



CALIDAD DE ALIMENTACIÓN

manual

SONEL S.A.
Wokulskiego 11
58-100 Świdnica
Polonia

Versión 1.00 16.10.2024

ÍNDICE

1 Información básica	3
2 Medición de corriente.....	4
2.1 <i>Pinzas rígidas (CT) para medir las corrientes alternas (AC)</i>	<i>4</i>
2.2 <i>Pinzas para medir las corrientes alternas y continuas (AC/DC).....</i>	<i>4</i>
2.3 <i>Pinzas flexibles de Rogowski.....</i>	<i>5</i>
3 Sincronización PLL.....	6
4 Parpadeo de luz (Flicker)	7
5 Medición de potencia y energía	8
5.1 <i>Potencia activa.....</i>	<i>8</i>
5.2 <i>Potencia reactiva.....</i>	<i>9</i>
5.3 <i>Potencia reactiva y los sistemas de 3 conductores.....</i>	<i>12</i>
5.4 <i>Potencia reactiva y contadores de energía reactiva.....</i>	<i>12</i>
5.5 <i>Contadores de energía reactiva de 4 cuadrantes</i>	<i>14</i>
5.6 <i>Potencia aparente</i>	<i>15</i>
5.7 <i>Potencias de distorsión D_B y la potencia eficaz aparente de la distorsión S_{eN}.....</i>	<i>16</i>
5.8 <i>Factor de potencia</i>	<i>17</i>
6 Armónicos	18
6.1 <i>Método de medición de los componentes armónicos</i>	<i>19</i>
6.2 <i>Potencias activas de armónicos.....</i>	<i>20</i>
6.3 <i>Potencias reactivas de armónicos.....</i>	<i>21</i>
6.4 <i>Característica de los armónicos en sistemas trifásicos</i>	<i>21</i>
6.5 <i>Factor THD.....</i>	<i>23</i>
6.6 <i>Distorsión en demanda TDD.....</i>	<i>23</i>
6.7 <i>Factor K de pérdidas en el transformador (K-Factor).....</i>	<i>24</i>
6.8 <i>Factor de pérdida de carga (Factor K)</i>	<i>25</i>
7 Interarmónicos	26
7.1 <i>Método de medición de interarmónicos.....</i>	<i>27</i>
7.2 <i>Factor de distorsiones interarmónicas TID.....</i>	<i>28</i>
8 Señales de control	29
9 Desequilibrio	31
10 Huecos, subidas e interrupciones de tensión	33
11 Cambio de la forma de envolvente	35
12 Salto de fase.....	36
13 Cambios rápidos de tensión (RVC).....	37
14 Transitorios y sobretensiones	39
15 Curvas CBEMA y ANSI.....	41
16 Cálculo de la media de los resultados de las mediciones	43
16.1 <i>Clase A.....</i>	<i>44</i>
16.2 <i>Clase S.....</i>	<i>46</i>

1 Información básica

La metodología de medición de la calidad eléctrica en los analizadores se especifica en la norma IEC 61000-4-30. Esta norma, que proporciona algoritmos de medición estrictos, ordenó el mercado de analizadores, y facilita la comparación y la compatibilidad de los resultados de la medición entre los analizadores de diferentes fabricantes. Anteriormente, estos dispositivos usaban diferentes algoritmos, por lo tanto, los resultados de las mediciones de los mismos objetos con dispositivos diferentes a menudo daban resultados completamente diferentes.

Los factores que influyeron en el creciente interés por los temas relacionados con la calidad de alimentación eran, entre otros, la difusión de controladores electrónicos de alimentación, convertidores DC/DC y fuentes conmutadas, bombillas de ahorro de energía, etc., es decir, lo que se refiere a la conversión de la energía eléctrica. Todos estos dispositivos solían distorsionar significativamente la forma de onda de corriente de alimentación.

Las fuentes de alimentación conmutada (comúnmente usadas en aplicaciones domésticas e industriales) a menudo se construyen de tal manera que la tensión alterna de red es rectificadas y suavizada con un condensador, es decir, se cambia en la tensión continua (DC) para convertirse luego con mucha frecuencia y eficiencia en la tensión de salida con el valor deseado. Esta solución, sin embargo, tiene un efecto secundario indeseable. Las recargas de condensadores son mediante pulsos cortos de corriente en momentos cuando la tensión de red está cerca del valor de pico. Del balance de potencia resulta que si la corriente se coge sólo en breves intervalos de tiempo, entonces el valor de pico debe ser mucho más alto que si se toma de forma continua. Una gran relación del valor de cresta de corriente al valor eficaz (llamado factor de cresta) y una disminución en el factor de potencia (en inglés *Power Factor, PF*) hacen que para conseguir una potencia activa en el receptor (en vatios), el productor de energía se ve obligado a entregar una potencia más alta que la potencia activa del receptor (esto se llama potencia aparente, expresada en voltios-amperios, VA). El factor pequeño de potencia hace mayor carga de los cables de transmisión y mayores costos de transporte de energía eléctrica. Los componentes armónicos que aparecen en la corriente de alimentación son la causa de problemas adicionales. Como resultado, las empresas de servicios energéticos comenzaron a imponer sanciones económicas a los consumidores que no garantizaban suficientemente un alto factor de potencia.

Los destinatarios potenciales interesados en los analizadores de calidad de energía pueden ser por un lado las empresas de servicios energéticos que pueden utilizarlos para controlar a sus clientes, por otro lado, los consumidores de energía, que con el dispositivo pueden detectar y tratar de remediar el bajo factor de potencia y otros problemas relacionados con la calidad de la energía.

Los parámetros de calidad de fuente de alimentación, así como las características energéticas de los receptores se describen con diferentes tamaños e indicadores. Este estudio podría aclarar un poco el tema.

Como se mencionó anteriormente, la falta de estandarización de los métodos de medición causaba unas diferencias significativas en los valores calculados de los diversos parámetros de la red por varios instrumentos. La norma IEC 61000-4-30 creada gracias a esfuerzos de muchos ingenieros fue el primer documento en el que se mencionaban métodos muy precisos, relaciones matemáticas y precisiones necesarias de mediciones para los analizadores de energía eléctrica. El cumplimiento de la norma (y en particular con la clase A) era para garantizar los resultados de mediciones repetitivos y casi idénticos de las mismas magnitudes medidas con dispositivos de diferentes fabricantes.

2 Medición de corriente

2.1 Pinzas rígidas (CT) para medir las corrientes alternas (AC)

La pinza rígida tipo CT (en inglés *Current Transformer*) es simplemente el transformador que procesa la corriente grande del bobinado primario a la corriente más pequeña en el bobinado secundario. Las mordazas de las típicas pinzas de corriente están hechas de un material ferromagnético (tal como hierro) con el bobinado secundario alrededor de ellas. El bobinado primario es el conductor, que es por lo general una sola bobina, alrededor del cual se sujetan las mordazas de pinza. Si ahora por el conductor examinado fluye la corriente de 1000 amperios, en el bobinado secundario de 1000 bobinas fluirá la corriente de 1 A (si el circuito está cerrado). El resistor se coloca en la misma pinza con la salida de tensión.

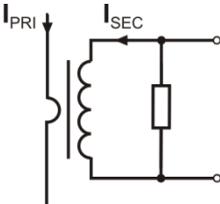


Fig. 1. Pinza rígida con salida de tensión

El transformador de corriente de este tipo tiene varias características distintivas. Puede medir corrientes muy altas, al mismo tiempo consume poca energía. La corriente de magnetización causa el desplazamiento de fase (partes décimas de grado), que puede resultar en un error de medición de potencia (especialmente con bajo factor de potencia). La desventaja de este tipo de pinza es también el fenómeno de la saturación del núcleo durante la medición de corrientes muy altas (por encima del rango nominal). La saturación del núcleo debido al fenómeno de histéresis de magnetización causa

la aparición de grandes errores de medición que se pueden eliminar sólo por su desmagnetización. Además, cuando la corriente medida tiene un significativo componente de corriente continua (DC), el núcleo se satura. La gran desventaja de la pinza rígida es también su considerable peso.

A pesar de estos inconvenientes, la pinza CT es actualmente el método no invasivo más ampliamente utilizado para medir las corrientes alternas (AC).

Con el analizador se pueden utilizar las siguientes pinzas CT para medir las corrientes alternas:

- C-4(A), con rango nominal de 1000 A AC,
- C-6(A), con rango nominal de 10 A AC,
- C-7(A), con rango nominal de 100 A AC.

2.2 Pinzas para medir las corrientes alternas y continuas (AC/DC)

En algunas situaciones es necesario medir la componente de corriente continua. Para este fin, se deben utilizar las pinzas con un modo diferente de funcionamiento que el transformador de corriente tradicional. Estas pinzas usan el fenómeno físico conocido como el efecto Hall e incluyen en su diseño el sensor Hall. En resumen, este efecto consiste en la aparición de la tensión eléctrica en las paredes del conductor, a través del cual fluye la corriente eléctrica, y, además, se encuentra en el campo magnético con la dirección transversal al vector de inducción de este campo.

Las pinzas de corriente que utilizan este fenómeno pueden medir la componente alterna y constante de corriente. El conductor con corriente colocado dentro de las pinzas crea un campo magnético que se concentra en el núcleo de hierro. En la ranura de núcleo, donde se unen las dos partes de mordazas, se coloca el sensor Hall que consta de semiconductor y su tensión de salida es amplificada por el sistema electrónico alimentado con batería.

En las pinzas de este tipo por lo general tienen una perilla para ajustar el cero de corriente. Para recibir el cero de corriente se deben cerrar las mordazas (sin conductor en el interior) y se ajusta la perilla hasta conseguir el cero de la corriente continua.

Las pinzas de este tipo ofrecidas actualmente por Sonel S.A. son las pinzas C-5A con el rango nominal 1000 A AC/1400 A DC. Estas pinzas tienen una salida de tensión y para la corriente nominal de 1000 A dan la tensión de 1 V (1 mV/A).

2.3 Pinzas flexibles de Rogowski

Las pinzas flexibles (en inglés *Flexible Current Probes*) se basan totalmente en otro principio físico que el transformador de corriente. Su parte más importante es la bobina de Rogowski, llamada así por el físico alemán Walter Rogowski. Esta es una bobina de aire envuelta alrededor del conductor con corriente. La estructura especial de la bobina permite introducir sus dos extremos por un lado, por lo que es posible colocar fácilmente la pinza alrededor del conductor (el extremo de retorno se coloca dentro de la bobina a lo largo de toda su longitud). La corriente que fluye a través del conductor medido crea las líneas de campo magnético que aprovechando el fenómeno de auto-inducción inducen la fuerza electromotriz en los extremos de la bobina. Sin embargo, este voltaje es proporcional a la velocidad de cambio de la corriente en el conductor, y no a la propia corriente.

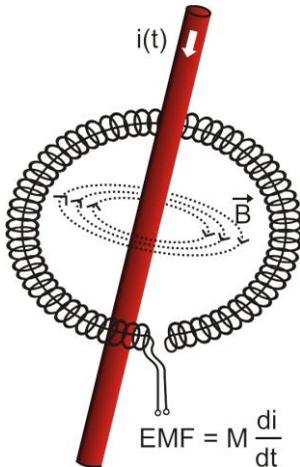


Fig. 2. Bobina de Rogowski

La bobina de Rogowski tiene algunas ventajas innegables en comparación con los transformadores de corriente. Dado que no tiene el núcleo no se ve afectada por el fenómeno de la saturación, por lo tanto es perfecta para medir grandes corrientes. La bobina también tiene una linealidad excelente y gran banda de transmisión, mucho más grande que el transformador de corriente, y en comparación con él también pesa menos.

Sin embargo, hasta hace poco, las pinzas flexibles tenían un problema con una expansión más amplia en la medición de la corriente. Hay algunos factores que dificultan la aplicación práctica del sistema de medición con la bobina de Rogowski. Uno de ellos es un nivel bajo de tensión que se induce en los terminales (que depende de las dimensiones geométricas de la bobina). Por ejemplo, la tensión de salida para la frecuencia de 50 Hz de las pinzas flexibles de la serie F (usadas con el analizador) es de unos 45 $\mu\text{V/A}$. Estos bajos niveles de voltaje requieren amplificadores de precisión y bajo nivel de ruido, que por supuesto aumentan los costes.

Dado que la tensión de salida es proporcional a la derivada de la corriente, es necesario utilizar el sistema integrador; en general se ofrecen las pinzas flexibles que se componen de la bobina de Rogowski con un sistema analógico de integrador (módulo típico alimentado con la batería). En la salida del integrador hay una señal de tensión proporcional a la corriente medida y con la escala adecuada (p.ej. 1 mV/A).

Otro problema con la bobina de Rogowski es la sensibilidad a los campos magnéticos externos. La bobina ideal debe ser sensible solamente al campo cerrado con el área de la bobina y debe separar completamente de los campos magnéticos externos. Sin embargo, esta es una tarea muy difícil. La única forma de obtener tales propiedades es la construcción muy precisa de la bobina, con el bobinado perfectamente homogéneo y la impedancia más baja. Exactamente la alta precisión del devanado de bobina es responsable del precio relativamente alto de esta pinza.

3 Sincronización PLL

La necesidad de la aplicación del bucle de enganche de fase (de software, hardware o software-hardware) resulta directamente de los requisitos de la norma IEC 61000-4-7 que describe la metodología y los errores aceptables en la medición de los armónicos. Esta norma requiere que la ventana de medición, que es la base para una medición y la evaluación del contenido de armónicos, sea igual a la duración de 10 períodos de la red energética en las instalaciones de 50 Hz y 12 períodos para 60 Hz. En ambos casos, esto corresponde a unos 200 ms. Dado que la frecuencia de la fuente de alimentación puede estar sujeta a cambios periódicos y fluctuaciones, la duración de la ventana puede no ser exactamente igual a 200 ms, p.ej. para la frecuencia de 51 Hz corresponde a unos 196 ms.

La norma también recomienda que los datos no sean sometidos al sistema de ventanas antes de introducir la transformada de Fourier (con el fin de extraer los componentes espectrales). Falta de sincronización de frecuencia y situación en la que en la transformada FFT se realizan las muestras del número incompleto de períodos pueden conducir a la fuga espectral. Este fenómeno hace que la línea de armónico se aplique también a otras líneas adyacentes, lo que puede conducir a la pérdida de información sobre el nivel y la potencia reales de la línea examinada. Se permite la posibilidad de la utilización de ventana de ponderación Hanna que reduce los efectos adversos de la fuga espectral, pero esto sólo se limita a la situación en la que el bucle PLL ha perdido la sincronización.

La norma IEC 61000-4-7 especifica con precisión el requerido bloque de sincronización. Esto se expresa de la siguiente manera: el tiempo entre el flanco ascendente del primer impulso de muestreo y $(M+1)$ de este impulso (donde M es el número de muestras en la ventana de medición) debe ser igual a la duración del número especificado de períodos en la ventana de medición (10 o 12), con un máximo error permisible de $\pm 0,03\%$. Para explicarlo en términos más simples, se analiza el siguiente ejemplo. Tomando en cuenta la frecuencia de red de 50 Hz, la ventana de medición dura exactamente 200 ms. Si el primer impulso de muestreo se produce exactamente en el tiempo $t = 0$, entonces el primer impulso de muestreo de la ventana de medición siguiente debe aparecer en el momento $t = 200 \pm 0,06$ ms. Estos $\pm 60 \mu\text{s}$ es la desviación admisible del flanco de muestreo. La norma también define la frecuencia mínima recomendada en la que se debe mantener la precisión indicada anteriormente de la sincronización y la define $\pm 5\%$ de la frecuencia nominal, es decir, 47,5...52,5 Hz y 57...63 Hz respectivamente, para las redes de 50 Hz y 60 Hz.

Otra cuestión es el rango de tensión de entrada para que el sistema PLL funcione correctamente. La norma IEC 61000-4-7 no menciona aquí indicaciones ni requisitos específicos. Sin embargo, la norma IEC 61000-4-30 define el rango de tensión de alimentación en el que los parámetros metrológicos no se pueden empeorar y para la clase A se lo define en el 10%...150% U_{din} .

4 Parpadeo de luz (Flicker)

La palabra inglesa *flicker* significa parpadeo. Respecto a las cuestiones relacionadas con la calidad de la energía es un fenómeno del cambio periódico de la intensidad de la luz debido a los cambios de tensión que alimenta las bombillas.

La medición del parpadeo apareció en los analizadores de calidad de energía cuando se descubrió que este fenómeno provoca molestias, irritación, a veces dolores de cabeza, etc. Las vibraciones de intensidad de luz deben tener una frecuencia bastante específica, no pueden ser demasiado lentas porque entonces la pupila humana es capaz de adoptarse a los cambios de la luz, tampoco pueden ser demasiado rápidas porque la inercia del filamento elimina estos cambios casi por completo.

