
- Tu_{BTEr} : Horas de uso (tiempo de utilización) global de usuarios de opción tarifaria con sólo medición de energía, uso residencial. (horas)
- $\mu_{BTE} \left(N_{BTEr}^j \right)$: Factor de simultaneidad para la cantidad de usuarios de simple tarifa uso residencial de la SED "j".

**RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA
OSINERGMIN N° 044-2015-OS/CD**

- $\mu_{BTE\infty}$: Factor de simultaneidad global (para gran cantidad de usuarios) con sólo medición de energía.
- F_{CPBTEg} : Factor de contribución a la punta de la demanda máxima de usuarios con sólo medición de energía, uso no residencial.
- $E_{BTEg_i}^j$: Energía facturada al usuario “i” de usuarios con sólo medición de energía no residencial de la SED “j” (kWh).
- Tu_{BTEg} : Horas de uso (tiempo de utilización) global de segmento de usuarios con sólo medición de energía uso no residencial. (horas)
- $\mu_{BTE}(N_{BTEg}^j)$: Factor de simultaneidad de los N usuarios del segmento con sólo medición de energía no residencial de la SED “i” (puede asumirse curva similar al residencial).
- $\mu_{s-BTFP}(N_{BTFP}^j)$: Factor de simultaneidad de los usuarios con registros de potencia y presencia en horas fuera de punta de la SED.
- F_{CPBTFP} : Factor de contribución a la punta de la demanda de usuarios con registro de potencia y presencia en horas fuera de punta.
- $P_{BTFP_k}^j$: Potencia máxima registrada del usuario “k” de opción tarifaria con registro de potencia y presencia en horas fuera de punta de la SED “j” (kW).
- $\mu_{s-BTP}(N_{BTP}^j)$: Factor de simultaneidad de los N usuarios con registro de potencia activa en horas de punta de la SED.
- $P_{BTP_k}^j$: Potencia máxima registrada del usuario “k” con registro de potencia activa en horas punta de la SED “j”. (kW)
- fp_{BTEr} : Factor de potencia típico de usuarios con sólo medición de energía y uso residencial.
- fp_{BTEg} : Factor de potencia típico de usuarios con sólo medición de energía y uso no residencial.
- fp_{BTFP} : Factor de potencia típico de usuarios con un solo registro de potencia activa y presencia en horas fuera de punta.
- fp_{BTP} : Factor de potencia típico de usuarios con registro de potencia activa en horas punta.
- fp_{AP} : Factor de potencia típico del alumbrado público.
- κ_{aj} : Factor cercano a 1, que se determina para ajustar los valores de carga obtenidos por el programa de flujo con la carga medida o asignada a la SED, con una diferencia menor al 0,1%.

La potencia reactiva simultánea por usuario a nivel de salida se determina a partir de la potencia activa simultánea y el factor de potencia típico del segmento tarifario, esta potencia reactiva incluye la eventual componente deformante por armónicos.

Otras consideraciones a tener en cuenta:

**RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA
OSINERGMIN N° 044-2015-OS/CD**

- i. Las potencias simultáneas de los usuarios a nivel de SED, determinadas mediante las fórmulas (6), (7) y (8), se ajustarán mediante el factor k_{aj} (común a todas) a efectos que la corriente resultante a nivel de cada SED cierre en balance con la corriente simultánea considerada para el cálculo de las pérdidas de la SED.
- ii. La potencia de alumbrado público se podrá considerar como una demanda puntual en bornes de BT de la SED.
- iii. En caso de efectuar los cálculos de los circuitos de alumbrado mediante flujo de cargas, sea en conjunto o separadamente, considerar los artefactos como impedancias constantes con el factor de potencia que corresponda a cada tipo de artefacto, y aplicar un factor de ajuste común a todas las impedancias para cerrar en balance la demanda total con la potencia estimada a partir de las mediciones de energía y los tiempos de utilización.
- iv. Para considerar los efectos de la simultaneidad (o coincidencia) estadística entre salidas, y entre usuarios, las pérdidas de potencia máximas por salida calculada " Ppc_i^j " se corregirá mediante la fórmula (50).

$$Pp_i^j = \frac{Ppc_i^j}{\mu_s^2} \cdot k_{asc} \quad (50)$$

Donde:

Pp_i^j : Potencia máxima ajustada por salida. (kW)

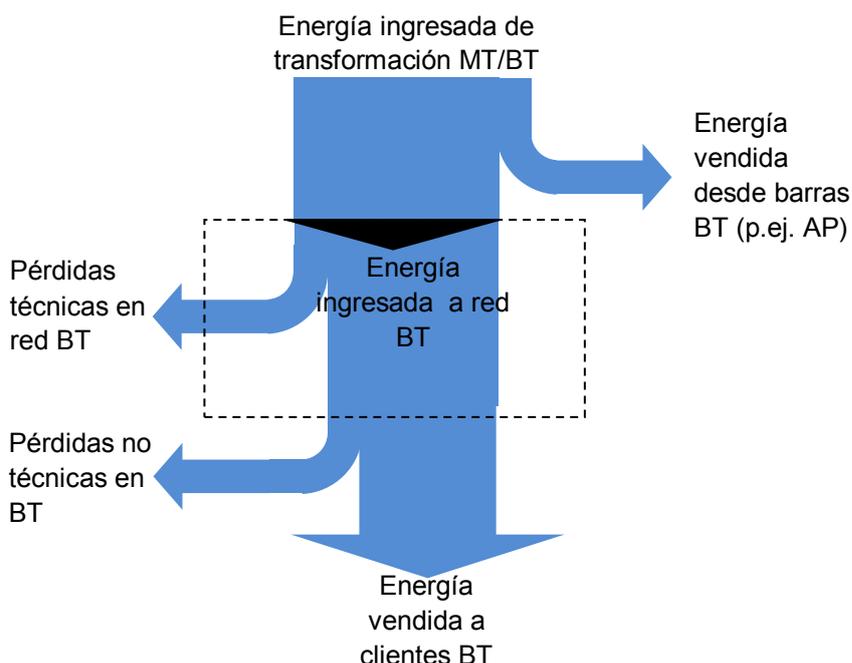
μ_s : Factor de simultaneidad de las salidas de BT.

k_{asc} : Factor de corrección debido a simultaneidad de demanda por cantidad discreta de usuarios en circuitos de BT. Refleja el incremento de pérdidas no contemplado en los valores estadísticos promedios de las demandas individuales utilizadas en el Flujo de Carga.

El error máximo admitido para la convergencia de cálculos iterativos realizados con programas de cómputo de Flujo de Carga será de 0,1%.

El esquema general de flujo de energía en la red de BT se muestra en la figura 7.

Figura 7



6.2 Consideraciones y expresiones utilizadas en el Método Global de Cálculo

Para los cálculos de pérdidas de las redes de BT, se identificarán las salidas conforme a la clasificación mostrada en el cuadro 1.

Cuadro 1

Tipo de Área	Tipo de red
Urbana	Aérea
	Subterránea
Urbana-Rural	Aérea
Rural	Aérea

Las pérdidas se calcularán por cada salida de SED, luego se clasificarán por tipo de red en BT y módulo de SED, para cada sistema eléctrico.

El cálculo de la energía de pérdidas en la red BT (E_{BTi}^j) para cada módulo de SED y tipo de red en BT asociada, se efectúa con la fórmula (51).

$$E_{pBTi}^j = 3 \cdot r_{si} \cdot I_{si}^{j2} \cdot L_s \cdot k_{rr} \cdot k_{deseq} \cdot k_e \cdot k_{dc} \cdot T_{eqBTi}^j \cdot 10^{-3} \quad (51)$$

Donde:

r_{si}^j : Resistencia por unidad de longitud, del conductor de la salida "j" empleada en la SED "i". (Ohm/km)

I_{si}^j : Corriente máxima para la salida “j” de la SED “i”. Se obtiene mediante la fórmula (52).

$$I_{si}^j = \frac{S_i \cdot Fu_i}{\sqrt{3} \cdot U_{Ln} \cdot \mu_s} \cdot \frac{P_{dfssSEDi}^j}{P_{dfSEDi}^j} \quad (52)$$

μ_s : Factor de simultaneidad de las salidas de las SEDs, a relevar mediante registro de corrientes de 1 semana en SEDs de distinta potencia y cantidad de salidas. Para SEDs de potencia menor a 100 kVA, se determinará también mediante el cociente entre la demanda de salida según facturación simultánea a nivel SED (o sea, con la cantidad de usuarios total de la SED por cada opción tarifaria) y la demanda simultánea a nivel salida para cantidades de usuarios por salida típicas, según (53).

$$\mu_{s_i}^j = \frac{P_{dfssSEDi}^j}{P_{dfSEDi}^j} \quad (53)$$

$P_{dfssSEDi}^j$: Demanda máxima estimada por facturación para la salida “j”. (kW)

$P_{dfssSEDi}^j$: Demanda de potencia por salida “j” simultánea a nivel de SED “i”, estimada por facturación, sin considerar AP. (kW)

P_{dfSEDi} : Demanda de potencia a nivel de SED, estimada por facturación, descontando demanda de alumbrado público. (kW)

L_s : Longitud del segmento de salida. (km)

k_{rr} : Factor de resto de red, función de la longitud de red asociada a la salida.

k_{deseq} : Factor de incremento de pérdidas por desequilibrio de corrientes de fases.

