

## 5. Aplicaciones y Servicios de los Sistemas de Telegestión

La implantación de un sistema de telegestión en un sistema eléctrico puede soportar un amplio rango de nuevos servicios. Algunas de esas funciones están listas para su uso, con beneficios significativos para los consumidores y comercializadores, así como para los distribuidores, pero una gran parte de los beneficios que se indican están pendientes de desarrollo a medida que los procesos de implantación se llevan a cabo.

A continuación, analizaremos una serie de mejoras en los procesos, tanto desde la visión de la facturación y los servicios a los clientes, como una serie de nuevas aplicaciones y mejoras de los procesos existentes en las distribuidoras, además de analizar la mejora implícita en los procesos de predicción de la demanda al tener una mayor información del consumo de los clientes.

### 5.1. *Facturación y servicios al cliente*

La introducción de la telegestión, permitirá obtener a los clientes una serie de mejoras inmediatas que están implícitas en el desarrollo y otras funcionalidades que se pueden desarrollar con posterioridad a la implantación. Entre estas mejoras podemos destacar:

- Los sistemas de telegestión permitirán proporcionar a los clientes información detallada de los consumos de forma que puedan conocer cómo usan su energía.
- Mejoras en la exactitud de la facturación, ya que habrá una reducción significativa de lecturas estimadas. La aplicación a la factura de estimaciones implica un riesgo importante de pagos por exceso o por defecto.
- No existe necesidad de permitir el acceso a la lectura, en los casos de contadores interiores. En el caso español, existe una política de

instalación de contadores exteriores para que minimizar ese problema.

- Implantación de sistemas de gestión de la demanda, junto con la modificación de los esquemas tarifarios, posibilitará un ahorro en la factura eléctrica.
- Mayor flexibilidad para el cambio de suministrador.

A continuación, analizaremos la posibilidad de la modificación del esquema tarifario, como punto de partida de una gestión de la demanda y realizaremos un análisis de las mejoras que se producirán en el proceso de cambio de suministrador con la introducción de las medidas proporcionadas por el sistema de telegestión.

### **5.1.1. Modificación del Esquema Tarifario**

Actualmente, los esquemas tarifarios a consumidores domésticos son invariantes en el tiempo. Con las nuevas funcionalidades aplicables a la telegestión se plantean nuevos esquemas con el objetivo final de cambiar los patrones de consumo de los usuarios residenciales. Entre los esquemas tarifarios dependientes en el tiempo podemos distinguir [25]:

- Precios por discriminación horaria (ToU): En estos esquemas, el día se divide en periodos en los que se pueden aplicar distintos precios de la electricidad al consumidor final. Esta división permite repercutir al cliente los costes marginales más altos que se producen durante las puntas de demanda. Este tipo de esquemas, incentivan el consumo en los periodos con precios menores y puede ser una herramienta eficaz de gestión de la demanda.
- Precio a tiempo real (RTP): En este esquema de funcionamiento, los precios de cada hora se establecen en función de los costes marginales de producción de ese día. Este esquema es más realista en la aplicación de costes que el comentado anteriormente, pero se hace más compleja la gestión por parte del cliente, ya que no permite conocer a priori el coste de la electricidad.

- Precio de punta crítico (CPP): En este caso, se asignan precios muy altos a la tarifa en los momentos en los que existe una gran demanda o una falta de producción con el objetivo de reducir el pico de consumo. Este esquema se utiliza junto con alguno de los anteriores (incluso con el esquema de precio fijo).

La aplicación de este tipo de tarifas, aprovechando la implantación de sistemas de telegestión, permite el envío de señales a clientes (precio) que incentiven el consumo eléctrico en periodos en los que el coste de generación es más económico. La aplicación de este tipo de técnicas es uno de los medios atizados para la gestión de la demanda.

### **5.1.2. Cambio de Suministrador**

En la mayoría de los estados, el proceso de liberalización del sector eléctrico ha implicado la realización de una división vertical de las empresas del sector. Una de las características comunes de este proceso en la práctica totalidad de los mercados es la liberalización del proceso de comercialización. Este proceso de liberalización permite que los clientes puedan seleccionar su suministrador.

Para realizar un control efectivo de estos posibles cambios, en la mayoría de los mercados se ha creado una oficina de cambio de suministrador gestionado por una entidad independiente.