Los estudios han demostrado que la alteración máxima para la frecuencia es de aprox. 9 cambios por segundo. Las fuentes de luz más sensibles resultaron ser las bombilla tradicionales con un filamento de tungsteno. Las lámparas halógenas cuyas fibras tienen una temperatura mucho más alta de las tradicionales también tienen una inercia mucho mayor que reduce los cambios de claridad percibidos por hombre. Las lámparas fluorescentes se caracterizan por la mejor "resistencia" para el parpadeo porque sus propiedades específicas estabilizan la corriente que fluye a través de la lámpara durante los cambios de tensión, y por lo tanto reducen las fluctuaciones de la potencia de iluminación.

El parpadeo se mide según su percepción y se distinguen dos tipos: de período corto P_{ST} (en inglés *short term*), cuyo valor se determina cada 10 minutos, y de período largo P_{LT} (en inglés *long term*), cuyo valor se calcula basándose en los 12 valores siguientes P_{ST} , es decir, cada 2 horas. El tiempo largo de medición resulta directamente del cambio lento del fenómeno, para recoger la muestra de datos fiable, la medición debe ser larga. P_{ST} igual a 1 se considera el que valor está a punto de molestia, por supuesto la sensibilidad al parpadeo varía entre las personas; la adopción de este umbral resulta de las pruebas realizadas en un grupo representativo de personas.

¿Cuál es la razón de la aparición del fenómeno de parpadeo de luz? La causa más frecuente son las caídas de tensión debidas a la conexión y desconexión de grandes cargas y un cierto nivel de parpadeo está presente en la mayoría de redes de alimentación. Además, el efecto adverso en la gente descrito anteriormente no tiene que ser -y por lo general no lo es- síntoma de deficiencias de nuestra instalación. Si en la red se observa una subida repentina e inexplicable del nivel de parpadeo de la luz (es decir, la subida del valor de los factores P_{ST} y P_{LT}) no se debe de ninguna manera ignorarlo. Puede resultar que el parpadeo se deba a las malas conexiones en el sistema, mayores caídas de tensión en las uniones del panel de control (por ejemplo) provocarán mayores fluctuaciones de tensión en los receptores como la bombilla. Las caídas de tensión en las uniones también causan que se calienten, y finalmente, pueden provocar chispas y posiblemente un incendio. Las inspecciones periódicas de la red y los síntomas descritos pueden llamar nuestra atención para encontrar la fuente del peligro.

5 Medición de potencia y energía

La potencia es uno de los parámetros más importantes que determina las propiedades energéticas de los circuitos eléctricos. El ajuste de cuentas entre el proveedor y el destinatario es la energía eléctrica equivalente al producto de potencia y tiempo.

En la ingeniería eléctrica hay diferentes variedades de potencia:

- potencia activa (en inglés *Active Power*) representada por la letra P y medida en vatios,
- potencia reactiva (en inglés *Reactive Power*) representada por la letra Q y medida en var,
- potencia aparente (en inglés *Apparent Power*) representada por la letra S y medida en VA.

Los tres tipos de potencia mencionados son los más conocidos, pero esto no significa que la lista termine aquí.

En la escuela se enseña que estas potencias forman los llamados triángulos de potencia, cuyas propiedades expresa la siguiente ecuación:

$$P^2 + Q^2 = S^2$$

Esta ecuación, sin embargo, sólo es válida para los sistemas con las formas de onda sinusoidales de tensiones y corrientes.

Antes de pasar a un análisis más detallado de las cuestiones relacionadas con la medición de potencias, primero se deben definir las potencias particulares.

5.1 Potencia activa

La potencia activa P expresa la capacidad del sistema para realizar un trabajo específico. Esta es la potencia más deseada por los consumidores de la energía y por la potencia activa suministrada durante un período se paga al proveedor (por separado se analiza la cuestión del pago por la potencia reactiva adicional, ver más adelante). La potencia activa (y por consiguiente la energía activa) se mide con medidores de la energía eléctrica en todos los hogares.

La fórmula básica para el cálculo de la potencia activa es la siguiente:

$$P = \frac{1}{T} \int_t^{t+T} u(t)y(t)dt$$

donde: u(t) - valor instantáneo de tensión, i(t) - valor instantáneo de corriente, T - período para el que se calcula la potencia.

La potencia activa se puede calcular en los sistemas sinusoidales como:

$$P = UI \cos \varphi$$

donde U es el valor eficaz de tensión, I es el valor eficaz de corriente y φ es el ángulo de desplazamiento de fase entre la tensión y la corriente.

La potencia activa se calcula por el analizador directamente a partir de la fórmula integral utilizando los transcurros de muestreo de tensión y corriente:

$$P = \frac{1}{M} \sum_{i=1}^M U_y I_y$$

donde M es el número de muestras en la ventana de medición de 10/12 períodos y es igual a 2048, U_i y I_i son siguientes muestras de tensión y corriente.

5.2 Potencia reactiva

La fórmula más conocida de *potencia reactiva* también es válida solamente para los circuitos monofásicos con los transcursores sinusoidales de tensión y corriente:

$$Q = UI \sin \varphi$$

La interpretación de la potencia en tales sistemas es la siguiente: es la amplitud de potencia alterna instantánea en los terminales de la fuente. La existencia del valor no-cero de esta potencia confirma el flujo bidireccional de energía y flujo oscilante entre la fuente y el receptor.

Nos podemos imaginar un sistema monofásico con una fuente sinusoidal de tensión, cuya carga es del circuito RC. Dado que, en tales condiciones, los elementos se comportan linealmente, la onda de corriente de fuente será sinusoidal, pero debido a las propiedades del condensador será desplazada respecto a la fuente de tensión. En tal sistema, la potencia reactiva Q es distinta de cero y se puede interpretar como la amplitud de la oscilación de energía, que a su vez es almacenada en un condensador y devuelta a la fuente. La potencia activa del condensador es igual a cero.

Sin embargo, la oscilación de energía parece sólo un efecto presente en casos específicos de los circuitos con el transcurso sinusoidal de tensión y corriente, y no es la causa de la formación de la potencia reactiva. Los estudios realizados en esta área demuestran que la potencia reactiva también aparece en los circuitos donde no hay oscilación de energía. Esta afirmación puede sorprender a muchos ingenieros. En las últimas publicaciones sobre la teoría de potencia como el único fenómeno físico, que siempre acompaña a la potencia reactiva, se mencionan los desplazamientos de fase entre corriente y tensión.

La fórmula anteriormente mencionada para el cálculo de la potencia reactiva sirve sólo para los circuitos sinusoidales de sólo una fase. Entonces aparece la pregunta: ¿cómo se calcula la potencia reactiva en los sistemas no sinusoidales? Esta pregunta abre la "caja de Pandora" del entorno electro-técnico. Resulta que la definición de la potencia reactiva en los sistemas reales (no sólo los idealizados) es objeto de controversia y ahora (en 2018) no existe una única definición aceptada de la potencia reactiva en los sistemas con transcurso no sinusoidales de tensión y corriente, por no mencionar aquí los circuitos desequilibrados de tres fases. En la norma IEEE (Organización Internacional de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos) con el número 1459-2010 (del año 2010) para los circuitos trifásicos no sinusoidales no se encuentra fórmula para la potencia reactiva total, como las tres potencias básicas se menciona potencia activa, aparente y -atención- inactiva denominada con la letra N . La potencia reactiva se limita sólo al componente fundamental de corriente y tensión y se denomina Q_1 .

Dicha norma es el último documento de este tipo expedido por una organización reconocida que debía ordenar las cuestiones relacionadas con la definición de la potencia. Esto era necesario porque en el entorno científico desde hace muchos años había voces que las definiciones utilizadas hasta entonces podían dar resultados erróneos. Las controversias estaban relacionadas principalmente con la definición de la potencia reactiva y aparente (así como la potencia de distorsión) en los circuitos de una y de tres fases de los transcursores no sinusoidales de tensiones y corrientes.

En 1987, el profesor L. Czarniecki demostró que la definición de Budeanu de la potencia reactiva ampliamente utilizada era errónea aunque la definición hasta hoy se enseña en muchas escuelas técnicas. Esta definición fue presentada por primera vez por el profesor Budeanu en 1927 y tiene la siguiente forma:

$$Q_B = \sum_{n=0}^{\infty} U_n I_n \sin \varphi_n$$

donde U_n y I_n son los armónicos de tensión y corriente de orden n , y φ_n el ángulo entre estas dos componentes.

Ya que la introducción de este parámetro significaba que la conocida ecuación del triángulo de potencia no se cumplía para los circuitos con formas de onda no sinusoidales, Budeanu introdujo un nuevo parámetro llamado *potencia de distorsión*:

$$D_B = \sqrt{S^2 - (P^2 + Q_B^2)}$$

La potencia de distorsión era para representar en el sistema las potencias que aparecían debido a la deformación de las ondas de tensión y corriente.

La potencia reactiva era desde hace años relacionada con las oscilaciones de la energía entre la fuente y la carga. En la fórmula vemos que la potencia reactiva según la definición de Budeanu es la suma de las potencias reactivas de los armónicos particulares. Debido al factor $\sin\varphi$ las componentes pueden ser positivas o negativas dependiendo del ángulo entre la tensión y la corriente del armónico. Por lo tanto, es posible la situación cuando la potencia reactiva total Q_B será cero en caso de armónicos distintos a cero. La observación de que en caso de las componentes distintas a cero, la potencia reactiva total puede ser cero es la clave para un análisis más profundo, que finalmente hizo posible demostrar que Q_B pueden darse en algunos casos unos resultados muy sorprendentes. Los estudios ponen en tela de juicio la creencia general de que existe una relación entre las oscilaciones de energía y la potencia reactiva definida por Budeanu Q_B . Se pueden dar ejemplos de circuitos, donde a pesar de la existencia del carácter oscilatorio del curso de la potencia instantánea, la potencia definida por Budeanu es cero. Durante años, los científicos no eran capaces de relacionar ningún fenómeno físico con la potencia reactiva según esta definición.

Estas dudas sobre la exactitud de la definición de potencia, por supuesto, arrojan una sombra sobre la potencia de distorsión DB relacionada con ella. Se comenzó a buscar una respuesta a la cuestión si la potencia de distorsión D_B era realmente una medida de deformación en ondas en los circuitos no sinusoidales. La distorsión es una situación en la que la onda de tensión no puede ser "impuesta" a la onda de corriente con dos operaciones: cambiando la amplitud y desplazándola en el tiempo. En otras palabras, si se cumple con la siguiente condición:

$$u(t) = Ai(t - \tau)$$

entonces la tensión no es distorsionada respecto a la corriente. En el caso de la tensión sinusoidal y la carga que es cualquier combinación de los elementos RLC, esta condición se cumple siempre (para la onda sinusoidal, estos elementos mantienen linealidad). Sin embargo, cuando la tensión está distorsionada, la carga RLC no asegura ya la falta de distorsión de corriente respecto a la tensión y ya no es carga lineal, es necesario cumplir con ciertas condiciones adicionales (el módulo que cambia con la frecuencia y la fase de impedancia de la carga).

Por lo tanto, ¿realmente la potencia D_B es una medida de esta deformación? Por desgracia, en este caso la teoría de la potencia según Budeanu también decepciona. Se ha demostrado que la *potencia de distorsión* puede ser igual a cero cuando la tensión se distorsiona respecto a la forma de onda de corriente, y viceversa, la *potencia de distorsión* puede ser distinta a cero en ausencia total de distorsión.

El aspecto práctico de la teoría de potencia respecto a la corrección del factor de potencia en los sistemas con potencia reactiva, debía ser el factor que más gana con las definiciones correctas de potencia reactiva. Fracasaron los intentos de compensación basándose en la potencia reactiva según Budeanu y la potencia de distorsión asociada con ella. Estos conceptos no permitían siquiera el cálculo correcto de la capacidad compensatoria que da el máximo factor de potencia. A veces incluso ocurría que estos intentos terminaban con el empeoramiento adicional de este factor.

Se puede hacer la pregunta: ¿cómo es posible que la teoría de potencia definida por Budeanu se hiciera tan popular? Puede haber varias razones. En primer lugar, es una costumbre de los ingenieros a las antiguas definiciones y los planes de estudios en las escuelas sin cambios desde hace años. Este factor es a menudo subestimado, pero como una excusa se puede recordar que esta teoría durante 60 años no fue anulada. En segundo lugar, en los años 20 del siglo pasado no había dispositivos de medición que mostraran las componentes de armónicos de tensión y corriente, por lo que era difícil verificar las teorías nuevas. En tercer lugar, las formas de onda distorsionadas de tensión y corriente (es decir, con alto contenido de armónicos) es el resultado de una revolución en el sector de la electricidad, que comenzó en la segunda mitad del siglo pasado. Ampliamente se comenzaron a utilizar tiristores, rectificadores controlados, convertidores, etc. Todas estas actividades dieron lugar a muchas distorsiones de la corriente en las redes de alimentación y por lo tanto, el aumento de distorsión armónica. Sólo entonces se empezaron a notar fallos en la teoría de potencia definida por Budeanu. En cuarto lugar, los investigadores relacionados con la industria energética eran conscientes del hecho de que las fábricas invirtieron una fortuna en la infraestructura de medición (contadores de energía).

5 Medición de potencia y energía

Cualquier cambio en este aspecto podía tener enormes implicaciones financieras.

Sin embargo, los lentos cambios en la conciencia de los ingenieros eléctricos empezaron a ser visibles. A través de los años, con cada vez más comunes cargas no lineales y formas de onda muy distorsionadas, ya no podían ser más toleradas las restricciones de las fórmulas aplicadas.

Un acontecimiento muy importante fue la publicación del año 2000 hecha por IEEE Standard 1459, cuyo nombre es: "Términos para la medición de potencia eléctrica en condiciones sinusoidales, no sinusoidales, equilibradas y desequilibradas". Por primera vez la potencia reactiva definida por Budeanu estaba en el grupo de las definiciones no recomendadas, que no se debía utilizar en los medidores nuevos de la potencia y energía reactiva. También muchas magnitudes se dividieron a estas relacionadas con la componente fundamental de corriente y tensión (primer armónico) y los otros armónicos más altos. En la mayoría de casos, se reconoce que la parte utilizable de la energía se transmite por las componentes de 50/60 Hz, con la participación menor y perjudicial de los armónicos más altos.

El estándar también introdujo un nuevo valor – *potencia inactiva N*, que representa todos las componentes inactivas de la potencia:

$$N = \sqrt{S^2 - P^2}$$

La potencia reactiva es una de las componentes de la potencia inactiva N. En los sistemas monofásicos con las formas de ondas sinusoidales de tensión y corriente, N es igual a Q, por lo que en la potencia desactiva no hay otras componentes inactivas. En los circuitos trifásicos, esta propiedad sólo tienen las redes sinusoidales simétricas, con el receptor equilibrado puramente resistivo.

Las otras componentes de potencia inactiva están relacionadas con los fenómenos físicos concretos. De acuerdo con una de las teorías de profesor Czarnecki que de mejor manera explica los fenómenos físicos en los circuitos trifásicos, la ecuación de potencia en tales sistemas se puede escribir de la siguiente forma:

$$S^2 = P^2 + D_s^2 + Q^2 + D_u^2$$

D_s es el efecto de dispersión que se produce en el sistema, como resultado de los cambios en la conductancia del receptor junto con el cambio de la frecuencia. Por lo tanto, la presencia de los elementos reactivos en el receptor puede dar lugar a la potencia dispersada.

La potencia reactiva Q en esta ecuación se produce con el desplazamiento de fase entre los armónicos de tensión y corriente.

D_u es la potencia desequilibrada que es una medida de desequilibrio del receptor trifásico. Esta componente explica la situación en la que el receptor desequilibrado trifásico puramente resistivo resulta en un factor de potencia menor que la unidad. Este receptor no tiene la potencia reactiva Q, sin embargo, del triángulo de potencia S, P, Q resulta algo completamente diferente (la teoría de la potencia según Budeanu con la potencia de distorsión tampoco puede explicar esta situación, en el receptor puramente resistivo la potencia de distorsión D_B es igual a cero).

El intento de unir el estándar IEEE 1459-2000 con la teoría de la potencia de Czarnecki lleva a la conclusión de que la potencia inactiva esconde en si por lo menos tres fenómenos físicos independientes que afectan a la reducción de la eficiencia de la transferencia de energía desde la fuente hasta el receptor, lo que reduce el factor de potencia:

$$PF = \frac{P}{S_e} = \frac{P}{\sqrt{P^2 + D_s^2 + Q^2 + D_u^2}}$$

La potencia reactiva conocida como la letra Q en el estándar IEEE 1459-2000 se limita a la componente fundamental y se aplica tanto a los sistemas monofásicos como trifásicos.

