

MERCADOS
ENERGÉTICOS 
CONSULTORES

ESTUDIO INTEGRAL DE TARIFAS
ELÉCTRICAS

INFORME N°4
ANÁLISIS DE LAS METODOLOGÍAS
UTILIZADAS POR CFE PARA
DETERMINAR LAS PÉRDIDAS TÉCNICAS
Y NO TÉCNICAS POR ETAPA DE
SUMINISTRO

Preparada para:



TAREA 1.1.2 – INFORME N°4

ANÁLISIS DE LAS METODOLOGÍAS UTILIZADAS POR CFE PARA DETERMINAR LAS PÉRDIDAS TÉCNICAS Y NO TÉCNICAS POR ETAPA DE SUMINISTRO

CONTENIDO

RESUMEN EJECUTIVO	4
1. INTRODUCCIÓN	6
2. CONCEPTOS GENERALES ASOCIADOS A LA DETERMINACIÓN DE PÉRDIDAS TÉCNICAS Y NO TÉCNICAS	6
2.1. ANÁLISIS POR SUBSISTEMA	7
2.2. PÉRDIDAS TÉCNICAS	9
2.2.1. Pérdidas en la red de Transmisión y Distribución primaria MT	11
2.2.2. Pérdidas en las estaciones transformadoras AT/MT y centros de transformación MT/BT11	13
2.2.3. Pérdidas en la red de Distribución secundaria BT	15
2.2.4. Factores de ajuste de pérdidas	15
2.3. PÉRDIDAS NO TÉCNICAS	17
2.3.1. Introducción.....	17
2.3.2. La cobrabilidad y las pérdidas comerciales.....	19
2.3.3. El Plan de control de Pérdidas no técnicas.....	20
3. ANÁLISIS DE LA INFORMACIÓN DISPONIBLE	21
3.1. BALANCE DE ENERGÍA Y POTENCIA.....	21
3.2. PÉRDIDAS DE ENERGÍA Y POTENCIA	21
4. DESCRIPCIÓN DE LA METODOLOGÍA UTILIZADA POR CFE PARA EL CÁLCULO DE LAS PÉRDIDAS.....	21
4.1. BALANCE DE ENERGÍA Y POTENCIA.....	21
4.1.1. Balance de energía por proceso	23
4.1.2. Balance de energía por empresa	27
4.1.3. Balance de energía del SEN	27
4.2. PÉRDIDAS DE ENERGÍA Y POTENCIA	29
4.2.1. Pérdidas técnicas en el Subsistema de Alta Tensión.....	30
4.2.2. Pérdidas técnicas en el Subsistema de Media Tensión	33
4.2.3. Pérdidas técnicas en el Subsistema de Baja Tensión.....	34
4.2.4. Pérdidas no técnicas	38
5. CONCLUSIONES	41

TAREA 1.1.2 – INFORME N°4 ANÁLISIS DE LAS METODOLOGÍAS UTILIZADAS POR CFE PARA DETERMINAR LAS PÉRDIDAS TÉCNICAS Y NO TÉCNICAS POR ETAPA DE SUMINISTRO

CONTENIDO

AT: Alta tensión

BT: Baja tensión

CFE: Comisión Federal de Electricidad

CRE: Comisión Reguladora de la Electricidad

Curva monótona de carga: corresponde a la curva de demanda horaria anual de un sistema, ordenada en forma decreciente.

LyFC: Luz y Fuerza del Centro

MT: Media tensión

PESED: Procedimiento para la determinación de pérdidas de energía en el sistema eléctrico de distribución

SCADA: Supervisory Control and Data Acquisition (en español, registro de datos y control de supervisión)

SEN: Sistema Eléctrico Nacional

SENER: Secretaría de Energía

SER: Sistemas Eléctricos Representativos

SICOM: Sistema Comercial de CFE

TDR: Términos de Referencia del presente servicio de consultoría

Transformador AT/MT: Transformador reductor de Alta tensión a Media tensión

Transformador MT/BT: Transformador reductor de Media tensión a Baja tensión

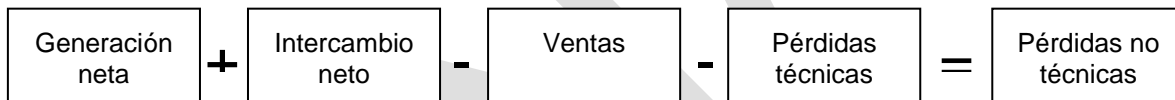
TAREA 1.1.2 – INFORME N°4 ANÁLISIS DE LAS METODOLOGÍAS UTILIZADAS POR CFE PARA DETERMINAR LAS PÉRDIDAS TÉCNICAS Y NO TÉCNICAS POR ETAPA DE SUMINISTRO

RESUMEN EJECUTIVO

El presente documento tiene por objeto cumplir con lo indicado en los TDR, 1.1.2. Determinación de las pérdidas técnicas y no técnicas por etapa de suministro, Punto d) El Consultor analizará y recomendará mejoras a las metodologías utilizadas por CFE y LFC para el desglose de las pérdidas;

El estudio tiene por objeto analizar la metodología de cálculo aplicada por CFE para la elaboración del balance de energía y potencia, y la determinación de las pérdidas técnicas y no técnicas, y realizar recomendaciones de ajustes o cambios en los casos que resulten necesarios.

El balance de un sistema se puede presentar en forma sencilla de la siguiente manera:



Se desprende de la fórmula que todos los errores en la contabilización y/o cálculo en los términos de la izquierda de la ecuación, se verán reflejados en las pérdidas no técnicas. Por tal motivo es importante verificar y auditar las mediciones en los puntos frontera de recepción y entrega de energía, así como también en el cálculo de las pérdidas técnicas, para ganar precisión en la determinación de las pérdidas no técnicas.

Una metodología que permite determinar las pérdidas de energía en cada uno de los componentes de la red de manera eficiente consiste en la determinación de tres estados de carga, a partir de la monótona¹ anual del alimentador. Las pérdidas de energía se calculan estudios de flujo de carga para determinar las pérdidas de potencia para cada uno de los tres estados y luego integrar en función de la duración de cada uno de los bloques definidos, según la siguiente expresión:

$$P_e = P_{pUNTA} \times h_{sUNTA} + P_{pRESTO} \times h_{sRESTO} + P_{pBASE} \times h_{sBASE}$$

Las pérdidas no técnicas, por su parte, son absolutamente distintas de las técnicas. En realidad su existencia sólo puede inferirse a través de un razonamiento indirecto: *Si las pérdidas reales son mayores que las pérdidas técnicas, la diferencia debe atribuirse a "otro fenómeno". Este*

¹ La monótona de carga es la curva anual de demanda horaria, ordenada de mayor a menor para un año determinado. A partir de esta curva se determinan los bloques horarios de punta, intermedio o resto y base

“otro fenómeno” es el que se denomina pérdidas comerciales o pérdidas no técnicas. Si estas pérdidas sólo pueden observarse como una diferencia de valores, su forma de cálculo y exactitud dependerá de la forma de cálculo y exactitud de los factores que componen la fórmula como se ha expuesto anteriormente.

La metodología desarrollada por CFE para la elaboración del balance de energía, la determinación del nivel global de pérdidas respecto del total de energía ingresada y las pérdidas técnicas y no técnicas por etapa de suministro en el sistema de distribución (Subsistemas de Alta, Media y Baja Tensión), se ajusta en términos generales a las prácticas internacionales aplicadas por las empresas distribuidoras de energía eléctrica.

A los fines del presente estudio tarifario, para el nivel de AT se utilizarán los niveles de pérdidas resultantes de la metodología aplicada por CFE, mientras que para el nivel de MT y BT, las mismas se determinarán a partir de las instalaciones adaptadas a la demanda asociadas a los SER que surgen del modelo de optimización, y los respectivos balances de energía y potencia.

Sin embargo, se recomienda considerar algunos aspectos para mejorar el procedimiento de cálculo, fundamentalmente en el sentido de verificar las pérdidas mediante cálculos de flujos de potencia para la totalidad de las redes de AT y MT y una muestra representativa de la red de BT, para tres estados de carga y luego integrarlos por la duración de cada bloque.

Finalmente, se recomienda utilizar factores de incremento de pérdidas que deben ser considerados cuando se desarrollan estudios de flujos de carga ideales, que contemplen el aporte de desequilibrios de fases y un cierto nivel de armónicos presente en las redes reales.

ESTUDIO INTEGRAL DE TARIFAS ELÉCTRICAS

TAREA 1.1.2 – INFORME N°4

ANÁLISIS DE LAS METODOLOGÍAS UTILIZADAS POR CFE PARA DETERMINAR LAS PÉRDIDAS TÉCNICAS Y NO TÉCNICAS POR ETAPA DE SUMINISTRO

1. INTRODUCCIÓN

El presente documento tiene por objeto cumplir con lo indicado en los TDR, 1.1.2. Determinación de las pérdidas técnicas y no técnicas por etapa de suministro, Punto d) El Consultor analizará y recomendará mejoras a las metodologías utilizadas por CFE y LFC para el desglose de las pérdidas;

En particular en el presente informe se analiza la metodología aplicada por CFE, lo cual incluye los siguientes aspectos

- Conceptos generales asociados a la determinación de pérdidas técnicas y no técnicas
- Análisis de la información básica disponible
- Descripción de la metodología utilizada por las empresas para el cálculo de pérdidas
- Aplicación de la metodología
- Conclusiones

2. CONCEPTOS GENERALES ASOCIADOS A LA DETERMINACIÓN DE PÉRDIDAS TÉCNICAS Y NO TÉCNICAS

A continuación se presenta el marco de análisis propuesto para analizar la metodología de cálculo utilizada por CFE para determinar las pérdidas. A tal efecto se resumen prácticas comunes implementadas por el sector para la determinación de los niveles de pérdidas en sistemas eléctricos.

Todos los sistemas eléctricos presentan transferencias de energía en un periodo de tiempo, tanto internas dentro del mismo sistema como externas con otros sistemas eléctricos. Estas transferencias, generalmente se registran mediante mediciones y se traducen, luego de un periodo determinado de tiempo que puede ser un año, en un balance de inyecciones y retiros de energía con el objetivo de contabilizar las transacciones realizadas de manera de reflejar el comportamiento de la operación del sistema eléctrico en cuestión.

A los fines prácticos, los sistemas se caracterizan por estar delimitados por una frontera donde existen puntos de intercambio donde se realiza alguna transferencia de energía que puede ser entrante y/o saliente del sistema. Se distinguen tres tipos de puntos frontera:

- Generación – son puntos frontera donde se contabiliza el aporte de energía de las unidades de generación del sistema, donde por lo general se considera el neto de energía entregado al sistema.
- Intercambio – son puntos frontera donde se realiza compra-venta de energía, donde al igual que en generación, a los fines del balance se computa el neto para el periodo analizado.
- Venta – son puntos de entrega o suministro de energía

Como resultado del balance para un determinado sistema, se obtienen las pérdidas totales según la siguiente ecuación:

$$\boxed{\text{Generación neta}} + \boxed{\text{Intercambio neto}} - \boxed{\text{Ventas}} = \boxed{\text{Pérdidas}}$$

Es importante destacar que los errores que afectan cada uno de los términos del lado izquierdo del signo de igualdad afectan las pérdidas del sistema, es decir cualquier error en la contabilización de la generación, intercambios entre sistemas y ventas de energía afectarán el valor total de las pérdidas².

Si extendemos la ecuación presentada anteriormente, desagregando las pérdidas totales en técnicas y no técnicas, llegamos a la siguiente ecuación:

$$\boxed{\text{Generación neta}} + \boxed{\text{Intercambio neto}} - \boxed{\text{Ventas}} - \boxed{\text{Pérdidas técnicas}} = \boxed{\text{Pérdidas no técnicas}}$$

Utilizando el mismo concepto antes mencionado, todos los errores en la contabilización y/o cálculo en los términos de la izquierda de la ecuación, se verán reflejados en las pérdidas no técnicas.