En la actualidad, el proceso de cambio de suministrador requiere la realización de una última lectura de consumo en el cliente para poder liquidar el contrato. Una vez realizado esta lectura, se realiza la última facturación del cliente y el cambio al suministrador seleccionado.

Este proceso se puede agilizar con el apoyo del sistema de telegestión. Como ejemplo, tomamos el desarrollo de Enel Distribuzione [26] denominado Web Trade Portal (WTP). Desde Enero de 2.006, utiliza este sistema permite a los clientes realizar la gestión de cambio de suministrador y a los suministradores monitorizar las demandas de cambio y obtener la información de los clientes.

Para la gestión de este tipo de operaciones, el regulador italiano marca una serie de plazos de forma que cada vez que un cliente decide un cambio de suministrador, se

establecen los siguientes plazos:

- Tiempo de respuesta para comenzar el cambio de suministrador.
- Tiempo de aviso a los suministradores (tanto para el suministrador actual como al nuevo suministrador).
- Tiempo máximo para comunicar al nuevo suministrador el consumo del último año del cliente.

Para dar respuesta a todos los tiempos marcados, una vez el cliente comunica su intención de realizar un cambio de suministrador, se realiza una validación del proceso. En esta validación el WTP comprueba la veracidad de los datos del cliente y asegura que el suministrador se encuentre al día en sus pagos. Una vez realizado esta comprobación, comienza el proceso de cambio efectivo y para cumplir con la legislación vigente, WTP realiza al centro de procesamiento de datos de medida una petición de los 12 últimos meses de consumo del cliente y se envía al nuevo suministrador seis días laborables antes del cambio oficial.

Por último, una vez realizado la lectura del último periodo y enviado al suministrador para su facturación, se procede al cambio efectivo.

Otra funcionalidad del WTP, es la posibilidad de petición de datos de consumo de los clientes de un determinado municipio por parte de los suministradores con el objetivo de hacer campañas de marketing. Para la realización de este tipo de entrega de datos de consumo, el cliente deberá dar consentimiento a la distribuidora para poder entregar los mismos.

Una posible mejora a este sistema con las funcionalidades que se obtienen con la implantación de sistemas de telegestión, podría ser el cambio de suministrador en plazos más reducidos, de forma que cuando una petición de cambio es aceptada se realice una petición de lectura al contador, con lo que se agilizan los plazos de cambio.

## **5.2. *Predicción de la Demanda***

Para la realización de predicciones a corto plazo en los mercados liberalizados, las compañías eléctricas han usado unos modelos basados en curvas

características que son efectivos y seguros en condiciones normales de consumo y temperatura. Sin embargo, en situaciones meteorológicas y de consumo anormales hay un desconocimiento general de la respuesta, con lo que si se une a un alto precio de la electricidad puede provocar grandes pérdidas a las compañías.

Con los consumos proporcionados por los sistemas de telegestión se pueden proponer patrones de consumo obtenidos a partir de un análisis de los consumos individuales. Para la división y análisis de los consumos sería necesaria una campaña de medición en los hogares.

Una posible solución [27], podría ser la utilización de un enfoque bottom-up para modelar los consumos residenciales, utilizando los datos obtenidos en las medidas de telegestión.

Para el modelado inicial de estos consumos, se propone una división en la carga base, la carga para calor o frío y el resto de consumo.

En la carga base, se incluyen por ejemplos los frigoríficos y congeladores. Para realizar un cálculo aproximado de consumo, se identifican periodos en los que la electricidad no se usa para otros propósitos, como pueden ser noches en los que las temperaturas pueden hacer suponer periodos de inactividad de bombas de calor y frío. Esto no deja de ser más que una aproximación, dado que el consumo es mayor para congeladores y frigoríficos en verano, pero puede ser compensado con la reducción por la necesidad de mantener luces encendidas.

Para el caso de las cargas para calor y frío, se pueden realizar estudios del consumo en función de la temperatura para identificar la carga debida a estos propósitos y representar una regresión lineal entre la temperatura y el consumo.

Para el resto del consumo se propone la aplicación de un modelo de medias móviles, en el que la carga en una hora específica depende de la carga de la misma hora de las semanas anteriores, según la siguiente expresión:

$$L_{H,t} = \frac{\sum_{i=1}^n L_{H,t-105i}}{n}$$

donde  $n$  es el número de semanas incluidas en la estimación.