En los sistemas monofásicos:

$$Q_1 = U_1 I_1 \sin \varphi_1$$

En los sistemas trifásicos se tiene en cuenta sólo la componente de secuencia positiva a esta potencia:

$$Q_1^+ = 3U_1^+ I_1^+ \sin \varphi_1^+$$

Para que la potencia se mida correctamente se requiere la secuencia positiva de rotación de fases (es decir, fase L2 retrasada 120 ° respecto a L1, fase L3 retrasada 240° respecto a L1).

El concepto de la secuencia positiva se comentará más detalladamente al describir el equilibrio.

El valor de potencia reactiva de la componente fundamental es la magnitud principal para estimar el tamaño del condensador que mejora el factor DPF, es decir, el desplazamiento de la componente fundamental de la tensión respecto a la misma componente de la corriente (es decir, el compensador de la potencia reactiva del armónico fundamental).

5.3 Potencia reactiva y los sistemas de 3 conductores

La medición correcta de la potencia reactiva no es posible en los receptores desequilibrados conectados por 3 conductores (sistemas tipo triángulo y estrella sin N). Esta afirmación puede sorprender a muchos.

El receptor puede ser tratado como la "caja negra" con sólo tres terminales disponibles. No somos capaces de determinar la estructura interna de este receptor. Para calcular la potencia reactiva es necesario conocer el ángulo de desplazamiento de fase entre la tensión y la corriente en cada rama del receptor. Por desgracia, no conocemos este ángulo. En el sistema del receptor tipo "triángulo" conocemos las tensiones en las impedancias particulares pero no conocemos la corriente; en tales sistemas se miden las tensiones entre las fases y las corrientes lineales. Cada corriente lineal es la suma de las dos corrientes de fase. En los receptores tipo estrella sin N sabemos las corrientes que fluyen a través de la impedancia, pero no sabemos las tensiones (cada una de las tensiones entre fases es la suma de dos tensiones de fase).

Hay que darse cuenta que con estas tensiones en terminales y con las corrientes que entran en esta "caja negra" hay un número infinito de variaciones de la estructura interna del receptor, que nos darán los mismos resultados de las mediciones de corrientes y tensiones visibles por fuera de esta caja negra.

¿Cómo es posible que existen los medidores de potencia reactiva están diseñados para medir en las redes de tres conductores, y los analizadores de red que en estas condiciones permiten medir la energía reactiva?

En ambos casos, los fabricantes recurren al truco, que se basa en la creación artificial del punto de referencia (terminal neutro N virtual). Este punto se puede crear fácilmente conectando a los terminales de nuestra "caja negra" el sistema de tres resistencias del mismo valor y unidas en forma de estrella. El potencial del punto central del sistema de resistencias se utiliza para calcular las "tensiones de fase". Obviamente se necesitan aquí las comillas porque este cero virtual permitirá los resultados bastante correctos sólo cuando el desequilibrio del receptor sea mínimo. En todos los demás casos, la indicación de la potencia reactiva de este dispositivo debe ser tratada con mucha desconfianza.

El instrumento de medición en ningún caso debe conducir al usuario al error, este tipo de aproximación puede ser permitida solamente con la reserva expresa de que el valor mostrado no es el resultado de la medición real, sino sólo una aproximación.

5.4 Potencia reactiva y contadores de energía reactiva

El contador de energía reactiva es un dispositivo desconocido para los usuarios particulares, sólo el contador de energía activa que mide en Wh o kWh es comúnmente utilizado para hacer el ajuste de cuentas con el proveedor de energía. Los usuarios domésticos se encuentran en una posición cómoda, pagan sólo por la energía útil y no tienen que preguntarse cuál es el factor de potencia en su instalación.

Los destinatarios industriales, en cambio al primer grupo, están obligados por los contratos y a veces bajo amenaza de sanciones económicas, mantener el factor de potencia en el nivel adecuado.

La norma EN 50160 menciona requisitos relativos a la calidad de la energía y determina los parámetros de calidad que debe cumplir el proveedor de energía. Entre estos parámetros son, entre otros, la frecuencia de red, la tensión RMS, la distorsión armónica total (THD) y los niveles permitidos

5 Medición de potencia y energía

de tensión de armónicos individuales. Además de los requisitos en la norma EN 50160 a menudo aparece una condición adicional: el proveedor no tiene que cumplir estos requisitos, si el consumidor de energía no proporciona el factor $\tan\phi$ por debajo de un cierto umbral (el valor acordado que puede ser cambiado en el acuerdo entre la energía del proveedor y del consumidor, por ejemplo 0,4) y/o excede el nivel acordado de la energía activa consumida.

El factor $\tan\phi$ se lo define como la relación de la potencia reactiva calculada a la energía activa en un periodo determinado. Si volvemos por un momento al triángulo de potencia en los sistemas sinusoidales vemos que la tangente del ángulo de desplazamiento de fase entre la corriente y la tensión es igual a la relación de la potencia reactiva Q y la potencia activa P. Por lo tanto, el criterio de mantener $\tan\phi$ por debajo de 0,4 es nada más que la constatación de que el nivel máximo calculado de la potencia reactiva no puede ser mayor a 0,4 del valor calculado de la energía activa. Cada consumo de potencia reactiva por encima de este nivel está sujeto a un pago adicional.

¿El conocimiento del factor $\tan\phi$ calculado de esta forma da a ambas partes interesadas una imagen real de la eficacia de transmisión de energía? ¿No se ha mencionado anteriormente que la potencia reactiva es sólo uno de los componentes de la potencia inactiva que afectan a la reducción del factor de potencia?

De hecho, parece que en lugar de $\tan\phi$ se debería usar el factor de potencia PF, que también tiene en cuenta los otros factores.

La legislación actual, por desgracia, no da ninguna otra opción, por lo que la medición correcta de la energía reactiva parece ser una cuestión clave. Ahora se debe plantear la cuestión: ¿los contadores de energía proporcionan las lecturas correctas si se toman en cuenta las controversias descritas anteriormente para definir la potencia reactiva? ¿Qué miden realmente los contadores de la potencia reactiva usados comúnmente?

Las respuestas a estas preguntas se puede tratar de encontrar en la norma sobre estos contadores IEC 62053-23. Por desgracia, a nuestra decepción, no encontramos en ella ninguna referencia a medidas en las condiciones no sinusoidales, las fórmulas de cálculo se refieren a las situaciones sinusoidales (en la norma leemos que por razones "prácticas" se refiere sólo a las ondas sinusoidales). La norma no menciona ningún criterio de examen que permita estudiar las propiedades del contador con ondas distorsionadas de tensiones y corrientes. También puede ser sorprendente que la norma más antigua IEC 61268 (ya retirada) definía la prueba para examinar la precisión de la medición en el 10% del tercer armónico de corriente.

La situación actual permite a los diseñadores de contadores la elección del método de medición, que, desgraciadamente, conduce a diferencias significativas en la lectura de la energía reactiva en la presencia de altos niveles de distorsión armónica.

Los contadores más antiguos, es decir electromecánicos, tienen la característica similar al filtro de paso bajo, los armónicos más altos son atenuados en él por lo que la medición de la potencia reactiva en presencia de armónicos es muy cercana al valor de la potencia reactiva de la componente fundamental.

Los contadores electrónicos cada vez más comunes pueden realizar mediciones con métodos diferentes. Por ejemplo, se puede medir la potencia activa y la potencia aparente, y la potencia reactiva se calcula del triángulo de potencia (raíz cuadrada de la suma de cuadrados de las dos potencias). De hecho, según el estándar IEEE 1459-2000, estos contadores miden la potencia inactiva en lugar de la potencia reactiva. Otro fabricante puede utilizar el método de desplazamiento de onda de tensión de 90° , lo que da un resultado similar a la potencia reactiva de la componente fundamental.

Cuanto mayor contenido de armónicos, tanto mayor será la diferencia en las lecturas, y, por supuesto, como consecuencia habrá otros pagos por la energía calculada.

Como se ha indicado anteriormente, la medición de la potencia reactiva en sistemas desequilibrados de tres conductos mediante los contadores tradicionales está sujeta a un error adicional debido al cero virtual en el interior del contador que tiene poco en común con el cero real del receptor.

Además, los fabricantes generalmente no proporcionan ninguna información sobre el método de medición aplicado.

Sólo se puede esperar con impaciencia a la siguiente versión de la norma, que -esperemos- definirá un método de medición mucho más preciso, así como el modo de prueba en las condiciones no sinusoidales.

5.5 Contadores de energía reactiva de 4 cuadrantes

Se utiliza en muchas situaciones la división de la energía reactiva en cuatro componentes separados, cada uno de los cuales se cuenta por separado. La división en cuadrantes se basa en los signos de potencia activa y reactiva, como se muestra en la Fig. 3.

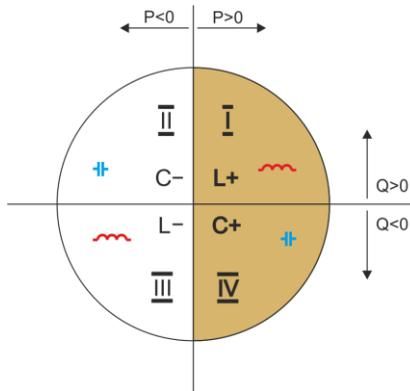


Fig. 3. La división del flujo de potencia y energía de cuatro cuadrantes.

- el cuadrante I (marcado "L+"): la potencia activa es positiva (consumo de energía activa), la potencia reactiva es positiva (consumo de potencia reactiva). En tales condiciones, la naturaleza de la carga es inductiva.
- el cuadrante II (marcado "C-"): la potencia activa es negativa (devolución de energía activa), la potencia reactiva es positiva (consumo de potencia reactiva). La naturaleza de la carga es capacitiva.
- el cuadrante OII (marcado "L-"): la potencia activa es negativa (devolución de energía activa), la potencia reactiva es negativa (devolución de potencia reactiva). En tales condiciones, la naturaleza de la carga es inductiva.
- el cuadrante IV (marcado "C+"): la potencia activa es positiva (consumo de energía activa), la potencia reactiva es negativa (devolución de potencia reactiva). La naturaleza de la carga es capacitiva.

Los signos más y menos en los cuadrantes muestran el signo de la potencia activa.

Esta división permite construir contadores de energía reactiva que aumentan su estado sólo cuando el flujo de energía se lleva a cabo en el cuadrante dado. Esto también significa que en el momento dado sólo uno de los contadores puede aumentar su estado.

En un caso típico de proporcionar la energía al receptor, el trabajo se celebra en dos cuadrantes: I (L+) y IV (C+). En estos dos cuadrantes también se monitoriza el tangente φ (en condiciones polacas) para los receptores conectados a la red de tensión media y alta. Los coeficientes de cuatro cuadrantes $\tan\varphi$ se determinan sobre la base del consumo registrado de las energías correspondientes:

$$\tan\varphi_{(L+)} = \frac{\Delta E_{Q(L+)}}{\Delta E_{P+}}$$

$$\tan\varphi_{(C+)} = \frac{\Delta E_{Q(C+)}}{\Delta E_{P+}}$$

Si se utiliza la convención de que todos los contadores de energía tienen el signo positivo, los valores calculados de las tangentes se complementan con el signo que resulta de los signos de potencia

5 Medición de potencia y energía

activa y reactiva en el cuadrante dado. Por lo tanto, el signo $\tan\varphi_{(L+)}$ es siempre positivo y, en caso $\tan\varphi_{(C+)}$ es siempre negativo.

Los valores calculados de las tangentes pueden ser la base para calcular las sanciones por consumo de energía reactiva por encima de esta norma. En caso del cuadrante I (L+), el límite típico por encima del cual se pagan sanciones es 0,4. En caso del cuadrante IV (C+) a menudo cualquier consumo de potencia reactiva es la base para el cálculo de las sanciones. Por esta razón, lo más rentable (desde el punto de vista del receptor) es trabajar en el primer cuadrante (L+) en el rango $\tan\varphi_{(L+)}$ entre 0 y 0,4.

5.6 Potencia aparente

La potencia aparente S se expresa como el producto del valor eficaz de la tensión y corriente:

$$S = UI$$

Como la potencia aparente no tiene la interpretación física, sin embargo, se utiliza en el diseño de los equipos de transmisión. Su valor es igual a la potencia activa máxima que puede ser suministrada para la carga con estos valores eficaces de tensión y corriente. Por lo tanto, la potencia aparente determina la capacidad máxima de la fuente para proporcionar la energía útil al receptor.

La medida de eficiencia de la potencia suministrada por el receptor es el factor de potencia, que es la relación de la potencia activa a la potencia aparente.

En los sistemas sinusoidales:

$$PF = \frac{P}{S} = \frac{UI\cos\varphi}{UI} = \cos\varphi$$

En los sistemas no sinusoidales tal simplificación no es aceptable y el factor de potencia se calcula basándose en la relación real de la potencia activa y aparente:

$$PF = \frac{P}{S}$$

En las redes de una sola fase la potencia aparente se calcula como se muestra en la fórmula anterior y no hay aquí más sorpresas. Resulta, sin embargo, que en los sistemas trifásicos el cálculo de esta potencia es igualmente difícil como en caso de la potencia reactiva. Por supuesto, esto se aplica a las redes reales de formas de onda no sinusoidales, que también pueden ser desequilibradas.

Los estudios han demostrado que el uso de esta fórmula puede dar resultados erróneos si la red no está equilibrada. Dado que la potencia aparente no tiene una interpretación física, resulta difícil determinar cuál de las definiciones propuestas de la potencia aparente es la más adecuada. Sin embargo, se han intentado definir la potencia aparente basándose en la observación de que esta potencia está estrechamente relacionada con las pérdidas de transmisión y el factor de potencia. Conociendo las pérdidas de transmisión y el factor de potencia se puede determinar indirectamente la definición correcta de la potencia aparente.

Las definiciones utilizadas hasta ahora son, entre otras, la potencia aparente aritmética y geométrica. Los estudios realizados han demostrado, que la definición aritmética ni geométrica dan el valor correcto del factor de potencia. La única definición fiable propuso en 1922 el físico alemán F. Buchholz:

$$S_e = 3U_e I_e$$

Se basa en los valores efectivos de tensión y corriente, y la misma potencia se llama la potencia aparente efectiva (por esta razón para los sistemas trifásicos se añade el signo "e"). Estos valores efectivos de tensión y corriente son los valores teóricos que representan las tensiones y las corrientes en un sistema trifásico de energía equilibrada equivalente. La cuestión clave es determinar U_e e I_e .

La norma IEEE 1459 menciona las siguientes fórmulas. En las redes de tres conductores:

$$I_e = \sqrt{\frac{I_a^2 + I_b^2 + I_c^2}{3}}$$

$$U_e = \sqrt{\frac{U_{ab}^2 + U_{bc}^2 + U_{ca}^2}{9}}$$

En las redes de cuatro conductores:

$$I_e = \sqrt{\frac{I_a^2 + I_b^2 + I_c^2 + I_n^2}{3}}$$

$$U_e = \sqrt{\frac{3(U_a^2 + U_b^2 + U_c^2) + U_{ab}^2 + U_{bc}^2 + U_{ca}^2}{18}}$$

donde I_a, I_b, I_c son los valores eficaces de corrientes (lineares o fásicas) de las fases particulares, I_n es el valor eficaz de la corriente del conductor neutro, U_a, U_b, U_c son los valores eficaces de las tensiones fásicas, U_{ab}, U_{bc}, U_{ca} son los valores eficaces de las tensiones entre fases.

El valor contado de esta forma S_e tiene en cuenta tanto la pérdida de potencia en el conductor neutro (en las redes de cuatro conductores), así como el impacto del desequilibrio.

5.7 Potencias de distorsión D_B y la potencia eficaz aparente de la distorsión S_{eN}

Durante el examen de la potencia reactiva se ha demostrado que la potencia de distorsión definida por Budeanu no se puede utilizar en caso de grandes distorsiones de tensiones y corrientes y la asimetría de los sistemas de tres fases (paradoja de la potencia de distorsión que no es una medida de la distorsión real). Sin embargo, esta potencia es usada a menudo por los profesionales que se dedican al análisis de la calidad de la energía y los fabricantes de sistemas de compensación de la potencia reactiva.

Debe quedar claro que basarse en este parámetro daba relativamente buenos resultados sólo en las condiciones de ligeras distorsiones de formas de onda y poca asimetría.

El estándar IEEE 1459-2000 menciona que esta definición de potencia, igual que en caso de la potencia reactiva definida por Budeanu, está cargada con un fallo indeleble y se recomienda su retirada completa del uso.