2.1. ANÁLISIS POR SUBSISTEMA

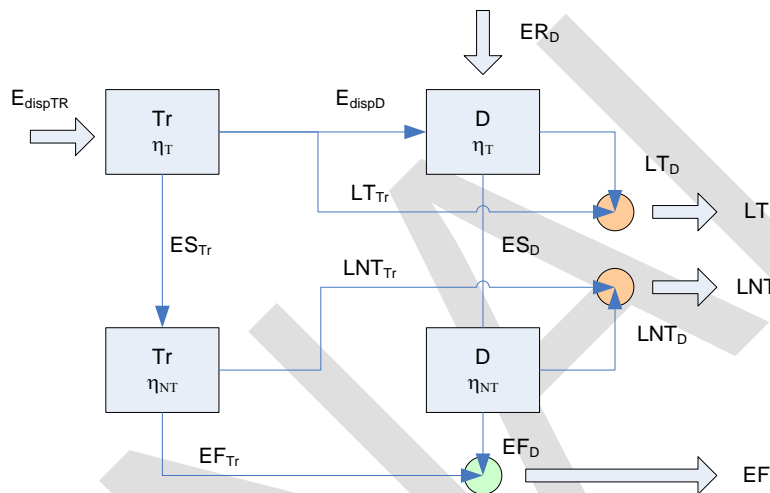
El balance de energía global, permite determinar las pérdidas totales sin discriminar su localización geográfica, ni su asignación por nivel de tensión, ni en los diferentes componentes eléctricos del sistema.

En el caso de querer brindar mayor detalle acerca del intercambio de energía y las pérdidas asociadas, es necesario efectuar balances por subsistemas. En el caso de México toma importancia este tema ya que el cálculo del costo marginal de largo plazo de energía tomará en cuenta las pérdidas de cada región o subsistema.

² Por tratarse de una diferencia de valores grandes respecto a las pérdidas, la propagación de errores en las mediciones de las variables del lado izquierdo dará como resultado valores mucho mayores de error en la determinación de las pérdidas.

Los componentes del balance por subsistema son los mismos que para el balance global, es decir: generación, intercambio y venta. La generación neta que se inyecta al subsistema debe ser calculada para cada planta como la generación bruta menos el consumo propio. Las entradas por compras de energía se contabilizan para cada punto frontera, y adicionalmente se debe contabilizar la energía recibida por otros subsistemas. Finalmente se contabilizan las ventas dentro del subsistema o área bajo estudio.

Para caracterizar los subsistemas o áreas representativas se puede utilizar el concepto de “eficiencia (η)” de cada etapa (transmisión, distribución) tal como se muestra en la siguiente figura.



Donde:

Tr: transmisión

D: distribución

E_{disp} : energía disponible a la entrada de la etapa

ER: energía recibida por un subsistema o generador

η : eficiencia

L: Pérdidas

T: técnicas

NT: no técnicas

EF: energía facturada

ES: energía suministrada

Como se puede apreciar, cada subsistema se caracteriza por dos valores de eficiencia: técnica y no técnica. Tomando como ejemplo el sistema de transmisión se cumplen las siguientes ecuaciones:

$$Edisp_{TR} - LT_{TR} - ES_{TR} = (Edisp_D - ER_D)$$

Cumpléndose también la ecuación:

$$\eta T_T = 1 - \frac{LT_{TR}}{Edisp_{TR}}$$

Siendo:

ηT_{TR} : eficiencia técnica en transmisión

LT_{TR} : pérdidas técnicas en transmisión

En forma similar las pérdidas no técnicas, desde el punto de vista de la eficiencia, se plantean como:

$$\eta T_{NT} = \frac{EF_{TR}}{ES_{TR}}$$

O bien,

$$\eta T_{NT} = 1 - \frac{LT_{NT}}{EF_{TR} + LT_{NT}}$$

El modelo presentado representa una simplificación del sistema, pero el mismo se puede desagregar tanto como se pretenda, siguiendo la lógica del concepto del tratamiento de las pérdidas como eficiencia.

2.2. PÉRDIDAS TÉCNICAS

Las pérdidas técnicas corresponden a aquellas que se generan por las condiciones propias del sistema para el manejo y conducción de la energía eléctrica. Básicamente se pueden desagregar en dos tipos:

- Pérdidas variables con la demanda
- Pérdidas independientes de la demanda:

Las primeras se relacionan con las corrientes que circulan por los elementos (efecto joule) y su magnitud es proporcional al cuadrado de la corriente:

$$P = I^2 \times R$$

Donde:

P [W]: pérdidas en un elemento del sistema

I [A]: corriente que circula por el elemento

R [Ohm]: resistencia del elemento

Las segundas dependen de las variaciones de tensión, independientes de la demanda, y se presentan en transformadores y máquinas eléctricas. Debido a que las variaciones de tensión en los sistemas eléctricos son pequeñas, es frecuente considerar las pérdidas de vacío como constantes, según la siguiente función:

$$P_{jv} = P_{iv} \times \left(\frac{V_j}{V_i} \right)^2$$

Donde:

P_{jv} : [W] : Pérdidas en vacío a un nivel de tensión V_j [V]

P_{iv} : [W] : Pérdidas en vacío a un nivel de tensión V_i [V]

V_j [V]: tensión al cual se desea conocer las pérdidas

Como se mencionó en el punto anterior, las pérdidas de energía se pueden calcular, para cualquier sistema o subsistema, como la diferencia entre la energía entregada y la facturada. Éste método tiene dos fuentes de error:

- La energía facturada incluye energía utilizada por los usuarios pero no registrada como puede ser robo, lecturas erradas, aparatos descalibrados, es decir, incluye pérdidas técnicas y no técnicas
- Las lecturas de los aparatos de medida pueden no ser simultáneas, presentándose desfase de tiempo dependiendo el momento en que se efectúen esas lecturas

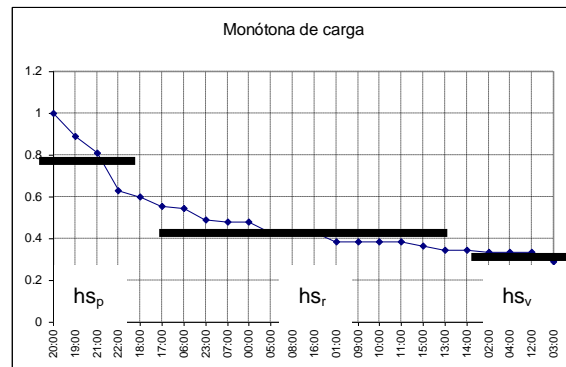
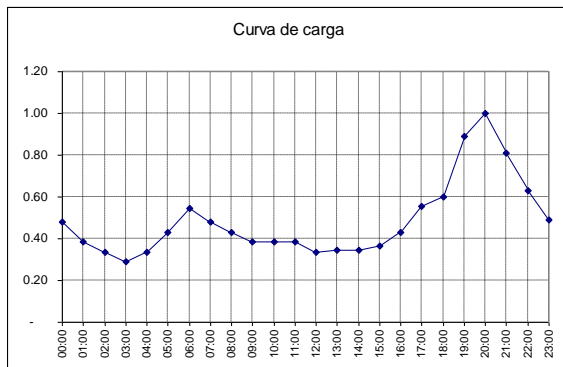
Para evitar estos inconvenientes, las pérdidas técnicas de energía se determinan en forma indirecta vía la realización de flujos de carga de potencia activa para los distintos estados del sistema y con base en los resultados obtenidos se calculan las pérdidas de energía y potencia del sistema.

Las pérdidas técnicas de potencia son determinadas, utilizando el mismo principio, en base al modelado del estado de carga simultáneo con la máxima demanda de la empresa.

Para la determinación de las pérdidas de energía se procede a determinar un juego de estados de carga representativos de la curva de carga en la red (normalmente tres, denominados Punta, Resto y Base), para así determinar las pérdidas de potencia en cada uno de estos estados. Posteriormente las pérdidas de energía se calculan como la integración de la pérdidas de potencia en cada estado por las duraciones asociadas a cada uno de los mismos, de acuerdo a la siguiente expresión :

$$P_e = P_{pUNTA} \times h_{sPUNTA} + P_{pRESTO} \times h_{sRESTO} + P_{pBASE} \times h_{sBASE}$$

Los estados o períodos se definen a partir del análisis de las curvas de cargas decrecientes o monótonas anuales, disponibles como se identifica en la siguiente figura.



Fuente: ejemplo de curva de carga y monótona, fuente propia

2.2.1. PÉRDIDAS EN LA RED DE TRANSMISIÓN Y DISTRIBUCIÓN PRIMARIA MT

Dadas las características topológicas de las redes de AT y MT, y considerando que CFE dispone de la información de la red en base de datos con un nivel de detalle adecuado, el nivel de esfuerzo en el modelado de una muestra de los circuitos es comparable con el modelado de la totalidad de los mismos, por lo que el estudio de las pérdidas técnicas se debería realizar sobre la totalidad de los mismos.

El modelado de los estados de carga de máxima simultánea, punta, resto y base, se puede realizar mediante la aplicación de cualquier programa de flujos de carga, donde se definirán los parámetros eléctricos de las líneas y cables sobre la base de valores de catálogo.

Con estos programas se procede a simular flujos de potencia a fin de determinar las pérdidas de potencia y energía en las redes para diversos estados de carga. Cada estado de carga se obtendrá utilizando los registros disponibles de potencia y/o corriente a la salida de cada circuito correspondiente a la lectura de los sistemas SCADA para el día de máxima demanda de la red.

Las pérdidas de potencia se obtienen de los resultados del flujo de carga para el estado de máxima simultánea, mientras que las pérdidas de energía resultan de la integración de las pérdidas de potencia determinadas para cada uno de los tres estados de carga evaluados tomando en consideración la duración de cada uno de los bloques horarios (punta, resto y valle).

En caso que no se cuente con la información de las redes o de los estados de carga de la totalidad de los circuitos, es posible considerar muestras mediante métodos de muestreo estadísticos, y luego extrapolar los resultados a la totalidad de la empresa o sistema.

2.2.2. PÉRDIDAS EN LAS ESTACIONES TRANSFORMADORAS AT/MT Y CENTROS DE TRANSFORMACIÓN MT/BT

Las pérdidas de potencia en los transformadores resulta de la suma de dos componentes: Pérdidas en el Hierro (P_{FE}) y Pérdidas en el Cobre (P_{CU}).

Las P_{CU} resultan proporcionales a la corriente que circula por los transformadores. Se determinan a partir de los flujos de carga de los circuitos a los que estén conectados para los estados que fueron modelados, es decir que para el caso de las pérdidas de potencia el correspondiente al momento de máxima de la distribuidora.

Las pérdidas de potencia en cada transformador “PPi” para el estado de máxima simultánea de la empresa están dadas por la siguiente ecuación:

$$PP_i = P_{Fe} + P_{Cu} * \left(\frac{I_i}{I_{nom}} \right)^2$$

Donde:

PP_i: Pérdidas de potencia del transformador i [kW]

P_{Fe}: Perdidas en el Hierro del Transformador [W]

P_{Cu}: Perdidas de Cortocircuito del Transformador [W]

I_i: Corriente por la Subestación “i” para el estado de demanda i [A]

I_{nom}: Corriente Nominal por el transformador [A]

“i”: Transformador “i”.

