

Calidad de la Energía Eléctrica

Manuel Pérez Donación

Universidad de Vigo



Huecos de tensión e interrupciones breves

6.1. Hueco de tensión e interrupciones

6.1.1. Hueco de tensión

La norma UNE-EN 50160 define hueco de tensión como: disminución brusca de la tensión de alimentación a un valor situado entre el 90 y el 1 % de la tensión declarada U_c , seguida del restablecimiento de la tensión después de un corto lapso de tiempo. Por convenio, un hueco de tensión dura de 10 ms (1/2 ciclo a 50 Hz) a 1 minuto (límite superior establecido por la norma UNE-EN 50160). Las variaciones de tensión que no reducen la tensión de alimentación a un valor inferior al 90% de la tensión declarada no son consideradas como huecos de tensión.

La norma IEEE Std 1159-1995, define el hueco como una disminución de la tensión o la intensidad, en valor eficaz, entre 0.1 y 0,9 pu a la frecuencia de la red, para duraciones comprendidas entre 0,5 ciclos y 1 minuto.

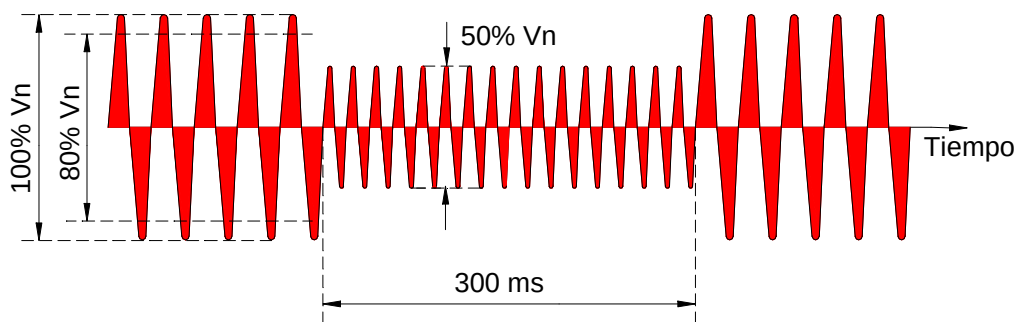


Figura 6.1. Representación gráfica de un hueco de tensión.

Tensión de alimentación declarada U_c

Normalmente es la tensión nominal del sistema. No obstante, si por un acuerdo entre el suministrador y el cliente de MT, se aplica al terminal una tensión diferente de la nominal, entonces esta tensión es la tensión de alimentación declarada U_c . Evidentemente, en BT la tensión declarada sería siempre la nominal.

Los huecos de tensión pueden clasificarse según dos magnitudes que son de gran utilidad a la hora de estimar sus posibles repercusiones y las medidas preventivas que se pueden aplicar. Estas magnitudes son:

◆ **Profundidad:** La profundidad o amplitud de un hueco de tensión se define, se define según la IEC 61000-2-8, como la diferencia porcentual entre la tensión declarada, U_c , y el valor mínimo de la tensión alcanzada durante el hueco de tensión. Suele expresarse por:

$$\Delta U (\%) = \frac{U_c - U_{\min}}{U_c} \cdot 100 \quad (6.1)$$

La **tensión residual** se define, (IEC 61000-4-30), como el valor mínimo de la tensión alcanzada durante el hueco de tensión. De forma análoga a la profundidad, esta magnitud se puede expresar porcentualmente.

En función de la profundidad, se suelen clasificar los huecos de tensión en cuatro grupos:

- ✦ Huecos de entre el 10% y el 30% de la tensión de referencia.
- ✦ Huecos de entre el 30% y el 60% de la tensión de referencia.
- ✦ Huecos de entre el 60% y el 99% de la tensión de referencia.
- ✦ Huecos de profundidad $\leq 99\%$ de la tensión de referencia.

✦ **Duración:** La duración, según la IEC 61000-2-8, de un hueco de tensión es el tiempo durante el cual el valor eficaz de la tensión es inferior al 90% de la tensión declarada. Se trata pues del tiempo, expresado en segundos, que tarda en recuperarse la tensión. Se suelen dividir, como se puede ver en la *tabla 6.1*, en los siguientes grupos:

- ✦ Huecos de entre $\frac{1}{2}$ ciclo $\leq \Delta t < 100$ ms
- ✦ Huecos de entre 100 ms $\leq \Delta t < 500$ ms
- ✦ Huecos de entre 500 ms $\leq \Delta t < 1$ s
- ✦ Huecos de entre 1 s $\leq \Delta t < 3$ s
- ✦ Huecos de entre 3 s $\leq \Delta t < 20$ s
- ✦ Huecos de entre 20 s $\leq \Delta t < 60$ s

Tabla 6.1. Clasificación de los huecos en función de su profundidad y su duración

Duración (Δt) ----- Profundidad ($\Delta U\%$)	1/2 ciclo $\leq \Delta t$ < 100 ms	100 ms $\leq \Delta t$ < 500 ms	500 ms $\leq \Delta t$ < 1 s	1 s $\leq \Delta t$ < 3 s	3 s $\leq \Delta t$ < 20 s	20 s $\leq \Delta t$ < 60 s
10 $\leq$ Profundidad < 30						
30 $\leq$ Profundidad < 60						
60 $\leq$ Profundidad < 99						
99 $\leq$ Profundidad						

En el caso de líneas trifásicas, un hueco de tensión que sucede debido a una misma causa, comienza cuando la tensión en una de las fases disminuye a un valor entre el 90% y el 1% de la tensión declarada y termina cuando la tensión en las tres fases supera el 90% de la tensión de referencia. Esto es lo que se denomina hueco de tensión complejo y se considera como un evento único.

En la UNE-EN 50160 el límite inferior se establece en medio ciclo (10 ms a la frecuencia de 50 Hz), ya que es el mínimo período de tiempo sobre el que se puede calcular el valor eficaz de la tensión. Descensos de tensión de una duración inferior a medio ciclo no se pueden caracterizar como un cambio en el valor eficaz de la tensión y se consideran *transitorios*.

Las variaciones de tensión, que no reducen la tensión de alimentación, en el punto considerado, a menos del 10% de la tensión declarada, no se consideran huecos de tensión, ya que éste es el ámbito de las variaciones lentas y de las fluctuaciones de tensión.

Para establecer la frontera entre hueco de tensión e interrupción, se suele especificar la profundidad máxima del hueco. El criterio según la UNE-EN 50160 es fijar un nivel de tensión residual de un 1% (10% IEEE Std 1159-1995) de la tensión declarada, de forma que si la tensión cae por debajo del 99% de la tensión declarada debe ser considerada como interrupción y, en caso contrario, como hueco de tensión.

La norma EN 50160 indica que los huecos de tensión son generalmente debidos a defectos que sobrevienen en las instalaciones de los clientes o en la red general. Su frecuencia anual depende

principalmente del tipo de red de distribución y del punto de observación. Además, su distribución en un año puede ser muy irregular.

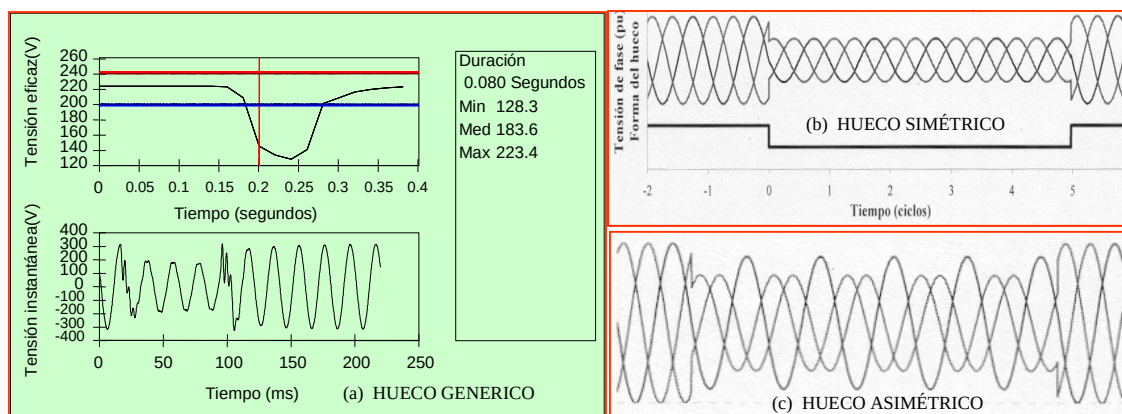


Figura 6.2. Representación gráfica de la evolución: (a) de las tensiones eficaz e instantánea durante un hueco de tensión genérico, (b) de las tensiones instantáneas y de la profundidad durante un hueco de tensión simétrico, (c) de las tensiones instantáneas de las tres fase durante un hueco de tensión asimétrico.

Los huecos de tensión pueden ser simétricos o asimétricos, en función del tipo de falta o del tipo de sobrecarga que los ha originado. Cuando el valor eficaz de la tensión en todas las fases disminuye en la misma proporción, y el desfase entre ellas se mantiene en 120° , se dice que el hueco es simétrico. Un cortocircuito trifásico, el arranque de un motor de potencia o las sobrecargas producidas por cargas trifásicas, originan este tipo de hueco. Un hueco de tensión es asimétrico cuando la disminución del valor eficaz de la tensión no es igual para las tres fases y/o el desfase entre las mismas no es de 120° . Las faltas fase-tierra, fases fase y fase-fase-tierra, la conexión de transformadores de potencia, o las sobrecargas por cargas monofásicas o no simétricas, originan este tipo de huecos.

Cuando se producen huecos de tensión en la red, las cargas conectadas a la misma se ven afectadas de diferente modo, en función de su sensibilidad. Un efecto típico de los huecos de tensión es la aparición de picos de intensidad tras la recuperación de la tensión.

6.1.2. Interrupciones breves

La norma EN 50160 considera, de forma genérica, que una interrupción corresponde a una situación en la que la tensión de alimentación en el punto de entrega es inferior al 1% de la tensión declarada en cualquiera de las fases de la alimentación. Las interrupciones se pueden agrupar en programadas o imprevistas y en largas ($t > 3$ minutos, las cuales son consideradas en continuidad de suministro) o breves ($t \leq 3$ minutos).

Las interrupciones breves, se consideran un problema de calidad de onda dado que son consecuencia de la eliminación de defectos o de la operación de los equipos de protección de las redes de distribución de energía eléctrica: reenganches rápidos debidos a faltas transitorias o fugitivas, operación de aislamiento de tramos con falta, etc. Así, es normal considerar que se trata de interrupciones con duración inferior o igual a tres minutos ($t \leq 3$ minutos) debido a los métodos de eliminación de defectos empleados. En algunos países, entre ellos España, solían considerarse largas las interrupciones de más de 1 minuto. En las normas, tanto europea EN50160, como la correspondiente española UNE-EN 50160, se ha ampliado a 3 minutos debido a que los sistemas de protección de algunos países requieren más tiempo para su operación.