En la predicción bottom-up propuesta en el estudio, el objetivo es usar las medidas de consumo eléctrico en combinación con un modelo físico en el que se añade la componente del tiempo y el estilo de vida. Añadir estas dos componentes implicaría un conocimiento de la vivienda de cada cliente. En lugar de realizar esta aproximación, se plantea realizar un análisis de cada serie de consumo obtenida de las medidas de telegestión. De esta forma, se propone que cada consumidor individual pueda ser representado por dos componentes: la componente del edificio y el del hogar.

La componente del edificio se calcula modelando el edificio como un modelo de transferencia de calor, en el que se intenta calcular la cantidad de calor que pierde el edificio y a partir de esta conocer el consumo eléctrico debido a esta componente.

Para la componente del hogar se han realizado diferentes enfoques. En Italia, se propuso un enfoque que se basaba en dos componentes: los aparatos eléctricos y el número de miembros del hogar, mientras que en Finlandia se realizó otro basado en las fluctuaciones diarias y el consumo temporal de cada aparato eléctrico.

Estos enfoques pretenden de alguna manera recoger la naturaleza estocástica del consumo social. Partiendo de estos enfoques, se pueden añadir al modelo mapas de comportamiento social que permitan un mejor modelado. De esta forma, utilizando el conocimiento de las variaciones de consumos para obtener los máximos y mínimos y utilizarlos como condiciones de contorno para el consumo individual. Además, se podría utilizar la probabilidad de consumo o las desviaciones para adaptar las variables sociales a nivel de cliente.

En resumen, combinando estas series de consumo con los datos obtenidos por el sistema de telegestión, se proporcionarán poderosas herramientas para la evaluación, predicción y simulación de consumo. Un enfoque bottom-up no es un modelo preciso para consumo a nivel individual, pero un modelo con un buen rendimiento en niveles agregados, puede hacer crecer el conocimiento de las distintas partes de una serie de medidas eléctricas.

Este tipo de modelo, puede ser utilizado para realizar previsiones de demanda y tiene como ventaja la posibilidad tanto de análisis a gran escala como estudios

detallados, con lo que representa una ventaja a la hora de modelar situaciones, como pudiera ser el efecto de aplicar nuevas tarifas, en la que podríamos analizar en un mismo estudio en efecto en el sistema y para clientes individuales.

Un esquema alternativo al uso de este modelo puede ser el estudio de escenarios tipo “what-if” para predicciones de tendencias de comportamiento, en la que se utilizaría el modelado específico de cada una de las componentes con los datos recogidos por el sistema de telegestión. De esta forma sería posible realizar estudios de comportamiento de la red al cambiar ciertos equipos, como pudiera ser el comportamiento en cuanto al consumo y las cargas en punta, al realizar instalaciones solares térmicas.

### **5.3. *Operación y Planificación en Sistemas de Telegestión***

El uso de los sistemas de telegestión, va a permitir a las distribuidoras optimizar sus procesos, desarrollos y algoritmos utilizados en la gestión de la red. Entre las mejoras podemos indicar:

- Supervisión la red, con la consiguiente reducción en tiempo y coste en las tareas de operación y mantenimiento.
- Conocimiento actualizado del estado de la red, con lo que se obtendrá una mayor eficiencia en los trabajos en campo.
- Inventario más detallado y fiable de los activos y los flujos de energía, lo que permitirá una mejor planificación y por tanto, reducir las necesidades de inversión.
- Control de la generación distribuida.

A continuación, analizaremos en profundidad las mejoras que se pueden obtener en la operación, mantenimiento y planificación de la red con la modificación y ampliación de procesos y aplicaciones ampliamente utilizados para otros niveles de tensión como pueden ser localización de faltas, la gestión de averías, la gestión de la calidad de onda, el uso de estimadores de estados y la monitorización de la red.

### **5.3.1. Localización de Faltas**

El proceso de localización de faltas [28] en la red se puede ver mejorado con las infraestructuras de comunicaciones del sistema de telegestión.

- Uso de la información disponible en los concentradores, que pueden detectar la pérdida del enlace con parte de los contadores, lo que significaría una falta en la línea.
- Conectar más detectores de paso de falta (FPI) con el centro de control.
- Uso de dispositivos de MT para detectar ruptura de líneas aéreas. Existen casos en los casos que se produce la ruptura de una de las fases de una línea aérea no detectada por la protección principal, con lo que tenemos una fase de la línea energizada en el suelo.