En lugar de la potencia D_B se propone la potencia aparente de distorsión S_{eN} que caracteriza mejor la potencia total de distorsión en el sistema. La potencia S_{eN} permite evaluar rápidamente si la carga se utiliza en la distorsión armónica pequeña o grande, es también la base para la estimación de los filtros estáticos o activos y los compensadores.

De acuerdo con la definición (para sistemas trifásicos):

$$S_{eN} = \sqrt{S_e^2 - S_{e1}^2}$$

donde:

$$S_{e1} = 3I_{e1}U_{e1}$$

La tensión y la corriente eficaces de la componente fundamental (respectivamente I_{e1} y U_{e1}) se calcula como I_e y U_e excepto que en lugar de los valores eficaces de las tensiones de fase o entre fases

5 Medición de potencia y energía

y los valores eficaces de las corrientes lineales se sustituyen los valores eficaces de sus componentes fundamentales.

En los sistemas de una sola fase para el cálculo de la potencia aparente de distorsión se puede utilizar la fórmula más sencilla:

$$S_N = \sqrt{S^2 - (U_1 I_1)^2}$$

donde U_1 y I_1 son los valores eficaces de las componentes fundamentales de la tensión de fase y de la corriente.

5.8 Factor de potencia

El factor de potencia real, es decir, que tiene en cuenta la presencia de armónicos más altos se llama simplemente el factor de potencia (en inglés *True Power Factor*, *TPF* o *PF*). Para los circuitos sinusoidales se equipara con el llamado factor de potencia de desplazamiento de fase, que es popular $\cos\varphi$ (en inglés *Displacement Power Factor*, *DPF*).

Por lo tanto, el DPF es una medida de desplazamiento de fase entre las componentes fundamentales de tensión y corriente:

$$DPF = \frac{P_1}{S_1} = \frac{U_1 I_1 \cos\varphi_{U_1 I_1}}{U_1 I_1} = \cos\varphi_{U_1 I_1}$$

$$PF = \frac{P}{S}$$

En el caso de una carga puramente resistiva (en red monofásica), la potencia aparente es igual al valor de la potencia activa y la potencia reactiva es igual a cero, por lo que la carga aprovecha completamente el potencial energético de la fuente y el factor de potencia es 1. La aparición de la componente reactiva inevitablemente conduce a una disminución en la eficiencia de transmisión de energía, la potencia activa es entonces más pequeña que la potencia aparente y la potencia reactiva aumenta.

En los sistemas trifásicos, la reducción del factor de potencia también afecta el desequilibrio del receptor (ver la discusión sobre la potencia reactiva). En estos sistemas, el valor correcto del factor de potencia se obtiene utilizando la potencia eficaz aparente S_e , que se define en el estándar IEEE 1459-2000.

6 Armónicos

La división de los ciclos periódicos en las componentes armónicas es una operación matemática muy popular basada en la teoría de Fourier, que dice que cada ciclo periódico puede ser representado como la suma de las componentes sinusoidales con frecuencias que son los múltiplos totales de la frecuencia fundamental de tal ciclo. El período puede ser sometido a la transformada rápida de Fourier (FFT), que como resultado da las amplitudes y las fases de las componentes armónicas en el sector de la frecuencia.

En una situación ideal, se genera tensión en el generador que proporciona en su salida la forma de onda sinusoidal pura 50/60 Hz (sin armónicos más altos). Si el receptor es un sistema lineal, entonces también la corriente en tal situación ideal es un curso sinusoidal puro. En los sistemas reales, tanto las ondas de tensión como de corriente se distorsionan, por lo que deben contener, aparte de la componente fundamental, también los armónicos más altos.

¿Por qué la presencia de armónicos más altos en la red no es deseable?

Una de las razones es el efecto, que consiste en empujar los electrones desde el centro del conductor hacia fuera junto con el aumento de la frecuencia de corriente. Como resultado, cuanto mayor es la frecuencia tanto menor sección transversal del conductor tienen los electrones a disposición lo que es equivalente al aumento de la resistencia. En efecto de este fenómeno, cuanto más alto el orden del armónico de corriente, tanto mayor resistencia efectiva del cableado para este armónico, lo que a su vez conduce inevitablemente a mayores pérdidas de potencia y el calentamiento de los cables.

Un ejemplo clásico de este efecto se refiere al conductor neutro en las redes trifásicas. En la red con pocas distorsiones con un desequilibrio pequeño y un receptor simétrico (o poca asimetría), la corriente en el conductor neutro tiende a ponerse a cero (la corriente es bastante más pequeña que los valores de las corrientes de fase eficaces). Esta observación ha tentado a muchos diseñadores a los ahorros mediante la instalación en tales sistemas del cableado con neutro con una sección transversal más pequeña que los conductores de fase. Todo funcionaba muy bien hasta que en la red aparecieron los armónicos de los ordenes impares que eran múltiplos de 3 (tercero, noveno, etc). De repente el conductor neutro empezaba a recalentarse y la medición de la corriente mostraba su muy alto valor eficaz. La explicación de este fenómeno es bastante simple. El diseñador no tuvo en cuenta en el ejemplo anterior dos circunstancias: en las redes con formas de onda distorsionadas, los armónicos más altos pueden no ponerse a cero en el conductor neutral, en cambio, pueden sumarse, y, en segundo lugar el efecto de empujar los electrones desde el centro del conductor hacia fuera y los valores altos de las corrientes armónicas aumentaban aún más su calentamiento.

Vamos a tratar de responder a dos preguntas básicas:

¿Por qué aparecen las componentes armónicas en la tensión?

¿Por qué aparecen las componentes armónicas en la corriente?

Al parecer, estas dos preguntas son casi idénticas, pero es muy importante tratar por separado la tensión y la corriente.

La respuesta a la primera pregunta es: los armónicos de tensión son el resultado de impedancia de la red de distribución distinta a cero entre el generador (que genera una senoide pura) y el receptor.

Sin embargo, los armónicos de corriente son el resultado de la impedancia no lineal del receptor. Por supuesto, hay que señalar que el receptor lineal alimentado con la tensión distorsionada se distorsiona como la onda de corriente.

En la literatura a menudo se afirma que "el receptor genera los armónicos". Hay que tener en cuenta que en este caso el receptor no es la fuente física de energía (como sugiere la palabra "genera"). La única fuente de energía es el sistema de distribución. Si el receptor es un dispositivo pasivo, la energía transferida del receptor al sistema de distribución viene del mismo sistema de distribución. Estamos tratando con el flujo bidireccional negativo e inútil de energía. Como ya se discutió con ocasión del factor de potencia, este fenómeno conduce a la pérdida innecesaria de energía, y la corriente "generada" en el receptor provoca una carga adicional en el sistema de distribución.

Vamos a analizar el siguiente ejemplo. El típico receptor no lineal, como la fuente conmutada de uso común (p.ej. de ordenador), recibe energía del generador de tensión sinusoidal ideal. Por ahora, vamos a suponer que la impedancia de conexiones entre el generador y el receptor es cero. La tensión

medida en los terminales del receptor tiene una onda sinusoidal (no hay armónicos más altos), esta es simplemente la tensión del generador. Sin embargo, la onda de la corriente del receptor incluirá las componentes armónicas, el receptor no lineal a menudo consume la corriente sólo en ciertos momentos de toda la senoide (p.ej. la corriente máxima puede tener lugar cerca del pico de la senoide de tensión).

Sin embargo, el receptor no genera los armónicos de corriente, sólo consume la corriente de forma alterna o no continua. Toda la energía es suministrada sólo por el generador.

En el siguiente paso se puede modificar el circuito introduciendo entre el generador y el receptor la impedancia, que representa la resistencia de cables, bobinas de transformadores, etc.

Las mediciones de los armónicos de tensión y corriente de receptor darán resultados ligeramente diferentes. ¿Qué va a cambiar? Habrá unos pequeños armónicos de tensión y también algunos cambios en el espectro de frecuencia de corriente.

Cuando se analiza la onda de tensión, en el receptor se puede notar que la onda sinusoidal original se distorsionó un poco. Si el receptor cogía la corriente principalmente en momentos de cresta de tensión, entonces tendrá los picos planos. El alto consumo de corriente en estos momentos de tensión resulta en una mayor disminución de la impedancia de red. Parte de una onda sinusoidal perfecta se centra ahora en esta impedancia. Hay un cambio en el espectro de corriente debido a la onda de tensión ligeramente diferente que suministra el receptor.

El ejemplo descrito anteriormente y los "picos planos" de la senoide de tensión es muy frecuente en las redes típicas, a las que se conectan las fuentes conmutadas comunes.

6.1 Método de medición de los componentes armónicos

Los armónicos se miden de acuerdo con la norma IEC 61000-4-7.

Esta norma establece la forma de calcular los armónicos particulares.

Todo el proceso se compone de varias etapas:

- muestreo sincrónico (10/12 períodos),
- análisis FFT (Transformada Rápida de Fourier),
- agrupación.

Según la FFT se analiza la ventana de medición de 10/12 períodos (unos 200 ms). Como resultado, recibimos un conjunto de líneas espectrales desde la frecuencia 0 Hz (DC) hasta la mitad de la frecuencia de muestreo. La distancia entre las líneas sucesivas depende directamente de la duración de la ventana de medición y es aproximadamente de 5 Hz.

Es importante mantener una sincronización de la frecuencia de muestreo constante con la red. La FFT se puede realizar sólo con los datos que contienen el múltiplo entero del período de la red. El cumplimiento de este requisito es necesario para minimizar la llamada pérdida de espectro que falsifica la información sobre los niveles reales de bandas espectrales.

Ya que la frecuencia de red puede tener fluctuaciones temporales, la norma prevé la agrupación de las líneas principales de los armónicos junto con las líneas en sus inmediaciones. La razón es que la energía de componentes puede pasar parcialmente a las componentes interarmónicas adyacentes. Hay dos métodos de agrupación:

- grupo armónico (incluye la línea principal y cinco o seis componentes interarmónicas adyacentes),
- subgrupo armónico (incluye la línea principal y una línea adyacente a cada lado). Este método se utiliza en el analizador.

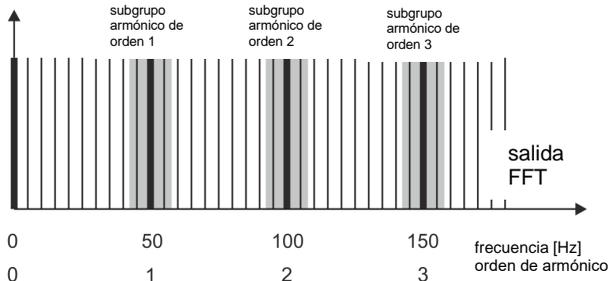


Fig. 4. Determinación de subgrupos de armónicos (red de 50 Hz).

Ejemplo Para calcular la componente del tercer armónico en la red de 50 Hz se debe tomar en cuenta la línea principal de 150 Hz y las líneas adyacentes de 145 Hz y 155 Hz. La amplitud resultante se calcula usando el método RMS.

6.2 Potencias activas de armónicos

Distribución de tensión y corriente del receptor a los armónicos permite un conocimiento más profundo de los detalles de flujo de energía entre el proveedor y el destinatario.

Supongamos que el analizador de calidad de energía esté conectado entre la fuente de tensión y el receptor. Tanto la tensión como la corriente de alimentación se someten al análisis FFT, por el cual se obtienen las amplitudes de los armónicos y sus desplazamientos de fase.

Resulta que el conocimiento de los armónicos de tensión y corriente y desplazamiento de fase entre los armónicos permite el cálculo de la potencia activa de cada armónico de forma individual:

$$P_h = U_h I_h \cos \varphi_h$$

donde:

P_h – potencia activa del armónico de orden h ,

U_h – valor eficaz del armónico de tensión de orden h ,

I_h – valor eficaz del armónico de corriente de orden h ,

φ_h – ángulo de desplazamiento de fase entre los armónicos de tensión y corriente de orden h .

Si la potencia P_h tiene el signo positivo, esto significa que la fuente dominante de la energía del armónico está en el lado del suministrador de energía. Si es negativo, la fuente dominante es el receptor. Cabe señalar que, a base de las potencias activas de armónicos medidos de esta forma, no se puede comprobar que sólo una de las partes es la única fuente del armónico, porque el valor medido es la resultante de proveedor y destinatario.

Ejemplo Si el proveedor genera la potencia activa del armónico $P_{hD} = 1 \text{ kW}$, el destinatario "genera" la potencia de este armónico con el valor $P_{hO} = 100 \text{ W}$, la potencia resultante medida en los terminales entre el destinatario y el proveedor será $P_h = P_{hD} - P_{hO} = 0,9 \text{ kW}$.

En una situación como en el ejemplo anterior, se trata de dos fuentes separadas de flujo de energía. Desafortunadamente, basándose en esta medición no se puede indicar directamente la distribución real.

En los sistemas reales, la determinación de la fuente dominante es a menudo suficiente. Agrupando los componentes armónicos con los signos positivos obtenemos un conjunto de potencias responsables por el flujo de energía desde la fuente hasta el receptor, es decir, la energía útil.

El conjunto de armónicos de potencia activa con los signos negativos caracteriza la parte de energía

que no es útil y "vuelve" de nuevo al sistema de distribución.

Sumando todos los componentes de las potencias activas de armónicos obtenemos la potencia activa del receptor. Vemos, entonces, que hay al menos dos métodos alternativos de medición de la potencia activa.

El primer método consiste en calcular el valor medio de la potencia activa instantánea que se calcula basándose en las muestras sucesivas de tensión y corriente:

$$P = \frac{1}{M} \sum_{i=1}^M U_y I_y$$

donde U_i es la siguiente muestra de tensión, I_i es otra muestra de corriente, y M es el número de muestras en la ventana de medición.

El segundo método es la suma de las potencias activas de armónicos particulares que recibimos a través de FFT:

$$P = \sum_n U_n I_n \cos \varphi_n$$

6.3 Potencias reactivas de armónicos

De la misma forma que las potencias activas se pueden calcular las potencias reactivas de armónicos:

$$Q_h = U_h I_h \sin \varphi_h$$

El conocimiento de las potencias reactivas de armónicos es información valiosa utilizada en el desarrollo de reactancia de los compensadores paralelos de potencia reactiva. Estos compensadores consisten en ramas LC sintonizadas a la frecuencia específica de armónicos.

El signo de las componentes particulares de potencia describe el carácter de carga para este componente. Si el signo es positivo, el carácter es inductivo, y si es negativo es capacitivo.

La corriente pasiva recibida de la fuente se puede reducir a cero cuando se cumple la condición para cada armónico¹:

$$B_h + B_{kh} = 0$$

donde:

B_h – susceptancia del receptor para h^o armónico,

B_{kh} – susceptancia del compensador paralelo para h^o armónico.

Puesto que la complejidad del compensador aumenta proporcionalmente con el número de armónicos sujetos a la compensación, por lo general sólo compensa la componente fundamental y varios armónicos más altos con los valores más altos. Sin embargo, incluso la compensación de la componente fundamental puede mejorar considerablemente el factor de potencia.

6.4 Característica de los armónicos en sistemas trifásicos

Los armónicos del orden especificado en los sistemas trifásicos tienen una característica especial, que se presenta a continuación en la tabla:

Orden	1	2	3	4	5	6	7	8	9
Frecuencia [Hz]	50	100	150	200	250	300	350	400	450
Secuencia (+ positiva, - negativa, 0 cero)	+	-	0	+	-	0	+	-	0

¹ L.S. Czarniecki: "Las potencias en los circuitos eléctricos con ondas no sinusoidales de corrientes y tensiones", Editorial de la Universidad Tecnológica de Varsovia, Varsovia 2005

La fila "Secuencia" se refiere al método de componentes simétricas, que permite la distribución de cualquiera de los tres vectores en los tres conjuntos de vectores: en la secuencia positiva, negativa y cero (más información en la sección dedicada al desequilibrio).

Presentamos un ejemplo. Supongamos que el motor trifásico suministrado de una red equilibrada de cuatro conductores (es decir, las tensiones eficaces de fase son iguales, y los ángulos entre las componentes fundamentales son de 120°).

El signo "+" en la fila de la secuencia para el primer armónico indica la dirección normal de rotación del eje de motor. Los armónicos de tensión, para los que el signo también es un "+", crean el par rotativo acorde a la dirección de la componente fundamental. Los armónicos de las filas 2, 5, 8, 11 son los armónicos de la secuencia negativa, es decir, crean el par rotativo que contrarresta la dirección normal de rotación del motor, lo que puede provocar la acumulación de calor, el desperdicio de energía y la pérdida de productividad. El último grupo son los armónicos de la secuencia cero, tal como el armónico tercero, sexto y noveno, que no generan ningún par rotativo pero fluyendo a través del devanado de motor causan un calentamiento adicional.