Como se trata de perturbaciones debidas a defectos con un elevado grado de aleatoriedad, la norma EN 50160 afirma, a título indicativo, que pueden ocurrir desde unas decenas hasta centenas de interrupciones breves al año. Se indica también, que cerca del 70% de estas interrupciones no deberán tener una duración que exceda de 1 segundo.

El período de medición deberá ser de un año, dado que estos defectos se pueden repartir de forma irregular a lo largo del año. La medición necesita sólo un equipo monofásico puesto que en caso de falta, las protecciones y los equipos de interrupción y corte presentan una actuación trifásica. En cuanto al punto de medida, este debe ser el punto frontera, en BT y MT; centro de transformación; salidas de MT de subestaciones (después de las protecciones existentes a la entrada de cada salida).

A las interrupciones breves se les dará un tratamiento igual al que se aplica a los huecos de tensión y los métodos de corrección o minimización serán similares.

6.2. Niveles de compatibilidad electromagnética

No existen niveles de compatibilidad electromagnética (CEM) definidos para los huecos de tensión, utilizándose estadísticas generales para la caracterización del nivel existente de esta perturbación.

La norma UNE-EN 50160 no especifica límites para el número de huecos de tensión, simplemente indica que en condiciones normales de explotación, el número esperado de huecos de tensión en un año puede ir de algunas decenas a un millar, teniendo en su mayor parte una duración de menos de un segundo y una profundidad inferior al 60%. En ciertos lugares, es frecuente que se produzcan huecos de tensión de profundidad comprendida entre el 10% y el 15% de U_n , que están provocados por conexión/desconexión de carga en las instalaciones de los clientes.

6.3. Causas que los originan

Los sistemas de distribución de energía no tienen una impedancia nula (condiciones ideales), por lo que cualquier incremento en la corriente causará una reducción de la tensión. Por lo general, estos aumentos de corriente no son lo suficientemente grandes como para provocar variaciones considerables de tensión con respecto a su valor nominal. Sin embargo, cuando el aumento de corriente presenta una cierta importancia o cuando la impedancia del sistema tiene un valor elevado, la tensión puede experimentar una caída significativa. Por lo tanto, desde un punto de vista netamente teórico, existen dos causas fundamentales para los huecos de tensión:

- ◆ Fuertes incrementos de corriente.
- ◆ Aumento de la impedancia del sistema.

En la práctica, la mayoría de los huecos de tensión son ocasionados por incrementos de corriente. Las causas más típicas de los huecos e interrupciones son las faltas en las redes de alimentación (sistemas de transporte y distribución) o en las instalaciones de los usuarios que, en una gran mayoría de ocasiones, tienen su origen en descargas atmosféricas y cortocircuitos.

Al producirse las faltas actúan sistemas de protección que tratan de reducir la duración de las interrupciones del suministro de energía eléctrica y dan lugar a huecos de tensión. El evento se prolongará durante el tiempo, generalmente por encima de 10 ciclos, que el dispositivo de protección necesite para eliminar o limpiar esa condición de sobrecorriente. En una planta industrial, esos dispositivos de protección serán o bien un fusible o un interruptor en la línea de alimentación de la planta. En la red, la falta podría ser eliminada por un fusible en una de las ramas o un interruptor en la subestación. Si se emplea reconexión, el hueco de tensión puede repetirse varias veces, con diferentes valores. Además, las faltas en el sistema de distribución pueden dar lugar a huecos de tensión que resultan difíciles de caracterizar con una información del tipo profundidad–duración, ya que las propiedades de la falta cambian con el tiempo.

Las corrientes de cortocircuito que se originan en una falta producen la caída de la tensión en una o más fases durante el tiempo que aquélla permanece. Esta caída de tensión se manifiesta en toda la red, pero su magnitud será mayor a medida que la proximidad a la falta sea también mayor.

El origen de las faltas, atendiendo a su ubicación con respecto al sistema eléctrico, puede ser:

- ◆ Interior al sistema eléctrico: Fallos de aislamiento, falsas maniobras, etc.
- ◆ Exterior al sistema eléctrico: Descargas atmosféricas, excavadoras, etc.

Es posible también agrupar de otra forma diferente el origen de las faltas, distinguiendo entre aquellas circunstancias que derivan en un hueco de tensión, dentro del ámbito del usuario, y aquellas otras circunstancias directamente localizadas en las propias subestaciones de generación o en las redes de alimentación (sistemas de transporte).

Entre las causas más comunes de huecos de tensión, dentro del ámbito del usuario, destacan las siguientes:

- ◆ El arranque o puesta en marcha de grandes cargas, como un motor de gran potencia o una calefacción por resistencia. Los motores eléctricos absorben entre un 150% y un 500% de su corriente nominal durante la operación de puesta en marcha. Las calefacciones por resistencia pueden demandar hasta un 150% de su corriente media hasta que alcanzan su temperatura de funcionamiento.
- ◆ El cableado defectuoso o en malas condiciones supone un incremento en la impedancia del sistema y exagera el efecto de cualquier aumento de la corriente.
- ◆ Los cortocircuitos en cualquier lugar de la línea de alimentación. Aunque la falta sea rápidamente eliminada por un fusible o un interruptor, se producirá una caída en el valor de la tensión hasta que los dispositivos de protección actúen eficientemente, lo cual puede llevar desde unos pocos ciclos hasta varios segundos. La magnitud del hueco de tensión en un cierto punto del sistema depende principalmente del tipo de falta, la distancia a la falta, la configuración del sistema y la resistencia de falta.

Por otro lado, los huecos de tensión también pueden encontrar su origen en las redes de distribución y, en menor medida, en las de transporte. Entre las causas por las que se pueden originar, destacan:

- ◆ Las faltas en la red de distribución, las cuales causan una reducción en la tensión de los circuitos que llegan hasta el usuario. Generalmente, estas faltas son eliminadas por interruptores o reconectadores en los circuitos. Estos dispositivos presentan un retraso de entre 1 y 5 segundos antes de reposicionarse. Si la falta permanece cuando el interruptor o los reconectadores se recuperan es posible observar una serie de huecos de tensión, espaciados entre 1 y 5 segundos (aunque estos tiempos son variables).

Las faltas que tienen lugar pueden ser del tipo L-L o L-T (la mayoría, en los sistemas de suministro eléctrico, son del tipo L-T; las faltas trifásicas son más severas pero también mucho menos frecuentes). Estas faltas L-T a menudo se producen como consecuencia de ciertas condiciones atmosféricas como rayos, viento o hielo. La contaminación o el deterioro de los aislantes, contacto con animales, así como accidentes relacionados con la construcción o actividades de transporte son también origen de faltas. Generalmente, estas faltas son temporales, lo que significa que no se reiniciarán una vez que sean eliminadas y se recupere la línea en cuestión.

En caso de faltas L-T en el sistema de suministro eléctrico, la tensión en la fase que presenta la falta cae a cero en el lugar donde se ha producido dicha falta. La tensión en la subestación y en las otras ramas de alimentación en paralelo con la sección de línea cortocircuitada, depende de la distancia entre la falta y la subestación. En los sistemas de transmisión, la tensión de la fase cortocircuitada en un lugar remoto depende de las impedancias presentes a lo largo de toda la red de alimentación. Los efectos de los huecos de tensión en las barras de los usuarios están directamente relacionados con la cantidad de equipos sensibles que posean, y dependerán, a su vez, de los transformadores presentes entre el sistema donde se manifiesta la falta y la barra de los usuarios.

- ◆ Fallos en los reguladores de tensión, causa menos frecuente. Las compañías eléctricas disponen de sistemas automáticos para ajustar la tensión (por lo general, condensadores para corregir el factor de potencia o transformadores con distintas tomas de corriente). Ocasionalmente, estos sistemas pueden fallar.

La aparición de huecos de tensión e interrupciones breves no puede predecirse debido al carácter aleatorio de las faltas que originan dichas perturbaciones. Afectan a un gran número de clientes al propagarse por una misma red y también entre redes de distinto nivel de tensión, principalmente de los niveles superiores a los inferiores. En dicha propagación, influyen el tipo y conexión de los transformadores intermedios, como ya se ha mencionado. Los transportistas y distribuidores no pueden eliminar totalmente los huecos, pero si reducir su número, profundidad y duración mediante: el mejor mantenimiento de las redes, el empleo de tecnologías más inmunes a las descargas atmosféricas, el aumento de la potencia de cortocircuito (S_{cc}) y la mayor rapidez de los elementos de protección contra cortocircuitos. Todo ello en un equilibrio de costes y sobre todo de continuidad que, en muchos casos, se ve perjudicado con estas medidas. En cualquier caso, no es posible su eliminación total, ni tampoco reducirlos a partir de un cierto límite.

La mayoría de las subestaciones cuentan con la presencia de varios transformadores y múltiples circuitos por cada transformador. Cuando una falta tiene lugar en uno de los circuitos, se produce un descenso de la tensión de suministro en la subestación. Esto afecta a muchos otros circuitos, no sólo aquel en donde se ha producido la falta. Dependiendo de la rigidez del sistema eléctrico de transporte, otros bancos en las subestaciones e incluso las propias subestaciones, pueden experimentar los fenómenos asociados a dicha sobrecorriente. Además, múltiples interruptores pueden actuar, repetidamente, para eliminar la misma falta.

Las faltas en la red pueden tener lugar tanto en la red de transporte como en la red distribución. Las que se producen en la red de transporte pueden a su vez afectar a un gran número de clientes, porque la red de transporte se conecta y suministra a múltiples subestaciones, pero exigen un tiempo menor para ser eliminadas debido a la actuación rápida de los interruptores. Así, aunque los usuarios a cientos de kilómetros de la localización de la falta pueden experimentar un hueco de tensión, sufriendo el malfuncionamiento de sus equipos, una falta en el lado de la fuente dentro del sistema de transporte no provocará, en condiciones normales, una interrupción al consumidor. Los sistemas de transporte presentan una disposición en forma de redes o lazos, al contrario que los sistemas de distribución que, normalmente, son radiales.

La magnitud del hueco de tensión está determinada, entre otras consideraciones, por la localización de la falta que ocasiona este evento. Las faltas en la línea que proporciona el suministro eléctrico a un usuario concreto, pueden dividirse en dos grupos:

- ◆ Aquéllas situadas entre el cliente y la subestación (que harán caer hasta cero el valor de la tensión en la ubicación del cliente).
- ◆ Aquéllas situadas aguas abajo con respecto al cliente (que son las que causarán un hueco en la tensión del cliente, de mayor o menor profundidad, en función de la distancia de la falta).