Las pérdidas de energía se calculan para los tres estados de carga correspondientes a los bloques de punta, resto y base, mediante la siguiente ecuación:

$$PE_i = P_{Fe} * 8760 + P_{Cu} * \left(\frac{I_i}{I_{nom}} \right)^2 * Te$$

Donde:

PP_i: Pérdidas de energía del transformador i [kWh]

P_{Fe}: Perdidas en el Hierro del Transformador [W]

P_{Cu}: Pérdidas de Cortocircuito del Transformador [W]

I_i: Corriente por la Subestación “i” para el estado de demanda i [A]

I_{nom}: Corriente Nominal por el transformador [A]

Te: tiempo equivalente de pérdidas [hs]

“i”: Transformador “i”.

El tiempo equivalente de pérdidas (Te) se determina como:

$$Te = \frac{(I_p^2 * hs_p + I_r^2 * hs_r + I_v^2 * hs_v)}{I_i^2}$$

Donde:

I_a²: Corriente por el transformador “i” para el estado de carga del bloque de punta

$I_{m_i}^2$: Corriente por el transformador “i” para el estado de carga del bloque de resto

$I_{v_i}^2$: Corriente por el transformador “i” para el estado de carga del bloque de valle

h_{sp} : Duración en Horas del bloque de punta

h_{sr} : Duración en Horas del bloque de resto

h_{sv} : Duración en Horas del bloque de base

I_i : Corriente por el transformador “i” para el estado de carga de máxima simultanea

Luego se procede a evaluar los resultados a nivel total de la empresa o sistema, determinado el porcentaje de perdidas de energía totales en transformadores, como el cociente entre la suma de las perdidas de energía en cada transformador, y la suma de las energía ingresadas a cada transformador.³

2.2.3. PÉRDIDAS EN LA RED DE DISTRIBUCIÓN SECUNDARIA BT

En general, debido a la gran cantidad de componentes que típicamente incluyen las redes de BT, y por ende la complejidad de su modelado, el cálculo de las pérdidas en la red de BT se efectúa a través del modelado y estudio detallado de una muestra representativa de redes de BT asociadas a los Centros de transformación MT/BT.

La selección de los centros de transformación MT/BT se realiza en función de las redes de BT que serán objeto de estudio y resulten representativas de la totalidad de las mismas. El universo de análisis se conforma por la totalidad de Centros de Transformación MT/BT y su correspondiente red de Baja Tensión. El total de los centros se agrupa en conjuntos homogéneos o estratos, sobre los cuales, se procede a la selección de la muestra, utilizando un proceso de selección aleatorio basado en un muestreo randómico estratificado para una variable de estratificación. También hay casos en que el muestreo se realiza de manera orientada hacia aquellos transformadores más representativos del sistema de distribución.

La variable de estratificación que usualmente se utiliza es el Momento Cuadrático Unitario ($M [kW^2 \cdot m/kW]$)⁴ de cada Centro. El Momento Cuadrático Unitario de una demanda localizada en el nodo i de la red de distribución de BT se define como la demanda del nodo i al cuadrado multiplicada por la distancia [m] que separa dicha demanda del centro de transformación MT/BT y dividido por la demanda total de dicho centro de transformación.

El uso de esta variable permite cuantificar, para cada red de BT, la relación existente entre sus demandas y su ubicación dentro de la red en la misma forma en que estas variables influyen en las pérdidas técnicas. Al respecto cabe recordar que también las pérdidas técnicas son

³ Valor determinado como la integral de los flujos de potencia en cada estrato por la duración de los mismos.

⁴ Mi: Momento Cuadrático Unitario de una demanda localizada en el nodo i de la red de distribución de BT, definido como la demanda del nodo i al cuadrado multiplicada por la distancia [m] que separa dicha demanda del centro de transformación MT/BT y dividido por la demanda total de dicho centro de transformación.

proporcionales al producto del cuadrado de la corriente (proporcional a la potencia demandada por cada cliente) por la resistencia (proporcional a la distancia que separa al cliente del centro de transformación).

Considerando el caso de las redes de BT correspondientes a cada Centro, el momento cuadrático unitario de un Centro esta dado por la suma de los momentos cuadráticos unitarios para cada uno de los clientes de BT que están abastecidos por el centro.. Esto es:

$$M = \sum_{i=1}^n (M_i) = \frac{1}{D_{SED}} \sum_{i=1}^n (D_i^2 * Long_i)$$

Donde:

M: Momento Cuadrático Unitario de una determinado Centro

D_i [KW]: Demanda del cliente "i"

Longi [m]; Distancia entre el punto de carga "i" y la ubicación del Centro

D_{SED} [KW]: Demanda Máxima en el Centro

n: número total de clientes en el Centro

Para la determinación de la potencia de cada cliente se emplea el consumo de energía registrado de los mismos más recientes, y el factor de carga (y simultaneidad) de cada tipo de cliente obtenido a partir de las campañas de curvas de carga disponibles. Una vez seleccionados los centros de transformación a modelar y su red de BT asociada, se procede a la determinación de las pérdidas de potencia y energía.

Para la determinación de las pérdidas de potencia se considera un estado de carga para cada red de BT de cada Centro de Transformación, el cual resulte coincidente con el momento de máxima demanda de la empresa. El estado de carga a la salida de la red de BT desde el Centro se obtendrá en base a mediciones disponibles o en su defecto en base a la energía distribuida a los clientes.

En este último caso, a partir de identificar los clientes abastecidos desde cada Centro y su energía distribuida, junto con sus factores de carga y de simultaneidad se determina su contribución a la potencia en el momento de máxima demanda de la empresa. Los factores de carga y simultaneidad de cada cliente deben ser los correspondientes a la categoría a la cual pertenece el cliente, y sus valores serán obtenidos de los estudios de caracterización de la carga disponibles. Dado que la demanda es inicialmente calculada partiendo de la sumatoria de la energía facturada en el punto de suministro al cliente, se realizará una corrección por pérdidas para incluir en la demanda a la entrada de la red.

A partir de la demanda a la entrada de la red de BT para este estado, se distribuye la potencia en cada punto de carga sobre la base de la energía distribuida en cada punto de suministro. La energía distribuida resultará de la energía facturada a los clientes en la base comercial, agregada para cada punto de suministro al cual se encuentran conectados.

Una vez distribuida la demanda, las pérdidas de potencia, para cada red de BT de cada Centro de Transformación, resultarán del flujo de potencia activa en este escenario, como la diferencia entre la potencia a la entrada y la potencia distribuida en los puntos de carga.

Para determinar las pérdidas de energía se realizan flujos de carga para tres estados de carga correspondientes a los bloques de punta, resto y valle, los cuales representen la curva monótona típica de los centros. Para cada uno de los estados se determinan las pérdidas de potencia, y luego se integran considerando la duración de cada uno de los tres bloques de demanda planteados.

Cabe aclarar que se deben adicionar a las pérdidas de la red de BT, las correspondientes a las acometidas y medidores, para lo cual se asigna un estado de carga para una acometida típica para cada cliente conectado a la red de BT, y se calculan las pérdidas en función del tipo de conductor y la corriente media que circula.

Para el caso del medidor se computan las pérdidas típicas del medidor según el fabricante, considerando la variación entre la corriente nominal y la real. Las pérdidas de potencia estarán dadas por la siguiente fórmula según se trate de medidor monofásico o trifásico:

$$PPMed_{monofásico} = \left(\frac{I}{In} \right)^2 \cdot 0,15W + 1,5W$$

$$PPMed_{trifásico} = \left(\frac{I}{In} \right)^2 \cdot 0,45W + 9,0W$$

Por su parte las pérdidas de energía se calculan considerando el factor de carga de las pérdidas según la relación de Buller-Woodrow

$$FCP = X \cdot Fc + (1 - X) \cdot Fc^2$$

Resultando las pérdidas de energía igual a:

$$PEMed_{monofásico} = \left[\left(\frac{I}{In} \right)^2 \cdot 0,15W \cdot FCP + 1,5W \right] \cdot 8760$$

$$PEMed_{trifásico} = \left[\left(\frac{I}{In} \right)^2 \cdot 0,45W \cdot FCP + 9,0W \right] \cdot 8760$$

2.2.4. FACTORES DE AJUSTE DE PÉRDIDAS

Dado que las redes de distribución se ven afectadas por efectos que no son considerados en los flujos de carga, se debe ajustar los resultados de pérdidas por dos factores que contemplan:

- Distorsión armónica de la corriente en la red
- Desequilibrio de carga entre fases

A continuación se describen los factores de ajuste de pérdidas relacionados con cada una de las situaciones planteadas.

a) Factor de corrección por efecto de las corrientes armónicas

La presencia de corrientes armónicas en la red tiene como efecto incrementar el valor eficaz de la corriente respecto a la que se tendría para la frecuencia industrial (sin armónicas). Por lo tanto el Factor de Incremento de Pérdidas (FIP) por corrientes armónicas considera el incremento de pérdidas producido por la presencia de armónicas, efecto no incluido en el modelo de red ideal dado que la carga se contempla exclusivamente a la frecuencia de 60 Hz. El FIP y se calcula con la siguiente expresión:

$$FIP_{ARMONICAS} = \frac{I_{ARMONICAS}^2}{I_{60Hz}^2}$$

Donde

I_{60Hz} , es la corriente eficaz a la frecuencia industrial.

$I_{ARMONICAS}$, es la corriente eficaz resultante de la presencia de armónicas en las redes

Si se define como componente de armónicas en la red analizada a la relación de corrientes eficaces:

$$\% ARM = \left[\frac{I_{ARMONICAS}}{I_{60Hz}} - 1 \right] \times 100$$

Por lo tanto, se puede expresar el Factor de Incremento de Pérdidas por corrientes armónicas ($FIP_{ARMONICAS}$) en función del componente de armónicas (%ARM) como:

$$FIP_{ARMONICAS} = (1 + \% ARM)^2$$

b) Factor de corrección por desequilibrio de corrientes por fase

Las pérdidas técnicas se deben ajustar también debido a la existencia de clientes con alimentación monofásica y el propio desequilibrio de la carga en los clientes con alimentación trifásica, que producen corrientes en cada fase diferentes lo que afecta las pérdidas dado que las mismas dependen del cuadrado de las corrientes de línea. Ante ésta situación, las pérdidas en un sistema desbalanceado se incrementan respecto de uno balanceado, siendo.

$$3 \times R \times I_l^2 \neq R \times (I_r^2 + I_s^2 + I_t^2)$$

Donde

I_r, I_s, I_t , las corrientes en cada fase.

I_l es la corriente en cada fase en un sistema equilibrado.

El factor de Incremento de Pérdidas por desequilibrio de corrientes de fases corrige esta situación y es determinado de acuerdo a la siguiente expresión:

$$FIP_{DES_FASES} = \frac{(I_r^2 + I_s^2 + I_t^2)}{3 \times I_l^2}$$

Se puede determinar un desequilibrio de corriente entre fases ($des\%_{FASES}$) según la siguiente expresión:

$$des\%_{FASES} = \left\| \frac{(I_{m\acute{a}x} - I_{m\acute{i}n})}{I_{media} \times 2} \right\| \times 100$$

donde:

$I_{m\acute{a}x}$: la corriente máxima en una de las fases

$I_{m\acute{i}n}$: la corriente mínima en una de las fases

I_{media} : la corriente promedio en las tres fases

En forma empírica para las redes típicas de distribución, para distintos estados de desequilibrio de corriente entre fases se obtiene la siguiente expresión aplica para FIP_{DES_FASE} , en función del grado de desequilibrio de cargas entre los distintos puntos de carga de las redes ($des\%_{FASES}$).