A base en estos datos de la tabla se puede observar que la secuencia +, -, 0 se repite para todas las filas sucesivas de los armónicos. La fórmula que une el tipo de secuencia con el orden es muy simple y para k que es un número entero:

Secuencia	Orden del armónico de secuencia
positiva "+"	$3k + 1$
negativa "-"	$3k - 1$
cero "0"	$3k$

Los armónicos de ordenes pares no aparecen cuando el transcurso es simétrico respecto a la línea de su valor medio, y esta propiedad tienen los transcurros en la mayoría de los sistemas de alimentación. En una situación típica, los niveles medidos de armónicos de ordenes pares tienen el valor mínimo. Si tenemos en cuenta esta propiedad, resulta que el grupo de armónicos con las características menos deseables es el tercero, noveno, décimo, decimoquinto (secuencia cero) y el quinto, undécimo, decimoséptimo (secuencia negativa).

Los armónicos de corriente que son los múltiplos del número 3 causan unos problemas adicionales en algunos sistemas. En los sistemas de 4 conductores tienen propiedades muy indeseables cuando se suman en el conductor neutro. Resulta que a diferencia de armónicos de otros ordenes, la suma de los valores instantáneos de las corrientes de fase es cero, las ondas de estos armónicos son en fase conforme entre sí, lo que resulta en la adición de las corrientes de fase de este armónico en el conductor neutro. Esto podría sobrecalentar el cable (sobre todo en los sistemas de distribución, con una sección más pequeña de este conductor que los conductores de fase, y hasta hace poco esto era una práctica común). Por lo tanto, en redes con cargas no lineales y grandes distorsiones de corriente actualmente se recomienda que la sección del cable neutro sea más grande que de los conductores de fase.

En los sistemas tipo triángulo, los armónicos de estos ordenes no están presentes en las corrientes lineales (excepto en los sistemas equilibrados), pero circulan en las ramas de la carga causando innecesariamente la pérdida de energía.

El carácter de los armónicos particulares como se muestra en la tabla mantiene su precisión total sólo en los sistemas trifásicos equilibrados. Sólo en tales sistemas, el armónico fundamental tiene sólo el carácter de secuencia compatible. En los sistemas reales en los que existe un cierto grado de asimetría de tensión de alimentación y el desequilibrio de carga, hay componentes de secuencia negativa y cero. La medida de este desequilibrio son los factores de asimetría. Precisamente a causa de esta asimetría de la componente fundamental, y también las diferencias en las amplitudes y fases de los armónicos altos en cada fase, también estos armónicos tendrán las secuencia positiva, negativa y cero. Cuanto mayor es el desequilibrio, tanto mayor es el contenido de las otras componentes armónicas.

La norma IEC 61000-4-30 recomienda que los analizadores de red utilicen el método de los subgrupos armónicos.

6.5 Factor THD

El factor de distorsión armónica THD (en inglés *Total Harmonic Distortion*) es el indicador más común de distorsión de ondas. En la práctica, se usan dos tipos de este factor:

- THD_F (THD-F o simplemente THD) – factor de distorsión armónica respecto a la componente fundamental de onda (en inglés *fundamental*),
- THD_R (THD-R) – factor de distorsión armónica respecto al valor eficaz (RMS) de onda.

En ambos casos, el THD se expresa como un porcentaje. Aquí están las definiciones:

$$THD_F = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^n A_h^2}}{A_1} \times 100\%$$

$$THD_R = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^n A_h^2}}{A_{RMS}} \times 100\%$$

donde: A_h – valor eficaz del armónico de orden h ,
 A_1 – valor eficaz de componente fundamental,
 A_{RMS} – valor eficaz de onda.

Limitar el número de armónicos durante el cálculo de THD se debe principalmente a las limitaciones del equipo de medición. Dado que el analizador permite medir los armónicos hasta el 50º orden, el cálculo de THD incluye los armónicos hasta el 50º orden.

Hay que recordar que estas dos definiciones darán los valores significativamente diferentes en caso de las ondas muy distorsionadas. THD_R no puede exceder el valor del 100%, en cambio THD_F no tiene tal límite y puede tener el valor del 200% o más alto. Este caso se puede ver en la medición de corriente muy distorsionada. La distorsión armónica de tensión normalmente no excede un pequeño porcentaje (tanto THD_F como THD_R); por ejemplo la norma EN 50160 establece el límite del 8% (THD_F).

6.6 Distorsión en demanda TDD

El factor de distorsión de demanda TDD (en inglés *Total Demand Distortion*) es un indicador que representa el nivel del valor eficaz de los armónicos de corriente más altos respecto a la corriente máxima demandada (en inglés *Demand Current*). Procede del factor THD y su valor se expresa por la fórmula:

$$TDD = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^n I_h^2}}{I_L} \times 100\%$$

donde: I_h – valor eficaz del armónico de orden h ,
 I_L – corriente demandada.

Comparando la fórmula anterior con la fórmula para las corrientes de THD se puede ver que se diferencian sólo por el valor del denominador. El contador se mantiene sin cambios y representa el valor eficaz de armónicos más altos.

La corriente demandada I_L es el valor medio máximo de la componente fundamental de corriente que se registra durante la observación. Como el período de observación por lo general se toma una semana o un mes.

Para explicar la diferencia entre THD y TDD vamos a utilizar un ejemplo. Se supone que la componente fundamental de la corriente en el circuito se cambia entre 1000 A y 10 A. La deformación de la forma de onda de corriente es más o menos en el mismo nivel en todo el rango de variación de la componente fundamental y tiene un nivel resultante del factor THD-F aprox. 50%. Si generamos un gráfico de cambios del factor THD en el tiempo, recibimos más o menos un valor constante de 50% en todo el intervalo de tiempo. Debemos tener en cuenta que a pesar de que en el intervalo analizado la componente fundamental ha cambiado 100 veces, sobre la base del gráfico del THD no se puede sacar

ninguna conclusión acerca de las pérdidas de energía en el circuito resultantes del flujo de armónicos. Si generáramos un gráfico similar del factor TDD, sería similar al gráfico de la componente fundamental: los valores máximos del TDD alcanzarían el 50%, y los valores mínimos aprox. 0,5%. Por lo tanto, TDD refleja mejor los cambios del valor eficaz de armónicos más altos, si la corriente alcanza el valor máximo, el valor TDD es similar a THD, sin embargo, si el valor de corriente en el circuito disminuye, también disminuye el factor TDD.

Para calcular el factor TDD se requiere determinar antes o calcular la corriente I_L . Los analizadores PQM proporcionan dos métodos posibles:

- automático - la corriente I_L se determina por la aplicación como el valor medio máximo registrado de la componente fundamental de la corriente (en todo el intervalo de registro entre todos los canales de corriente medidos). El analizador, después de activar el registro TDD registra automáticamente los parámetros necesarios para el cálculo de este valor.
- manual – la corriente I_L es proporcionada por el usuario (en la aplicación, en el análisis de datos). Los valores TDD se calculan en base al valor introducido.

6.7 Factor K de pérdidas en el transformador (K-Factor)

El factor K, también llamado el factor de pérdidas en el transformador, es utilizado para determinar los requisitos para los transformadores de alimentación. Los armónicos altos en la corriente causan el aumento de las pérdidas de calor en los bobinados y las partes metálicas del transformador. La razón principal es las corrientes de Foucault generadas por las componentes de frecuencia más alta y efecto pelicular.

El aumento de temperatura en el transformador es proporcional al cuadrado de frecuencia de componentes de corriente, por esta razón el factor de las pérdidas en el transformador llamado el factor K tiene en cuenta este hecho y se calcula según la siguiente fórmula:

$$KFactor = \sum_{h=1}^n I_{hr}^2 h^2 = \frac{\sum_{h=1}^n I_h^2 h^2}{I_1^2}$$

donde: I_{hr} - valor relativo de la componente de armónico h^o orden de potencia (respecto a la componente fundamental),

I_h - amplitud de armónico de orden h de corriente,

I_1 - amplitud de la componente fundamental de corriente,

h – orden de armónico,

n – orden máximo de armónicos tenidos en cuenta.

Por tanto, este parámetro da mucha más importancia a armónicos más altos que bajos - cada componente de armónico es multiplicada por el cuadrado de su orden.

El factor K es útil para definir los requisitos para los transformadores, que deben operar en condiciones de considerable distorsión de la corriente. Se supone que el transformador que trabaja en condiciones para las que el factor K es x , generará x veces más calor que en caso de corriente puramente sinusoidal (K igual a 1).

6.8 Factor de pérdida de carga (Factor K)

El factor de pérdida de carga en el transformador (Factor K) es un método desarrollado en Europa para determinar los requisitos para los transformadores de suministro de energía. Este factor se determina según la fórmula de la norma HD 538.3.S1:

$$Factor\ K = \sqrt{1 + \frac{e}{1 + e} \left(\frac{I_1}{I}\right)^2 \sum_{h=2}^n \left(h^q \left(\frac{I_h}{I_1}\right)^2\right)}$$

donde: e – relación entre las pérdidas por corrientes de Foucault en la frecuencia fundamental y las pérdidas activas a la misma temperatura,

I_h - amplitud de armónico de orden h de corriente,

I_1 - amplitud de la componente fundamental de corriente,

I – valor eficaz de la corriente,

h – orden de armónico,

n – orden máximo de armónicos tenidos en cuenta,

q – exponente – constante que depende del tipo de bobina y frecuencia. Los valores típicos son 1,7 para transformadores en los que ambas bobinas están enrolladas con un conductor circular o rectangular, y 1,5 para transformadores con la bobina de baja tensión enrollada con un conductor de lámina.

El valor del factor calculado de esta manera determina hasta qué punto se debe reducir la potencia nominal del transformador para que las pérdidas en la corriente distorsionada armónicamente no excedan las pérdidas en el componente fundamental de la corriente.

7 Interarmónicos

Los interarmónicos son componentes del espectro de frecuencia en tensión o corriente cuya frecuencia no es un múltiplo de la frecuencia fundamental de red (50 o 60 Hz). La causa de interarmónicos pueden ser p.ej. procesos asíncronos y estados transitorios asociados con conmutación, los convertidores de frecuencia que generan una frecuencia de salida diferente de la frecuencia de red de alimentación e introducen al sistema las componentes espectrales interarmónicas, hornos de arco eléctrico, motores de inducción y alimentación con carga variable. Las señales de control, es decir, las señales de una frecuencia determinada generadas en los sistemas de control e introducidas a la red energética también deben ser consideradas como componentes de interarmónicos. Las componentes de interarmónicos con frecuencias inferiores a la frecuencia fundamental de la red se llaman subarmónicos.

Los efectos de presencia de interarmónicos pueden ser los siguientes:

- aumento de pérdidas en motores mecánicos, subida de temperatura; especialmente muy perjudiciales son subarmónicos, debido a que las pérdidas de potencia aumentan con la frecuencia decreciente,
- parpadeo de luz; también en este caso particularmente problemáticos son subarmónicos. Por ejemplo, el subarmónico con la frecuencia de 8,8 Hz causa una modulación de tensión de red en el rango donde el ojo humano es más sensible a este fenómeno (ver también el sección 4),
- oscilaciones de baja frecuencia en los sistemas mecánicos,
- perturbaciones de trabajo de los sistemas de protección y control,
- interferencias de telecomunicación y sonido,
- saturación de los núcleos magnéticos por las componentes subarmónicas (transformadores, motores, etc.).

La interacción de armónicos e interarmónicos altos también puede llevar a fenómenos inesperados como batimiento en frecuencias bajas. Por ejemplo, el noveno armónico (450 Hz) junto con el interarmónicos con frecuencia de 460 Hz causa el batimiento en la frecuencia de 10 Hz, aunque en el espectro de frecuencia no está presente la componente de esta frecuencia. El ojo humano en este rango de frecuencia es muy sensible y esta interacción lleva al efecto significativo de parpadeo de luz. La forma de onda de tensión de 230 V/50 Hz en este caso se muestra en la Fig. 5 (se supone mucho mayor el nivel de interarmónico que el típico para mostrar el efecto en la figura).

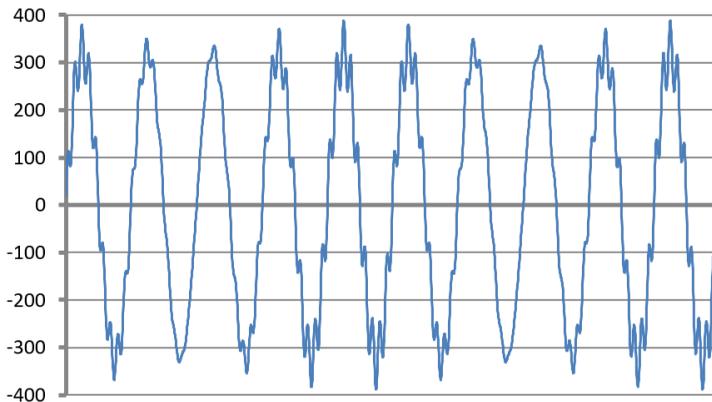


Fig. 5. El efecto de interacción de noveno armónico (450 Hz, 10% Unom) e interarmónico 460 Hz (10% Unom). El cambio visible de envolturas de tensión con una frecuencia de 10 Hz puede causar el parpadeo de la luz (Unom = 230 V RMS, 50 Hz).

7.1 Método de medición de interarmónicos

Los interarmónicos se miden de acuerdo con las normas IEC 61000-4-7 y IEC 61000-4-30. Proporcionan una forma de cálculo de las componentes individuales de interarmónicos en los analizadores de calidad de energía.

Todo el proceso, así como en caso de las componentes de armónicos, consta de varias etapas:

- muestreo sincrónico (10/12 períodos),
- análisis FFT (Transformada Rápida de Fourier),
- agrupación.

Según la FFT se analiza la ventana de medición de 10/12 períodos (unos 200 ms). Como resultado, recibimos un conjunto de líneas espectrales desde la frecuencia 0 Hz (DC). La distancia entre las líneas sucesivas depende de la duración de la ventana de medición y es aproximadamente de 5 Hz.

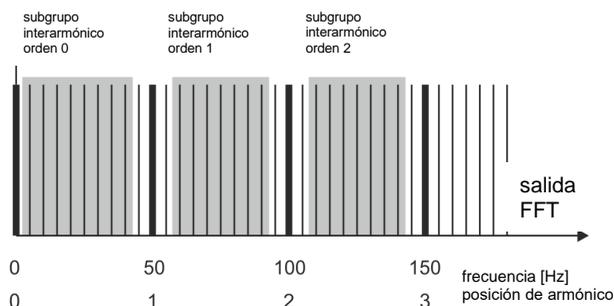


Fig. 6. Determinación de subgrupos de interarmónicos (red de 50 Hz)

Cada subgrupo interarmónico es la suma de RMS de siete (para la red de 50Hz) o 9 (para la red de 60 Hz) de líneas espectrales obtenidos por transformación de Fourier. La excepción es el subgrupo de orden cero, es decir, el subgrupo de subarmónicos que contiene una banda más - 5 Hz). Lo muestra la Fig. 6 en el ejemplo de la red de 50 Hz. El subgrupo interarmónico de orden 0, es decir, el subarmónico, se compone de ocho bandas de frecuencias de 5 Hz a 40 Hz. Cada siguiente subgrupo interarmónico consta de siete bandas situadas entre subgrupos armónicos, por ejemplo, el subgrupo de primer orden incluye las bandas espectrales con frecuencias de 60Hz a 90Hz. En el caso de subgrupo subarmónico se amplió el rango de bandas por la banda de 5 Hz, de lo contrario la energía en esta banda de frecuencia más baja no se consideraría y se perdería. Todas las otras bandas espectrales se incluyen en el subgrupo armónico o en el subgrupo interarmónico.

7.2 Factor de distorsiones interarmónicas TID

La medida de presencia total de interarmónicos en la señal es el factor de contenidos de interarmónicas TID que se define como:

$$TID_F = \frac{\sqrt{\sum_{ih=0}^n A_{ih}^2}}{A_1} \times 100\%$$

$$TID_R = \frac{\sqrt{\sum_{ih=0}^n A_{ih}^2}}{A_{RMS}} \times 100\%$$

donde: TID_F - factor de contenidos de interarmónicos respecto a la componente fundamental,

TID_R - factor de contenidos de interarmónicos respecto al valor eficaz,

A_{ih} - valor eficaz de interarmónico de orden ih (de subgrupo interarmónico),

A_1 - valor eficaz de componente fundamental,

A_{RMS} - valor eficaz de onda,

n - número tenido en cuenta de componentes interarmónicas (por ejemplo, 50).