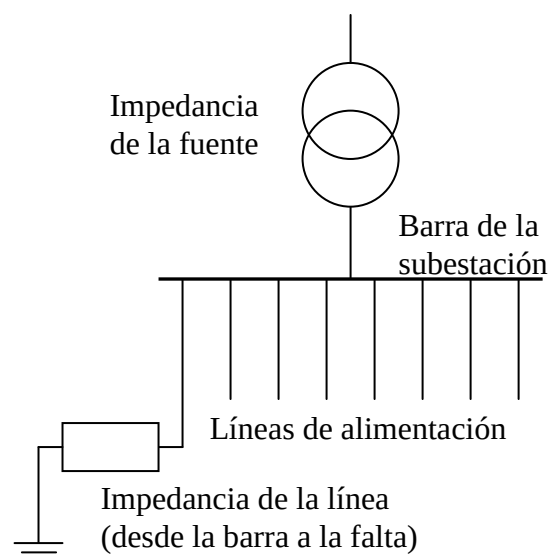


Figura 6.3. Esquema típico de una línea de alimentación con una falta en la línea situada más a la izquierda de la barra.

Ahora bien, las faltas en la línea de alimentación del usuario son mucho menos frecuentes que las que tienen lugar en las líneas adyacentes a esta, simplemente por una cuestión de probabilidades (una línea frente a muchas).

Las faltas aguas arriba próximas a la subestación harán que la tensión de la barra caiga de una manera más pronunciada que aquellas otras que tiene lugar en puntos lejanos respecto a la subestación. La tensión de la barra durante una falta se determina, de forma aproximada, por el divisor de tensión que se establece entre la impedancia de la fuente, generalmente la impedancia del transformador, y la impedancia de la línea que va desde la barra de la subestación hasta la falta. Cuanto más lejos de la subestación se halle la localización de la falta, mayor será la impedancia que exista en la línea y, consecuentemente, el valor de tensión en la barra será también más alto.

Si se considera $U_{fuente} = 1$ p.u., la tensión de la barra, en valores por unidad, es una función que depende tanto de la impedancia de la línea ($Z_{línea}$) entre la barra y la ubicación de la falta, como de la impedancia de la fuente (Z_{fuente}), tal y como se puede ver en la ecuación (6.2) y en la figura (6.4).

$$U_{barra} = \frac{Z_{línea}}{Z_{línea} + Z_{fuente}} U_{fuente} \quad (6.2)$$

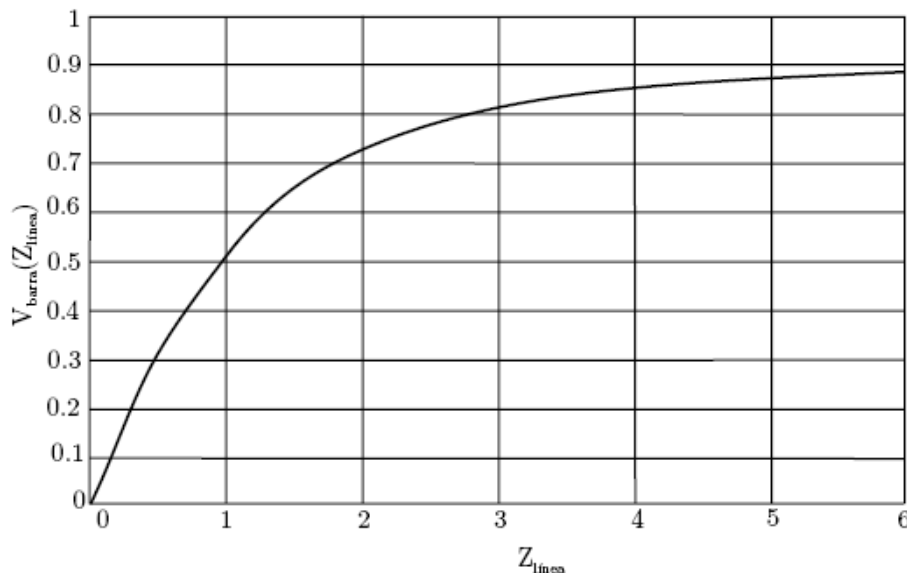


Figura 6.4. Tensión (p.u.) en la barra para una falta de línea como función de la impedancia de línea entre la barra y la falta.

6.4. Caracterización de los huecos de tensión

En un circuito monofásico, se considera que el inicio del hueco de tensión tiene lugar cuando la magnitud de la tensión medida cae por debajo del 90% de la tensión declarada (generalmente la nominal) y finaliza una vez que se alcanza de nuevo un valor superior al 90%. En muchos equipos de medida, dicho valor umbral puede ser ajustado con el fin de adaptarse al lugar donde se realiza la monitorización del evento y asegurar que se puedan registrar adecuadamente los huecos. La duración es el tiempo en el que la magnitud del hueco de tensión se halla por debajo del valor umbral. La posibilidad de que no se produzca el restablecimiento de la tensión es decir, que el hueco no finalice, hace necesario imponer un límite máximo a partir del cual la perturbación se deja de considerar como un hueco (1 minuto). Por otro lado, el hueco sólo será contabilizado como tal si se prolonga a lo largo de un periodo mínimo de tiempo (1/2 ciclo). La profundidad será la máxima profundidad registrada durante el hueco.

El proceso de caracterización del hueco se hace más complicado cuando se analizan las tres fases y/o se dan varios eventos en estrecha sucesión. Aquí surge la duda de considerar los distintos eventos por separado o un único hueco complejo multifase. La elección dependerá de si la secuencia ocasiona uno o varios incidentes relacionados con un fallo o funcionamiento anómalo del equipo y de las quejas de los consumidores. Los huecos multifase pueden estudiarse más profundamente a través del análisis de las componentes simétricas.

En el caso de un suministro de media tensión, se asume que la mayoría de los usuarios presentan una conexión trifásica en sus equipos, por lo que un hueco de tensión en las tres fases no resulta más severo que un evento en una de las fases. Cuando se dan huecos simultáneos en varias fases, el hueco con la mayor profundidad es el que se utiliza para la caracterización del evento. A este procedimiento se le denomina agregación de fase.

Cuando los huecos de tensión tienen lugar en una rápida sucesión, por lo general como consecuencia de la actuación de un reconectador, no resulta probable que cada uno de ellos haga fallar el mismo equipo que sufre sus efectos, dado que se necesita un cierto tiempo para el re arranque o reinicio de la máquina. Se puede aceptar asimismo que, cuando un hueco se prolongue durante menos de un minuto, únicamente se registre el evento que presente la mayor caída de tensión.

Resulta obvio que los huecos menos profundos necesitarán de una duración prolongada para alterar el funcionamiento de los equipos. Se ha sugerido un parámetro denominado agresividad del hueco de tensión (*Voltage Sag Aggressiveness* o VSA), que representa la profundidad frente a la duración del evento y que podría constituir una medida efectiva de las alteraciones que provoca el hueco de tensión.

Se puede recurrir también a un índice para caracterizar el desempeño de un hueco de tensión denominado SARFI(x) (*System Average RMS Frequency Index*), que viene a representar el número de huecos de tensión en una localización específica, por año, con una tensión (%) mínima por debajo de x. Este índice se puede calcular utilizando la ecuación (6.3).

$$SARFI(x) = \frac{\text{Número de huecos (de tensión } x) \text{ experimentados por el usuario}}{\text{Número de usuarios}} \quad (6.3)$$

Los valores que se sugieren para x son 90%, 80%, 70%, 50%, y 10% del valor nominal. La duración se computa descomponiendo el SARFI(x) en tres nuevos índices: instantáneo (I), momentáneo (M) y temporal (T), cuyas duraciones son 0.01–0.5 s, 0.5–3 s y 3–60 s, respectivamente.

Es posible considerar también la energía asociada a los huecos de tensión vistos desde un nudo o localización determinada. Se pueden distinguir dos índices:

- ◆ VSEI (*Voltage Sag Energy Index*), índice de energía del hueco de tensión, que es la suma de la energía no suministrada durante todos los huecos de tensión medidos en un periodo determinado.
- ◆ AVSEI (*Average Voltage Sag Energy Index*), índice medio de energía del hueco de tensión, que es la energía media no suministrada por huecos de tensión en un periodo determinado.

La energía pérdida en un hueco de tensión se calcularía según la expresión (6.4).

$$W = (1 - V_{pu})^2 \cdot t \quad (6.4)$$

Donde:

V_{pu} = Tensión residual durante el hueco de tensión.
t = Duración del hueco de tensión.

Para el caso trifásico, esta energía se podría calcular de acuerdo con la expresión (6.5).

$$W = (1 - V_{a_{pu}})^2 \cdot t_a + (1 - V_{b_{pu}})^2 \cdot t_b + (1 - V_{c_{pu}})^2 \cdot t_c \quad (6.5)$$

Donde:

$V_{a_{pu}}$, $V_{b_{pu}}$ y $V_{c_{pu}}$ = Tensiones residuales en cada fase en valores por unidad.
 t_a , t_b y t_c = Duración del hueco de tensión en cada fase.

Existen otra serie de índices basados en el área límite del hueco (*Sag Limit Area*, SLA). La figura 6.5., muestra los diagramas que representan un mismo hueco de tensión (*sag event*, SE_n). El dispositivo de la izquierda mide la profundidad del evento (d_n) y se denomina en inglés *sag limit device* (SL), mientras que el de la derecha muestrea el hueco con un nivel de detalle suficiente para esbozar el perfil temporal del hueco y proporcionar el área total del evento (a_n); se denomina *sag area device* (SA). Así, es posible definir un conjunto de índices SLA para cada tipo de dispositivo de monitorización. Este grupo de índices se establece con el fin de satisfacer a todos aquellos que desean disponer de una única indicación numérica acerca de la calidad de tensión, en una localización particular, y en la que se incluya el recuento de los eventos, la profundidad, duración o área. Para conseguir este nivel de detalle existen diversas técnicas disponibles como histogramas duración–profundidad, análisis de la correlación evento–fallo (del equipo), estudio del perfil del hueco, análisis de las componentes simétricas, etc.