Dispositivos basados en el análisis del triángulo de fase están apareciendo usando el siguiente principio: la tensión de la fase rota no es igual a cero aguas abajo de la falta. Así el triángulo de fase, está distorsionado y puede ser medido en el lado de baja de los transformadores y enviado al centro de control.

- El uso de seccionadores para circuitos BT: el crecimiento de la generación distribuida, como los paneles fotovoltaicos puede ser la base para reemplazar el sistema de protección basada en fusibles por seccionadores BT, que tendrán una mayor sensibilidad y será la base para un nuevo sistema de control BT.

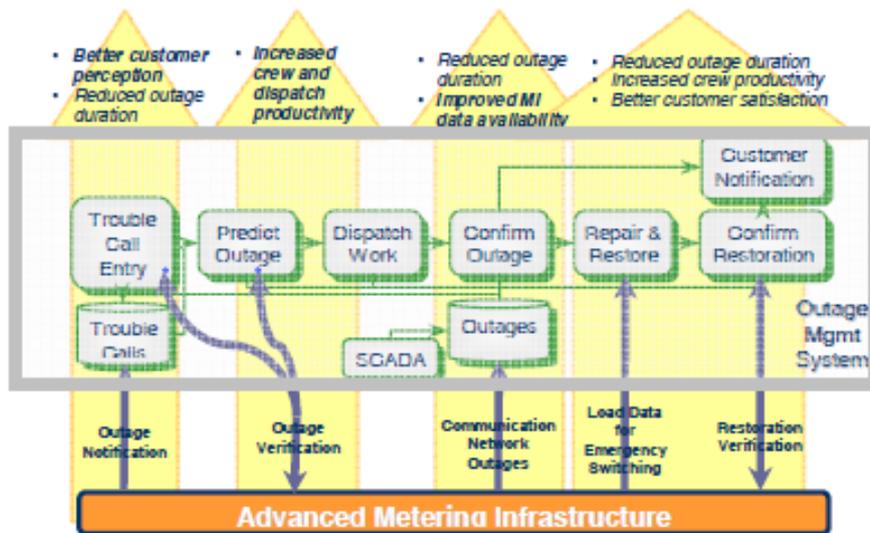
### **5.3.2. Gestión de Averías**

El proceso de gestión de averías por parte de las distribuidoras se puede ver mejorado con el uso de los sistemas de telegestión [29].

Un diseño adecuado de la arquitectura del sistema, que permita la integración entre nuestro sistema de telegestión y el sistema de gestión de averías (OMS) puede superar muchas de las limitaciones en cuanto al tiempo de respuesta, desde la llamada

de aviso del cliente a la restauración del servicio, mejorando además la fiabilidad del sistema de gestión de averías y el reporting que se obtiene.

La fig. 13 indica en qué momentos del proceso de gestión de una averías puede integrarse y utilizar el sistema de telegestión.



**Fig. 13: Proceso de Gestión de las Averías: Relación con AMI**

A continuación, analizaremos en qué medida puede el sistema de telegestión afectar el ciclo de vida de la gestión de una avería. El ciclo de vida de una avería se puede dividir en:

1. Notificación.
2. Verificación.
3. Reparación y restauración del servicio.
4. Reporting.

### **Notificación**

Para la notificación de las averías, las distribuidoras poseen un centro de llamadas en el que los clientes notifican los problemas de suministro.

Dependiendo de las características del sistema de telegestión implantado, el proceso de notificación de una avería puede ser mejorado analizando los mensajes de comunicación entre el contador y los concentradores, de manera que el sistema de

gestión de averías pueda detectar las averías sin necesidad de recibir llamadas de los clientes. Esto puede ser especialmente útil para las interrupciones producidas en horas laborables o nocturnas.

Un posible problema, puede ser la cantidad de mensajes que puede recibir el sistema de gestión de averías en los casos de cortes de gran escala, aunque teniendo en cuenta que estos sistemas se suelen diseñar para aceptar hasta 40.000 llamadas por hora y unido a un diseño adecuado de la interfaz que permita filtrar y regular el caudal del mensajes que lleguen al OMS.