T_{eqBTj}^i : Tiempo equivalente de pérdidas a nivel de BT de las salidas de la SED “j” (horas). Se determinará aplicando la fórmula (54).

$$T_{uBTi}^j = \frac{E_{BTEr_i}^j + E_{BTEg_i}^j + E_{BTFP}^j + E_{BTP_i}^j - E_{GD}^j}{P_{dfssSEDi}^j} \cdot \mu_s \quad (54)$$

Los valores de energía indicados en la fórmula (54) corresponden a las facturadas por segmento tarifario de cada salida de BT, incluyendo la generación distribuida.

E_{GD}^j : Energía aportada por la generación distribuida a la salida BT “j” (kWh).

k_e : Factor de excentricidad de ubicación: Representa el incremento de pérdidas asociado a la ubicación de la SED desplazada del baricentro de las cargas.

k_{dc} : Factor de incremento de pérdidas por diferencia de carga entre salidas. Se determinará por cálculo a partir de corrientes relevadas por salida en una muestra de SED por cada módulo de potencia.

6.2.1 Factor de resto de red BT

El factor de resto de red representa la relación entre el valor de las pérdidas de toda la red asociada a una salida de BT, respecto de las pérdidas en el primer segmento troncal de salida.

La aplicación de este factor permite calcular las pérdidas en la red de BT, realizando el cálculo por troncal y sin realizar cálculos por tramo, y a su vez es un indicador que permite identificar si los radios de distribución y las pérdidas consecuentes resultan excesivos.

6.2.1.1 Para red urbana

Las pérdidas en el primer segmento de una salida BT en una red urbana, desde la SED hasta el primer punto de bifurcación, concentra entre el 30% y 50% de las pérdidas totales de la salida. Esta relación depende del tipo de red y su arquitectura, del escalonamiento de las secciones de conductor empleadas, y del radio de distribución de la salida, que resulta proporcional a su longitud equivalente.

Cuando la red de BT posea dos o más niveles de ramificación con diferentes secciones de conductor, para cada módulo y tipo de red en BT, se ajustará el factor de resto de red (kr_{ij}), mediante la fórmula (55).

Cuando el circuito de BT no posee derivaciones o posee un solo nivel de derivaciones, el factor de resto de red se calcula como una red urbana-rural, con la fórmula (56).

$$kr_{ij} = 1 + a_i \cdot \sqrt{n_{si} Lr_{ij}} \quad (55)$$

Donde:

- a_i : Factor que depende fundamentalmente del tipo de red y su topología
- Lr_{ij} : Longitud de red BT de la salida "j" de la SED "i". (km)
- n_{si} : Cantidad de salidas de la SED "i".

El factor " a_i " para los módulos de transformación y tipo de red BT, se estimarán a partir de cálculos de pérdidas sobre redes representativas con usuarios y trazados urbanos reales, considerando la demanda simultánea y la aleatoriedad de la demanda según la cantidad de usuarios ubicados aguas abajo de cada tramo de red.

6.2.1.2 Para red BT urbano-rural

El factor de resto de red BT sin ramificaciones, se estimará considerando que la línea troncal posee una extensión total (L_t), asumiendo L_s como la longitud del tramo hasta la primera derivación, mediante la fórmula (56).

$$krr_{ij} = 1 + \frac{\alpha}{n} \cdot \left(\frac{L_t - L_s}{L_s} \right) \cdot \frac{1}{3} \quad (56)$$

Donde:

α : Relación de resistencias de resto troncal y salidas.

L_t : Longitud total del circuito.

L_s : Longitud de salida hasta el primer nodo.

n : Número de derivaciones o ramales (si no existe ramales, $n=1$).

6.2.2 Factor de desequilibrio de corrientes de fase

El factor de desequilibrio de corrientes de fase se determina empleando la fórmula (57).

$$k_d = \frac{\sum_{i=1}^3 I_i^2 + \alpha \cdot I_0^2}{\frac{\left[\sum_{i=1}^3 I_i \right]^2}{3}} \quad (57)$$

Donde:

α : Relación de sección de conductor de fase respecto del neutro.

I_i : Corrientes de fase (A).

I_0 : Corrientes de neutro (A).

6.2.3 Factor de diferencia de carga entre salidas

Para cada módulo de transformación y tipo de red de BT se determinará el factor de corrección por diferencia de carga de las salidas de una misma SED.

El cálculo del factor de corrección por diferencia de cargas (k_{dck}) se efectuará primero individualmente para cada SED mediante la fórmula (58).

$$k_{dck} = \frac{\sum_j I_{sjk}^2}{\left[\sum_j I_{sjk} \right]^2} \cdot ns_k \quad (58)$$

Donde:

I_{sjk} : Corriente máxima abastecida por la salida “j” de la SED de módulo “k”.

ns_k : Cantidad de salidas de la SED de módulo “k”.

El factor de corrección correspondiente a cada tipo de módulo y red de BT, se determinará como el valor promedio de los obtenidos individualmente por módulo de transformación y tipo de red de BT que abastece (subterránea o aérea).

6.2.4 Factor de excentricidad de ubicación de la SED

Representa el incremento de pérdidas debido al desplazamiento de la SED respecto del baricentro de carga del área que abastece.

El parámetro adoptado para la excentricidad es el cociente entre el radio de distribución de la SED “Rd” y la distancia entre el baricentro de los usuarios atendidos y la posición de la SED “de”.

El desplazamiento respecto del radio de distribución se evaluará mediante la fórmula (59).

$$\frac{de}{Rd} = \frac{\sqrt{(x_{ct} - x_0)^2 + (y_{ct} - y_0)^2}}{Rd} \quad (59)$$

Donde:

$(x_{ct}; y_{ct})$: Posición de la SED

$(x_0; y_0)$: Posición del baricentro de usuarios

Rd : Radio de distribución, determinada con la fórmula (60).

$$R_d = \frac{3}{2 \cdot nc} \sqrt{\sum_j [(x_j - x_0)^2 + (y_j - y_0)^2]} \quad (60)$$

Donde:

- nc : Número de Usuarios
- $(x_j; y_j)$: Posición de cada usuario de la SED
- $(x_0; y_0)$: Posición del baricentro de usuarios, determinada mediante la fórmula (61).

$$x_0 = \frac{\sum_{j=1}^{nc} x_j}{nc}; y_0 = \frac{\sum_{j=1}^{nc} y_j}{nc} \quad (61)$$

Para la determinación del factor de excentricidad se realizarán cálculos sobre muestras de SEDs del mismo modo que para la determinación de los factores de resto de red, y se efectuará una regresión lineal de las pérdidas y excentricidades. No se aplicará este factor cuando se realicen los cálculos por salida.

6.3 Consideración de las pérdidas en conductores de alumbrado público

Las pérdidas en los conductores de alumbrado público serán determinadas y computadas a las pérdidas totales cuando no se efectúe medición de energía en el arranque del circuito del alumbrado público. Cuando se efectúe medición, se determinará a efectos indicativos, pero no será computada como pérdida técnica de la empresa.

Las pérdidas de energía en los conductores de AP (E_{pcAPi}) agregados en kWh se determinarán mediante la fórmula (62).

$$E_{pcAPi}^j = n_c \cdot r_{scAPi} \cdot I_{sAPi}^j{}^2 \cdot L_s \cdot k_{rri} \cdot k_e \cdot k_{dc} \cdot T_{uAP} \cdot 10^{-3} \quad (62)$$

Donde:

- r_{scAPi} : Resistencia del conductor de salida del AP (ohm/km).
- T_{uAP} : Tiempo de utilización del AP (por ser demanda constante, el tiempo equivalente es igual al de utilización).
- n_c : Número de conductores de AP.

Dado que la red de alumbrado público está asociada a la red BT y a su configuración por salida, los factores de resto de red y de excentricidad resultan análogos a los aplicados para la red en BT para servicio público.