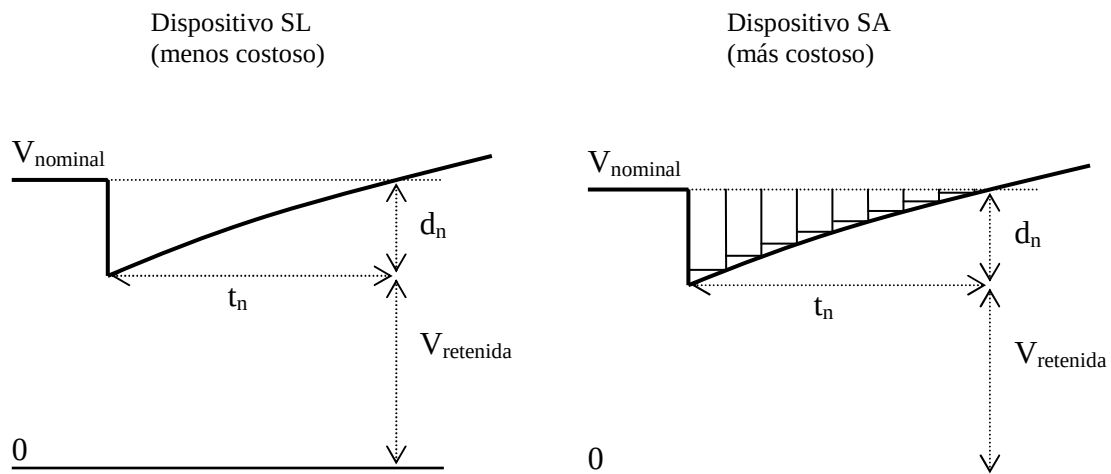


Figura 6.5. Medición de un hueco mediante dos dispositivos de diferentes características.

Cada uno de los índices descritos en la tabla 6.2. tiene un propósito. Es preciso disponer de dos grupos de índices (SL y SA) ya que es probable que los resultados sean muy diferentes, debido a que los dispositivos de monitorización son también distintos. Se puede anticipar que el número de eventos, la profundidad media por hueco, la duración media por hueco y el área media por hueco serán los indicadores más útiles en lo que a calidad de tensión se refiere.

A continuación se da una pequeña explicación de los índices SL , que también es aplicable a los SA :

- ◆ El índice SL_c proporciona la cantidad de huecos para un determinado periodo de muestreo.
- ◆ El índice SL_{ad} proporciona la profundidad agregada en voltios por unidad (p.u.) de todos los huecos en el periodo de muestreo.
- ◆ El índice SL_d proporciona la profundidad media por hueco en voltios de todos los huecos en el periodo de muestreo.

- ◆ El índice SL_{at} proporciona la duración agregada en segundos de todos los huecos en el periodo de muestreo.
- ◆ El índice SL_t proporciona la duración media por hueco en segundos de todos los huecos en el periodo de muestreo.
- ◆ El índice SL_{aa} proporciona el área agregada en voltios–segundos de todos los huecos en el periodo de muestreo. Se trata de un indicador de la energía total perdida (en cargas resistivas) debido a los huecos de tensión.
- ◆ El índice SL_a proporciona el área media por hueco de todos los huecos en el periodo de muestreo. Se trata de un indicador de la energía media perdida (en cargas resistivas) por hueco.

Tabla 6.2. Conjunto de índices SLA.

Dispositivo SL	Magnitud medida	Dispositivo SA
$SL_c = \sum SE_n$	Número de eventos (<i>Sag events</i>)	$SA_c = \sum SE_n$
$SL_{ad} = \sum d_n$	Profundidad agregada de huecos	$SA_{ad} = \sum d_n$
$SL_d = \frac{\sum d_n}{SL_c}$	Profundidad media por hueco	$SA_d = \frac{\sum d_n}{SA_c}$
$SL_{at} = \sum t_n$	Duración agregada de huecos	$SA_{at} = \sum t_n$
$SL_t = \frac{SL_{at}}{SL_c}$	Duración media por hueco	$SA_t = \frac{SA_{at}}{SA_c}$
$SL_{aa} = \sum t_n \cdot d_n$	Área agregada de los huecos	$SA_{aa} = \sum a_n$
$SL_a = \frac{SL_{aa}}{SL_c}$	Área media por hueco	$SA_a = \frac{SA_{aa}}{SA_c}$

Por último, cabe destacar también el parámetro empleado en la *Detroit Edison Company* (DEC), a través del cual se pretende caracterizar un hueco de tensión mediante el valor medio de la caída de tensión en las tres fases, es decir por un único parámetro *Sag Score* en el que se ven involucradas las tensiones de las tres fases. En la ecuación (6.6) utilizada, los valores de tensión deben estar expresados por unidad.

$$S = 1 - \frac{V_a(t) + V_b(t) + V_c(t)}{3} \quad (6.6)$$

6.5. Medida de los huecos de tensión

La medida básica, según IEC 61000-4-30 (Clase A), será el valor eficaz de la tensión actualizado cada medio ciclo $U_{rms}(1/2)$.

Para registrar los huecos de tensión, se debe medir el valor eficaz de la tensión en las tres fases durante un año, aunque muchos de estos huecos son debidos a defectos monofásicos ocurridos en las redes de MT. En cuanto al punto de medida, este debe ser el punto frontera, en BT y MT; centro de transformación y salidas de MT de subestaciones.

La exactitud en la medida de la tensión residual para equipos de clase A debe ser del $\pm 0,2\%$ de la tensión declarada de entrada.

La exactitud en la medida de la duración del hueco de tensión es igual a la exactitud en la medida del comienzo del hueco (1/2 ciclo) más la exactitud en la medida de la finalización del hueco (1/2 ciclo).

En cuanto el equipo empleado para medir la calidad de onda y registrar los huecos de tensión que tienen lugar en un determinado sistema, debe cumplir una serie de requisitos:

- ◆ Es necesario que registre el valor eficaz de la tensión en las 3 fases.
- ◆ Muestreo del valor eficaz de la tensión (rms), cada medio ciclo.
- ◆ Valores umbrales ajustables.
- ◆ Registrar tanto profundidad como duración.
- ◆ Memoria adecuada.
- ◆ Capaz de funcionar en condiciones de huecos e interrupciones.
- ◆ Software de información adecuado y capaz de exportar las mediciones a paquetes de análisis general de datos como hojas de cálculo.
- ◆ Registrar fecha y hora.
- ◆ Registrar la temperatura ambiente.

La duración de un estudio estándar debe resultar suficiente para incluir todo el rango de factores que influyen en la incidencia de los huecos; el más importante será la variación anual de las condiciones atmosféricas. El periodo de prospección tiene que ser lo suficientemente largo como para contabilizar todas las combinaciones razonables de interrupciones y conexión de los bancos de condensadores. Se considera que un año es el periodo mínimo para obtener resultados aceptables.

- **Clase A:** Es el requerimiento de medida más exigente y se debe utilizar cuando sean necesarias medidas precisas. Por ejemplo, en aplicaciones de tipo contractual, para verificar el cumplimiento de las normas, para dirimir disputas, etc.
- **Clase B:** El nivel de exigencia en la medida es menor. Resulta adecuado para realizar diagnosis o hacer un seguimiento de la calidad eléctrica en una instalación, etc.

6.6. Análisis estocástico

En la actualidad, muchas compañías eléctricas disponen de una gran cantidad de datos sobre huecos de tensión medidos generalmente en sus redes de distribución. A partir de ellos, parece viable la estimación del número medio de huecos de tensión anual que se pueden originar en una red, o que pueden afectar a un usuario. Sin embargo, debido a la baja frecuencia con la que aparecen estos fenómenos, del orden de unos pocos al mes, pueden ser necesarios periodos de monitorización muy largos para predecir el número medio de huecos de tensión con una precisión aceptable. Si se supone que los huecos de tensión se dan de forma independiente entre si, el número de eventos ocurridos durante todo el periodo de monitorización (K eventos en n años), se puede aproximar por una variable estadística discreta que obedece a una Ley de Poisson. La expresión (6.7) corresponde a la función densidad de probabilidad de esta ley.

$$P(K = k) = \frac{(n \cdot \mu)^k}{k!} \cdot e^{-n \cdot \mu} \quad (6.7)$$

Donde:

$K = n \mu$ = Esperanza matemática del número de eventos, K, en n años.

$\sigma = \sqrt{n \cdot \mu}$ = Desviación estándar de la variable aleatoria K.

μ = Número medio anual de huecos de tensión.

n = Período de monitorización, en años.

Teniendo en cuenta que, para un número de eventos total K suficientemente elevado, la ley de Poisson se puede aproximar por una ley Normal, es posible estimar el número medio de huecos de tensión por año, así como el error cometido. La estimación del número medio de huecos de tensión anual se puede realizar mediante la expresión (6.8).

$$\mu_{est} = \frac{K}{n} \quad (6.8)$$

Donde:

$\mu_{est} = \mu$, esperanza matemática de la variable aleatoria μ_{est} .

$\sigma = \sqrt{\frac{\mu}{n}}$ desviación estándar de la variable aleatoria μ_{est} .

Para un intervalo de confianza del 95%, y suponiendo una distribución Normal, el valor de μ_{est} se hallaría en el intervalo $[\mu + 1.96\sigma, \mu - 1.96\sigma]$. De aquí se puede obtener el periodo de monitorización necesario, en función del error deseado, ε , y de la frecuencia de aparición de los huecos de tensión según la siguiente expresión:

$$n > \frac{4 \cdot \mu}{\varepsilon^2} \quad (6.9)$$

Aplicando la ecuación (6.9) se obtiene la *tabla 6.3.* para diferentes frecuencias de aparición de huecos de tensión.

Es evidente que los resultados de la *tabla 6.3.*, indican periodos de monitorización excesivamente largos, y en algunos casos imposibles de llevar a cabo. A pesar de todo, los resultados obtenidos mediante monitorización no dejan de ser una herramienta útil que puede ayudar a entender el comportamiento de la red de una forma más precisa. Además, las estadísticas obtenidas mediante monitorización pueden ser tenidas en cuenta en la toma de decisiones siempre y cuando se sea consciente del amplio margen de error que se puede cometer con estos valores.

Una solución alternativa para la predicción estocástica de huecos de tensión en las redes eléctricas es la simulación digital. En tal caso será necesario el empleo de herramientas adaptadas para este tipo de análisis.

Tabla 6.3. Periodos de monitorización.

Frecuencia	Error 50%	Error 10%	Error 2%
1 al día	2 semanas	1 año	25 años
1 a la semana	4 meses	7 años	200 años
1 al mes	1 año	30 años	800 años
1 al año	16 años	400 años	10000 años

6.7. Tipos de huecos de tensión

6.7.1. Huecos de tensión debidos a faltas

Los huecos de tensión causados por faltas pueden resultar muy severos y por consiguiente, son los de mayor interés. Dado que se propagan a lo largo del sistema, ocasionan problemas a un gran número de consumidores. La magnitud del hueco de tensión en un cierto punto del sistema depende principalmente del tipo de falta, la distancia a la falta, la configuración del sistema y la resistencia de falta. Las faltas pueden ser además simétricas (trifásicas o faltas trifásicas–tierra) o no simétricas (monofásicas, monofásicas a tierra, dos fases o dos fases a tierra). Dependiendo de la clase de falta que tenga lugar, las magnitudes de los huecos de tensión en cada fase podrían ser iguales (falta simétrica) o distintas (falta no simétrica).