### **Verificación**

Con un diseño adecuado de la arquitectura entre el AMI y el OMS, la verificación de la avería puede realizarse mientras el cliente se encuentra al teléfono o antes de que la incidencia sea atendida.

Con un simple ping (llamada) al contador, el distribuidor puede realizar una comprobación de la falta de suministro, ya que en un porcentaje significativo estas llamadas son debidas a problemas en la instalación propiedad del cliente.

### **Reparación y restauración del servicio**

Una vez realizada la reparación de la avería, el OMS enviará una señal de verificación al contador, lo que proporciona un medio no intrusivo de verificación de la restauración del servicio.

Por último, el uso de este tipo de verificación proporciona una mejora en la imagen al cliente, al minimizar el número de llamadas devueltas en las que aún hay una falta de suministro.

### **Reporting**

La notificación de restauración puede ser usada para mejorar la exactitud de los informes de fiabilidad o reducir la mano de obra necesaria para recoger y analizar los avisos para la elaboración de esos informes.

Algunos sistemas de telegestión incluyen la posibilidad de recoger los intentos

de reconexión para reducir los esfuerzos para la presentación del informe de MAIFI (Momentary Average Interruption Frequency Index).

### **5.3.3. Gestión de la Calidad de Onda**

Tradicionalmente, las medidas de la calidad y fiabilidad se han focalizado en los índices de interrupción como SAIFI y CAIDI (NIEPI y TIEPI en España), pero no en la calidad de la onda (PQ), es decir, las posibles desviaciones de tensión e intensidad del seno ideal de amplitud y frecuencia constante.

Sin embargo, dispositivos como los ordenadores, son sensibles a las imperfecciones de la onda. Las tecnologías de telegestión y sus sistemas de comunicación [30][31] permiten la integración de sistemas de monitorización de medidas PQ en un sistema de distribución para la detección de transitorios, huecos de tensión, cortes, armónicos y los impulsos que varían la magnitud de la tensión.

Actualmente, las posibilidades para el control de calidad de onda, es la instalación de dispositivos de monitorización en subestaciones AT y MT para detectar perturbaciones en la calidad de onda, que capturan la forma de onda desviada de tensión o intensidad y grababa los datos en una memoria.

Cuantos más eventos se capturen, mayor necesidad de análisis de estos elementos. Los métodos manuales son caros, consumen mucho tiempo y son propensos a errores, mientras que los software desarrollados hasta ahora para analizar estos eventos son caros de desarrollar, mantener y dependiendo de la arquitectura, complicados de ampliar.

Debido a estos costes, en la actualidad los estudios de calidad de onda se realiza por la solicitud del cliente (nivel industrial) o por ser puntos sensibles que al distribuidor le interesa controlar.

Así, poder desarrollar un sistema autónomo con la capacidad de analizar, condensar e interpretar los eventos ocurridos en la red para que los niveles obtenidos puedan ser evaluados con los límites y que sea un sistema fácilmente ampliable se convertiría en el reto más importante en el ámbito de control de calidad de onda [30].

El IEEE P1564 (borrador 2) propone el siguiente procedimiento para caracterizar las perturbaciones de calidad de onda y dar un valor del rendimiento de un sistema de distribución:

- Obtención de la muestra de tensión con un cierto rango y resolución para cada evento detectado.
- Cálculo de los eventos y variaciones como una función del tiempo. Entre estos podemos incluir valores eficaces de tensión e intensidad, potencia activa y reactiva y distorsión armónica. Para las medidas trifásicas podemos utilizar técnicas de agregación de fase. Entre estas técnicas se incluye tomar la peor fase como medida y utilizar como complemento a ésta, la medición comenzando en una fase y terminar en otra (para huecos e interrupciones).
- Cálculo y almacenamientos de índices de eventos y variación de características. En la mayoría de los casos, el problema se encontrará no en el almacenamiento local de la información, sino en la capacidad de comunicación de estos datos en el momento que son necesarios.
- Cálculo de los índices locales a partir de los índices individuales. Entre estos se proponen el SARFI<sub>x</sub> (System Average Rms Frequency IndeX), que representa el número medio de eventos por variaciones del valor eficaz que ocurre en el periodo observado o el SATMORI<sub>x</sub> (System Average Transient Magnitude Ocurrente Rate IndeX), que representa el grado de ocurrencia de un transitorio de sobrevoltaje superior al umbral. Como indicador individual se propone el factor de calidad de onda (PQF), que considera los niveles de armónicos de tensión e intensidad, el grado de desequilibrio y el grado de desplazamiento de fase a la frecuencia fundamental.
- Cálculo de los índices generales a partir de la agrupación de los datos locales.