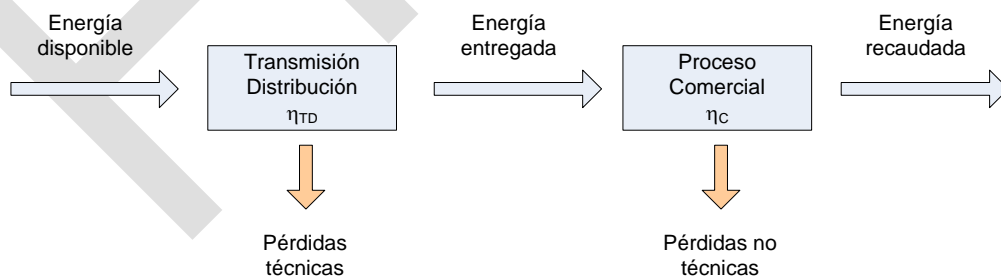
$$FIP_{DES_FASES} = 1,0469 \times (des\%_{FASES})^2 - 0,0488 \times (des\%_{FASES}) + 1,00313$$

2.3. PÉRDIDAS NO TÉCNICAS

2.3.1. INTRODUCCIÓN

Por la naturaleza de las pérdidas no técnicas, es poco probable encontrarlas en los sistemas de transmisión y sub-transmisión ya que en tal caso los clientes son pocos y es posible auditar sus instalaciones. Por esta razón generalmente sólo se asignan pérdidas no técnicas a los sistemas de distribución en MT y BT.

Cabe aclarar que las pérdidas no técnicas no se determinan con una metodología como lo antes indicada para las pérdidas técnicas (utilizando flujos de carga, etc.). En su lugar se determinan en la forma indicada en el siguiente esquema simplificado:



Por lo tanto, asumiendo que las pérdidas no técnicas tienen su origen en distribución, las mismas se determinarán como:

$$Edisp_{TD} - LT_{TD} - EF_D = LT_D$$

Este micro balance se puede extender desagregando el nivel de distribución en primaria o MT y secundaria o BT, en función de las mediciones disponibles y de los estudios de pérdidas técnicas asociados, pero conceptualmente aplica el mismo principio.

El concepto básico de las pérdidas no técnicas, y la principal diferencia con las pérdidas técnicas, es que representan energía que está siendo utilizada por alguien con algún fin, pero que la empresa no tiene registro alguno ni pago por esa energía suministrada.

Las pérdidas no técnicas, por su parte, son absolutamente distintas de las técnicas. En realidad su existencia sólo puede inferirse a través de un razonamiento indirecto: *Si las pérdidas reales son mayores que las pérdidas técnicas, la diferencia debe atribuirse a “otro fenómeno”.* Este “otro fenómeno” es el que se denomina *pérdidas comerciales o pérdidas no técnicas.*

Si estas pérdidas sólo pueden observarse como una diferencia de valores, su forma de cálculo y exactitud dependerá de la forma de cálculo y exactitud de los factores de esta fórmula.

El primero de estos factores son las pérdidas totales. Las pérdidas totales sólo pueden calcularse también como una diferencia entre las energías medidas de entrada y la facturación, que podría asociarse a una energía medida de salida aunque se debe contar la atemporalidad que hay entre estos valores ya que el primero corresponde a un día y hora determinado en tanto que el segundo es la recopilación a lo largo de un periodo, y entre el primer día y el último se debe estimar la energía acumulada en medidores que fue consumida pero no leída. El segundo factor son las pérdidas técnicas antedichas, que podrán contener un mayor o menor error dependiendo de la precisión con que se realicen los cálculos o estimaciones.

Este aspecto es relevante, ya que se requiere necesariamente de mediciones para determinar cualquier valor de pérdidas comerciales, pues solo puede determinarse la existencia de este tipo de pérdidas una vez que se ha realizado un balance de energías. Es decir como diferencia entre más de una medición, que para ser más explícitos sería entre los medidores de la energía de entrada a la red de la empresa y los egresos registrados en los medidores de los clientes. Con una única medición el concepto mismo de pérdidas comerciales no existe, simplemente carece de sentido.

Si las pérdidas comerciales se producen en un área delimitada por medidores, y dentro de la misma sólo rigen las leyes físicas que ocasionan pérdidas técnicas, ¿Dónde están estas pérdidas comerciales? La respuesta es obvia, en puntos frontera de esta red que no están siendo considerados en el balance. A los efectos de su determinación, todas las pérdidas comerciales pueden asignarse, sin ninguna pérdida de generalidad, a conexiones en la red que no están siendo consideradas en el balance. Independientemente que se trate de una conexión ilegal, un fraude o un error administrativo dentro de la empresa. Siempre se trata de una energía que no está siendo contabilizada en el balance.

Por último, dado que estas pérdidas son determinadas por diferencia, cualquier error en el cálculo de las pérdidas técnicas, sea de signo positivo o negativo, afecta automáticamente la determinación de las pérdidas comerciales. Esos errores pueden provenir de la propia estimación, simplificaciones de las mismas herramientas de cálculo, inadecuada ó insuficiente información para su determinación. Por otra parte, la energía de salida requiere para su determinación un ajuste por la energía acumulada en medidores y por la energía facturada sin medición, como es, a veces el caso del alumbrado público.

Es interesante remarcar que para un observador externo una conexión ilegal cuya existencia se desconoce, una adulteración del medidor, o un problema en los sistemas administrativos de la empresa, es absolutamente indistinguible de un alimentador de sección distinta de la supuesta o recalentado, un transformador con mayores pérdidas en el hierro, o una simplificación en las características del consumo. Se conoce la existencia de estas pérdidas comerciales simplemente porque es estadísticamente comprobable que hay usuarios ilegalmente conectados, errores en sus sistemas informáticos o clientes que adulteran su medidor. O simplemente porque su valor es tan alto que no podría explicarse únicamente por las razones técnicas antes mencionadas.

Resumiendo:

- Las pérdidas comerciales se producen en la red de distribución. Para ser más precisos en un área delimitada por medidores.
- Se requiere de la existencia de más de un medidor para que las pérdidas comerciales puedan ser estimadas.
- Son, dentro de cierto rango, indistinguibles de las pérdidas técnicas, salvo por su magnitud y por el conocimiento que tienen las empresas del comportamiento de sus clientes.

El proceso de identificación de los niveles de pérdidas de energía de la empresa en el marco de lo comentado en los párrafos anteriores tiene dos componentes: las pérdidas técnicas se determinan por cálculo, mientras que las pérdidas no técnicas se determinan por diferencias.

2.3.2. LA COBRABILIDAD Y LAS PÉRDIDAS COMERCIALES

La cobrabilidad y las pérdidas comerciales son dos elementos que están estrechamente vinculados. Esta afirmación tiene su principal argumento en las experiencias recogidas por este consultor en el análisis de empresas distribuidoras en toda la región.

En empresas con mercados muy comprometidos por los niveles de pérdidas, se observa que las decisiones sobre la gestión de esta problemática son muy variadas y no responde a un único patrón, por la complejidad del problema, el contexto en el que se desarrolla la actividad de distribución y por las estrategias de mitigación del problema adoptadas por las empresas.

En términos generales se observa que ante un aumento de las acciones realizadas por las empresas para la reducción de pérdidas comerciales se incrementa la morosidad, e inversamente ante un aumento de las acciones de gestión cobranza se incrementan las pérdidas comerciales. Es evidente, que entre estos dos fenómenos existe una correlación inversa que será de mayor ó menor intensidad dependiendo de los valores sociales generalmente aceptados por los usuarios y las restricciones normativas y legales a las que deben someterse las empresas prestadoras del servicio de distribución.

Así, con el foco puesto en el usuario con poca o nula disponibilidad de pago, los diferentes tratamientos que puedan dársele se reflejan en una de las dos caras de la misma moneda, o bien como pérdidas comerciales o como un cliente moroso, y en cualquiera de los dos casos se trata estrictamente de un perjuicio económico para las empresas.

En cualquier análisis de pérdidas comerciales que se haga no se debería descuidar la influencia de este fenómeno ya que toda acción de reducción de las mismas tendrá su correlato en la morosidad y viceversa.

2.3.3. EL PLAN DE CONTROL DE PÉRDIDAS NO TÉCNICAS.

Es casi un lugar común referirse al análisis de las pérdidas comerciales en la distribución de energía eléctrica en términos de “problema de gran complejidad”, significando en realidad que las causas son múltiples y de diferente naturaleza (económicas, culturales, sociales) y además que las acciones orientadas a combatir ciertas causas tienen a veces efectos impensados en otros aspectos del problema. Estas características ponen en evidencia que se trata de un problema multidimensional y que hay muchas interacciones entre las distintas dimensiones, sean éstas descriptivas de la situación, causas, efectos o iniciativas de acciones pretendidamente correctoras.

Cualquier intento de análisis de la efectividad de acciones constitutivas de un Plan de Control de las Pérdidas Comerciales, tiene entonces necesariamente que basarse en una concepción del problema que considere como una característica central ese carácter multidimensional y con múltiples interacciones. El mejor enfoque para ello es concebir un modelo sistémico que describa con detalle suficiente las distintas facetas del problema poniendo en evidencia todas las interacciones relevantes, sobre el que se apoye la cuantificación de las dimensiones de análisis elegidas.

Otro aspecto importante a tener en cuenta al realizar el análisis de la efectividad de un conjunto de acciones de reducción de pérdidas comerciales es el nivel del cual se parte. Categorizando a las pérdidas comerciales en tres grupos, entre 35% y 15%, entre 15% y 5%, y menores de 5%, se notará que cada uno de los mismos tiene diferentes características y requieren de distintas metodologías para emprender su reducción.

En efecto cuando el nivel de pérdidas es alto, primer grupo, la cantidad de usuarios ilegales es muy grande y por consiguiente la vulnerabilidad de la red es alta.

En el caso de un nivel de pérdidas medio, normalmente se encuentra que pueden identificarse zonas con una alta densidad de conexiones antirreglamentarias, pero en la que no todos los usuarios hurtan la energía que consumen si no sólo un grupo de ellos. En este caso, se requiere un gran esfuerzo de inspecciones y normalizaciones masivas.

El último grupo es el de un bajo nivel de pérdidas, aquí la reducción es más selectiva y trabajosa y el costo de disminuir un punto porcentual es comparativamente más alto. Para este grupo el esfuerzo se concentra en la detección de conexiones antirreglamentarias que están dispersas y por consiguiente son más difíciles de identificar.

En este nivel de pérdidas, es muy importante contar con un proceso de lectura-facturación que no permita la generación de errores de tipo administrativo como energía no facturada o clientes sin factura. La característica general es que el trabajo más importante se encuentra en la oficina y no en el campo.

Todas las empresas que prestan el servicio de distribución tienen un nivel de pérdidas sistémico por debajo del cual es mayor el costo de reducirlas que el de la energía hurtada.

3. ANÁLISIS DE LA INFORMACIÓN DISPONIBLE

De acuerdo al pedido de información para el estudio de tarifas 2008 realizado por parte de la CRE, en lo que respecta al punto “Información Requerida N° 2 (para cumplir con requerimiento Tarea 1.1.2)” se ha recibido información proporcionada por CFE que se detalla y analiza a continuación.

3.1. BALANCE DE ENERGÍA Y POTENCIA

El documento “Procedimiento MED7001” detalla el procedimiento para la elaboración del balance de energía eléctrica, el cual fue desarrollado por el comité de análisis de pérdidas compuesto por personal de CFE y LFC, con el objetivo de establecer una metodología unificada para la identificación de los flujos de energía eléctrica, su medición y registro, así como la elaboración del balance de energía eléctrica, del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) y de las Entidades que lo integran.

El procedimiento permite elaborar el balance de energía para los procesos de generación, transmisión y distribución, y posteriormente el balance de energía para CFE, LFC y el SEN. En el mismo se anexan formatos e instructivos requeridos para el llenado de la información para la elaboración de los balances.