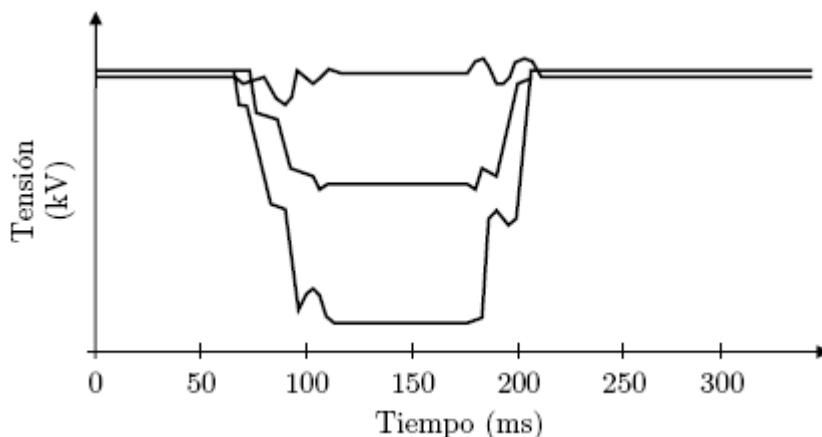


Figura 6.6. Forma de la onda de tensión (frecuencia fundamental) durante una falta.

En cuanto a la forma de onda y tal como se puede ver en la figura 6.6., la recuperación de la tensión es rápida y compone una forma casi rectangular para la magnitud de la tensión a la frecuencia fundamental.

6.7.2. Huecos de tensión debidos a arranque de motores trifásicos

Durante el arranque, los motores trifásicos pueden llegar a absorber, aproximadamente si no se dispone de un dispositivo de arranque apropiado, cinco veces su corriente nominal y con un factor de potencia muy bajo. Esta corriente de arranque da lugar a huecos de tensión relativamente suaves, donde la magnitud de los mismos depende de las características del motor y de la robustez del sistema, potencia de cortocircuito, en el punto donde se conecte el motor.

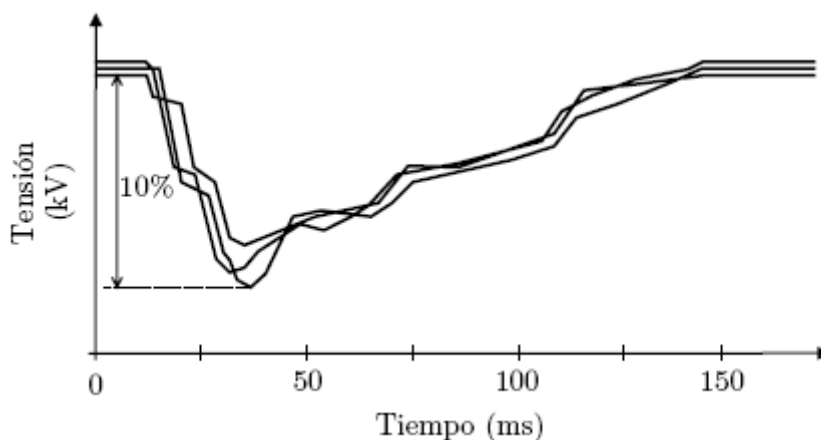


Figura 6.7. Forma de la onda de tensión (frecuencia fundamental) durante el arranque de un motor.

La magnitud de tensión a la frecuencia fundamental de todas las fases cae aproximadamente un 10% del valor anterior al evento y después se recupera gradualmente a medida que la corriente demandada por el motor decrece, tal y como se puede observar en la *figura 6.7*.

6.7.3. Huecos de tensión debidos a faltas que se autoextinguen

Los huecos de tensión debidos a la extinción de las faltas por si mismas, son aquellos que desaparecen antes del tiempo de apertura del interruptor. La magnitud de la tensión muestra una caída de tensión durante menos de 2 ciclos antes de que desaparezca la falta, sin ocasionar la actuación de los sistemas de protección. Las fases libres de falta presentan una sobretensión.

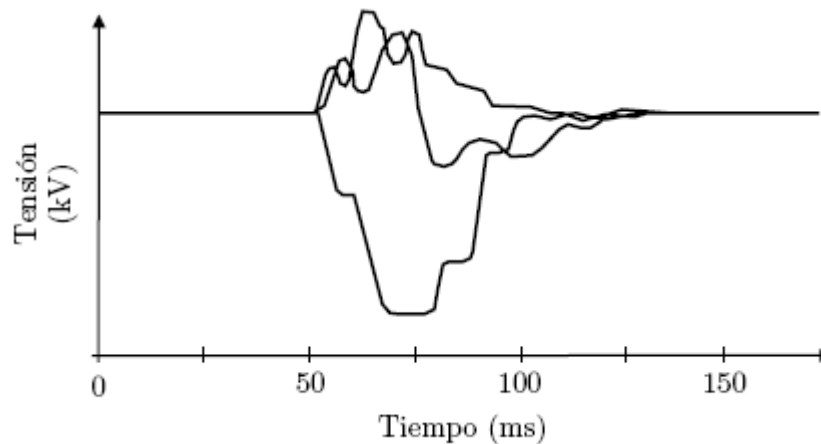


Figura 6.8. Forma de la onda de tensión (frecuencia fundamental) durante una falta que se autoextingue.

6.7.4. Huecos de tensión debidos a la activación de transformadores

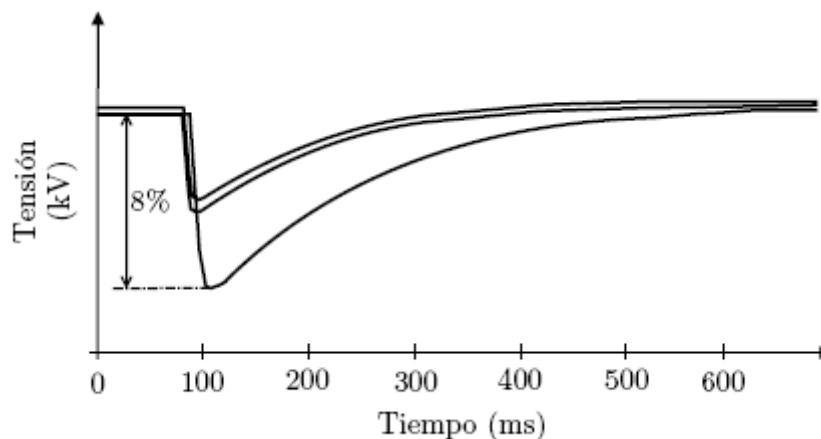


Figura 6.9. Forma de la onda de tensión (frecuencia fundamental) durante la activación de un transformador.

En un transformador bajo condiciones estacionarias existe un valor particular de flujo en el núcleo, por cada punto en la forma de la onda de tensión. Cuando se activa el transformador, el valor inicial del flujo podría no corresponderse con el valor en estado estacionario para el punto particular de la onda de tensión. Se produce un transitorio para llevar la magnitud del flujo en el núcleo a las condiciones estacionarias. En general, esto dará lugar a que el flujo aumente por encima del valor de saturación una vez cada ciclo hasta que el valor promedio del flujo durante un ciclo haya decaído hasta casi un valor nulo. Este flujo temporal del núcleo del transformador ocasiona valores elevados de la corriente de magnetización. El fenómeno se conoce como corriente interna de magnetización o corriente de conexión. A su vez, tienen lugar huecos de tensión breves que pueden ocasionar fallos o actuaciones no deseadas por parte de determinados dispositivos de protección (principalmente relés). Es posible además que el

huelco se prolongue durante un tiempo relativamente largo, haciendo que más transformadores entren en saturación.

La magnitud de tensión a la frecuencia fundamental cae por un breve espacio de tiempo y se recupera gradualmente a medida que la corriente de magnetización remite. La mayor caída es aproximadamente de un 8% de la tensión nominal (*figura 6.9.*).

6.7.5. Huecos de tensión multietapa

Los huecos de tensión multietapa se deben a faltas, pero presentan diferentes niveles de tensión antes de que la tensión regrese a su valor normal anterior al evento, de ahí su nombre. En la *figura 6.10.*, se muestra la magnitud a la frecuencia fundamental de la tensión durante un hueco de tensión multietapa, pudiéndose observar un escalón adicional antes de la recuperación final de la tensión. Estos escalones pueden estar ocasionados tanto por cambios en la configuración del sistema mientras los dispositivos de protección intentan aislar la falta, como por cambios en la propia naturaleza de la falta.

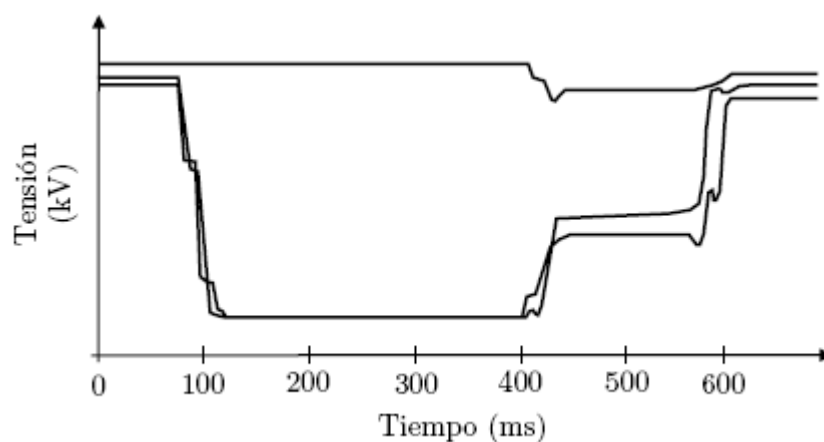
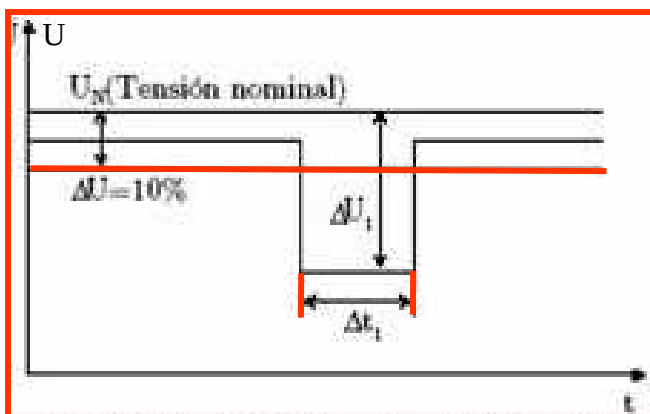


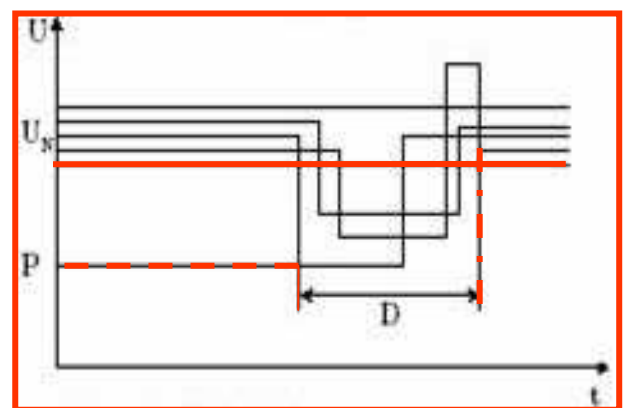
Figura 6.10. Forma de la onda de tensión (frecuencia fundamental) durante una falta (11 kV).