TID es la relación entre el valor eficaz de todos los interarmónicos a la componente fundamental (para TID_F) o el valor eficaz (para TID_R).

El nivel aceptable de interferencias de interarmónicos en la tensión es una cuestión discutida en los círculos relacionados de calidad de la energía. Algunas fuentes afirman que el factor total de distorsiones interarmónicas en tensión no debe superar el 0,2%.

8 Señales de control

Las señales de control (en inglés *mains signalling*) son las señales proporcionadas a la red eléctrica para controlar los dispositivos remotos conectados a la misma red. Además de la transmisión de la energía eléctrica, la red de distribución en este caso se utiliza como un medio de transmisión para la comunicación entre dispositivos. En la norma EN 50160 se distinguen tres tipos de señales:

- señales de baja frecuencia de 110 a 3000 Hz, en inglés llamadas *ripple control signals* (literalmente: señales pulsantes de control),
- señales que usan un portador, en inglés *Power Line Carrier Communication, PLCC*, rango de frecuencia de 3 a 148,5 kHz,
- señales de marcación (en inglés *marking signals*), transitorios cortos impuestas en un punto específico en el curso de la tensión.

Ya que la introducción de este tipo de señales a la fuente de alimentación puede tener consecuencias negativas para algunos dispositivos, similar al impacto de armónicos o interarmónicos, la norma EN 50160 define los límites de valores medios de 3 segundos de dichas señales, como se muestra en la Fig. 8. Durante la medición, el 99% de valores medios de señales de control de 3 segundos debe estar por debajo del límite especificado.

Las señales de baja frecuencia (hasta 3 kHz) se utilizan para la conexión y desconexión de cargas, los filtros, la protección. Uno de los usos es controlar el alumbrado público o utilizado en algunos países, el control remoto de los equipos de calefacción y de aire acondicionado. A menudo, las señales de este tipo se utilizan para atender a los clientes con dos tarifas (por ejemplo, en la tarifa de electricidad nocturna más barata, el proveedor desconecta automáticamente cargas seleccionados). Este tipo de comunicación es generalmente unidireccional. Debido a la atenuación de la red de distribución que aumenta con la subida de la frecuencia, la comunicación mediante este método permite el máximo rango de transmisión (hasta cientos de kilómetros). Durante la transmisión, la señal de control se transmite en varios paquetes es repetida cierto tiempo determinado. El tiempo durante el cual la señal está activa puede ser bastante prolongado, por ejemplo, 2 segundos la señal activada, 2 segundos desactivada, repetida varias veces. Hay casos en los que este tipo de transmisión produce el efecto indeseado, es decir, el parpadeo de la luz. Ejemplo de una transmisión de este tipo se muestra en la Fig. 7.

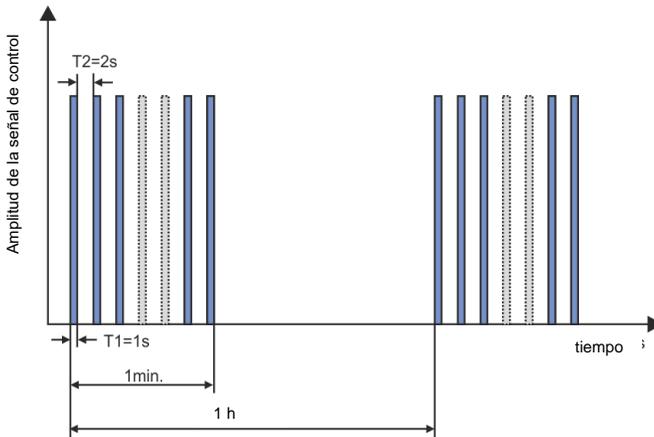


Fig. 7. Ejemplo de transmisión de la señal de transmisión de baja frecuencia.

Las frecuencias más altas de transmisión (y, en consecuencia, las velocidades de transmisión más altas) son el dominio de la comunicación tipo PLCC. Este tipo de comunicación utiliza la modulación de amplitud o frecuencia de la portadora (u otro método de modulación). Los métodos modernos utilizan algoritmos complejos de procesamiento de señales para obtener la más alta resistencia a las interferencias y la mayor velocidad de transmisión. La transmisión PLCC gana en popularidad y aumenta áreas de aplicación. La comunicación entre los puntos de la red puede ser en dos direcciones. El concepto de la denominada red inteligente *smart grid*, hace uso significativo de PLCC, que es uno de los principales métodos de comunicación entre los medidores de electricidad y los centros de coordinación. Las principales aplicaciones incluyen la telemetría, la optimización del consumo de energía, el control remoto de carga. La atenuación de la red de distribución limita el alcance máximo de transmisión. El alcance máximo puede alcanzar algunos km, mientras que hay una fuerte correlación entre el tipo de modulación, la velocidad de transmisión y las distancias logradas.

Al mismo tiempo se trabaja en la normalización del uso de rangos más altos de frecuencia (por encima de 148,5 kHz a decenas de MHz) para la transmisión de datos de corto alcance.

En las redes con contenidos armónicos significativos, en las que se aplican los filtros adicionales diseñadas para reducir el nivel de interferencias, la consecuencia de su uso también puede atenuar adicionalmente el rango de frecuencia que se utiliza para la señalización. Tanto la presencia de filtros como un alto nivel de interferencias armónicas e interarmónicas pueden reducir significativamente la posibilidad de un uso eficiente de la red de distribución para la comunicación a baja frecuencia o PLCC.

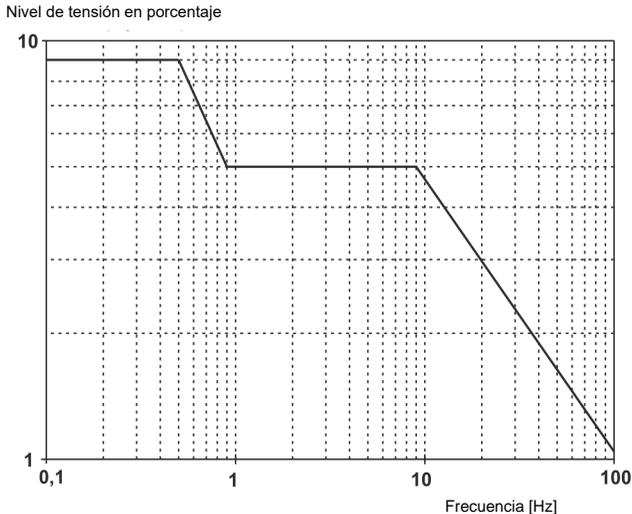


Fig. 8. Niveles aceptables de señales de control según la norma EN 50160.

La norma IEC 61000-4-30 proporciona el siguiente método para la medición de las señales de control:

- si la frecuencia de la señal de control es un múltiplo de 5 Hz (coincide exactamente con la banda de salida del análisis de frecuencia FFT), entonces se tiene en cuenta sólo esta banda y su valor eficaz,
- si la frecuencia no es un múltiplo de 5 Hz, entonces se calcula el valor eficaz de las próximas cuatro bandas de frecuencia FFT.

9 Desequilibrio

El desequilibrio es un concepto relacionado con los sistemas trifásicos y puede referirse a:

- desequilibrio de tensiones de alimentación,
- desequilibrio de corrientes de carga,
- desequilibrio de receptor.

El desequilibrio de tensiones (corrientes) se produce en los sistemas de tres fases, cuando los valores de tensiones (corrientes) son diferentes entre sí y/o los ángulos entre las fases particulares son diferentes de 120° .

El desequilibrio de receptor se produce cuando las impedancias de cada rama del receptor no son iguales.

Estos fenómenos son particularmente peligrosos para los motores trifásicos en los que incluso una ligera asimetría puede conducir muchas veces a mayores desequilibrios de corrientes. En tales condiciones, el par rotativo de motor se reduce y se producen mayores pérdidas de calor en los devanados y mayor desgaste mecánico. El desequilibrio es también negativo para los transformadores de alimentación.

La fuente más común de desequilibrio es la carga desigual de las fases particulares. Un buen ejemplo es la conexión a la red trifásica unas grandes cargas monofásicas, tales como motores de tracción ferroviaria.

El analizador puede medir el desequilibrio de tensión y corriente según el método de componentes simétricas. Este método se basa en la suposición de que cada conjunto de tres vectores desequilibrados se puede descomponer en tres grupos de vectores: la componente de secuencia positiva, negativa y cero.

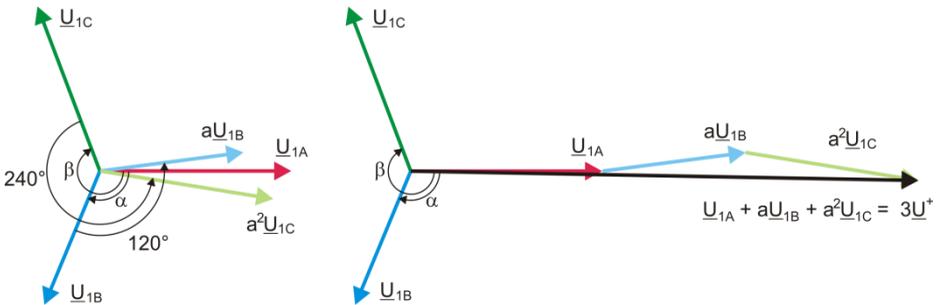


Fig. 9. Ejemplo de determinación de componente de secuencia positiva.

Como ejemplo se muestra el cálculo de componente de secuencia positiva de tensión. De definición:

$$\underline{U}^+ = \frac{1}{3} (\underline{U}_{1A} + a\underline{U}_{1B} + a^2\underline{U}_{1C})$$

donde: \underline{U}^+ es el vector de componente de secuencia positiva,

$\underline{U}_{1A}, \underline{U}_{1B}, \underline{U}_{1C}$ son vectores de las componentes fundamentales de las tensiones de fase U_A, U_B, U_C

$$a = 1e^{j120^\circ} = -\frac{1}{2} + \frac{\sqrt{3}}{2}j$$

$$a^2 = 1e^{j240^\circ} = -\frac{1}{2} - \frac{\sqrt{3}}{2}j$$

La Fig. 9 es una representación gráfica de la determinación de esta componente. Como se puede ver en la definición dada, el vector de componente de secuencia positiva es igual a un tercio de la suma de las componentes: $\underline{U}_{1A}, a\underline{U}_{1B}, a^2\underline{U}_{1C}$. El operador a y a^2 son los vectores con ángulos de 120° y 240° . El procedimiento es el siguiente: vector de tensión \underline{U}_{1B} se debe girar 120° en sentido contrario al de las

agujas del reloj (multiplicación por a) y añadir el vector \underline{U}_{1A} . A continuación, el vector \underline{U}_{1C} se debe girar 240° y añadir a la suma anterior de vectores. El vector resultante es $3\underline{U}^*$. El vector \underline{U}^* es la componente simétrica buscada de la secuencia positiva. Debemos tener en cuenta que en caso de la simetría perfecta (tensiones y ángulos iguales) la componente de secuencia positiva será igual al valor de las tensiones de fase.

La componente de secuencia positiva es una medida de similitud entre el grupo examinado de vectores trifásicos al grupo simétrico de vectores de la secuencia positiva.

Del mismo modo, la componente de secuencia negativa es una medida de la similitud con el conjunto equilibrado de los vectores de secuencia negativa de tres fases.

La componente de secuencia cero existe en el sistema, en el que la suma de las tres tensiones (o corrientes) no es igual a cero.

La magnitud ampliamente utilizada en la energética que caracteriza la asimetría de red son los factores de asimetría de la componente de secuencia negativa y cero (fórmulas para la tensión)

$$u_0 = \frac{U_0}{U_1} \cdot 100\%$$

$$u_2 = \frac{U_2}{U_1} \cdot 100\%$$

donde: u_0 – factor de desequilibrio de componente cero,

u_2 – factor de desequilibrio de componente de secuencia negativa,

U_0 – componente simétrica cero,

U_1 – componente simétrica positiva,

U_2 – componente simétrica negativa.

El método más conveniente para calcular las componentes simétricas y los factores de desequilibrio es el uso de los números complejos. Los parámetros de vectores son: amplitud de la componente fundamental de tensión (corriente) y su ángulo absoluto de desplazamiento de fase. Ambos valores se obtienen de la transformada FFT.

10 Huecos, subidas e interrupciones de tensión

Huecos, subidas e interrupciones de tensión son las perturbaciones de la red, durante estos eventos la tensión eficaz es significativamente diferente del valor nominal. Cada uno de estos tres estados puede ser detectado por el analizador después de activar la detección de eventos y determinar los umbrales por parte de usuario.

El hueco de tensión es un estado en el que la tensión eficaz es menor que el umbral fijado por el usuario. La base de la medición del hueco es el valor $U_{RMS(1/2)}$, es decir, el valor eficaz periódico actualizado cada semiperíodo.

Definición de hueco (según la norma IEC 61000-4-30):

El hueco de tensión comienza en el momento en el que la tensión $U_{RMS(1/2)}$, cae por debajo del umbral y termina en el momento en el que el valor eficaz de tensión $U_{RMS(1/2)}$ es igual o mayor que el umbral del hueco aumentado por la histéresis de tensión.

El umbral de hueco se ajusta normalmente al 90% U_{nom} . Durante el hueco, el analizador almacena el valor registrado mínimo de la tensión (este valor es llamado la tensión residual U_{res} y es uno de los parámetros que caracterizan el hueco) y el valor medio de tensión.

La interrupción de alimentación es un estado en el que la tensión $U_{RMS(1/2)}$ es menor que el umbral definido para la interrupción. El umbral de interrupción se fija generalmente mucho menor que el umbral de hueco, es alrededor de 1..10% U_{nom} .

La interrupción de tensión comienza en el momento en el que la tensión $U_{RMS(1/2)}$ cae por debajo del umbral de interrupción y termina en el momento en el que el valor eficaz de tensión $U_{RMS(1/2)}$ es igual o mayor que el umbral de interrupción aumentado por la histéresis de tensión.

Durante la interrupción, el analizador guarda la tensión mínima registrada y el valor medio de tensión.

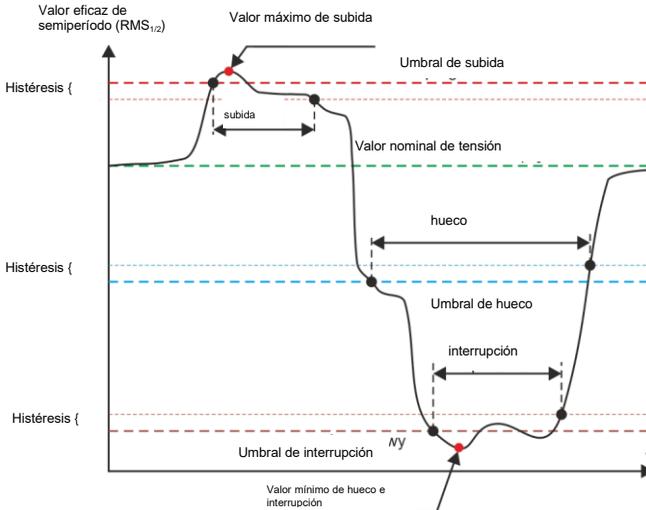


Fig. 10. Subidas, huecos e interrupciones de tensión.

La subida es un estado del valor más alto de tensión. El umbral de subida se fija generalmente a un 110% U_{nom} . La subida comienza en el momento en el que la tensión $U_{RMS(1/2)}$ sube por encima del umbral de subida y termina en el momento en que el valor de tensión $U_{RMS(1/2)}$ es igual o menor que el umbral de elevación disminuido por la histéresis de tensión. Durante la subida, el analizador guarda la tensión máxima registrada y el valor medio de tensión.

La histéresis para los tres estados es la misma y se expresa como el valor en porcentaje de la tensión nominal determinado por el usuario.

El analizador almacena la hora de inicio y final del evento (con una precisión de semiperíodo).

La duración mínima del evento de hueco, interrupción y subida es el semiperíodo.

Los valores $U_{RMS(1/2)}$ se determinan durante 1 período en el momento del paso por cero de la componente fundamental de tensión y son actualizados cada medio ciclo independientemente para cada canal de tensión. Esto significa que estos valores se obtienen en diferentes momentos para diferentes canales. Fig. 11 muestra el método para determinar el valor $RMS_{1/2}$ usando el ejemplo de dos fases de tensión. Información sobre el paso por cero de la componente fundamental se obtiene mediante FFT.