3.2. PÉRDIDAS DE ENERGÍA Y POTENCIA

CFE ha presentado el documento “Procedimiento PESED” para la determinación de las pérdidas de energía en el sistema eléctrico de distribución. El objetivo principal del procedimiento es contar con un modelo unificado adoptado por CFE para la reducción y control de pérdidas de energía en el Sistema Eléctrico de Distribución (SED), enfatizando la importancia del cálculo de las pérdidas de energía para cada componente del SED.

En el mismo se presenta un enfoque de cálculo de pérdidas de energía para el conjunto transformador – secundario – acometida – medidor, que emplea en todo su potencial los registros obtenidos por los medidores de estado sólido que graban el perfil de carga y que permiten mejorar sustancialmente la conversión de pérdidas de potencia a pérdidas de energía.

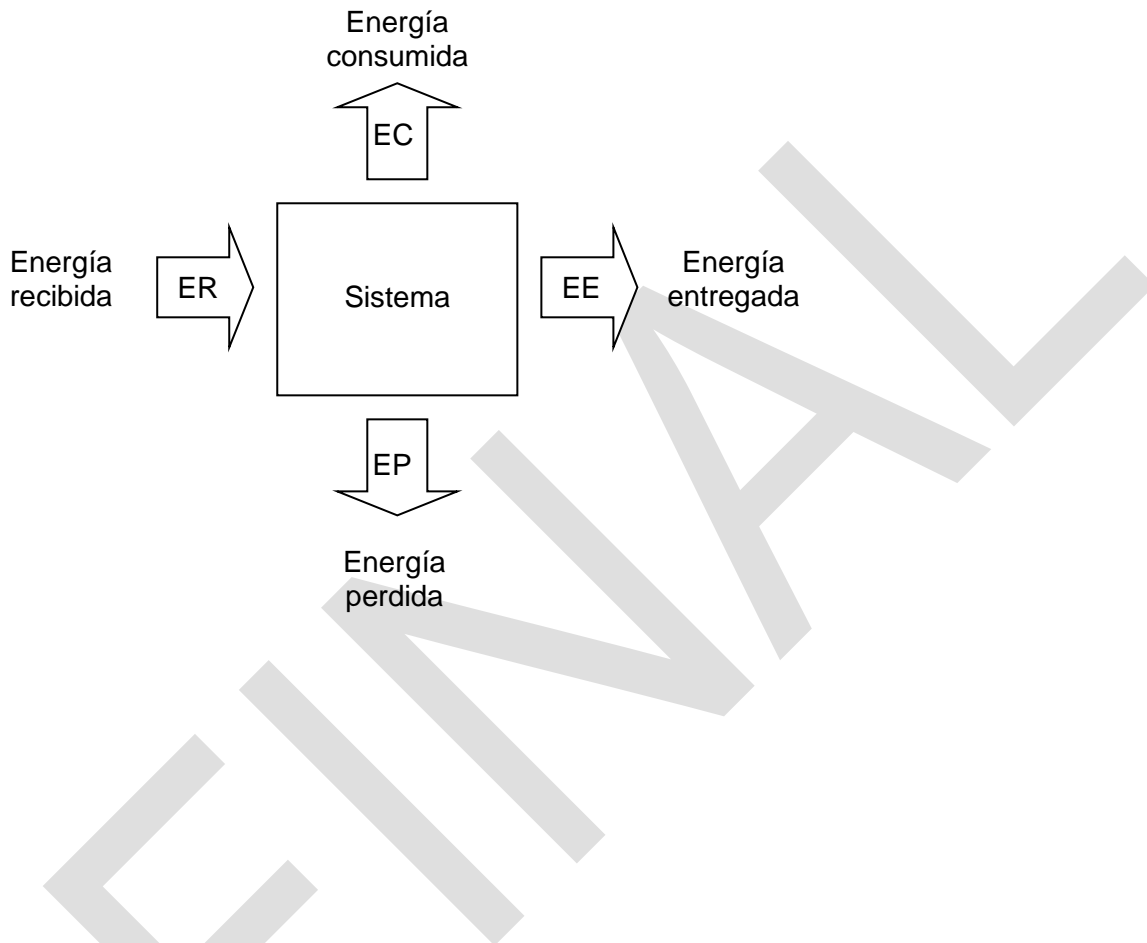
4. DESCRIPCIÓN DE LA METODOLOGÍA UTILIZADA POR CFE PARA EL CÁLCULO DE LAS PÉRDIDAS

Sobre la base de la información disponible suministrada por la CFE, se presenta a continuación una síntesis de la metodología aplicada para la elaboración del balance de energía y para la determinación de las pérdidas técnicas y no técnicas.

4.1. BALANCE DE ENERGÍA Y POTENCIA

De acuerdo al procedimiento que se detalla en el documento MED-7001, de aplicación para toda la red del Sistema Eléctrico Nacional, en las diferentes entidades y en los diferentes niveles de los Procesos y Estructuras Operativas que las integran, el “Balance de Energía Eléctrica” se elabora con los registros de las recepciones y entregas de energía activa para un sistema en específico, tomando en cuenta los puntos de recepción y de entrega convenidos,

siendo las Pérdidas de Energía del Sistema, las que resultan de restar a la Energía Recibida, la Energía Entregada y Energía Consumida.



Según el esquema de la figura

$$ER = EE + EC + EP \quad (1)$$

Este modelo es la base para la elaboración del balance de energía eléctrica en los Procesos de Generación, Transmisión, Distribución y para las diferentes entidades que conforman el Sistema Eléctrico Nacional.

4.1.1. BALANCE DE ENERGÍA POR PROCESO

a) **Generación**

Para la etapa de Generación, el objetivo es cuantificar la Energía Entregada a Transmisión y Distribución, según sea el caso; por lo anterior y considerando la representación gráfica, se obtiene la ecuación general siguiente:

$$EE = ER - EC - EP \quad (2)$$

Cada uno de los componentes de la ecuación incluye subcomponentes que describen la fuente u origen del componente, que para el caso de Generación resulta:

ER: Energía Recibida, conformada por:

Ep: Energía producida por las unidades generadoras.

GrT: Energía que Generación recibe de Transmisión

GrD: Energía que Generación recibe de Distribución.

EC: Energía Consumida, conformada por:

Eca1: Energía consumida autoabastecida por las unidades generadoras, excepto la energía perdida en los transformadores principales.

EcrT: Energía consumida recibida de Transmisión.

EcrD: Energía consumida recibida de Distribución.

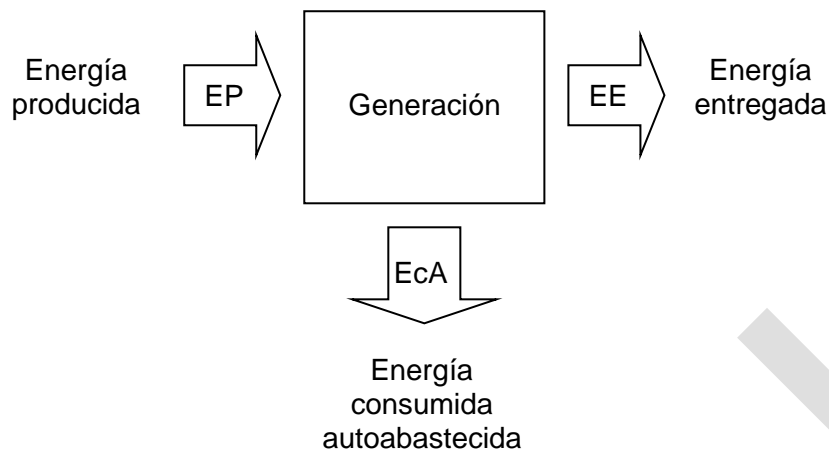
EE: Energía Entregada, conformada por:

GeT: Energía entregada por Generación a Transmisión.

GeD: Energía entregada por Generación a Distribución.

EP: Energía Perdida, conformada por las pérdidas de los transformadores principales

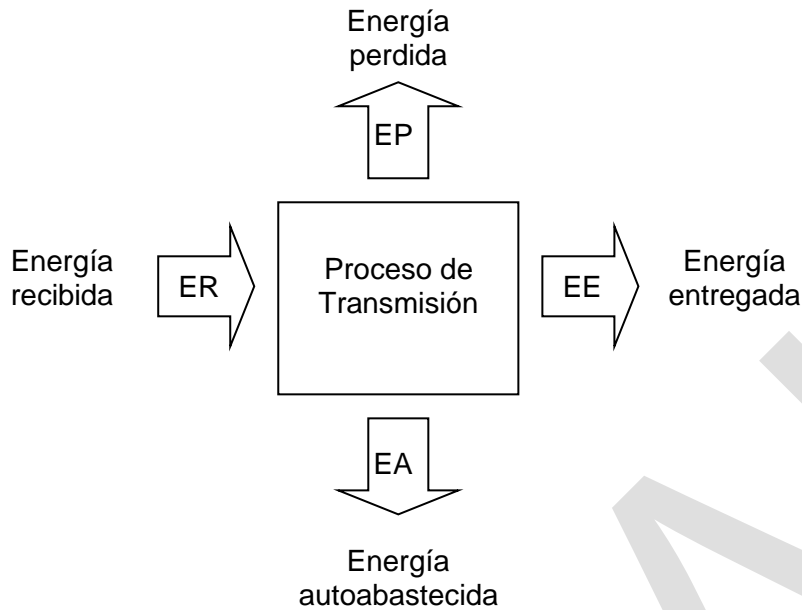
Reemplazando en la ecuación (2) los componentes descriptos y considerando que la energía perdida en los transformadores principales se incluye en la energía consumida autoabastecida de la instalación debido a los acuerdos existentes, el esquema del balance de energía resulta:



Donde: EE: Energía Entregada
Ep: Energía producida por las unidades generadoras
EcA: Energía consumida autoabastecida por las unidades generadoras, incluyendo la energía perdida en los transformadores principales

b) Transmisión

En el procedimiento para la elaboración del balance del proceso de transmisión, el procedimiento menciona que una de las finalidades es la de cuantificar la energía pérdida de energía con base a la energía recibida, energía entregada y a la energía autoabastecida para regulación de tensión y para servicios propios.



La energía recibida corresponde a todo el parque generador incluyendo los autogeneradores, productores independientes y cogeneradores. También se incluyen los conceptos de energía recibida de Distribución y de Importaciones.

El concepto de energía entregada se computa para generación, distribución y exportación de energía eléctrica. En el caso de la energía entregada a generación la misma corresponde principalmente a energía utilizada por los generadores para el funcionamiento de circuitos auxiliares y puesta en marcha de la central.

Como energía autoabastecida se debe computar la energía utilizada en el proceso de transmisión para regulación de tensión y servicios propios.