6.7.6. Huecos de tensión simples y complejos



ΔU_1 = Profundidad del hueco, en %
 Δt_1 = Duración del hueco de tensión

a) Hueco de tensión simple



P = Profundidad del hueco de tensión complejo
D = Duración del hueco de tensión complejo

b) Hueco de tensión complejo

Figura 6.11. Diferencias entre un hueco de tensión simple y otro complejo.

En muchas ocasiones, las perturbaciones asociadas a una determinada falta en la red, incluyen huecos de tensión que afectan a varias fases, así como sobretensiones. Todos estos fenómenos están relacionados con el mismo evento, de manera que se les considera como un único hueco de tensión que recibe el nombre de “*hueco complejo*”, para diferenciarlo de aquellos otros que sólo afectan a una fase.

Así, en un hueco de este tipo, que afectan a dos o tres fases, compuesto por huecos simples, se toma como profundidad la máxima de los simples y como duración la total del complejo, es decir, desde el comienzo del primero hasta la finalización del último hueco que forma parte de él.

6.8. Efecto de las conexiones del transformador

Para una falta en el sistema de distribución, el peor de los casos tiene lugar cuando dicha falta está cerca de la barra de la subestación. Su efecto es prácticamente el mismo que una falta en el primario del transformador del usuario. Las tensiones en las barras de los consumidores serán entonces función de las conexiones que presenten los transformadores de los usuarios.

En primera instancia, se podría pensar que una falta L–T en el primario de un transformador estrella–triángulo, o bien triángulo–estrella, produciría una tensión nula en uno de los arrollamientos secundarios, lo cual no ocurre. En el lugar de la falta, despreciando impedancias, una de las tensiones de fase, en el primario, será nula; pero las otras dos tensiones de fase permanecerán inalteradas. En cuanto al secundario, dos de las tensiones de fase se verán afectadas, pero ninguna de las tres será cero. Como consecuencia, las tensiones de línea serán también distintas de cero.

La magnitud de la menor tensión en el secundario del transformador, depende de la relación (6.10).

$$\alpha = \frac{X_T}{X_T + X_S} \quad 0 < \alpha < 1. \quad (6.10)$$

Donde:

X_T = Reactancia de cortocircuito del transformador.

X_S = Reactancia equivalente de la fuente.

Para la distribución de energía a nivel industrial, el ratio α será, por lo general, muy próximo a la unidad. En la *tabla 6.4.*, se dan las relaciones de las tensiones entre fases para el caso $\alpha=1$ y falta fase a tierra en el primario del transformador. Incluso con una falta L–T en el primario del transformador, el hueco de tensión en la barra del usuario no será inferior al 33% del valor nominal.

Tabla 6.4. Efecto de las conexiones del transformador.

Conexiones del transformador	Tensión de línea		
	Vab	Vbc	Vca
Y-Y	0,58	1	0,58
D-D	0,58	1	0,58
Y-D	0,33	0,88	0,88
D-Y	0,88	0,88	0,33

El hueco de tensión se ve a menudo acompañado por un desplazamiento de fase. Algunas publicaciones recientes han tratado el tema de los posibles desfases que tienen lugar cuando se da una perturbación de este tipo. Una de las razones por las que este salto de fase no se ha tenido en cuenta, la constituye el hecho de que dicho parámetro no se registra en ningún equipo de medida actualmente disponible en el mercado.

Existen dos motivos para esa diferencia de fase entre el estado de prefalta y la falta propiamente dicha:

- ◆ La diferencia entre el cociente X/R de la fuente y de la línea que presenta la falta.

- ◆ La propagación de los huecos de tensión debidos a faltas L-T, a través de los transformadores.

En teoría, son posibles las diferencias de fase por encima de 90 grados aunque, en la práctica, exceder los 45 grados resulta bastante improbable. De hecho, el desfase de 30 grados es el más común, debido a las conexiones triángulo-estrella del transformador.

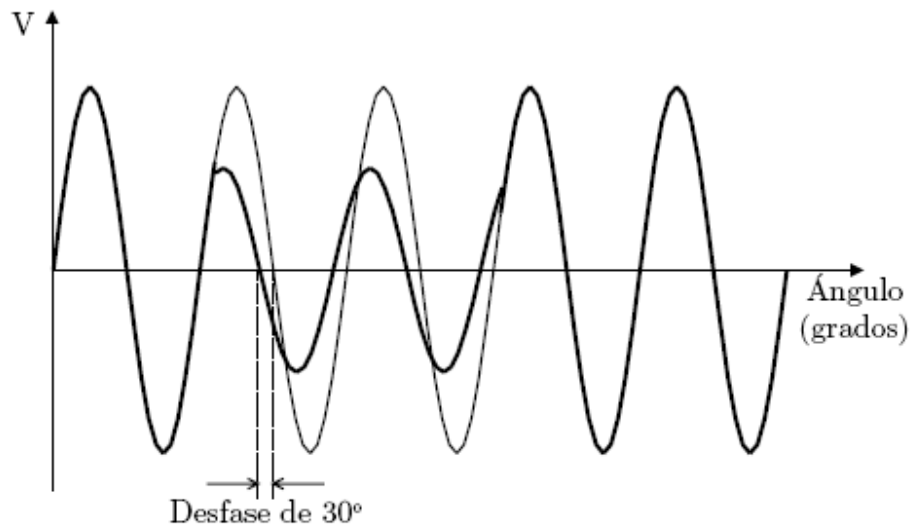


Figura 6.12. Desplazamiento de fase durante un hueco de tensión.

6.9. Causas de un posible fallo de los equipos

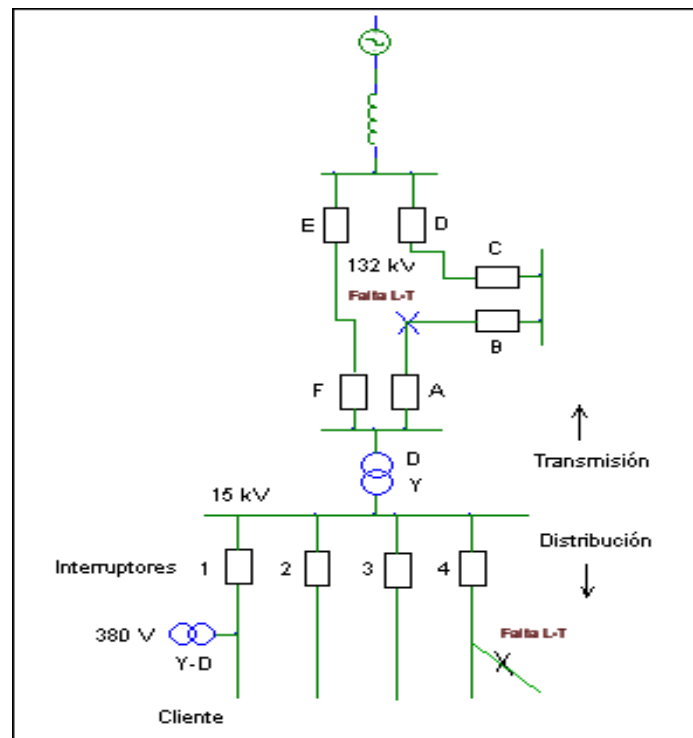


Figura 6.13. Faltas L-T en sistemas de distribución y transmisión.

Si se produce una falta en alguno de los elementos de la red de la figura 6.13, suficientemente alejado del punto de conexión del cliente, o si se produce una falta en una de las otras líneas de la subestación o en

algún lugar del sistema de transmisión (observar la localización de las faltas en la *figura 6.13.*), el usuario experimentará un hueco de tensión durante el tiempo en que la falta esté realmente en la red. Tan pronto como los interruptores se abran para eliminar la falta, la tensión del consumidor volverá a su estado normal. Durante el tiempo en que dure la falta los equipos del usuario sufrirán los efectos de la misma y podrán dejar de funcionar o, posiblemente, funcionarán mal. Es importante pues, analizar los motivos por los que un equipo puede fallar.

6.9.1. El equipo falla porque no existe suficiente tensión

Es, sin duda, el motivo más obvio. Si no hay una tensión suficiente en la alimentación, de tal manera que el sistema pueda suministrar al equipo la energía que necesita, este fallará. En realidad, el problema puede ser ligeramente más delicado.

En una carga sensible típica en la cual la tensión alterna sea rectificada en continua, cuanto mayor sea el número de fases, menor será el rizado. Así, con un puente rectificador, por cada pulso de tensión a la frecuencia de la línea se obtienen, por lo general, el doble de pulsos para cargas monofásicas y seis pulsos de tensión para cargas trifásicas. Esta tensión rectificada y prácticamente continua, se almacena en un filtro con condensador que, a su vez, suministra corriente continua aún más suavizada (por el papel que dicho condensador desempeña como elemento del filtro) al resto del sistema de suministro de energía, por ejemplo, reguladores. Si la corriente continua suministrada por el condensador cae por debajo de un determinado nivel crítico, los reguladores no serán capaces de entregar la tensión que se espera de ellos y el sistema fallará.

El mencionado condensador siempre almacena energía, por lo que existe en todo momento una cierta capacidad para hacer frente a algunos huecos, de hecho el sistema de alimentación envía ceros de tensión entre 100 y 120 veces cada segundo. Sin embargo, un hueco con una profundidad suficientemente grande que además tenga una duración notable, hará que la tensión del filtro por condensador caiga por debajo de cierto valor umbral.

6.9.2. El equipo falla por errores en el circuito de monitorización

Un diseñador de sistemas cuidadoso, puede incluir un circuito que monitorice el sistema de alimentación para comprobar que la tensión suministrada sea la adecuada. Pero el término tensión adecuada puede que no esté bien definido, o lleve a algún malentendido. Por ejemplo, si el sistema sensible está funcionando con media carga, puede ser capaz de operar con tan sólo una tensión del 70% de la nominal. Por lo tanto, si tuviese lugar un hueco de tensión de una profundidad en torno al 30%, el equipo podría funcionar sin ningún problema, pero el monitor que detecta una eventual caída de tensión podría, a su vez, decidir parar el proceso en curso.