El factor de diferencia de cargas se calculará con la misma fórmula utilizada para las salidas del servicio público.

La corriente total por el conductor de alumbrado público se determina en base al cálculo de potencia de alumbrado público, mediante la fórmula (63).

$$I_{sAPi}^j = \frac{P_{APi}}{U \cdot \cos \varphi_{AP}} \quad (63)$$

$\cos \varphi_{AP}$: Coseno del ángulo de los artefactos de alumbrado público.

U : 220 V. (tensión de fase para sistemas de 3x380/220, o compuesta para sistemas 3x220V).

6.4 Presentación de resumen de datos

Se agruparán los resultados obtenidos, según la misma organización empleada en las SEDs, por tipo de red en BT abastecida y tipo de instalación, debiendo resumirse los resultados por módulo de transformación, utilizando, para ello, el formato del Anexo, según el detalle siguiente:

1. Módulo de transformación SED.
2. Cantidad de SEDs por módulo.
3. Factor de utilización promedio del módulo de SED.
4. Factor de simultaneidad salidas-SED.
5. Cantidad de salidas en BT.
6. Corriente por salida máxima promedio para servicio público.
7. Secciones de conductor de salida.
8. Longitud promedio de salida.
9. Factor de resto de red promedio.
10. Factor de desequilibrio de fases promedio.
11. Factor de diferencia de cargas entre salidas.
12. Factor de excentricidad.
13. Tiempo de utilización promedio por salida.
14. Tiempo equivalente de pérdidas promedio por salida.
15. Energía de pérdidas en la red de BT del servicio público
16. Potencia de pérdidas en la red de BT del servicio público

Para el alumbrado público se agregará:

17. Potencia promedio por salida del alumbrado público.
18. Resistencia promedio de los conductores de la salida del alumbrado público.
19. Cantidad de conductores por circuito de alumbrado público (1 ó 2)
20. Tiempo de utilización del alumbrado público.
21. Tiempo equivalente de pérdidas promedio por salida de alumbrado público.
22. Energía de pérdidas en la red de BT del alumbrado público.

7. ACOMETIDAS

7.1 Expresiones y metodología

Las pérdidas en acometidas se determinarán en función de la longitud típica y las características de los conductores por tipo de acometida existente, la cantidad de usuarios promedio asociados a cada acometida y los tiempos equivalentes de pérdidas típicos a nivel de usuario individual o de grupo de usuarios que comparten una misma acometida.

La fórmula aplicada para determinar las pérdidas de energía para todas las acometidas (E_{aci}) ejecutadas con un tipo determinado de cable "i", en kWh, es la fórmula (64).

$$E_{aci} = n \cdot r_{ai} \cdot \text{Im} a_i^2 \cdot La_i \cdot Na_i \cdot Teq_i \cdot k_{dc} \cdot k_d \cdot 10^{-3} \quad (64)$$

Donde:

- n : Número de conductores con corriente: acometidas monofásicas n igual a 2, acometidas trifásicas n igual 3.
- r_{ai} : Resistencia en Ohm/km del conductor de la acometida tipo "i".
- La_i : Longitud promedio de acometida tipo "i", determinada con la extensión total de traza por tipo de cable de acometida, cantidad de acometidas, y extensión adicional por recorrido en canalización y conexiones en pilar (km).
- Na_i : Cantidad de acometidas del tipo "i"
- Teq_i : Tiempo equivalente de pérdidas de la acometida, en función del tiempo de utilización del conjunto de usuarios asociados a la acometida (calculada mediante la fórmula expuesta anteriormente para la red de BT, en función del T_u).
- k_{dc} : Factor por distribución no uniforme de cargas.
- k_d : Factor por asimetría y desequilibrio (en acometidas trifásicas).
- I_{mai} : Corriente máxima promedio de acometida tipo "i", determinada mediante la fórmula (65).

$$\text{Im} a_i = \frac{Ec_{Ti} \cdot nc_{ai} \cdot \mu(nc_{ai})}{Tuc_{Ti} \cdot m \cdot Uf \cdot \cos \varphi} \quad (65)$$

Donde:

- Ec_{Ti} : Energía por usuario de la tarifa correspondiente a la acometida tipo "i" (kWh). Para usuarios con registro de potencia máxima, se adoptará el valor promedio de potencia máxima registrada para el grupo de usuarios.
- nc_{ai} : Número de usuarios promedio por acometida tipo "i".
- $\mu(nc_{ai})$: Factor de simultaneidad, en función de la cantidad de usuarios por acometida.

$T_{uc_{Ti}}$: Horas de uso (tiempo de utilización) individual por usuario asociado. Se estimará mediante el tiempo de utilización para un número significativo de usuarios de la opción tarifaria, afectado por el factor de simultaneidad para un número significativo de usuarios.

m : Número de fases de la acometida.

U_f : Tensión de fase (V).

Para las acometidas aéreas de usuarios residenciales, se definirán las instalaciones consideradas típicas, según las prácticas de las empresas y las normas vigentes.

Para los cruces de calle aéreos, se aplicará la misma fórmula que para acometidas, considerando cantidades propias de la empresa.

La pérdida de potencia simultánea total se obtiene mediante la fórmula (66)

$$P_{p_{ac}} = \frac{\sum_i E_{p_{aci}}}{T_{eq_{ac}}} \quad (66)$$

Donde:

$T_{eq_{ac}}$: Tiempo equivalente de pérdidas simultáneas a nivel de BT de la empresa, estimado a través del tiempo de utilización correspondiente determinado mediante el balance de potencias y energías.

7.2 Presentación de datos

Las acometidas se agruparán por:

1. Sistema eléctrico.
2. Tipo de red en BT (aérea o subterránea).
3. Opción tarifaria.

Se reportará, empleando el formato respectivo del Anexo, los siguientes resultados:

1. Tarifa.
2. Energía ingresada.
3. Característica de conductor-fases.
4. Longitud promedio.
5. Resistencia por unidad de longitud asignada.
6. Cantidad de acometidas del tipo correspondiente.
7. Cantidad de usuarios por acometida promedio.
8. Corriente máxima promedio por acometida.
9. Tiempo equivalente de pérdidas de la acometida.
10. Factor de corrección por diferencia de cargas.
11. Factor de corrección por asimetría (acometidas trifásicas).
12. Energía de pérdidas del grupo.

8. MEDIDORES

8.1. Expresiones y metodología

Se calcularán las pérdidas para los circuitos voltimétricos y amperimétricos según tipo de medidor.

8.1.1. Pérdidas en circuito voltimétrico

La energía de pérdidas en el circuito voltimétrico ($E_{P_{m_{cv}i}}$) para cada tipo de medidor “i” se calcula con la fórmula (67).

$$E_{P_{m_{cv}i}} = N^{\circ}_{CLi} \cdot T_p \cdot P_{P_{cvi}i} \cdot 10^{-3} \quad (67)$$

Donde:

N°_{CLi} : Cantidad de usuarios con el tipo de medidor “i”.

T_p : Tiempo de pérdidas igual al total del año (8.760 horas) por estar conectado permanentemente.

$P_{P_{cvi}i}$: Pérdidas en potencia en el circuito voltimétrico por cada medidor monofásico o trifásico, o en el circuito electrónico, según corresponda. Si se dispone de un inventario por marca y modelo, se efectuarán los cálculos con los datos de cada uno.

8.1.2. Pérdidas en circuito amperimétrico:

Las pérdidas en los circuitos amperimétricos ($E_{P_{m_{cai}i}}$) se calcularán mediante la fórmula (68).

$$E_{P_{m_{cai}i}} = N^{\circ}_{CLi} \cdot T_{eqindi} \cdot P_{P_{can}i} \cdot \left(\frac{I_{\max pi}}{I_n} \right)^2 \cdot k_d \cdot k_{dc} \cdot 10^{-3} \quad (68)$$

Donde:

T_{eqindi} : Tiempo equivalente de pérdidas individual típico de la opción tarifaria.

$P_{P_{can}i}$: Potencia de pérdidas en el circuito amperimétrico a corriente nominal del medidor “ I_n ”.

k_d : Factor de desequilibrio de usuarios trifásicos.

k_{dc} : Factor de diferencia de demanda entre usuarios del grupo de la misma tarifa.

$I_{max\ pi}$: Corriente máxima individual promedio del grupo de usuarios de la tarifa correspondiente, determinada mediante (69):

$$I_{max\ pi} = \frac{E_{fi}}{N_{CLi} \cdot T_{ui} \cdot m \cdot U_f \cdot \cos \varphi_i} \quad (69)$$

Donde:

E_{fi} : Energía facturada del grupo de usuarios de la misma tarifa y tipo medidor "i" (kWh).