Por lo tanto la ecuación del balance de energía en transmisión despejando el concepto de pérdidas resulta:

$$EP = ER - EE - EA$$

Donde:

EP: Energía perdida

ER: Energía recibida

EE: Energía entregada

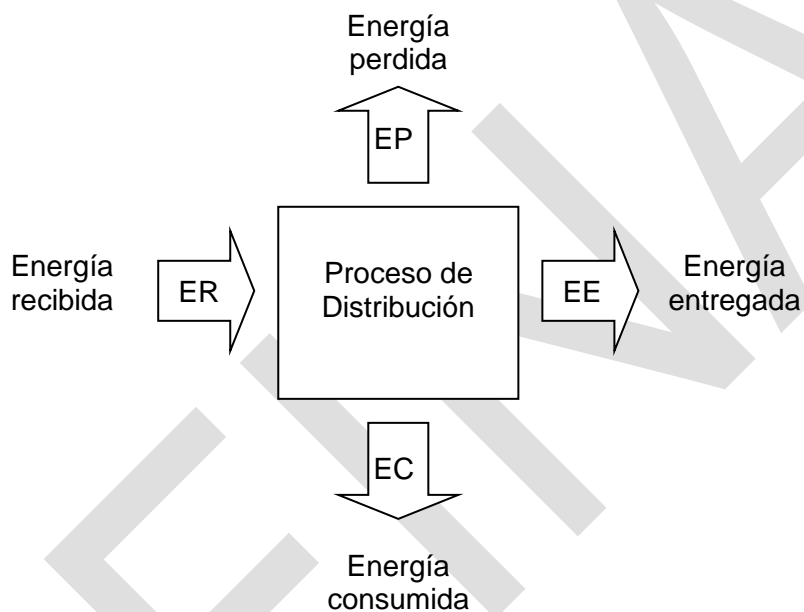
EA: Energía autoabastecida

Y la energía perdida en por ciento es la siguiente:

$$\% EP = 100 * (ER - EE - EA) / ER$$

c) Distribución

Dentro del balance de energía del proceso de Distribución de CFE, una de sus finalidades es cuantificar la Energía Perdida, con base a la Energía Recibida, la Energía Consumida y la Energía Entregada, representándose como:



4.1.2. BALANCE DE ENERGÍA POR EMPRESA

La elaboración del balance de energía para la evaluación de la energía perdida se determina con base a las energías entregadas, recibidas y consumidas, excluyendo los flujos de energía entre procesos.

Para cada una de las empresas se definen diferentes componentes en concepto de energía recibida, autoabastecida o consumida y entregada, surgiendo como resultado las pérdidas de energía para cada empresa según la siguiente fórmula:

$$EP = ER - EE - EC$$

Donde:

EP: Energía perdida

ER: Energía recibida

EE: Energía entregada

EA: Energía consumida

En el esquema de CFE para la elaboración del balance, en energía recibida se incluyen los conceptos de energía importada, permisionarios y compensación. Respecto de la energía entregada, la misma incluye las entregas a LFC para ventas, las propias ventas de CFE y los porteos, así como también la energía exportada.

El detalle de la energía consumida, considera los consumos internos por empleados y oficinas y el consumo necesarios para el proceso de generación en lo que respecta al abastecimiento de servicios auxiliares y compensación del sistema eléctrico.

4.1.3. BALANCE DE ENERGÍA DEL SEN

El balance del SEN conjuga todos los intercambios de energía del sistema utilizando el mismo esquema de energía recibida, consumida, entregada y perdida.

La Energía Recibida se define como ER y se clasifica como:

ERPG: Energía Recibida del Proceso de Generación, por CFE y LFC.

ERIM: Energía Recibida de Importación por CFE).

ERPE: Energía Recibida de Permisionario por CFE y LFC.

ERPM: Energía Recibida de Plantas Móviles de CFE y LFC (de Distribución).

ERBC: Energía Recibida de Banda de Compensación por CFE y LFC.

ERCPSE: Energía Recibida de Centrales en Puesta en Servicio por CFE y LFC.

Por lo que la Energía Recibida por el SEN, queda conformada por:

$$ER = ERPG + ERIM + ERPE + ERPM + ERBC + ERCPSE$$

La Energía Entregada se define como EE y se clasifica como:

EEVU: Energía Entregada para Ventas a Usuarios (Público y Gobierno) por CFE y LFC

EEXP: Energía Entregada para Exportación CFE

EEPR: Energía Entregada de Permisarios Porteadas a Centros de Consumo por CFE y LFC

Por lo que la Energía Entregada por el SEN, queda conformada por:

$$EE = EEVU + EEXP + EEPR$$

La Energía Consumida se define como EC y se clasifica como:

ECGT2: Energía Consumida por Generación por el Transformador del Circuito Externo, entregada por CFE y LFC.

ECGTP: Energía Consumida por Generación por el Transformador Principal, entregada por CFE y LFC.

ECGTA: Energía Consumida por Generación por el Transformador Auxiliar, entregada por CFE y LFC.

ECGTAR: Energía Consumida por Generación por el Transformador de Arranque, entregada por CFE y LFC.

ECGCS: Energía Consumida por Generación para Condensador Síncrono, entregada por CFE y LFC.

ECC: Energía Consumida por Construcción por CFE y LFC.

ECTDSP: Energía Consumida por CFE y LFC para Servicios Propios.

ECGSD: Energía Consumida por Generación, entregada por CFE y LFC para Servicios Diversos.

ECLS: Energía Consumida por CFE y LFC, para Oficinas y Locales Sindicales.

ECFE: Energía Consumida por CFE y LFC, Facturada a Empleados.

ECTRT: Energía Consumida por CFE y LFC para Regulación de Tensión

Por lo que la Energía Consumida por el SEN, queda conformada por:

$$EC = ECGT2 + ECGTP + ECGTA + ECGTAR + ECGCS + ECC + ECTDSP + ECGSD + ECLS + ECFE + ECTRT.$$

Por lo que para la Energía Perdida del SEN, tomando en cuenta la expresión que la define, se tiene:

$$EP = ER - EE - EC$$

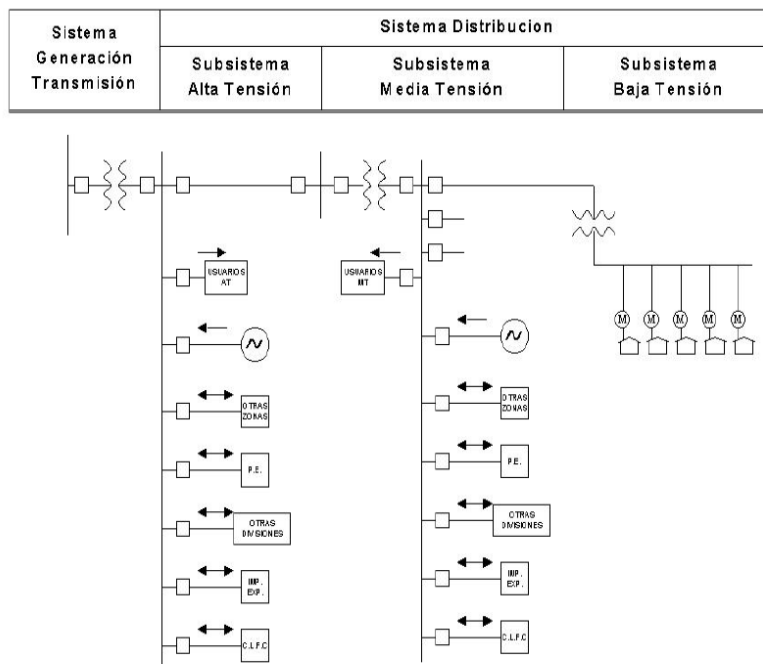
Donde, sustituyendo los conceptos se tiene:

$$EP = (ERPG + ERIM + ERPE + ERPM + ERBC + ERCPSE) - (EEVU + EEXP + EEPR) - (ECGT2 + ECGTP + ECGTA + ECGTAR + ECGCS + ECC + ECTDSP + ECGSD + ECLS + ECFE + ECTRT).$$

4.2. PÉRDIDAS DE ENERGÍA Y POTENCIA

La metodología utilizada por CFE para el cálculo de pérdidas de energía y potencia del sistema de distribución responde al documento PESED que a continuación se sintetiza. El objetivo que persigue CFE con este procedimiento es contar con una metodología de aplicación general para el cálculo y evaluación de las pérdidas del sistema de distribución, de manera de homogeneizar criterios y comparar experiencias obtenidas en las distintas zonas o divisiones CFE.

El procedimiento plantea el análisis calculando la contribución de las pérdidas de energía en cada uno de los componentes de los subsistemas de alta, media, y baja tensión, considerando el siguiente esquema de la red:



En los anexos del procedimiento PESED, se detalla la metodología para calcular las pérdidas para cada conjunto:

- Subsistema de Alta Tensión
 - Anexo 1 - Metodología para calcular pérdidas técnicas en el conjunto Línea de Alta Tensión – Subestación AT/MT
 - Anexo 2 - Metodología para calcular pérdidas técnicas en transformadores de subestaciones de AT/MT
 - Anexo 3 - Metodología para calcular pérdidas técnicas en líneas de alta tensión
- Subsistema de Media Tensión
 - Anexo 4 - Metodología para calcular pérdidas técnicas en circuitos de media tensión
 - Anexo 5 - Metodología para calcular pérdidas técnicas en subestaciones reductoras MT/MT
- Subsistema de Baja Tensión
 - Anexo 6 - Metodología para calcular pérdidas técnicas en transformadores de C.F.E.
 - Anexo 7 - Metodología para calcular pérdidas técnicas en transformadores particulares
 - Anexo 8 - Metodología para calcular pérdidas técnicas en redes secundarias
 - Anexo 9 - Metodología para calcular pérdidas técnicas en acometidas
 - Anexo 10 - Metodología para calcular pérdidas técnicas en medidores
- Pérdidas no técnicas
 - Anexo 11 - Metodología para calcular Pérdidas no Técnicas por Área de Distribución
 - Anexo 12 - Metodología para calcular Pérdidas no Técnicas en los subsistemas de Alta, Media y Baja tensión
 - Anexo 13 - Análisis de Pérdidas no Técnicas

A continuación se realiza un resumen conceptual de las características más destacadas de la metodología detallada en los anexos del procedimiento PESED.

4.2.1. PÉRDIDAS TÉCNICAS EN EL SUBSISTEMA DE ALTA TENSIÓN

La metodología aplicada por CFE para la determinación de las pérdidas técnicas en el subsistema de AT que comprende las líneas de AT y la transformación AT/MT se detalla en los anexos 1, 2 y 3 del PESED.

Las pérdidas totales de subsistema de AT se determinan por diferencia entre la energía en frontera (tanto recibida como entregada), los consumos medidos de clientes en AT y la energía entregada al subsistema de MT a través de la transformación AT/MT. La fórmula que se utiliza se expresa de la siguiente manera.

$$P_{energía_{LAT-SET}} = \sum_{i=1}^{i=n} [E_{FAT(i)} + E_{Permisionario(i)} - E_{BcoMT(i)} - E_{CLHS(i)} - E_{OA(i)}]$$

Donde,

i = Número de puntos de medición

E_{OA} = Energía entregada a otras áreas.

$E_{Permisionario}$ = Energía recibida de permisionarios.

E_{CLHS} = Energía entregada a clientes tarifas HS y HSL.

E_{BcoMT} = Energía entregada bancos de transformación AT/MT de subestaciones CFE.

E_{FAT} = Energía entregada en frontera eléctrica de alta tensión.

$P_{energía_{LAT-SET}}$ = Energía total perdida en líneas de alta tensión y subestaciones de distribución.

Las pérdidas de energía en los transformadores AT/MT se determinan a partir de la información de placa del mismo en lo que respecta a pérdidas en el hierro y en el cobre, el factor de carga del banco que permite calcular el factor de pérdidas mediante la aplicación de una fórmula empírica, y así posteriormente calcular las pérdidas de energía a partir de las pérdidas de potencia.