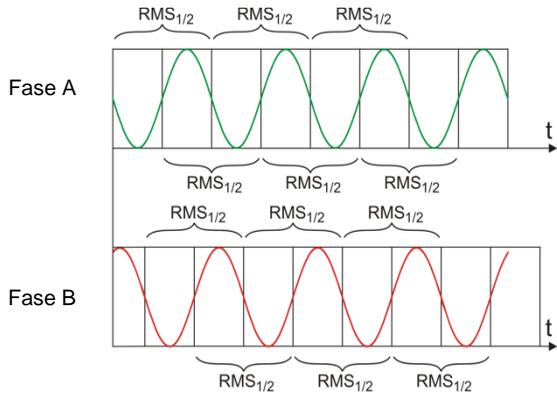


Fig. 11. Determinación del valor $U_{RMS(1/2)}$

11 Cambio de la forma de envolvente

Una función de diagnóstico muy útil es la posibilidad de detectar perturbaciones en forma de onda de tensión, es decir, eventos que cambian la forma del envolvente.

En este método se comparan entre otros dos periodos adyacentes de la forma de onda de tensión: se calcula la diferencia entre ellos y se comprueba su amplitud máxima, que luego se compara con el umbral establecido por el usuario. El umbral en porcentaje se refiere habitualmente a la tensión nominal. Si el cambio calculado en la amplitud excede el umbral, se dispara el evento respecto a la envolvente. Este evento se puede considerar finalizado si durante varios periodos consecutivos no se detecta el exceso del umbral de tolerancia.

El método del algoritmo puede ser explicado según Fig. 12. Para cada periodo de la forma de onda de tensión se aplica un rango de cambios permisibles (área de color rojo claro) y una anchura (en voltios) $2U_{TH}$, que se forma sobre la base de la forma de onda de tensión en el periodo anterior. U_{TH} es el umbral de detección de evento que ajusta el usuario en la configuración de medición. Si la tensión momentánea excede los límites establecidos, se detecta el evento. ΔU representa la diferencia de muestras de tensión de los dos periodos adyacentes.

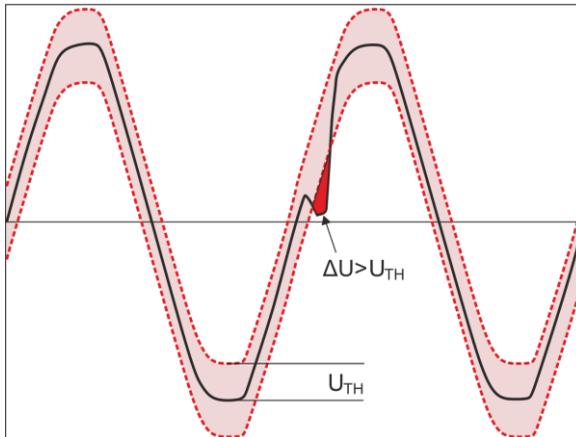


Fig. 12. Detección de eventos por el cambio de forma de la envolvente.

Esta funcionalidad es muy útil en la detección de las perturbaciones no estacionarias en la red de alimentación, sobre todo cuando no hay un módulo de detección rápida de transitorios..

12 Salto de fase

Algunos analizadores pueden detectar cambios en la fase de la tensión. El algoritmo de detección compara los ángulos de la tensión de dos o tres períodos adyacentes. Si la diferencia de ángulos es mayor que el umbral establecido por el usuario, expresado en grados, se guarda la información sobre el evento detectado con el valor medido de salto del ángulo de fase.

Los saltos de fase son generalmente el resultado de huecos de tensión: el cambio de la impedancia de la carga respecto a la impedancia de la fuente de alimentación causa en cambio del ángulo de los componentes fundamentales de la tensión (cambio de pasar por cero).

Un ejemplo de salto de fase se muestra en la Fig. 13. La información sobre el evento detectado incluye el tiempo del salto, y el valor expresado en grados (el ángulo φ en la figura).

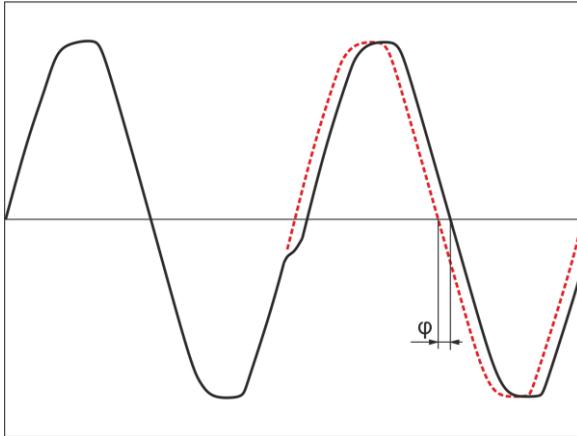


Fig. 13. Salto de la fase.

13 Cambios rápidos de tensión (RVC)

La definición de los cambios rápidos de tensión: *Rapid Voltage Change, RVC* es el siguiente: se trata de un cambio repentino en la tensión eficaz entre dos estados estables en los que la tensión eficaz no exceda los umbrales de hueco y crecimiento.

Se puede decir que el RVC es un fenómeno que tiene algunas similitudes en carácter a los huecos y crecimientos, pero de menor amplitud. Los eventos de este tipo son por lo general el resultado de cambios en la carga de la red energética, efectos de conmutación o averías.

En ambos tipos de eventos se utilizan los mismos datos de la fuente: son los valores eficaces de un solo período actualizados cada medio período indicado por el símbolo $U_{RMS(1/2)}$.

El algoritmo de medición de cambios rápidos de tensión es el siguiente (véase la Fig. 14):

- Se calcula la media aritmética de 100/120 valores anteriores $U_{RMS(1/2)}$ (aprox. 1s). Esta media se actualiza con cada nuevo valor $U_{RMS(1/2)}$. La figura muestra una curva continua en rojo.
- Si todos los 100/120 valores anteriores $U_{RMS(1/2)}$ caben dentro del área definida por el valor medio ampliado de ambos lados por la histéresis (dos líneas de puntos rojas en el dibujo), entonces se considera que la tensión es "estable".
- Cuando la condición de "estabilidad" no está cumplida, es decir uno o más valores $U_{RMS(1/2)}$ exceden el rango permitido, entonces comienza el evento RVC (en el dibujo son las áreas en azul). Al mismo tiempo, en el umbral se aplica la histéresis (el rango de cambios permitido se reduce por la histéresis) y los cambios de la señal que especifica la "estabilidad" de la tensión se bloquean para 100/120 semi-períodos de la red. Por esta razón, el evento RVC no se detecta más de una vez por un segundo.

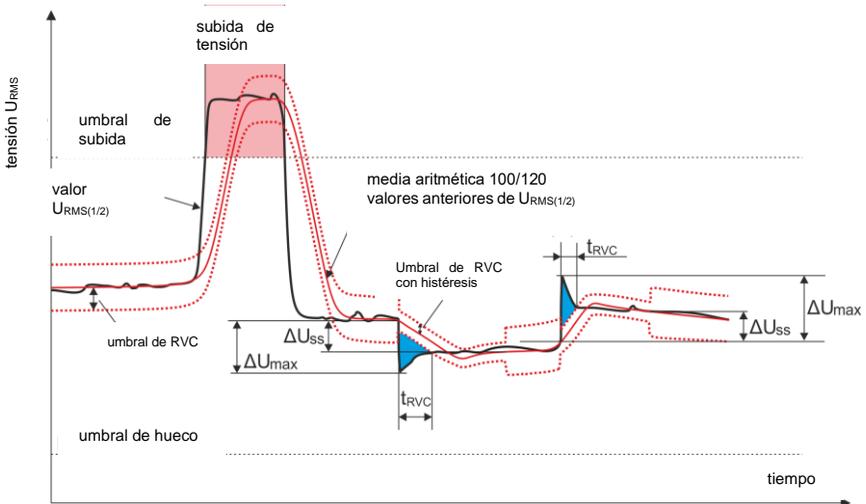


Fig. 14. Cambios rápidos de tensión (RVC) - ejemplo

- Una vez que se cumple la condición de "estabilidad" de la tensión, se completa el evento RVC. La hora de final del evento retrocede 100/120 semi-períodos de la red respecto al cambio de la señal de estabilidad del estado "inestable" al "estable".
- Si durante el evento RVC se produce un hueco o una subida de la tensión, entonces este evento RVC se deja. En la figura se muestra la subida de la tensión, este evento cancela los eventos RVC potenciales si se detectan.

Los parámetros característicos para el cambio rápido de la tensión son:

- ΔU_{SS} (steady-state) – es la diferencia entre la media ("estable") de la tensión antes y después del evento RVC.
- ΔU_{MAX} – es la desviación máxima del valor $U_{RMS(1/2)}$ del valor medio durante el evento. ΔU_{MAX} es generalmente mayor que ΔU_{SS} .
- Tiempo de duración (en la Fig. 14 marcado " t_{RVC} "). El más corto posible evento RVC tiene la longitud de un semi-periodo de la red.

En el momento de publicación de este manual no hay normas internacionales relativas a los valores límite de cambios rápidos de tensión en las redes eléctricas. La norma europea EN 50160 (edición de 2010) no establece requisitos para este tipo de eventos. Algunos países tienen sus propios criterios para RVC, por ejemplo se detectan los eventos que excedan el umbral el 5% U_{NOM} (se detectan eventos para los que $\Delta U_{MAX} > 5\% U_{NOM}$). A veces se determina el límite admisible del número de eventos RVC por día.

14 Transitorios y sobretensiones

Los transitorios son unas perturbaciones indeseadas, rápidas y breves en la red eléctrica. Están acompañados por un rápido cambio de tensión y corriente. La perturbación dura normalmente de unos pocos nanosegundos a unos pocos milisegundos. A menudo se las define como: sobretensiones, picos, oscilaciones, pero estos son términos que no expresan bien este fenómeno. El transitorio especifica la perturbación de señal en el tiempo, y como tal e incluye semánticamente todos los términos mencionados. Se pueden clasificar según la duración y la elevación, la amplitud, el espectro de frecuencias, la energía transmitida, la fuente de origen, etc. Los transitorios más peligrosos para los equipos eléctricos son aquellos que causan una subida significativa de tensión en la línea de alimentación (sobretensión). Debido a la fuente, normalmente se dividen los transitorios en los siguientes grupos:

- sobretensión causada por rayos,
- sobretensión por la oscilación causada por la conmutación de baterías de condensadores,
- otras sobretensiones de conmutación (ferroresonancia incluida).

La sobretensión causada por los rayos puede tener efectos destructivos debido a muy alta energía desencadenada durante la descarga. La mayor parte de sobretensiones de este tipo observadas en la red se debe a la inducción en los conductores de la red por una descarga próxima pero no directa de rayo. En el área de impacto se genera un campo electromagnético muy fuerte y las largas líneas aéreas o subterráneas inducen grandes tensiones que llegan a la red de distribución. Estas sobretensiones son de carácter impulsivo, con la subida de impulso en microsegundos. Un impulso de rayo registrado por el analizador PQM-703 con una amplitud de aprox. 6,6 kV se muestra en la Fig. 15.

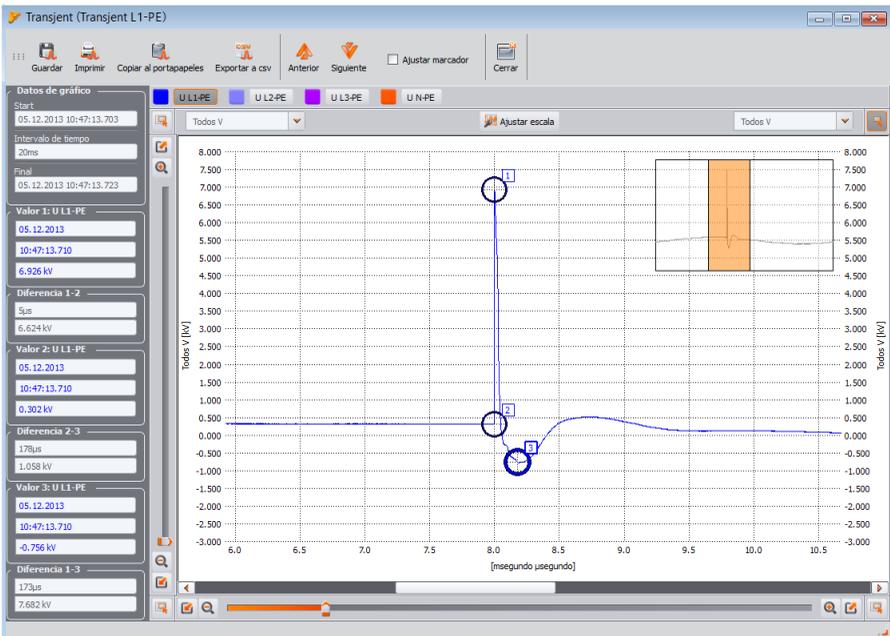


Fig. 15. Un ejemplo de sobretensión causada por un rayo.

Antes de la puesta en venta, los dispositivos de telecomunicaciones deben tener pruebas de resistencia a los impulsos que simulan las sobretensiones causadas por rayo. Las conexiones de alimentación CA se examinan con los impulsos de ± 2 kV entre las líneas de alimentación y la puesta a tierra, así como ± 1 kV directamente entre las líneas de alimentación. El impulso normalizado tiene el

tiempo de subida de tensión de $1,2 \mu\text{s}$ y la bajada de $50 \mu\text{s}$. En caso de los dispositivos de medición que se pueden conectar directamente a la red de distribución en el cuadro de distribución o un transformador de baja tensión, se determina la categoría de medición (sobretensión) que habla del grado de protección contra sobretensiones. Por ejemplo, para la categoría de medición IV 600 V se requiere resistencia a los impulsos de $1,2/50 \mu\text{s}$ con una amplitud de 8 kV administrada directamente entre los terminales, con la impedancia de la fuente de 2Ω . La corriente de pico en caso de cortocircuito de la fuente, por tanto, puede ser de 4 kA.

Los principales medios de protección contra este tipo de sobretensiones es la instalación de sistemas que limitan la tensión máxima, tales como descargadores y varistores. Su diseño deberá permitir la adopción de la energía del impacto y reducir a un nivel seguro la tensión que llega hasta los otros circuitos del dispositivo.

Los transitorios causados por la conmutación de capacidad de compensación respecto a los impactos de rayo tienen su origen dentro de la red de distribución. La compensación se utiliza para mejorar el factor de potencia y la eficiencia de transmisión de potencia al receptor. En el momento de conexión, el condensador provoca el cortocircuito de la instalación por lo tanto, al principio hay una caída repentina de tensión a casi cero, seguido de una subida de la tensión hasta mucho más alta que la nominal (normalmente no más de aprox. 2 veces la tensión de pico en condiciones normales), y luego se produce la eliminación oscilar de la perturbación. La naturaleza oscilante de la perturbación es causada por la interacción de capacidad del condensador con la inductancia de la red y la aparición del fenómeno de la resonancia. La frecuencia de oscilación es por lo general aprox. varios cientos de Hz. Como resultado de la resistencia en el circuito, estas oscilaciones son eliminadas gradualmente. Todo el transitorio normalmente dura entre varios y varias decenas de milisegundos. Ejemplo de un transitorio de este tipo se muestra en la Fig. 16.

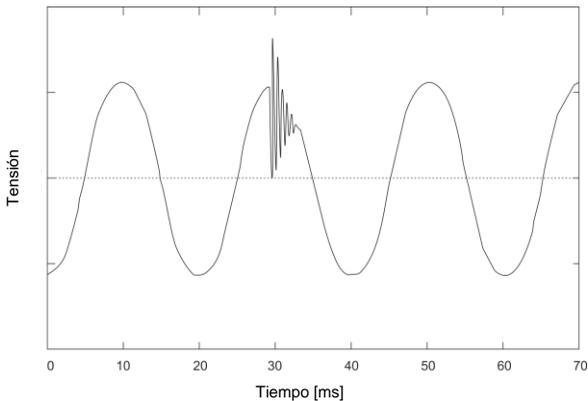


Fig. 16. Ejemplo de un transitorio después de activar las baterías de condensadores.

Los transitorios en la red fuera de estas causas surgen como resultado de la conexión y desconexión de cargas de capacidad, inducción, después de activar las protecciones (fusibles) y los cortocircuito en el circuito. La conexión de cargas (líneas) conectadas a los devanados de transformadores conduce a menudo a ferrorresonancia, es decir, el transitorio de carácter oscilante debido a la resonancia entre la capacidad en el circuito y la inductancia no lineal del transformador con un núcleo ferromagnético. La desconexión de cargas inductivas está a menudo acompañada por el fenómeno de chispas de contactos. La tensión generada en los contactos excede la tensión límite dieléctrica y se producen chispas que se puede repetir hasta que el espacio sea lo suficientemente grande.