T_{ui} : Tiempo de utilización individual anual de usuarios de la misma tarifa y medidor "i".

m : Cantidad de fases.

U_f : Tensión de fase (V).

En el caso de mediciones indirectas de BT se podrá incluir las pérdidas en los transformadores de corriente y cables de conexión, adicionando su pérdida a corriente nominal, a las pérdidas del circuito amperimétrico.

8.2. Presentación de datos

Las pérdidas en medidores se agruparán por sistema eléctrico. En cada caso se consignará, aplicando el formato respectivo del Anexo, los siguientes datos:

1. Opción tarifaria.
2. Marca-modelo medidor.
3. Tecnología.
4. Tensión nominal.
5. Corriente nominal.
6. Pérdidas voltimétricas nominales.
7. Pérdidas amperimétricas nominales.
8. Cantidad de medidores según modelo.
9. Corriente máxima promedio.
10. Factor diferencia de cargas.
11. Factor de asimetría.
12. Tiempo equivalente pérdidas.
13. Energía de pérdidas en circuitos voltimétricos.
14. Energía de pérdidas en circuitos amperimétricos.

9. BALANCES DE ENERGÍA, PÉRDIDAS TOTALES Y NO TÉCNICAS

9.1 Balance general y determinación de las pérdidas totales

Para la realización de estos balances se determinará a nivel de cada sistema eléctrico de distribución, para un período de evaluación anual:

- i. **Energía ingresada al sistema eléctrico:** Energía neta ingresada a las redes de distribución de MT asociadas al sistema eléctrico evaluado durante el año de análisis.
- ii. **Energía entregada a usuarios:** Energía facturada y vendida a los usuarios de las distintas opciones tarifarias en el año en evaluación.

9.1.1 Energía neta ingresada a la red

Para efectuar el balance de la energía abastecida a las redes vinculadas a cada sistema eléctrico, se debe cuantificar la cantidad de energía ingresada e intercambiada, considerando los criterios que se detallan en los numerales siguientes.

9.1.2 Energía recibida por la red de MT del sistema eléctrico durante el año, comprende:

- i. E_{ISET} : Energía ingresada a barras de la SET propia del sistema eléctrico analizado, tanto desde transformadores AT/MT como de generación propia.
- ii. E_{ISEI} : Energía ingresada desde otros sistemas eléctricos a través de puntos de intercambio, incluye los aportes de generación distribuida si los hubiera.

9.1.3 Energía entregada en puntos de intercambio (no disponibles para distribución), comprende:

- i. E_{ESI} : Energía entregada a los servicios internos de las SET.
- ii. E_{ESEI} : Energía entregada a otros sistemas eléctricos a través de puntos de intercambio en MT.

9.1.4 Energía neta ingresada al sistema eléctrico.

La Energía disponible por la red de MT del sistema eléctrico para abastecer a los usuarios se evalúa mediante la fórmula (70).

$$E_{NISE} = \Sigma E_{ISET} + E_{ISEI} - E_{ESEI} - E_{ESI} \quad (70)$$

Las figuras 8, 9 y 10, muestran los flujos de energía a nivel de MT y a nivel de BT.

Figura 8

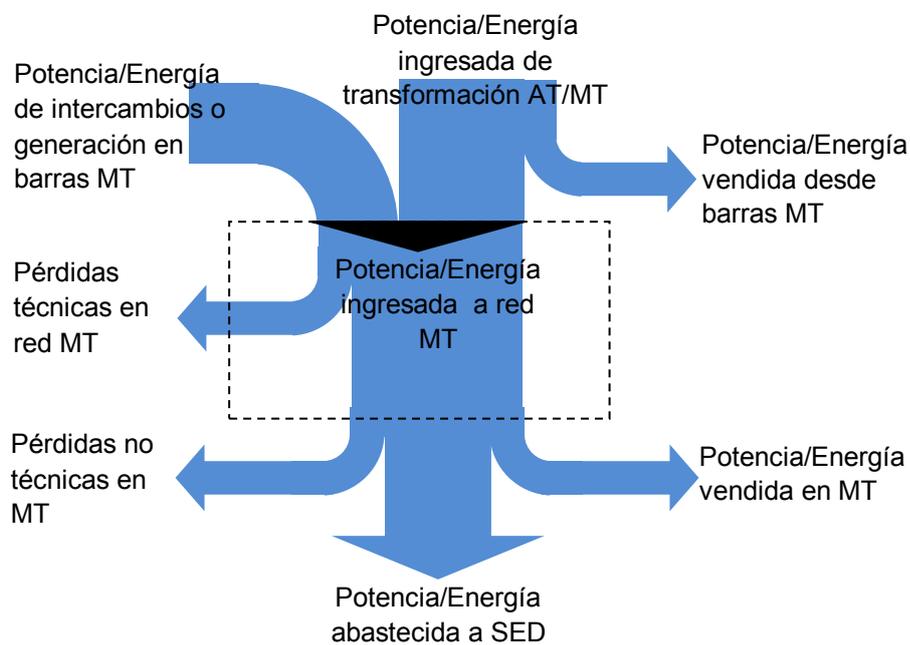


Figura 9

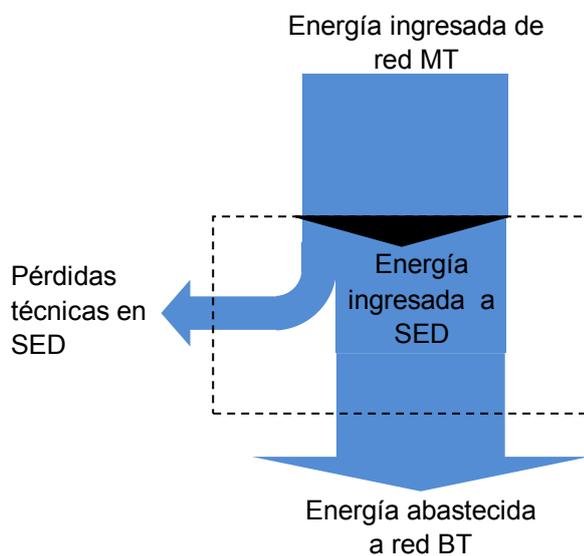
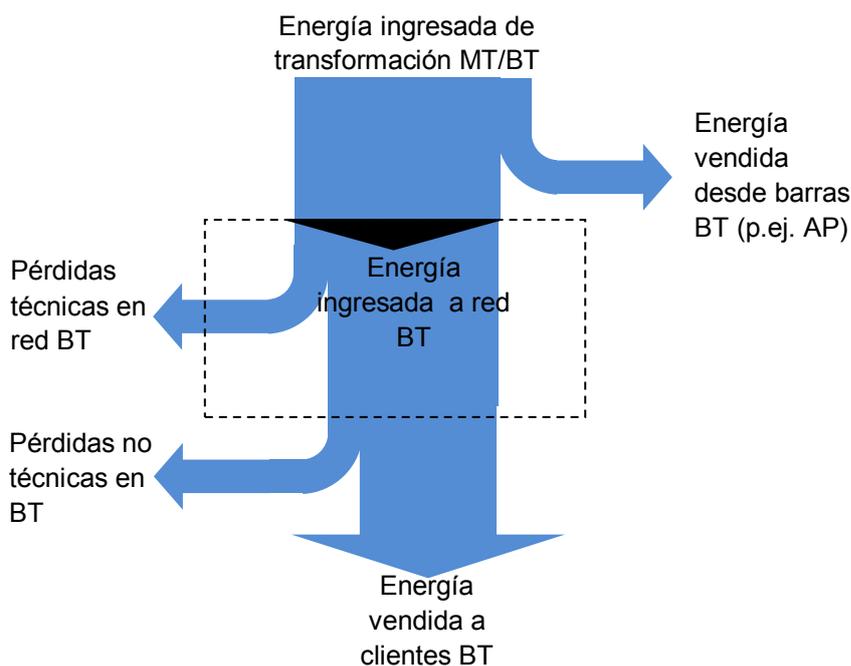


Figura 10



9.1.5 Energía facturada corregida durante el año de evaluación

Las lecturas de medidores se efectúan de acuerdo a cada opción tarifaria de manera mensual o bimensual, en este sentido la energía facturada al inicio del año comprende energía consumida durante los últimos meses del año anterior. Asumiendo que la toma de lectura es uniforme durante el año, se determina la energía facturada anual corregida, para una opción tarifaria determinada, aplicando la fórmula (71).

$$E_{fcTi} = E_{fTi0} + \left(\frac{E_{fTip} - E_{fTi0}}{2} \right) \quad (71)$$

Donde:

E_{fTi0} : Energía facturada durante el año (enero-diciembre) para la opción tarifaria "i".