Las fórmulas aplicadas son las siguientes:

$$FC_{Banco_MT} = \frac{E_{Banco_MT}}{(8760)(P_{Banco_MT})}$$

$$F_{perd} = (0.85)(FC)^2 + (0.15)(FC)$$

$$FU_{Banco_MT} = \left(\frac{P_{Banco_MT}}{Capacidad\ Nom_{Banco_MT}} \right) (Fp)$$

$$P_{Potencia_{transf.\ SE}} = P_h + P_{cu}FU^2$$

$$P_{Energía_{transf.\ SE}} = [P_h + (P_{cu}FU^2 F_{perd})] * 8760$$

Donde,

$FC_{\text{Banco_MT}}$ = Factor de carga del banco de transformadores AT/MT

$E_{\text{Banco_MT}}$ = Energía registrada en el interruptor de MT del banco de transformadores AT/MT

$P_{\text{Banco_MT}}$ = Potencia máxima registrada en el interruptor del banco de transformadores AT/MT

F_{perd} = Factor de pérdidas del banco de transformadores de transformadores AT/MT

$FU_{\text{Banco_MT}}$ = Factor de uso del banco de transformadores de transformadores AT/MT

$Capacidad\ Nom_{\text{Banco_MT}}$ = Capacidad nominal del banco de transformadores de transformadores AT/MT

$P_{\text{Potencia BTransf SE}}$ = Pérdidas de potencia del banco de transformadores de transformadores AT/MT

$P_{\text{Energía BTransf SE}}$ = Pérdidas de energía del banco de transformadores de transformadores AT/MT

P_h = Pérdidas características en el hierro del transformador

P_h = Pérdidas características en el cobre del transformador

$P_{\text{Energía totales Transf SE}}$ = Pérdidas de energía del banco de transformadores de transformadores AT/MT

Las pérdidas técnicas totales en los transformadores de AT/MT resultan de la suma de las pérdidas de todos los transformadores del sistema de AT.

Las pérdidas técnicas totales correspondientes a las líneas de AT se determinan por diferencia entre el cómputo de las pérdidas totales registrada en los medidores del subsistema de AT, descontando las pérdidas correspondientes a los transformadores AT/MT.

$$P_{\text{energía Líneas AT totales}} = P_{\text{energía LAT-SET}} - P_{\text{energía Transf. SETotales}}$$

Posteriormente, estas pérdidas totales en las líneas de AT se asignan a las distintas líneas que componen el subsistema de AT, de dos maneras según dos casos:

- Líneas de AT con medición con perfilado de carga en ambos extremos sin taps intermedios
- Líneas de AT sin medición en los extremos o con medición pero con taps en la trayectoria entre el nodo de envío y recepción

En el primer caso las pérdidas se determinan por diferencia entre las mediciones cada 5 minutos de los registros de envío y recepción en los extremos de la línea de AT, resultando las pérdidas técnicas:

$$P_{\text{energía Línea Medida}} = \sum_i^n E_{\text{Envío}} - \sum_i^n E_{\text{Recepción}}$$

En el segundo caso se aplica un método indirecto mediante el cual se distribuyen las pérdidas totales en función del porcentaje de pérdidas de cada una de las líneas de AT que surge de un estudio de flujo de carga a demanda máxima según el siguiente procedimiento:

- Se calibra el sistema a la demanda máxima de la zona
- Se efectúa corrida de flujos de carga en alta tensión
- Se obtienen las pérdidas I²R de cada línea de alta tensión
- Se suman las pérdidas de las líneas que están medidas en ambos extremos
- De las pérdidas de la corrida de flujos de carga se le restan las pérdidas del inciso d), y se calcula el porcentaje de las pérdidas de las líneas no medidas en ambos extremos con respecto a la diferencia obtenida en este inciso
- Los porcentajes de cada línea se utilizan para distribuir las pérdidas calculadas en la ecuación $P_{\text{energía Línea AT totales}}$

4.2.2. PÉRDIDAS TÉCNICAS EN EL SUBSISTEMA DE MEDIA TENSIÓN

La metodología aplicada por CFE para la determinación de las pérdidas técnicas en el subsistema de MT que comprende las líneas de MT y subestaciones reductoras MT/MT se detalla en los anexos 4 y 5 del PESED.

Las pérdidas totales de subsistema de MT se determinan mediante el modelado de los circuitos con el software FEEDERALL, utilizando información de las mediciones en la salida de los mismos, puntos frontera, usuarios de MT y la carga de los transformadores MT/BT conectados a cada circuito con su respectivo estado de carga.

Para cada circuito se calcula el factor de carga equivalente aplicando la siguiente fórmula:

$$FC_{eq} = \frac{-0.3 + \sqrt{0.09 + 2.8C1}}{1.4}$$

Donde C1 se calcula como:

$$C1 = 0.15FC_R + 0.85FC_R^2$$

Siendo FC_R el factor de carga de cada circuito.

Para todos los circuitos modelados se efectúa corrida de flujos de carga trifásicos y eligiendo la opción “con corrección de pérdidas”, obteniendo las pérdidas de potencia y de energía del circuito. Las pérdidas totales en los circuitos de MT estarán dados por:

$$P_{Energía\ Circuitos\ Totales} = \sum_{i=1}^n P_{Energía\ Circuito\ i}$$

Para el caso de las estaciones reductoras MT/MT, la metodología es similar a la aplicada para los transformadores AT/MT descrita anteriormente en el punto 2.2.1.

4.2.3. PÉRDIDAS TÉCNICAS EN EL SUBSISTEMA DE BAJA TENSIÓN

La metodología aplicada por CFE para la determinación de las pérdidas técnicas en el subsistema de BT que comprende los transformadores de MT/BT, líneas de BT, acometidas y medidores se detalla en los anexos 6, 7, 8, y 9 del PESED.

Las pérdidas en los transformadores MT/BT se determinan a partir de las pérdidas características en el hierro (P_h) y en el cobre (P_{cu}) según la siguiente fórmula.

$$P_{Potencia\ por\ Clasificación} = (P_h + P_{cu}FU^2)(Cantidad)$$

$$P_{Energía\ por\ Clasificación} = (P_h + (P_{cu}FU^2F_{perd})) (8760)(Cantidad)$$

Donde el factor de uso de los transformadores (FU) se calcula para el conjunto transformadores de un circuito de MT como:

$$F.U. = \frac{D_{Max\ en\ MT} - D_{Max\ Usuario\ en\ MT}}{(Capacidad\ Instalada\ en\ kVA)(fp)}$$

Donde,

D_{Max en MT} es la demanda máxima del circuito de MT

D_{Max Usuario en MT} es la demanda máxima de los usuarios de MT

Capacidad instalada en kVA de los transformadores del circuito

fp es el factor de potencia promedio (0.9)

El factor de pérdidas promedio se calcula mediante la aplicación de la siguiente fórmula:

$$F_{perd} = 0.15FC + 0.85FC^2$$

Las P_h y P_{cu} estandarizadas para cada módulo de transformación, nivel de tensión y tipo de conexión (monofásica o trifásica) se muestran en la siguiente tabla.

TRANSFORMADORES MONOFÁSICOS:

CAP. KVA	CLASE DE AISLAMIENTO (kV)					
	15		25		34,5	
	Núcleo	Cobre	Núcleo	Cobre	Núcleo	Cobre
5	30	77	38	74	63	55
10	47	131	57	131	83	116
15	62	182	75	184	115	160
25	86	282	100	294	145	274
37,5	114	399	130	422	185	405
50	138	495	160	524	210	526
75	186	648	215	696	270	718

Los datos se presentan en watts (W) a 75° C

TRANSFORMADORES TRIFÁSICOS:

CAP. KVA	CLASE DE AISLAMIENTO (kV)					
	15		25		34,5	
	Núcleo	Cobre	Núcleo	Cobre	Núcleo	Cobre
15	88	226	110	220	135	210
30	137	397	165	400	210	387
45	180	575	215	587	265	583
75	255	887	305	915	365	932
112,5	350	1247	405	1308	450	1379
150	450	1526	500	1630	525	1759
225	750	2094	820	2260	900	2410
300	910	2734	1000	2951	1100	3160
500	1330	4231	1475	4598	1540	5046

Los datos se presentan en watts (W) a 75° C

Fuente: CFE

Finalmente se calculan las pérdidas promedio de energía y potencia por kVA, las que luego se aplicarán para determinar las pérdidas de los transformadores particulares.

$$P_{Potencia\ promedio} = \frac{P_{Potencia\ Transformadores\ CFE\ Totales}}{Capacidad\ total\ instalada\ en\ kVA}$$

$$P_{Energia\ promedio} = \frac{P_{Energia\ Transformadores\ CFE\ Totales}}{Capacidad\ total\ instalada\ en\ kVA}$$

$$P_{Potencia\ particulares} = (KVA\ totales\ de\ subestaciones\ particulares) (P_{potencia\ promedio})$$

$$P_{Energia\ particulares} = (KVA\ totales\ de\ subestaciones\ particulares) (P_{energia\ promedio})$$

Las pérdidas en los circuitos de BT o redes secundarias, se calcula para una muestra de circuitos, que depende de la cantidad de equipos con perfil de carga disponibles. Posteriormente se identifican los clientes conectados a los bancos seleccionados, para obtener los registros de medición del SICOM.

Las pérdidas asociadas a los circuitos muestreados se determina por diferencia entre las mediciones a la entrada y los registros de los clientes obtenidos del SICOM. Para asegurar que las pérdidas calculadas sean sólo técnicas, se efectúa una revisión previa de la red secundaria bajo análisis para corregir aspectos tales como usos ilícitos, medidores dañados, falsos contactos, entre otros.

Con los datos de las pérdidas de energía de la muestra, se calcula la media y el desvío estándar, y considerando que las mismas tienen un comportamiento estadístico t-student con un nivel de confianza del 95%, se determinan las pérdidas totales de la muestra como:

$$\bar{y} + \left[t_{\frac{\alpha}{2}} \right] * \left[\frac{s}{\sqrt{n}} \right]$$

Luego se calcula el intervalo donde se encuentran las pérdidas, y se aplica a la longitud total de la red de BT según el siguiente detalle:

$$\text{Intervalo} = \frac{\bar{y} + \left[t_{\frac{\alpha}{2}} \right] * \left[\frac{s}{\sqrt{n}} \right]}{\text{Kilometros promedio de línea secundaria de la muestra}}$$

$$P_{\text{Energía red secundaria totales}} = (\text{kilometros totales de línea secundaria})(\text{Intervalo})$$

Por último se determinan las pérdidas en acometidas y medidores. La metodología aplicada por CFE propone el cálculo de las pérdidas para acometidas en BT con servicios de 1 a 3 hilos, en tarifas Residenciales y Comerciales separados para cada tarifa. Los datos necesarios para este cálculo son:

- Usuarios (Us)
- Hilos Promedio por Usuario
- Ventas en kWh
- Calibre Promedio
- Voltaje Promedio
- Longitud Promedio
- Factor de Carga (FC)
- Ohms/km
- Fases Promedio Por Usuario

- Factor de Potencia Promedio

En primer lugar se calcula la demanda promedio mensual de la siguiente manera:

$$D = \frac{kWh \text{ Totales Mensuales}}{FC * (Dias / mes) * 24 \text{ Horas}}$$

La corriente promedio mensual resulta:

$$I = \frac{D}{[Us * Fases Prom. por Us * Volt Prom * f.p.]}$$

Finalmente, las pérdidas de potencia asociadas a las acometidas resulta:

$$P = \frac{I^2 * (Ohms / km) * (Long. Prom. Acom.) * Hilos / usuario}{1000}$$

Donde hilos/usuario resulta igual a la cantidad de hilos con corriente más el neutro en tarifas 1 y 2, e igual a 3 para la tarifa 3 ya que se consideran 3 hilos por acometida.

Las pérdidas totales resultan de multiplicar la potencia de pérdidas de cada tipo de acometida por la cantidad de acometidas.