Un problema inherente a este tipo de agregación es la pérdida de información, ya que para cada tipo de perturbación, se deriva un único índice, pero tienen la

ventaja que proporcionan una base para la comparación y análisis de tendencias que permitan otros más complejos.

Entre las ventajas de integrar este tipo de monitorización, se encuentra la posibilidad de realizar análisis centralizados de calidad de onda de líneas y cargas críticas, que unido a la estandarización en la medida de los índices y medidas permitan una evaluación adecuada de las quejas de los clientes.

Por último, este tipo de aplicaciones permite un análisis rápido y eficiente de los datos sin una laboriosa manipulación, lo que permite la reducción del mantenimiento y la mejora en la calidad de servicio al cliente.

#### **5.3.4. Estimador de Estado de Distribución**

El uso de las medidas de tensión y consumo que proporcionan los sistemas de telegestión pueden permitir la mejora de los estimadores de estados para los sistemas de distribución.

Hasta ahora, el principal problema al desarrollar este tipo de aplicaciones es la falta de datos que permita una adecuada exactitud en las estimaciones. Como ejemplo de las mejoras en el uso de estos sistemas se analizará el método BCSE (Branch Current Based State Estimation).

Para este análisis, la representación ideal será ver la carga existente en cada transformador del sistema. La aproximación analizada incluye perfiles de carga que se basan en los datos monitorizados por el sistema de telegestión.

Para mejorar la estimación de la carga, algunas distribuidoras han instalado sistemas de telecontrol en determinados puntos de la red de distribución que proporcionan datos a tiempo real a nivel de subestación e incluso en algunos casos a nivel de transformador.

Esas medidas junto con las realizadas por el sistema de telegestión, permiten el desarrollo de algoritmos de estimación de estado que pueden ser usados para mejorar las estimaciones, y por lo tanto las condiciones de carga del sistema.

El objetivo de un estimador de estado de distribución es proporcionar

estimaciones del punto de funcionamiento en un punto de alimentación. El objetivo es hacer el estimador comparable al que ha funcionado para los sistemas de transmisión. Los problemas de los métodos clásicos aplicados a sistemas de distribución son:

- Existencia de pocas medidas, en algunos casos sólo se conoce tensión e intensidad en la subestación.
- El estado de los interruptores, bancos de capacidades y tomas de los transformadores y reguladores no están directamente monitorizados.
- La mayoría de las medidas son intensidades en lugar de consumos.
- Los desequilibrios entre fases y el bajo ratio X/R complica la función de medida.

El método propuesto [32] se basa en un esquema WLS (Weighted Least Square), utilizando intensidades de ramas en lugar de tensiones de nudos.

$$\min J(x) = \sum_1^m w_i (z_i - h_i(x))^2 = [z - h(x)]^T W [z - h(x)]$$

Donde  $W_i$  representa el peso y  $h_i(x)$  la función de medida asociada a la medida  $z_i$ . Para la solución, se calculan las siguientes ecuaciones normales en cada iteración:

$$[G(x^k)] \Delta x^k = H^T(x^k) W [z - h(x^k)]$$

Donde

$$G(x) = H^T(x) W H(x)$$

La diferencia entre el método tradicional basado en tensión en los nodos y éste son las funciones de medida asociadas con cada tipo de medida. La principal ventaja de este método es que el jacobiano se puede desacoplar en fase y además está bien acondicionado.

El estudio demuestra que utilizando las nuevas medidas proporcionadas por el

sistema de telegestión se consigue una estimación más exacta de las condiciones de operación. Una posible mejora podría ser aplicar una caracterización histórica de las medidas individuales para cada uno de los centros de transformación, en lugar de la caracterización general que se ha aplicado en el estudio.