Los transitorios también pueden propagarse de diferentes maneras entre segmentos de la red, por ejemplo el impacto de rayo en redes de tensión media puede penetrar parcialmente a través del transformador a la subred de tensión baja. Las propiedades de atenuación del transformador generalmente reducen significativamente la amplitud de sobretensión, así como cambian sus parámetros de tiempo.

15 Curvas CBEMA y ANSI

La curva CBEMA fue propuesta por primera vez en los años 70 del siglo pasado por la organización de la que proviene el nombre de la curva, *Computer and Business Equipment Manufacturers Association* (ahora es la organización ITI, *Information Technology Industry*), que agrupa a los fabricantes de equipos informáticos y de oficina. La curva se utilizó como una indicación en la construcción de alimentadores de red y presentaba originalmente el gráfico de tolerancia de equipo para el tamaño y la duración de las perturbaciones en la red eléctrica. Más tarde, la curva era utilizada en el diseño de equipos sensibles a las fluctuaciones de tensión como el intervalo de referencia en el que el equipo debe funcionar correctamente. Finalmente la curva comenzó a ser ampliamente utilizada en el análisis de la calidad de alimentación respecto a las perturbaciones como sobretensión, interrupción y hueco en la red.

En el gráfico, en el eje vertical se muestra la tensión especificada como un porcentaje respecto al valor nominal, y en el eje horizontal la unidad es el tiempo (en escala logarítmica). La parte media del gráfico (entre las curvas) representa el área del trabajo correcto del dispositivo. La zona superior establece los estados de tensión más alta que pueden causar daños o disparo de protección contra la sobretensión, el área debajo de las curvas se refiere a la situación de baja tensión en la red, lo que podría interrumpir el suministro de energía o la escasez temporal de energía e influir en un funcionamiento incorrecto del equipo.

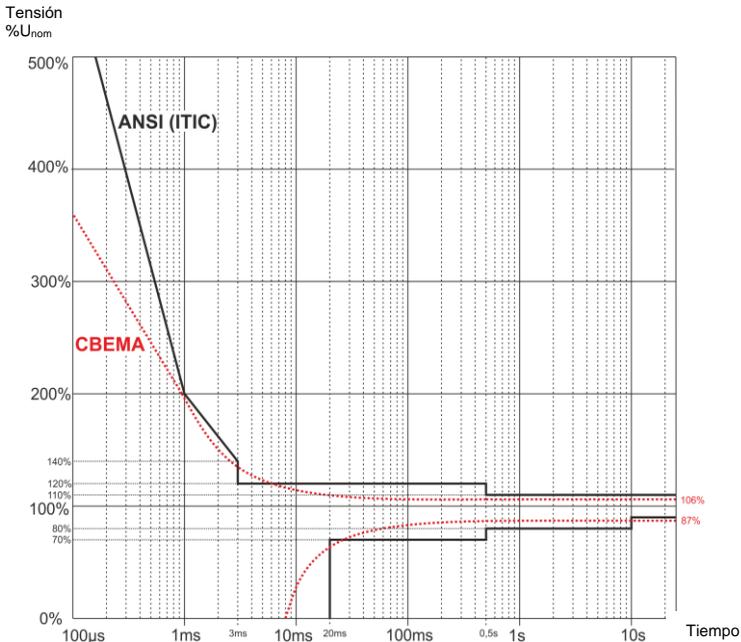


Fig. 17. Curvas de tolerancia de tensión de alimentación ANSI (ITIC) y CBEMA.

Como muestra el gráfico, existe una relación entre la tensión y el tiempo de aparición del evento. Por ejemplo, la subida de tensión a nivel del 200% U_{nom} y la duración de 1 ms en los casos típicos no da lugar a fallo o mal funcionamiento (punto entre las curvas), pero la perturbación de esta amplitud que dura medio período de la red puede tener malas consecuencias (punto por encima de ambas curvas). En general se considera que en una situación típica, los eventos que se producen en la red eléctrica cuando se trata del valor de la tensión de red deben estar en la zona central de la tabla (entre las curvas) y entonces no deberían conducir a fallos de funcionamiento o daños de dispositivos

conectados. Los fabricantes de dispositivos (especialmente las fuentes de alimentación) a menudo se guían por este gráfico cuando diseñan para garantizar su funcionamiento sin averías y el mantenimiento de la tensión de salida adecuada en esta área. Hay que tener en cuenta, que la curva representa los casos típicos y no puede garantizar el funcionamiento correcto de cada dispositivo, ya que la tolerancia a la perturbación varía.

La curva ITIC es el sucesor del la curva CBEMA, fue desarrollada por ITI en 1994 y modificada posteriormente a su forma actual en 2000. Esta curva fue adaptada por el Instituto Americano de Normalización ANSI (en inglés *American National Standards Institute*). Las dos curvas se muestran en la Fig. 17.

16 Cálculo de la media de los resultados de las mediciones

La supervisión de red durante un período de tiempo más largo significa la acumulación de grandes cantidades de datos. Para que sea posible el análisis de datos era necesario introducir mecanismos que reduzcan el tamaño de los datos a un tamaño aceptable tanto para la máquina como el hombre.

Un ejemplo es el examen de la red para el cumplimiento de la calidad eléctrica EN 50160. El período básico de pruebas de la red es de una semana. Si guardamos todos los valores eficaces de tensión de 200 milisegundos obtenemos 3.024.000 mediciones. El procesamiento de esta cantidad de datos puede ser largo y difícil.

Por lo tanto, se promedian los datos, lo que implica que para el análisis se registra un único valor para un período de tiempo especificado. Para la norma EN 50160 el período establecido es de 10 minutos. En este caso, el analizador calcula el valor medio de 10 minutos basándose en unos 3000 valores de 200 milisegundos (aproximadamente, ya que el valor de 200 milisegundos es en realidad el valor de 10/12 períodos sincronizado con la frecuencia de red). Cada 10 minutos se almacena el siguiente valor medio de tensión, lo que conduce a guardar "sólo" 1008 resultados de medición.

Ya que se promedian las mediciones, se pierden los valores extremos. Cuando la información sobre los valores límite del parámetro medido es importante, el usuario puede utilizar la opción de medir el valor mínimo, máximo e instantáneo durante el período de cálculo de la media. Si se mide el parámetro durante 10/12 períodos, el valor máximo y mínimo es respectivamente el valor más grande y más pequeño de 10/12 períodos medidos en un intervalo dado. En cambio, el valor actual es el valor último de 10/12 períodos en el intervalo dado para promediar.

En el caso de corrientes y tensiones RMS, se pueden buscar valores mínimos y máximos con la mayor sensibilidad, con una precisión del valor $U_{RMS(1/2)}$ de 1 período, actualizado cada medio período.

La selección del tiempo adecuado para calcular la media no es una tarea sencilla. En gran medida esta selección está condicionada por el tipo de interferencias presentes en la red y las expectativas del usuario respecto al análisis final de los datos. A menudo hay una situación en la que sólo se es consciente de la existencia de ciertos problemas en la red de abastecimiento y las mediciones con el analizador deben ayudar a identificar la causa exacta. En tal situación, es mejor usar tiempos de cálculo de la media más cortos (por ejemplo de 10 segundos) y activar el registro de los valores mínimos y máximos (en este caso para las tensiones y corrientes se recomienda elegir el intervalo más corto posible de determinación del valor mínimo y máximo, que es la mitad del período). El corto tiempo de cálculo de la media permite hacer los gráficos más precisos de cambio de los parámetros en el tiempo; los mínimos y máximos se detectan y se guardan. Los registros con cortos tiempos de cálculo de la media se realizan normalmente en un período de tiempo bastante limitado, principalmente debido al rápido crecimiento de los datos, el propósito de dicho registro es detectar la posible causa de anomalías en lugar del análisis a largo plazo.

El registro con el corto tiempo de cálculo de la media puede ser suficiente para evaluar el rendimiento de la red y las perturbaciones que aparecen en ella. Sin embargo, la información detallada se puede conseguir posiblemente durante un período de tiempo más largo (en minutos) registrando el valor mínimo y máximo y la detección de eventos activa. Una ventaja importante de esta situación es que el volumen de los datos registrados es mucho menor, lo que significa una lectura y análisis más rápida.

La prueba de calidad de alimentación se lleva a cabo de conformidad con los criterios de la norma EN 50160. En este caso, el análisis se lleva a cabo durante un período más largo (p.ej. 7 días), por lo tanto el tiempo de cálculo de la media seleccionado también es largo, es de 10 minutos.

Hay que tener en cuenta que no existe un ajuste ideal para establecer el tiempo de cálculo de la media y otros parámetros o umbrales de eventos. Cada red es diferente y hay diferentes objetivos para examinar la red. Por lo tanto, la configuración óptima del analizador puede requerir varios intentos y también depende de la experiencia del operario.

16.1 Clase A

La Fig. 18 muestra cómo el analizador resincroniza bloques de medición de 10/12 períodos en el caso de un promedio de 10 minutos.

La Fig. 18 muestra cómo el analizador determina el valor medio para los tiempos mayores o iguales a 10 segundos, se presenta un ejemplo de tiempo de cálculo de media durante 10 minutos. Este método cumple con los requisitos para la clase A de la norma IEC 61000-4-30.

Los valores medios se sincronizan con el reloj en tiempo real de la siguiente manera. Cuando el reloj cuenta otro múltiplo enteros del período de promediación, se producen dos procesos:

- intervalo actual de 10/12 períodos (k^{a} medición en Fig. 18) se marca como la última en el intervalo de agregación (x),
- simultáneamente empieza el primer intervalo de 10/12 ciclos del siguiente intervalo de cálculo de la media ($x+1$).

Esta resincronización causa la *Superposición 1* (ver la Fig. 18). Los datos de esta área se procesan dos veces porque cada uno de los intervalos de 10/12 ciclos se analiza de forma independiente. El propósito de este proceso de resincronización es asegurar que los dos analizadores de clase A, conectados al mismo sistema y sincronizados con el tiempo universal, den los resultados idénticos.

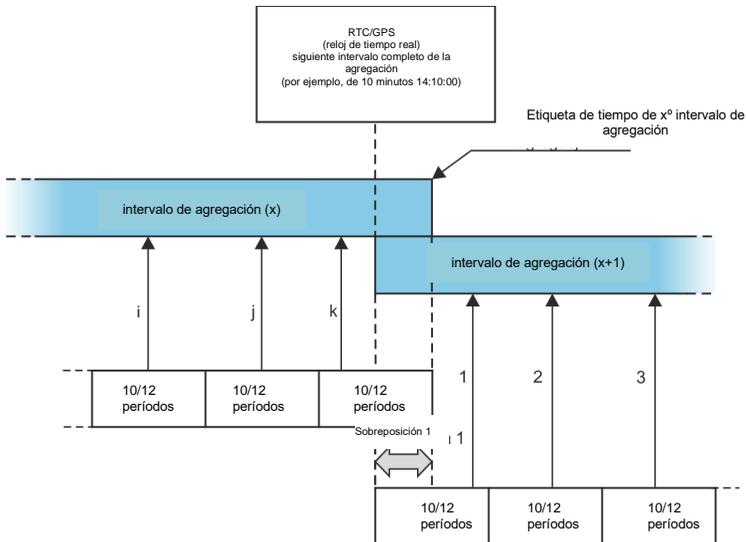
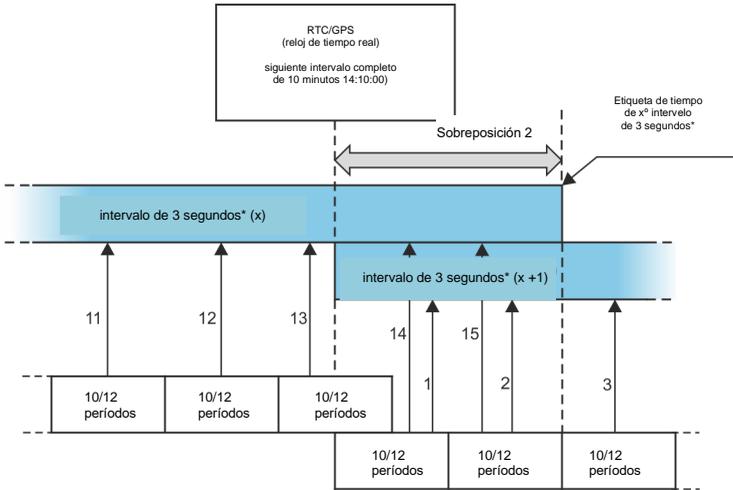


Fig. 18. La resincronización de bloques de medición en la determinación de valores medios de 10 minutos en el caso de analizadores de clase A.



(*) en realidad es un intervalo de 150/180 periodos

Fig. 19. La resincronización de bloques de medición en la determinación de valores medios de 150/180 periodos en el caso de analizadores de clase A.

El promedio de valores de 150/180 periodos (de ~3 segundos) es ligeramente diferente. El método de determinación de los valores medios de dichos periodos muestra la Fig. 19. También aquí se hace la resincronización de los intervalos de 10/12 ciclos pero cada 10 minutos. Cuando el reloj mida el siguiente múltiplo entero del periodo de 10 minutos, se resincroniza el siguiente intervalo de agregación y se inicia el siguiente intervalo, sin embargo, el intervalo de agregación (x) termina normal hasta conseguir el número determinado de ventanas de 10/12 ciclos (p.ej. en caso de cálculo de la media de 3 segundos se recogen siempre 15 intervalos de este tipo). El resultado es la creación de *Superposición 2* (ver la Fig. 19), donde en paralelo se procesan los datos de intervalos de agregación (cuando intervalo (x) se termina, empieza el intervalo (x+1)). El tamaño de la superposición depende de las fluctuaciones de frecuencia de la red. La etiqueta de tiempo corresponde al final del periodo de agregación.

16.2 Clase S

La Fig. 20 y Fig. 21 muestra cómo el analizador de clase S determina el valor medio.

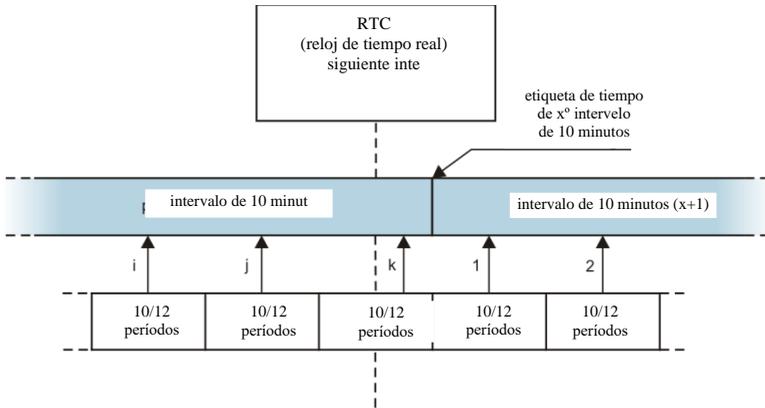
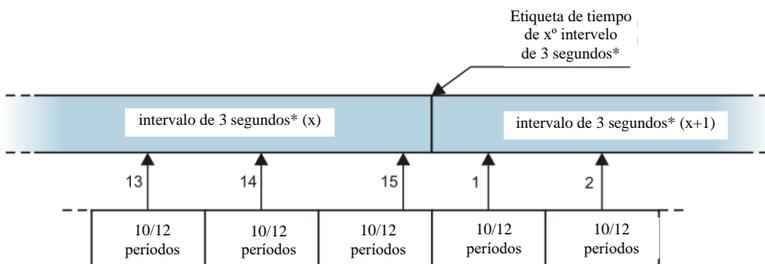


Fig. 20. Determinación de intervalos de promedio de datos de 10 minutos en los analizadores de clase S.

Los valores medios de 10 minutos se sincronizan con el reloj en tiempo real de la siguiente manera. Cuando el reloj mide el siguiente múltiplo entero del período para el cálculo de la media, la medición actual de 10/12 períodos se añade como la última medición para el valor medio (k^a medición en la Fig. 20). Al mismo tiempo el período para el cálculo de la media que acaba de terminar, recibe la etiqueta de tiempo correspondiente a su finalización. La siguiente medición de 10/12 períodos es la primera medición en el siguiente intervalo de cálculo de la media.

El promedio de datos de 150/180 períodos es ligeramente diferente. El método de determinación de los valores medios de dichos períodos muestra la Fig. 21. Aquí no se aplica la sincronización con el reloj de tiempo real. Después de recoger un determinado número de medidas de 10/12 períodos, el intervalo actual de cálculo de la media se termina y comienza el siguiente. La etiqueta de tiempo corresponde al final del período.



(*) en realidad es un intervalo de 150/180 períodos

Fig. 21. Determinación de intervalos de promedio para datos de 150/180 períodos.

NOTAS

NOTAS