Las pérdidas de energía se calculan a partir de las de potencia mediante la siguiente fórmula:

$$Energía = P_{totales} * [0.85 FC^2 + 0.15 FC] * 8760$$

Finalmente, se determinan las pérdidas en los medidores, las cuales dependen del tipo o categoría de usuario y tecnología que utiliza, a partir de las pérdidas típicas de cada tipo de medidor según el siguiente detalle:

- Las pérdidas por transformador de potencial considerar 11 watt por unidad.
- Las pérdidas por celular considerar 1.1 watt por cada aparato.
- Las pérdidas por bobina de medidor considerar 1.1 watt

Las fórmulas a aplicar resultan:

$$Pérdidas \text{ en medidores electromecánicos} = \frac{(Cantidad \text{ de Bobinas}) * (1.1) * (8760)}{1000}$$

$$Pérdidas \text{ en T.P.'s} = \frac{(cantidad \text{ de T.P.'s}) * (11) * (8760)}{1000}$$

$$Pérdidas\ Teléfonos\ Celulares = \frac{(No.Celulares) * (1.1) * (8760)}{1000}$$

Para el caso de las pérdidas de potencia en medidores electrónicos se consideran las siguientes pérdidas unitarias por tipo de medidor, las que se deben aplicar utilizando la siguiente fórmula:

$$Pérdidas\ Medidores\ Electrónicos = \frac{(No.medidores) * (Pérdidas\ Tabla1) * (8760)}{1000}$$

PÉRDIDAS DE POTENCIA POR TIPO DE MEDIDOR DE ESTADO SÓLIDO

Marca de Medidor	T i p o	Watts / Medidor
Schlumberger	Vectron	2
Schlumberger	Quantum	5
Schlumberger	Fulcrum SQ-400	5
Schlumberger	Fulcrum SQ-320	5
Schlumberger	Q-1000	7
ABB	Alpha	3
ABB	ION8400	10
ABB.	ION8500	10
Siemens	S4	8
Siemens	Quad 4+	12
Kitron	OPH-03	15

Fuente: CFE

4.2.4. PÉRDIDAS NO TÉCNICAS

Una vez determinadas las pérdidas no técnicas totales, CFE aplica una metodología para la asignación de las mismas por área de distribución y entre los distintos subsistemas de AT, MT y BT, para finalmente realizar un análisis para asignar las pérdidas a distintos conceptos según su origen. Estos procedimientos se detallan en los anexos 11, 12 y 13 del procedimiento PESED.

A los fines de determinar las pérdidas no técnicas por área o zona se aplica el principio de balance total considerando la energía entrante, las pérdidas técnicas y la energía suministrada a usuarios finales según la siguiente fórmula:

$$EP_A = EP_{TA} + EP_{NTA}$$

$$EP_A = ED_A - EV_A$$

Siendo,

ED_A la sumatoria de la energía de los banco de SE's del área MT

EV_A la energía facturada en el área

EP_A la energía de pérdidas totales del área

EP_{TA} la energía de pérdidas técnicas del área

EP_{NTA} la energía de pérdidas no técnicas del área

El porcentaje de pérdidas totales del área referido al nivel de MT resulta:

$$\%P_{EA} = \frac{EP_A}{ED_A} * 100$$

La metodología aclara que en el caso en que un área no esté perfectamente delimitada en lo que respecta a los puntos de inyección y retiro de energía, las pérdidas técnicas y no técnicas se asignaran a las diferentes áreas considerando información de las sucursales que componen el área.

Para el caso de las pérdidas técnicas, las mismas se asignarán a las distintas sucursales en función de la energía vendida para cada nivel de tensión, mientras que para el caso de las pérdidas no técnicas, las mismas se asignaran proporcionalmente a la energía detectada por la sucursal en el programa SINOT, respecto de la energía total detectada en una determinada área.

En caso de querer conocer las pérdidas no técnicas por nivel de tensión y tarifa, las mismas se asignan a BT y MT en función de la experiencia recogida en el programa "Ciclo limpio", considerando nulas las pérdidas no técnicas en AT.

Las pérdidas analizadas corresponden a las tarifas 1, 2, 3, 5, 6, 7 y 9, así como también las pérdidas generadas en asentamientos irregulares, servicios colgados en áreas electrificadas y medidores obsoletos. Para ello se considera la información que proporciona el SINOT en lo que respecta a usuarios inspeccionados, anomalías detectadas y energía calculada por anomalía a nivel de zona de distribución.

Las pérdidas no técnicas se asignan proporcionalmente a la energía recuperada y la cantidad de clientes inspeccionados por tarifa según la siguiente fórmula:

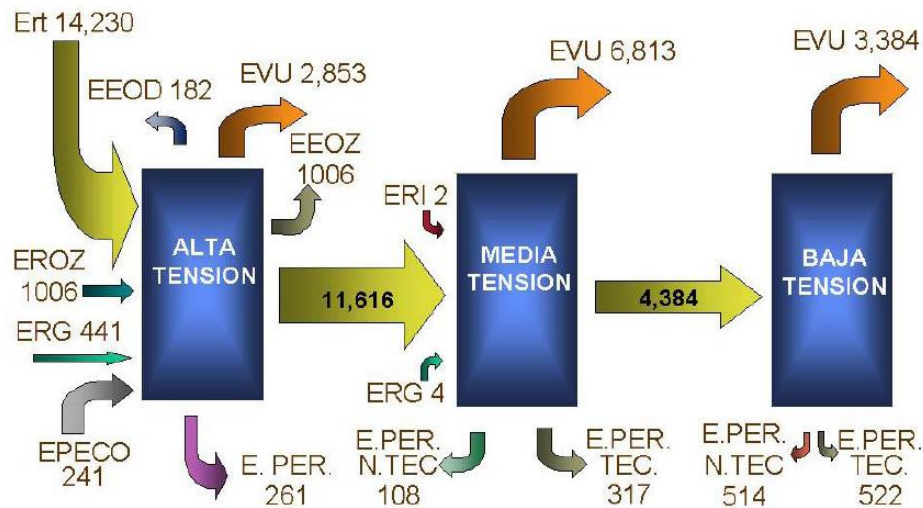
$$E. P. \text{ por Tarifa por Tipo Anomalía} = \frac{\text{No. Usuarios por Tarifa} * \text{kWh recuperados por tipo de anomalía}}{\text{No. Usuarios inspeccionados en el programa por Tarifa}}$$

En caso de analizar una zona en la que no se aplicara el programa ciclo limpio, se utilizara la información y experiencia del resto de las zonas donde sí se desarrolla el programa.

Para determinar las pérdidas asociadas a áreas que tengan asentamientos irregulares, las zonas estimarán las pérdidas promedio anuales por este concepto, dependiendo de los consumos bimestrales promedio de la zona y al nivel socio-económico de los mismos.

$$EPAI = (Cantidad \text{ de servicios})(Consumo \text{ promedio mensual Asentamientos Irregulares})(12)$$

Una vez determinados los aportes de las pérdidas técnicas y no técnicas, los ingresos y egresos de energía y las ventas a usuarios finales, se elabora un balance como el que se muestra en la figura a modo de ejemplo:



Fuente: ejemplo, fuente CFE

Y se determinan los porcentajes de pérdidas de cada etapa aplicando las siguientes fórmulas:

$$A.T. = (E.PER. TEC / (ERT_{at} + ERG + ERI)) \cdot 100 = (261 / (14230 + 441 + 241)) \cdot 100 = 1.75 \%$$

$$M.T. = (E.PER. TEC / (ERT_{mt} + ERI + ERG)) \cdot 100 = (317 / (2 + 11616 + 4)) \cdot 100 = 2.73 \%$$

$$B.T. = (E.PER. TEC / ERT_{bt}) \cdot 100 = (522 / 4384) \cdot 100 = 11.9 \%$$

Donde,

E.PER. TEC = Energía pérdida técnica en AT, MT o BT

ERT = Energía recibida de transmisión

ERG = Energía recibida de generación

ERI = Energía recibida de importación

Los porcentajes de pérdidas no técnicas se calculan en forma similar a la anterior.

Finalmente, en el anexo 12 del procedimiento PESED, se describe un método para asignar las pérdidas no técnicas en función de las distintas causas. Cada zona, en función de los análisis que realice de las inspecciones de los suministros y de la energía recuperada por las acciones desarrolladas deberá asignar las pérdidas no técnicas por los siguientes conceptos, de manera de poder enfocar los esfuerzos en función de la priorización de las causas.

**Pérdidas No Técnicas
Análisis de Causas**

CONCEPTO	Año Anterior		Año Actual	
	MWH	%	MWH	%
Asentamientos Irregulares			EPaI	
Intervención Equipo Medición			EPa	
Derivaciones Ocultas			EPb	
Servicios Directos sin Contrato			EPc	
Usos Ilícitos			EPd	
Mala Calidad Medidores			EPe	
Errores de Medición			EPf	
Fallas de Medición			EPg	
Errores de Incorporación SICOM			EPH	
Estimaciones			EPi	
Errores de Facturación			EPj	
Medidores Obsoletos			EPMO	
Reportes A.C. no Atendidos			EPRACNA	
T o t a l	EPnt	100	EPnt	100

Fuente: CFE

5. CONCLUSIONES

CFE ha presentado información que permitió analizar la metodología aplicada para la elaboración del balance de energía y potencia, y la determinación de los niveles de pérdidas técnicas y no técnicas por etapa de suministro, la cual responde al los procedimientos MED7001 y PESED respectivamente.

Del análisis realizado se concluye que la metodología desarrollada por CFE para la elaboración del balance de energía, la determinación del nivel global de pérdidas respecto del total de energía ingresada y las pérdidas técnicas y no técnicas por etapa de suministro en el sistema de distribución (Subsistemas de AT, MT y BT), *se ajusta en términos generales a las prácticas internacionales aplicadas por las empresas distribuidoras de energía eléctrica.*

A los fines del estudio tarifario, para el nivel de AT se utilizarán los niveles de pérdidas resultantes de la metodología aplicada por CFE, mientras que para el nivel de MT y BT, las mismas se determinaran a partir de las instalaciones adaptadas a la demanda asociadas a los SER que surgen del modelo de optimización, y los respectivos balances de energía y potencia.

Sin embargo recomendamos considerar los siguientes aspectos para mejorar el procedimiento de cálculo:

- Dado que las pérdidas totales asociadas al subsistema de AT, se determinan por diferencia entre las entradas y salidas del sistema, es necesario asegurar que las mediciones sean simultáneas para un determinado periodo de tiempo.
- Verificar las pérdidas técnicas de energía en las redes de AT, en base a estudios de flujos de carga de la red para tres bloques horarios (punta, intermedio y base) definidos a partir de la monótona del sistema e integrando luego considerando la duración de cada

uno de ellos para un periodo determinado de tiempo. Esta verificación permite auditar los registros de los medidores, y poner en evidencia cualquier anomalía o error en el cómputo de la energía.

- Determinar las pérdidas de energía del subsistema de MT partir de la integración de los flujos de carga de 3 estados de carga representativos correspondientes a los bloques de alta, intermedio y base, que surgen de la monótona de cada circuito, y sus cargas asociadas.
- Utilizar los resultados de la distribución de la carga en los circuitos de MT para definir los estados de carga de los transformadores de MT/BT, para luego determinar las pérdidas de potencia para los distintos bloques horarios e integrarlos en el tiempo por la duración de cada uno de ellos. Este enfoque permite independizarse del factor de uso calculado para la totalidad de los transformadores.
- Calcular las pérdidas en las redes de BT por el método de muestreo, desarrollando un estudio de flujo de carga para los estados de carga asociados a los transformadores de MT/BT (definidos en el estudio de pérdidas técnicas de MT/BT), y posteriormente integrar las pérdidas considerando la duración de los bloques de punta, intermedio y base. Esta información se puede contrastar con las mediciones e inspecciones en los circuitos con el objeto de detectar anomalías y orientar acciones de reducción de pérdidas.
- Utilizar factores de incremento de pérdidas que deben ser considerados cuando se desarrollan estudios de flujos de carga ideales. Estos factores de incremento de pérdidas consideran el aporte de desequilibrios de fases y un cierto nivel de armónicos presente en las redes reales.