El uso de un estimador de estado de distribución permitirá nuevas funciones de automatización, como el control de tensiones y las reconfiguraciones de red

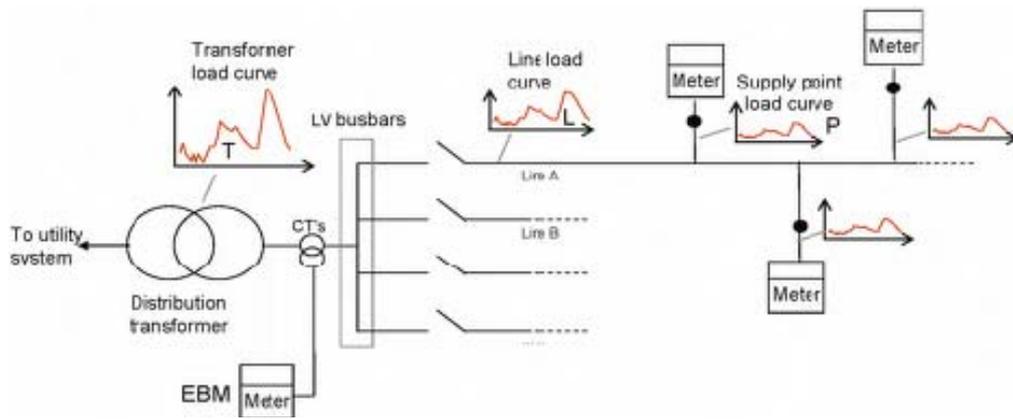
### **5.3.5. Control de Uso de la Red**

Utilizando las comunicaciones y la información que van a proporcionar los sistemas de telegestión, podemos plantear una serie de aplicaciones y funcionalidades para medir la carga de ciertos componentes de la red, que pueden ser usados en la planificación y operación de la red. En este apartado consideraremos dos propuestas que nos permitirán conocer el grado de utilización de los transformadores de distribución (DTU) y carga de las líneas y grado de desequilibrio (PLDU) [33].

#### **Grado de Utilización de los Transformadores de Distribución**

Actualmente, la evaluación de la carga de un transformador se realiza en analizando el ratio de carga en punta de demanda por KVA instalados. Hay estudios que demuestran que este ratio suele ser conservativo, ya que los factores de sobrecarga en los transformadores suelen ser altos. Además, el envejecimiento del mismo también depende en gran medida del perfil de carga y de la temperatura ambiente en la que suele operar el transformador.

Para hacer medidas exactas, es necesario instalar un medidor en el CT conectado en el lado BT de la subestación, según la figura 14.



**Fig. 14: Esquema de conexión de medidas**

Con el uso de los nuevos sistemas de telegestión esta medida se puede hacer de forma indirecta, sin necesidad de instalar contadores en el centro de distribución.

Para ello, se tomarán las medidas de activa y reactiva proporcionadas por cada uno de los clientes conectados al transformador y sumar cada uno de los consumos individuales. Con esto, se puede evaluar la capacidad en términos del factor de carga, con lo que es posible optimizar la inversión en la red basado en el histórico de capacidad.

### **Carga de las Líneas y Grado de Desequilibrio**

En los sistemas de distribución, los clientes pueden realizar contratos trifásicos o monofásicos. Como consecuencia de esto, se producen desequilibrios entre las fases. Con un diseño cuidadoso y una adecuada elección a la hora de conectar nuevos suministros, se puede minimizar el problema.

Con el uso de los datos proporcionados por el sistema de telegestión y el conocimiento de la fase a la que se conecta cada contador, se puede realizar una aplicación que mida la carga en cada una de las fases y el grado de desequilibrio.

El conocimiento del grado de carga y desequilibrio de las fases, permitirá realizar acciones para lograr un mejor equilibrio de las cargas, que son una de las principales causas de las interrupciones en BT.

## **5.4. *Apoyo a la Generación Distribuida***

El desarrollo de la generación distribuida se puede ver beneficiado a corto plazo por la implantación de los sistemas de telegestión. Entre las mejoras potenciales que estos sistemas pueden aportar podemos indicar:

- Puede servir de apoyo y gestión para la integración de la generación de distinto tipo, como pudiera ser la eólica y la solar con elementos de almacenamiento de energía. Este tipo de integración es lo que se denomina generadores virtuales.
- Medio transmisor de la medida de la energía que el “cliente” aporta al sistema o para la medida completa del generador o los generadores de forma que el cliente pueda tener una visión del rendimiento de los mismos.