E_{fTip} : Energía facturada durante el año móvil desplazado del inicio de año de análisis en la duración de un período de facturación (un mes).

9.1.6 Presentación de resultados de balance general

Se presentarán en hoja de cálculo, por sistema eléctrico, considerando una hoja de cálculo por empresa, según el formato del cuadro 2.

9.2 Balance según nivel de tensión, integración de pérdidas técnicas y obtención de pérdidas no técnicas

- i. El balance se efectuará con: a) la energía anual ingresada, b) la potencia simultánea ingresada al sistema eléctrico, c) las pérdidas técnicas de potencia y energía; y d) la potencia y energía entregadas o facturadas.
- ii. Las expresiones para determinar la energía y potencia ingresadas, perdidas y entregadas por nivel de tensión, así como los tiempos de utilización y tiempos equivalentes totales, se detallan en el cuadro 2. Los tiempos equivalentes se obtendrán en función de los tiempos de utilización mediante las expresiones de cálculo referidas anteriormente.
- iii. En la energía facturada se debe agregar la energía consumida sin autorización que haya sido recuperada.
- iv. En el balance se excluirán las pérdidas reconocidas.

**RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA
OSINERGMIN N° 044-2015-OS/CD**

Cuadro 2

Balance de Energía y Potencia de Punta Sistema Eléctrico					
					Año:
Descripción	Energía (MW.h)		Factor de carga/pérdidas	Potencia (kW)	
	MW.h	%		kW	%
Muy Alta Tensión (MAT)					
Ingreso a MAT					
Ventas en MAT					
Pérdidas en MAT					
Alta Tensión (AT)					
Ingreso a AT desde MAT					
Compras en AT					
Total Ingreso a AT					
Ventas en AT					
	AT1				
	AT2				
Pérdidas en AT					
Media Tensión (MT)					
Ingreso a MT desde AT					
Compras en MT					
Generación Propia Neta					
Consumo Propio					
Ventas a Otros Distribuidores					
Total Ingreso a MT	E_i			P_i	
Pérdidas en Media Tensión	$E_{pMT} = E_{pMTcond} + E_{pMTaisl} + E_{pntMT}$			$E_{pMT} = E_{pMTcond} + E_{pMTaisl} + E_{pntMT}$	
Técnicas conductores (variables)	$E_{pMT cond}$		Teq_{MT}	$P_{pMT cond} = E_{pMT cond} / Teq_{MT}$	
Técnicas aisladores (constantes)	$E_{pMT aisl}$		8.760	$P_{pMT aisl} = E_{pMT aisl} / 8760$	
No Técnicas registradas	E_{pntMT}		Tu_{MT}	$P_{pntMT} = E_{pntMT} / Tu_{MT}$	
Ventas en Media Tensión	$E_{cMT} = \sum E_{cMTi}$			$P_{cMT} = \sum P_{pcMTi} . F_{si}$	
	MT1				
	MT2				
	MT3P	$E_{cMTi p}$		P_{pcMTi}	F_{si}
	MT3FP	$E_{cMTi fp}$		P_{fpcMTi}	F_{si}
	MT4P				
	MT4FP				
Total Ingreso a SED	$E_{iSED} = E_i - E_{cMT} - E_{pMT}$			$P_{iSED} = P_i - P_{pMT} - P_{cMT}$	
Pérdidas en SED	$E_{pSED} = E_{pSEDc} + E_{pSEDv}$			$P_{pSED} = P_{pSEDc} + P_{pSEDv}$	
Pérdidas constantes (Fe)	$E_{pSEDc} =$		8.760	$P_{pSEDc} = E_{pSEDc} / 8760$	
Pérdidas variables (Cu y cables BT)	$E_{pSEDv} = E_{pCu} + E_{pcbt}$		Teq_{SED}	$P_{pSEDv} = E_{pSEDv} / Teq_{SED}$	
Total Ingreso a BT	$E_{iBT} = E_{iSED} - E_{pSED}$			$P_{iBT} = P_{iSED} - P_{pSED}$	
Pérdidas en Baja Tensión	$E_{pBT} = E_{iBT} - E_{vBT}$			$P_{pBT} = P_{iBT} - P_{vBT}$	
Técnicas	$E_{pBT} = E_{pBT} + E_{pAPnm} + E_{pa} + E_{pmv} + E_{pmc}$			$P_{pBT} = P_{pBT} + P_{pAP} + P_{pa} + P_{pmv} + P_{pmc}$	
Pérdidas en red BT	E_{pBT}		Teq_{BT}	P_{pBT} / Teq_{BT}	
Pérdidas en líneas de AP no medidas	$E_{pAP nm}$		Teq_{AP}	P_{pAP} / Teq_{AP}	
Pérdidas en líneas de AP medidas	$E_{pAP m}$ (a título informativo)				
Pérdidas en acometidas	E_{pa}		$Teq_a = Teq_{BT}$	E_{pa} / Teq_{BT}	
Pérdidas en medición circuito amperom	E_{pmv}		$Teq_m = Teq_{BT}$	E_{pmv} / Teq_{BT}	
Pérdidas en medición circuito voltim	E_{pmc}		8.760	$P_{pmc} = E_{pmc} / 8760$	
Ventas en Baja Tensión	$E_{vBT} = E_{str} + E_{strnr} + E_{dt} + E_{tm}$			$P_{vBT} = P_{str} + P_{strnr} + P_{dts} + P_{tms} + P_{ap}$	
Designación por grupo según modalidad					
Simple tarifa residencial	E_{str}		Tu_{str}	$P_{str} = E_{str} / Tu_{str}$	
Simple tarifa residencial	E_{strnr}		Tu_{strnr}	$P_{strs} = E_{str} / Tu_{strnr} . F_{cstrnr}$	F_{cstrnr}
Doble tarifa (energía y potencia)	E_{dt}			$P_{dts} = F_{sdt} . F_{cdt} . \sum P_{dt}$	$F_{cdt} . F_{sdt}$
Tarifa múltiple (registro horario potencia)	E_{tm}			$P_{tms} = F_{stm} . \sum P_{tmP}$	F_{stm}
Alumbrado Público	E_{ap}		Tu_{ap}	$P_{ap} = E_{ap} / Tu_{ap}$	
Nota: por síntesis se efectuó una designación conceptual, pero en las entregas se indicarán con la designación tarifaria oficial					
Pérdidas NoTécnicas BT	$E_{pntBT} = E_{pBT} - E_{pBT}$			$P_{pntBT} = P_{pBT} - P_{pBT}$	
Pérdidas NoTécnicas Totales	$E_{pnt} = E_{pntBT} + E_{pntMT}$			$P_{pnt} = P_{pntBT} + P_{pntMT}$	
Porcentaje Total de Pérdidas (%)					

10. MEDICIONES Y CÁLCULOS DE SUSTENTO DE FACTORES EMPLEADOS

Las pautas a seguir para la obtención de los factores a utilizar en los balances, son:

10.1 Factores de simultaneidad de demandas grandes y medianas

Se determinarán a partir de los registros de demanda horaria de los usuarios.

Por cada opción tarifaria se deberá:

1. Obtener registros de todo el período anual, de un grupo mínimo de 40 usuarios.
2. Determinar la demanda total máxima simultánea del grupo seleccionado, en horas punta y fuera de punta.
3. Determinar la sumatoria de las demandas máximas individuales de todos los usuarios en horas punta y fuera de punta.
4. Determinar el factor de simultaneidad para una muestra significativa de usuarios de cada opción tarifaria, en horas punta y fuera de punta.

10.2 Factores de simultaneidad de SEDs y salidas en BT

Los factores de simultaneidad de las SEDs respecto del alimentador que las alimenta, y la simultaneidad de las salidas en BT respecto de la SED correspondiente, se determinarán en el 5% de alimentadores urbanos. Para sistemas eléctricos con menos de treinta alimentadores, dicho cálculo se realizará en el 15% de alimentadores, con un mínimo de dos alimentadores.

Por cada caso, se debe disponer de registros de corriente en la salida del alimentador, y en las SEDs (en los usuarios de MT se asume disponible dicha medición) durante una semana.

Asimismo se debe registrar la demanda horaria por salida en dos SEDs por cada alimentador evaluado.