6.9.3. El equipo falla por el error de un relé

En los sistemas trifásicos, los huecos de tensión a menudo son de tipo asimétrico (una o dos fases se ven más afectadas que las otras, u otra). Los motores y transformadores trifásicos pueden resultar dañados por un desequilibrio continuado de la tensión, en concreto, pueden experimentar un calentamiento excesivo. Esto hace que tenga sentido la existencia de un relé o algún tipo de contactor que cierre o pare el sistema si el desequilibrio de tensión excede un determinado valor umbral, por lo general un pequeño porcentaje. Pero un hueco de tensión que causa un 20–50% de desequilibrio durante uno o dos segundos nunca hará que un transformador o un motor se caliente en exceso. Simplemente, este fenómeno no resulta lo suficientemente prolongado como para que sus efectos puedan llegar a ser perjudiciales. Aún así, un relé puede hacer que el sistema sensible se pare, incluso por un hueco de tensión breve.

6.9.4. Un relé de actuación rápida detiene el sistema

Por lo general, esto tiene lugar en el circuito de emergencia–apagado (EMO). Este circuito, en una carga de tipo industrial, consiste en un interruptor normalmente cerrado que puede desconectar la alimentación. Si el relé funciona lo suficientemente rápido, puede interpretar un hueco de tensión breve como una pulsación de dicho interruptor EMO. Todo el sistema se detendría innecesariamente.

6.9.5. Un circuito de puesta a cero o reset del sistema puede funcionar incorrectamente al final de un hueco

Este constituye el problema más delicado que puede ocasionar un hueco de tensión. Muchos circuitos electrónicos de reset o de puesta a cero del sistema están diseñados para operar de manera que, cuando se enciende por vez primera el equipo, se asegure que los microprocesadores arrancan adecuadamente, los “displays” se encuentren en un modo correcto, etc.

Estos circuitos son difíciles de diseñar, puesto que deben funcionar adecuadamente cuando la alimentación sea inestable. Un diseño bastante común detecta un incremento repentino en la tensión que siempre tiene lugar cuando se enciende el equipo. Desafortunadamente, esto también sucede hacia el final de un hueco de tensión. Si el circuito de reset malinterpreta el final de un hueco, el equipo funcionará perfectamente durante el evento, pero se reseteará cuando la tensión vuelva a la normalidad.

Para hacer aún más complicado el problema, resulta bastante común que diferentes partes del sistema tengan diferentes circuitos de reset, por lo que es posible que una fracción del sistema se resetee incluso cuando el resto del sistema no lo haga.

Sin un buen sistema de adquisición de datos, este problema es muy difícil de detectar y solucionar.

6.10. Sensibilidad del equipo frente a huecos de tensión

Los equipos incluidos en procesos de tipo industrial pueden resultar particularmente susceptibles a problemas con los huecos de tensión. La razón es que dichos equipos están interconectados y una parada de cualquier componente puede causar la parada de toda la planta industrial. Algunos ejemplos de las plantas industriales afectadas, son las petroquímicas, industrias de fabricación de plásticos, textiles, papeleras, etc. Por otro lado, existen cargas importantes que pueden a su vez sufrir el impacto de los mencionados huecos de tensión:

- ◆ Motores, elementos de tipo calorífico y otras cargas trifásicas que pueden conectarse directamente a la barra de BT.
- ◆ Circuitos de control de la velocidad de motores y otros dispositivos propios de la electrónica de potencia que usan alimentación trifásica estarán conectados directamente a la barra de BT, o a través de un transformador de aislamiento.
- ◆ El alumbrado a menudo utiliza conexiones monofásicas (fase–neutro).
- ◆ Dispositivos de control como computadores, contactores, y controladores lógicos programables (PLCs) están con frecuencia alimentados a través de transformadores monofásicos de control.

Las tensiones que se pueden medir durante un hueco de tensión dependerán de las conexiones del equipo industrial. A lo largo de una falta L–T en el primario del transformador, las tensiones de línea y de fase son muy diferentes. Algunas cargas monofásicas no se ven afectadas en estas condiciones, mientras que otras cargas del mismo tipo pueden fallar o funcionar mal, incluso aunque su sensibilidad frente a los huecos de tensión sea idéntica.

Por otro lado, los desequilibrios de tensión tienen que ver con el posible calentamiento de los motores. Sin embargo, la duración de estos desequilibrios de tensión en una falta es tan breve que el calentamiento del motor no supone una preocupación significativa. Los circuitos de control de motores, no obstante, pueden presentar dispositivos que actúen incorrectamente en condiciones de desequilibrio entre las fases.

Diferentes categorías de equipos e incluso diferentes marcas de equipos dentro de una misma categoría (por ejemplo, dos modelos distintos de circuitos de control de velocidad de motores) presentan sensibilidades completamente diferentes a los huecos de tensión. Esto hace difícil desarrollar una única normativa que defina la sensibilidad de los equipos incluidos en los procesos de tipo industrial.

El documento más parecido a una normativa es la curva CBEMA, desarrollada por la *Computer Business Manufacturers Association* y que se utiliza principalmente para procesar datos referentes a la calidad de onda de los equipos. La curva muestra que la sensibilidad de la carga depende de la duración del hueco.

En los ejes se representa la magnitud y duración del evento. Los valores por debajo de la curva inferior pueden ocasionar la caída de la carga como consecuencia de un fallo en el suministro. Los valores por encima de la curva superior pueden causar fallos en el funcionamiento del dispositivo en cuestión, ocasionados por sobretensiones, deterioro de los aislantes o sobreexcitación.

Se trata, en definitiva, de un documento que puede servir como referencia para establecer la capacidad de diversas cargas y dispositivos de protección para soportar distintas variaciones en el valor eficaz de la tensión. Sin embargo, su utilización supone una cierta controversia, puesto que su aceptación no es unánime y cuenta con muchos detractores.

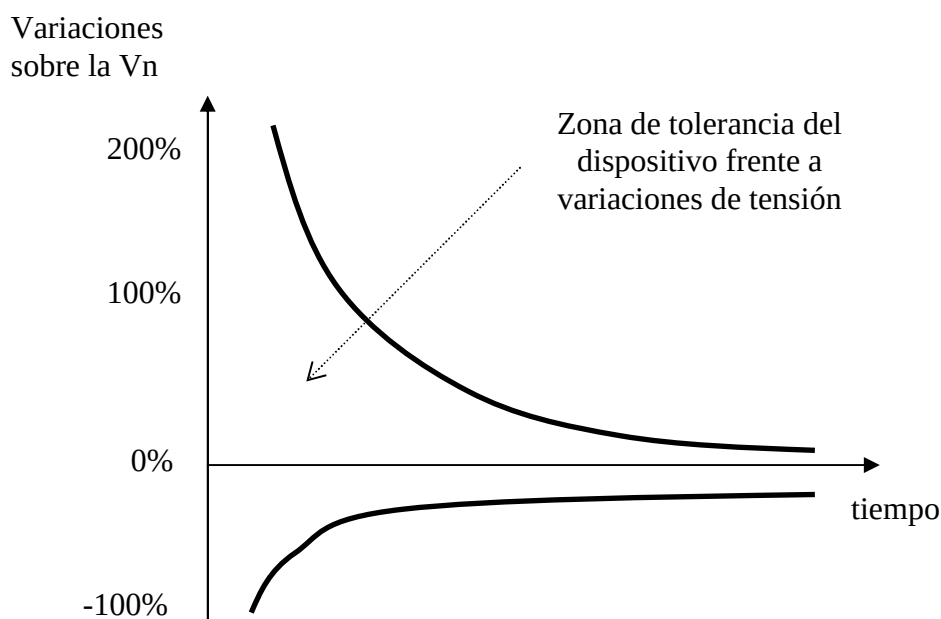


Figura 6.14. Representación gráfica de la curva CBEMA

Mientras que los límites CBEMA sugieren una sensibilidad estándar a los huecos de tensión, los equipos actuales en plantas industriales presentan una gran variedad de características operacionales durante los huecos. Algunos ejemplos se citan a continuación:

- ◆ Contactores y relés electromecánicos. Constituyen a menudo el eslabón más débil del sistema. La resistencia de este tipo de dispositivos frente a un evento, depende no sólo del valor de la tensión o de la duración del propio evento, sino también del punto en la onda de tensión donde el hueco tenga lugar, siendo menor el efecto cuanto más cerca del pico se produzca. Algunos fabricantes aseguran que su línea de contactores cae con una tensión en torno al 50% del valor nominal, si la condición de falta permanece por encima de un ciclo. Este dato varía de unos fabricantes a otros, y algunos contactores pueden caer con un valor en torno al 70% del valor nominal, o incluso mayor.
- ◆ Las lámparas HID (*High-Intensity Discharge Lamps*), de mercurio, halógenas y de sodio (alta y baja presión), se apagan con un valor de tensión alrededor del 80% del valor nominal, necesitando de un cierto tiempo para su recuperación lo que, además de molesto, puede resultar peligroso. Un hueco de tensión que apaga una lámpara de mercurio se confunde a menudo con una pausa más larga por el personal de la planta. En general, la mayoría de los restantes sistemas de iluminación son bastante tolerantes frente a huecos y sobretensiones. Las lámparas incandescentes simplemente brillarán con mayor o menor intensidad, pudiendo provocar también un cierto flicker. La vida útil

puede verse asimismo afectada. Los sistemas fluorescentes, sin embargo, presentan más problemas desde el punto de vista del cebado. Los cebadores estándar son típicamente más tolerantes que los electrónicos, pero la mayor preocupación concierne al reencendido y a la fiabilidad. Si los huecos son lo suficientemente profundos el cebador no será capaz de proporcionar la energía requerida para generar el arco dentro del tubo fluorescente: la lámpara, en consecuencia, no se enciende. Sin embargo, cuando las condiciones normales de tensión se reestablecen la lámpara se enciende de nuevo con cierta rapidez.

- ◆ Circuitos de control de velocidad de motores (*Adjustable Speed Drives o ASD*). Algunos de estos dispositivos están diseñados para funcionar en presencia de un hueco de tensión. El tiempo de funcionamiento frente a una condición de falta oscila entre los 0.05 y los 0.5 s, dependiendo del fabricante y del modelo.
- ◆ Controladores lógicos programables (*Programmable Logic Controllers o PLC*). Esta es una categoría importante de equipos dentro de los procesos industriales, puesto que el proceso entero se halla a menudo bajo el control de estos dispositivos. La sensibilidad a los huecos de tensión varía enormemente, pero existen partes a lo largo del sistema PLC que se muestran extremadamente delicadas frente a estas perturbaciones. Las unidades I/O (entrada-salida) remotas pueden fallar para un valor de tensión igual o incluso superior al 90% del nominal (caída de tensión del 10% U_n) durante unos pocos ciclos.