10.3 Factores de asimetría o desequilibrio

Se determinarán los factores de asimetría mediante registros puntuales en:

1. Alimentadores de MT: cuando no se disponga de registro trifásico de corrientes, se efectuarán mediciones puntuales en las tres fases durante horarios próximos a la demanda máxima en todos los alimentadores involucrados. Luego se determinará el factor de asimetría mediante la fórmula 13. Las mediciones se efectuarán en un 10% de los alimentadores, con un mínimo de dos.
2. Subestaciones de Distribución: Se efectuará según la fórmula 38. Por cada tipo de red de BT abastecida se realizarán registros en al menos tres SEDs de cada potencia normalizada.
3. Red BT: Se determinará por mediciones de corriente por salida, en la misma muestra indicada para las SEDs, y en horarios próximos a la demanda máxima del sistema.

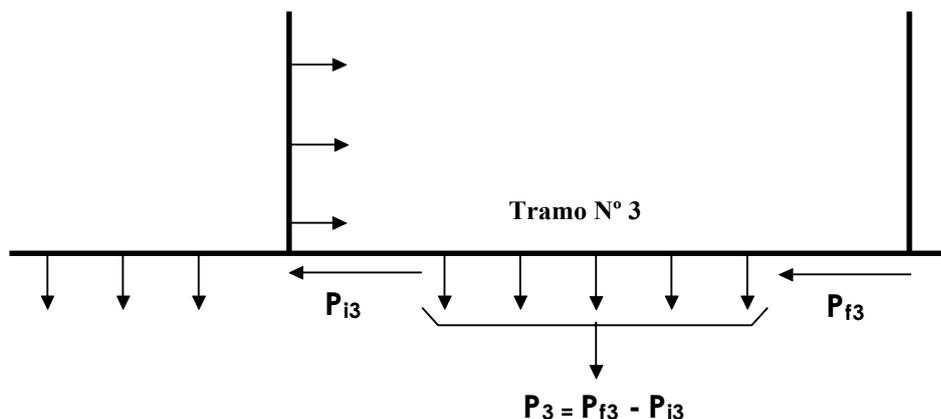
10.4 Factor de resto de red

Cuando se emplee el Método Global de Cálculo en las redes de BT, se evaluarán o corregirán los coeficientes de las curvas de ajuste de los factores de resto de red propuestos, efectuando cálculos sobre las redes reales. A tal efecto se considerará cinco módulos de transformación normalizados, y para cada uno, se seleccionarán tres SEDs que posean diferentes extensiones de red BT asociadas, efectuándose los cálculos por cada salida.

Se determinará para cada módulo los coeficientes de ajuste de la curva del factor de resto de red propuesta.

Los cálculos de corrientes se podrán efectuar considerando cargas distribuidas por tramo (ver figura 11), evaluando las corrientes en nodos de entrada y salida en función de las demandas máximas simultáneas estimadas aguas abajo, y el correspondiente tiempo equivalente.

Figura 11



La potencia abastecida a usuarios en un nodo de ingreso o fin de un tramo de red "i" de un circuito BT se puede evaluar mediante las expresiones aplicadas para SEDs, pero para los usuarios ubicados aguas abajo de cada nodo correspondiente, se podrá utilizar la fórmula (72).

$$P_{dfaan_i}^j = \frac{E_{BTEr_i}}{Tu_{BTEr}} \cdot \frac{\mu_{BTEr}(N_{BTEr_i})}{\mu_{BTE\infty}} + F_{CBTEg} \cdot \frac{E_{BTEg_i}}{Tu_{BTEg}} \cdot \frac{\mu_{BTE}(N_{BTEg_i})}{\mu_{BTE\infty}} + \mu_{s-BTFP}(N_{BTFP_i}) \cdot F_{CBTFP} \cdot \sum_k P_{BTFP_k} + \mu_{s-BTP}(N_{BTP_i}) \cdot \sum_k P_{BTP_k} \quad (72)$$

La corriente de inicio y fin de cada tramo "i" se obtendrá mediante la potencia anterior, considerando el factor de potencia típico. Las pérdidas de cada tramo se determinarán considerando que el módulo de la corriente varía linealmente entre los nodos extremos.

Para cada tramo se adoptará un tiempo de utilización correspondiente a la demanda del nodo de ingreso, mediante la fórmula (73).

$$Tu_{dfaan_i}^j = \frac{E_{BTEr_i} + E_{BTEg_i} + E_{BTFP_i} + E_{BTP_i}}{P_{dfaan_i}^j} \quad (73)$$

Donde:

E_{BTEr_i} : Energía facturada a usuarios con sólo medición de energía, y uso residencial. (kWh)

E_{BTEg_i} : Energía facturada a usuarios con sólo medición de energía, y uso no residencial. (kWh)

E_{BTFP_i} : Energía facturada a usuarios con registro de potencia máxima, presente en horas fuera de punta. (kWh)

E_{BTP_i} : Energía facturada a usuarios con registro de potencia máxima en horas punta. (kWh)

El tiempo equivalente de pérdidas de cada tramo se estimará a partir del tiempo de utilización mediante la fórmula aplicada en las SEDs.

Si para determinar los factores de resto de red se empleara un modelo de Flujo de Carga, las demandas en cada nodo de derivación a usuarios serán las simultáneas a nivel de salida, a efectos que se correspondan con la corriente total de la salida.

Los factores de corrección para los cálculos mediante el Método Global de Cálculo, se estimarán para tres salidas de diferente cantidad de usuarios. El factor por falta de simultaneidad se obtendrá como la relación entre la energía de pérdidas calculada considerando variación del factor de simultaneidad, respecto de la calculada considerando factor de simultaneidad para gran cantidad de usuarios y tiempo equivalente de pérdidas a nivel salida.

10.5 Factor de potencia y contenido armónico

Conjuntamente con los registros de carga para evaluar factores de simultaneidad, se efectuará el registro del factor de potencia correspondiente. En caso que la medición se realice a nivel de secundario de transformador AT/MT, de existir bancos de compensación se descontará la energía reactiva aportada. Si hubiese aporte de generación, se agregará la potencia activa que se genera y se descontará la potencia reactiva.

En las expresiones de cálculo de cada nivel de tensión del sistema, se aplicará el valor de factor de potencia correspondiente a la demanda máxima registrada.

El factor de potencia determinado incluirá los contenidos de armónicos en la red.

10.6 Factor de corrección por temperatura

Para la corrección por temperatura se aplicará el factor de corrección sobre la resistencia obtenido mediante la fórmula (74), según se trate de cobre o aluminio:

$$r_t = r_{t_0} \cdot \frac{235 + t}{235 + t_0} \text{ cobre}$$
$$r_t = r_{t_0} \cdot \frac{246 + t}{246 + t_0} \text{ aluminio - aleacion} \quad (74)$$

Donde t y t_0 son las temperaturas de la zona de ubicación y de referencia.

10.7 Temperatura de conductores

Se adoptará una temperatura de operación de los conductores 30°C superior a la media anual.

10.8 Tratamiento de la generación distribuida

En el caso de aplicación del modelo Flujo de Carga, se considerará la generación distribuida en su ubicación real y con el perfil real de aporte de potencia activa y reactiva a la red, afectando las demandas, los tiempos de utilización y tiempos equivalentes de pérdidas.

En los casos de aplicación del Método Global de Cálculo, la generación distribuida se considerará como una carga negativa que reduce la demanda de los elementos de red ubicados desde el punto de conexión hacia aguas arriba. No obstante su influencia sobre la demanda máxima se debe encontrar reflejada en la medición de carga del alimentador o de carga de la SED respectiva.

GLOSARIO DE TÉRMINOS

Para efectos del presente procedimiento, se considerará como definiciones las siguientes:

Flujo de carga simétrico: flujo de carga que considera que las corrientes en cada fase están equilibradas (igual módulo), y la corriente por el neutro es nula, por tanto los cálculos se realizan sobre una sola fase del sistema.

Flujo de carga asimétrico: flujo de carga efectuado considerando que las corrientes de cada fase son diferentes en módulo y ángulo, y la corriente del neutro no es nula. Por tanto, los cálculos de flujo se realizan considerando las tres fases.

Método Global de Cálculo: modelo matemático que considera factores de ajuste para el cálculo de pérdidas, permitiendo su determinación con adecuada exactitud, a partir de la topología de la red y ubicación de las cargas.

Factor de carga: relación entre la potencia media anual circulante por un componente del sistema eléctrico, y la potencia máxima.

Factor de pérdidas: Relación entre la energía de pérdidas variables durante un año en un componente del sistema sometido a un determinado perfil de carga, y la energía de pérdidas que se produciría si estuviese sometido al máximo valor de carga durante todo el año.

ANEXO

FORMATOS DE RESUMEN DE RESULTADOS

1. Balance de potencia y energía por sistema eléctrico
2. Balance de potencia y energía por empresa
3. Pérdidas en los sistemas eléctricos por etapa
 - i. Red de MT, conductores y aisladores
 - ii. Subestaciones de distribución
 - iii. Red de BT y AP
 - iv. Acometidas de BT
 - v. Sistema de medición
4. Pérdidas por empresa y por sector eléctrico típico.

ANEXO

FORMATOS DE RESUMEN DE RESULTADOS

Formato 1: Balance de Energía y Potencia de Punta por Empresa

Descripción	Año:					
	Energía (MW.h)		Factor de carga/pérdidas	Potencia (kW)		Factor de coincidencia y/o simultaneidad
	MW.h	%		kW	%	
Muy Alta Tensión (MAT)						
Ingreso a MAT						
Ventas en MAT						
Pérdidas en MAT						
Alta Tensión (AT)						
Ingreso a AT desde MAT						
Compras en AT						
Total Ingreso a AT						
Ventas en AT						
	AT1					
	AT2					
Pérdidas en AT						
Media Tensión (MT)						
Ingreso a MT desde AT						
Compras en MT						
Generación Propia Neta						
Consumo Propio						
Ventas a Otros Distribuidores						
Total Ingreso a MT						
Pérdidas en Media Tensión						
	Técnicas conductores (variables)					
	Técnicas aisladores (constantes)					
	No Técnicas registradas					
Ventas en Media Tensión						
	MT1					
	MT2					
	MT3P					
	MT3FP					
	MT4P					
	MT4FP					
Total Ingreso a SED						
Pérdidas en SED						
	Pérdidas constantes (Fe)					
	Pérdidas variables (Cu y cables BT)					
Total Ingreso a BT						
Pérdidas en Baja Tensión						
Técnicas						
Pérdidas en red BT						
Pérdidas en líneas de AP no medidas						
Pérdidas en líneas de AP medidas						
Pérdidas en acometidas						
Pérdidas en medición circuito amperom						
Pérdidas en medición circuito voltim						
Ventas en Baja Tensión						
Designación por grupo según modalidad (*)						
	Simple tarifa residencial					
	Simple tarifa residencial					
	Doble tarifa (energía y potencia)					
	Tarifa múltiple (registro horario potencia)					
	Alumbrado Público					
Pérdidas No Técnicas BT						
Pérdidas No Técnicas Totales						
Porcentaje Total de Pérdidas (%)						

Nota (*): por síntesis se efectuó una designación conceptual, pero en las entregas se indicarán con la designación tarifaria oficial.

**RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA
OSINERGMIN N° 044-2015-OS/CD**

Formato 2: Balance de Energía y Potencia de Punta, por Sistema Eléctrico

Descripción	Año:					
	Energía (MW.h)		Factor de carga/pérdidas	Potencia (kW)		Factor de coincidencia y/o simultaneidad
	MW.h	%		kW	%	
Muy Alta Tensión (MAT)						
Ingreso a MAT						
Ventas en MAT						
Pérdidas en MAT						
Alta Tensión (AT)						
Ingreso a AT desde MAT						
Compras en AT						
Total Ingreso a AT						
Ventas en AT						
AT1						
AT2						
Pérdidas en AT						
Media Tensión (MT)						
Ingreso a MT desde AT						
Compras en MT						
Generación Propia Neta						
Consumo Propio						
Ventas a Otros Distribuidores						
Total Ingreso a MT						
Pérdidas en Media Tensión						
Técnicas conductores (variables)						
Técnicas aisladores (constantes)						
No Técnicas registradas						
Ventas en Media Tensión						
MT1						
MT2						
MT3P						
MT3FP						
MT4P						
MT4FP						
Total Ingreso a SED						
Pérdidas en SED						
Pérdidas constantes (Fe)						
Pérdidas variables (Cu y cables BT)						
Total Ingreso a BT						
Pérdidas en Baja Tensión						
Técnicas						
Pérdidas en red BT						
Pérdidas en líneas de AP no medidas						
Pérdidas en líneas de AP medidas						
Pérdidas en acometidas						
Pérdidas en medición circuito amperom						
Pérdidas en medición circuito voltim						
Ventas en Baja Tensión						
Designación por grupo según modalidad (*)						
Simple tarifa residencial						
Simple tarifa residencial						
Doble tarifa (energía y potencia)						
Tarifa múltiple (registro horario potencia)						
Alumbrado Público						
Pérdidas No Técnicas BT						
Pérdidas No Técnicas Totales						
Porcentaje Total de Pérdidas (%)						

Nota (*): por síntesis se efectuó una designación conceptual, pero en el reporte se indicarán con las opciones tarifarias definidas.

**RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA
OSINERGMIN N° 044-2015-OS/CD**

Formato 3: Resumen de Resultados de Cálculo de Pérdidas en Red de MT

Empresa:	Sistema Eléctrico:
Sector Típico:	Zona:

Código de Alimentador					Total
Tensión nominal alimentador	kV				
Cantidad Fases					
Tipo alimentador (aéreo urbano, aéreo rural, subterráneos)					
Potencia Ingresada MT	kW				
Energía Ingresada en MT	MWh				
Conductor de troncal					
Longitud de troncal	km				
Conductor de ramal					
Longitud de ramal	km				
Factor de asimetría "k _{as} "					
Factor de diferencia de cargas "k _{as} " de los alimentadores de la SET					
Tiempo equivalente de pérdidas promedio	h				
Pérdidas de potencia en conductores (variables)	kW				
	%				
Pérdidas de energía en conductores (variables)	kWh				
	%				
Tipo aislador sostén					
Cantidad aislador sostén	U				
Pérdidas nominales aislador sostén	W				
Tipo aislador retención					
Cantidad aislador retención	U				
Pérdidas nominales aislador retención	W				
Pérdidas de potencia en aisladores (constantes)	kW				
	%				
Pérdidas de energía en aisladores (constantes)	kWh				
	%				

**RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA
OSINERGMIN N° 044-2015-OS/CD**

Formato 4: Resumen de Resultados de Cálculo de Pérdidas en SED

Empresa	
Sistema Eléctrico	
Sector Típico	
Potencia ingresada a las SED	
Energía ingresada a las SED	
Tipo de instalación (aérea o tipo cámara)	
Tensión nominal primaria	

Potencia nominal de transformación	kVA	5	10	15	25	40	63	100	125	160	200	250	315	400	500	630	Total
Cantidad de SEDs	U																
Energía ingresada a las SEDs	MWh																
Potencia simultánea ingresada a las SEDs	kW																
Factor de utilización promedio																	
Potencia de pérdidas en el Cu nominal adoptada	W																
Potencia de pérdidas en el Fe nominal adoptada	W																
Logitud cable enlace transformador/tablero BT	m																
Sección Cable enlace transformador/tablero BT	mm ²																
Factor de asimetría adoptado																	
Factor de dispersión de niveles de carga																	
Tiempo de utilización promedio	h																
Tiempo equivalente de pérdidas adoptado	h																
Energía de pérdidas en el Cu resultantes	kW																
	%																
Energía de pérdidas en el Fe resultantes	kW																
	%																
Energía de pérdidas en cable enlace transformador/tablero BT	kW																
	%																

Formato 5: Resumen de Resultados de Cálculo de Pérdidas en Red de BT

Empresa	
Sistema Eléctrico	
Sector Típico	
Tensión BT	
Potencia Ingresada	
Energía Ingresada	

Tipo de Red BT		Aérea urbana			Aérea urbana-rural			Subterránea			Total
Módulo de transformación SED	kVA										
Cantidad de SED por módulo	U										
Factor de utilización promedio del módulo de SED											
Factor de simultaneidad salidas-SED											
Cantidad de salidas BT	U										
Corriente por salida máxima promedio para servicio público	A										
Secciones de conductor de salida	mm ²										
Longitud promedio de salida	km										
Factor de resto de red promedio											
Factor de desequilibrio de fases promedio											
Factor de diferencia de cargas entre salidas											
Factor de excentricidad											
Tiempo de utilización promedio por salida	h										
Tiempo equivalente de pérdidas promedio por salida	h										
Energía de pérdidas en la red BT servicio público	kWh										
Potencia de pérdidas en la red BT servicio público	kW										
Potencia promedio por salida en AP	kW										
Resistencia promedio conductores AP salida	ohm										
Cantidad de conductores por circuito (1-2)	U										
Tiempo de utilización AP	h										
Tiempo equivalente de pérdidas promedio por salida	h										
Energía de pérdidas en la red BT AP	kWh										

**RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA
OSINERGMIN N° 044-2015-OS/CD**

Formato 6: Resumen de Resultados de Cálculo de Pérdidas en Acometidas de BT

Empresa	
Sistema Eléctrico	
Sector Típico	
Tensión BT	

Tarifa									
Energía ingresada	kWh								
Características de conductor-fases									
Extensión promedio	m								
Resistencia por unidad de longitud asignada	ohm/m								
Cantidad de acometidas del tipo correspondiente	U								
Cantidad de clientes por acometida promedio	U								
Corriente máxima promedio por acometida	A								
Tiempo equivalente de pérdidas de la acometida	h								
Factor de corrección por diferencia de cargas									
Factor de corrección por asimetría (acometidas trifásicas)									
Energía de pérdidas del grupo	kWh								

Formato 7: Resumen de Resultados de Cálculo de Pérdidas en Medidores de BT

Empresa	
Sistema Eléctrico	
Sector Típico	
Energía Ingresada	

Segmento Tarifario									
Marca-modelo medidor									
Tecnología									
Tensión Nominal	V								
Corriente Nominal	A								
Pérdidas voltimétricas nominales	kWh								
Pérdidas amperimétricas nominales	kWh								
Cantidad	U								
Corriente máxima promedio	A								
Factor de corrección por diferencia de cargas									
Factor de corrección por asimetría									
Tiempo equivalente de pérdidas	h								
Energía de pérdidas circuitos voltimétricos	kWh								
Energía de pérdidas circuitos amperimétricos	kWh								

**RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA
OSINERGMIN N° 044-2015-OS/CD**

Formato 8: Resumen de Pérdidas de Energía por Sector Típico (kWh)

Empresa:					Año:	
Etapa	Sistema Eléctrico					Total
Media Tensión (MT)						
Ingreso a MT desde AT						
Compras en MT						
Generación Propia Neta						
Consumo Propio						
Ventas a Otros Distribuidores						
Total Ingreso a MT						
Pérdidas en Media Tensión						
Técnicas conductores (variables)						
Técnicas aisladores (constantes)						
No técnicas registradas						
Ventas en Media Tensión						
Total Ingreso a SED						
Pérdidas en SED						
Pérdidas constantes (Fe)						
Pérdidas variables (Cu y cables BT)						
Total Ingreso a BT						
Pérdidas en Baja Tensión						
Técnicas						
Pérdidas en red BT						
Pérdidas en líneas de AP no medidas						
Pérdidas en líneas de AP medidas						
Pérdidas en acometidas						
Pérdidas en medidores circuito amperimétrico						
Pérdidas en medidores circuito voltimétrico						
Ventas en Baja Tensión						
Pérdidas No Técnicas BT						
Pérdidas No Técnicas Totales						
Porcentaje Total de Pérdidas (%)						

Formato 9: Resumen de Pérdidas de Potencia por Sector Típico (kW)

Empresa:					Año:	
Etapa	Sistema Eléctrico					Total
Media Tensión (MT)						
Ingreso a MT desde AT						
Compras en MT						
Generación Propia Neta						
Consumo Propio						
Ventas a Otros Distribuidores						
Total Ingreso a MT						
Pérdidas en Media Tensión						
Técnicas conductores (variables)						
Técnicas aisladores (constantes)						
No técnicas registradas						
Ventas en Media Tensión						
Total Ingreso a SED						
Pérdidas en SED						
Pérdidas constantes (Fe)						
Pérdidas variables (Cu y cables BT)						
Total Ingreso a BT						
Pérdidas en Baja Tensión						
Técnicas						
Pérdidas en red BT						
Pérdidas en líneas de AP no medidas						
Pérdidas en líneas de AP medidas						
Pérdidas en acometidas						
Pérdidas en medidores circuito amperom						
Pérdidas en medidores circuito voltim						
Ventas en Baja Tensión						
Pérdidas No Técnicas BT						
Pérdidas No Técnicas Totales						
Porcentaje Total de Pérdidas (%)						

**RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA
OSINERGMIN N° 044-2015-OS/CD**

Formato 10: Resumen de Pérdidas de Energía por Empresa (kWh)

Empresa:					Año:	
Etapa	Sector Típico				Total	
Media Tensión (MT)						
Ingreso a MT desde AT						
Compras en MT						
Generación Propia Neta						
Consumo Propio						
Ventas a Otros Distribuidores						
Total Ingreso a MT						
Pérdidas en Media Tensión						
Técnicas conductores (variables)						
Técnicas aisladores (constantes)						
No técnicas registradas						
Ventas en Media Tensión						
Total Ingreso a SED						
Pérdidas en SED						
Pérdidas constantes (Fe)						
Pérdidas variables (Cu y cables BT)						
Total Ingreso a BT						
Pérdidas en Baja Tensión						
Técnicas						
Pérdidas en red BT						
Pérdidas en líneas de AP no medidas						
Pérdidas en líneas de AP medidas						
Pérdidas en acometidas						
Pérdidas en medidores circuito amperimétrico						
Pérdidas en medidores circuito voltimétrico						
Ventas en Baja Tensión						
Pérdidas No Técnicas BT						
Pérdidas No Técnicas Totales						
Porcentaje Total de Pérdidas (%)						

Formato 11: Resumen de Pérdidas de Potencia por Empresa (kW)

Empresa:					Año:	
Etapa	Sector Típico				Total	
Media Tensión (MT)						
Ingreso a MT desde AT						
Compras en MT						
Generación Propia Neta						
Consumo Propio						
Ventas a Otros Distribuidores						
Total Ingreso a MT						
Pérdidas en Media Tensión						
Técnicas conductores (variables)						
Técnicas aisladores (constantes)						
No técnicas registradas						
Ventas en Media Tensión						
Total Ingreso a SED						
Pérdidas en SED						
Pérdidas constantes (Fe)						
Pérdidas variables (Cu y cables BT)						
Total Ingreso a BT						
Pérdidas en Baja Tensión						
Técnicas						
Pérdidas en red BT						
Pérdidas en líneas de AP no medidas						
Pérdidas en líneas de AP medidas						
Pérdidas en acometidas						
Pérdidas en medidores circuito amperom						
Pérdidas en medidores circuito voltim						
Ventas en Baja Tensión						
Pérdidas No Técnicas BT						
Pérdidas No Técnicas Totales						
Porcentaje Total de Pérdidas (%)						

Formato 12: Resumen de Pérdidas de Energía y Potencia por Sector Típico y Empresa (%)

Rubro de Pérdida	Referido a ingreso de etapa	
	Potencia	Energía
PERDIDAS TÉCNICAS MT		
PERDIDAS TECNICAS BT		
Pérdidas en las SED MT/BT		
Pérdidas en las redes de BT		
Pérdidas en Acometidas		
Pérdidas en Medidores		
TOTAL PERDIDAS TECNICAS		
PÉRDIDAS NO TÉCNICAS		
TOTAL PÉRDIDAS		

EXPOSICIÓN DE MOTIVOS

De acuerdo con lo dispuesto en el Artículo 64°, inciso b), del Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas, el Valor Agregado de Distribución (VAD) que regula Osinergmin deberá considerar como uno de sus componentes a las pérdidas estándares de distribución en potencia y energía. Las pérdidas también son consideradas para la determinación de los costos de operación y mantenimiento de los sistemas de distribución para efectos de calcular la Tasa Interna de Retorno de las empresas concesionarias, conforme lo establece el Artículo 70° de esta Ley;

El Artículo 143° del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas (RLCE), aprobado mediante Decreto Supremo N° 009-93-EM, dispone que las pérdidas estándares a ser consideradas para el cálculo del VAD comprenderán las pérdidas técnicas y las comerciales. Asimismo, el Artículo 150° de este mismo cuerpo normativo faculta a Osinergmin para realizar la evaluación y calificación de las pérdidas estándares, debiendo dicho costo corresponder a valores estándares internacionales aplicables al sector eléctrico, guardando relación de causalidad directa con la prestación del servicio;

Sobre la base de la competencia regulatoria de Osinergmin para determinar las pérdidas que son reconocidas en la fijación del VAD, se ha estimado conveniente y necesario uniformizar, mediante el establecimiento de metodologías, la determinación de dichas pérdidas, de modo tal que exista homogeneidad de su cálculo en la elaboración de los estudios de costos a que se refiere el Artículo 146° del RLCE. Con ello, se quiere estandarizar la determinación de las pérdidas y permitir que Osinergmin efectúe una mejor revisión de las propuestas tarifarias alcanzadas para cada Sector de Distribución Típico.

Se ha elaborado la propuesta de Norma “Metodologías para el Cálculo de Pérdidas Técnicas en Sistemas Eléctricos de Distribución”, en virtud de las competencias normativas de Osinergmin previstas en el numeral 3.1 del Artículo 3° de la Ley N° 27332 y en la facultad del Regulador de solicitarle información para el cumplimiento de sus funciones a los titulares de concesión, consignada en el Artículo 58° del RLCE.