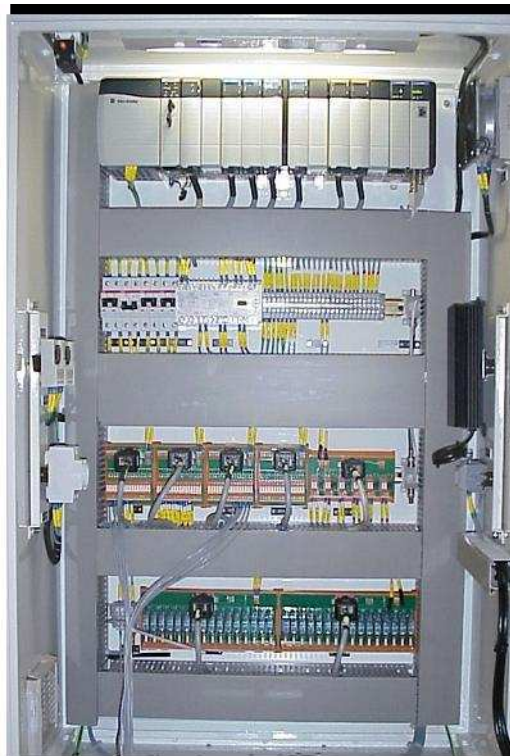


Figura 6.15. Armario de conexiones de un PLC.

- ◆ Maquinas herramientas en general. Pueden resultar extremadamente sensibles frente a variaciones de tensión. A menudo, robots o máquinas de gran complejidad se utilizan en labores de recorte, perforación o procesamiento de metales que se requieren cuando se producen ciertas partes o componentes específicos. Cualquier variación en la tensión puede afectar a la calidad de la pieza que está siendo elaborada. En ocasiones, este tipo de equipos se construyen especialmente sensibles frente a variaciones de tensión de manera intencionada y por motivos estrictamente de seguridad. Los robots necesitan de una tensión constante para operar adecuadamente y dentro de unas determinadas condiciones de seguridad. Cualquier variación brusca de tensión, especialmente la ocasionada por los huecos, puede dar lugar a la ejecución de operaciones inseguras del

robot o de la máquina. Por lo tanto, a menudo, este tipo de máquinas se ajustan para que dejen de funcionar a partir de unos niveles en torno al 90% de la tensión nominal.

El amplio rango de sensibilidades que presentan estos equipos industriales, subraya la importancia de colaborar con el fabricante para asegurar que el equipo pueda funcionar dentro del entorno electromagnético en donde este será utilizado y sea posible desarrollar especificaciones basadas en condiciones del sistema de potencia realistas. Es también importante comprender que el proceso entero en una planta industrial puede depender de la sensibilidad de una única pieza del equipo. En conjunto, el proceso involucra circuitos de control, contactores, robots, dispositivos lógicos, etc, que están a su vez integrados, todos y cada uno de ellos, en el funcionamiento de la planta. Esto puede asimismo hacer difícil identificar la pieza sensible dentro de un equipo, después de que todo el proceso sufra una parada.

6.11. Estimación de la probabilidad de aparición de un problema como consecuencia de un hueco de tensión.

Los huecos de tensión se producen como consecuencia de la aparición de faltas en el sistema de suministro de energía eléctrica. Por lo tanto, determinar las características de un hueco de tensión supone conocer muy bien las características de la falta que lo provoca, dentro del sistema de suministro eléctrico que alimenta a un consumidor particular de interés. Las faltas que tienen lugar dentro de una extensa zona del sistema eléctrico,

pueden afectar al funcionamiento de una planta que posea equipos sensibles. Además, dichas faltas pueden ocurrir tanto en el sistema de transporte como en el de distribución. Para la mayoría de las plantas industriales, ambos casos deben ser evaluados para estimar los problemas que se pueden esperar de un posible cortocircuito.

En lo que se refiere a aquellas plantas que reciben su alimentación directamente del sistema de transporte, generalmente es suficiente tener en cuenta las faltas que tienen lugar en el nivel de transporte. La primera tarea consiste en estimar los huecos de tensión esperados. Este análisis permitirá saber el número de huecos de tensión esperados por mes que se hallan por debajo de un determinado valor umbral. Después, es preciso establecer una comparación entre esta información y el equipo sometido a estudio, con el fin de determinar su funcionamiento en condiciones de hueco, así como el funcionamiento de toda la planta industrial en su conjunto. Finalmente, es posible llevar a cabo una evaluación de diferentes métodos de mejora. El diagrama de flujo que ilustra esta evaluación podría ser similar al que se muestra en la *figura 6.16*.

6.11.1. Evaluación del funcionamiento del sistema de transporte.

Esta evaluación se debe realizar independientemente de la localización de la planta correspondiente al usuario final. Para aquellas plantas industriales alimentadas por sistemas de MT, es preciso determinar el número de huecos de tensión e interrupciones cortas esperadas que se deben a la aparición de faltas en el propio sistema de transporte.

Se puede llevar a cabo un procedimiento estándar para determinar el funcionamiento esperado. El resultado de este estudio permite obtener datos concluyentes en torno a los huecos de tensión esperados en una determinada barra del sistema:

- ◆ Elaborar y mantener al día una tabla de datos acerca de la línea de transporte, que sirva como documento de referencia. Esta tabla incluirá la información histórica del funcionamiento en general, así como el funcionamiento esperado de cada sección de línea en términos del número de faltas esperadas por año, incluyendo, al menos, faltas L-T y faltas trifásicas.

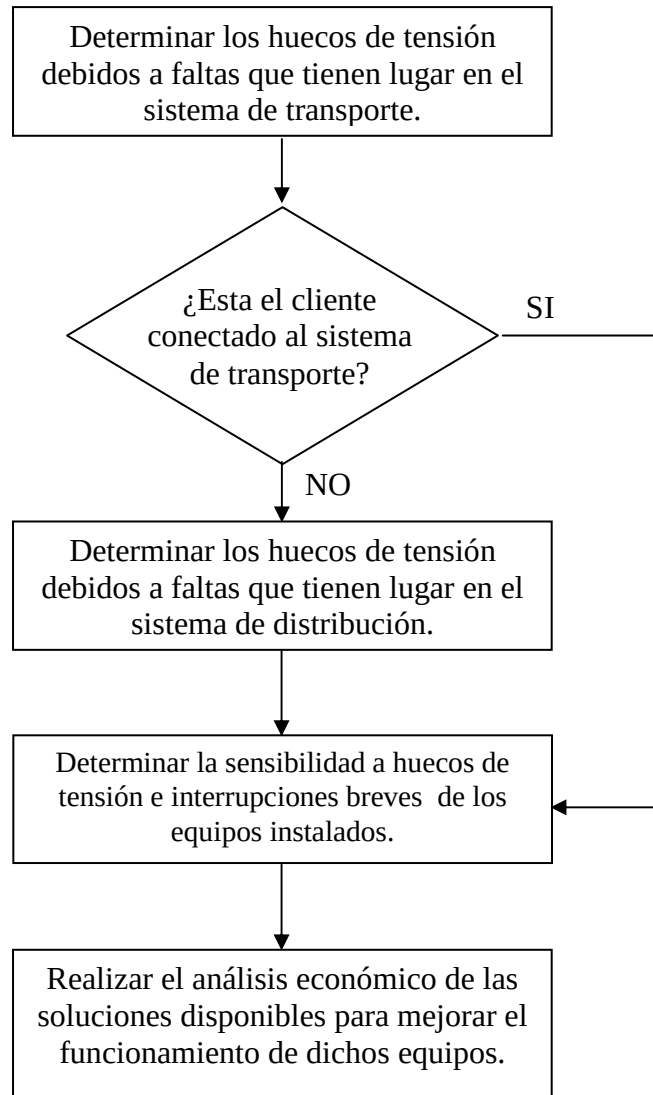


Figura 6.16. Procedimiento de evaluación de un hueco de tensión.

- ◆ Realizar análisis de cortocircuito para determinar el área de vulnerabilidad correspondiente a huecos de tensión de diferente severidad. Esto permite obtener los kilómetros totales de circuito donde una falta dará lugar a un hueco de tensión con una profundidad por encima de un determinado valor umbral. Este análisis debe ser realizado tanto para faltas L–T como para faltas trifásicas.
- ◆ Convertir los datos obtenidos del área de vulnerabilidad en la cantidad de eventos esperados por mes en la localización especificada. Esto se consigue utilizando el área de exposición, o de riesgo a sufrir un hueco, y los datos del funcionamiento esperado en esa área, tanto para faltas L–T como para faltas trifásicas. Los huecos que sufre el usuario final como consecuencia de faltas en el sistema de transporte se determinan si el usuario recibe alimentación de una toma de corriente correspondiente a una línea de transporte conmutada. En este caso, el número esperado de huecos por año a causa de algún tipo de eventos en el sistema de transporte, supone el número esperado de faltas en esa línea.
- ◆ Realizar los cálculos anteriores para huecos de tensión de diferente severidad. El resultado puede presentarse en un histograma útil para el usuario final.

6.11.2. Área de vulnerabilidad

El concepto de área de vulnerabilidad ha sido desarrollado para ayudar a evaluar la posibilidad de hallarse subordinado a un hueco de tensión que suponga estar por debajo de un determinado valor crítico respecto a la tensión nominal. La *figura 6.17.*, muestra un diagrama del área de vulnerabilidad para una industria que recibe suministro eléctrico a través de una barra de transmisión. Los efectos esperados de un hueco de tensión se tratan de predecir mediante la simulación de cortocircuitos para determinar la tensión de la planta como una función de la localización de la falta a lo largo de la red. Los kilómetros totales de línea en peligro que pueden afectar a la planta dentro del área de vulnerabilidad se establecen para un determinado nivel del hueco de tensión. La *figura 6.17* muestra que el área de vulnerabilidad depende de la sensibilidad del equipo. Contactores que caen con un porcentaje de tensión del 50% tendrán un área de vulnerabilidad relativamente pequeña, mientras que motores que fallan con un 90% del valor nominal de la tensión pueden ser sensibles a faltas dentro de un área mucho más grande de la red.

El historial de faltas (expresado en el número de faltas por año por kilómetros de línea) puede ser utilizado entonces para estimar el número de huecos de tensión por año que pueden esperarse por debajo de esa magnitud. Finalmente, se puede realizar un análisis estadístico descomponiendo los huecos de tensión esperados en magnitud (nivel de tensión de la línea con falta) y causa. Esta información puede ser usada directamente por el usuario final para determinar la necesidad de equipos de acondicionamiento de potencia en las cargas sensibles dentro de la planta. El mismo análisis puede ser realizado para la red de distribución.

En cualquier caso, es difícil de determinar “a priori” la zona de influencia de estas perturbaciones, ya que existen faltas en un mismo punto cuyos huecos de tensión generados no siempre afectan a los mismos clientes, por cambios en la topología de la red.

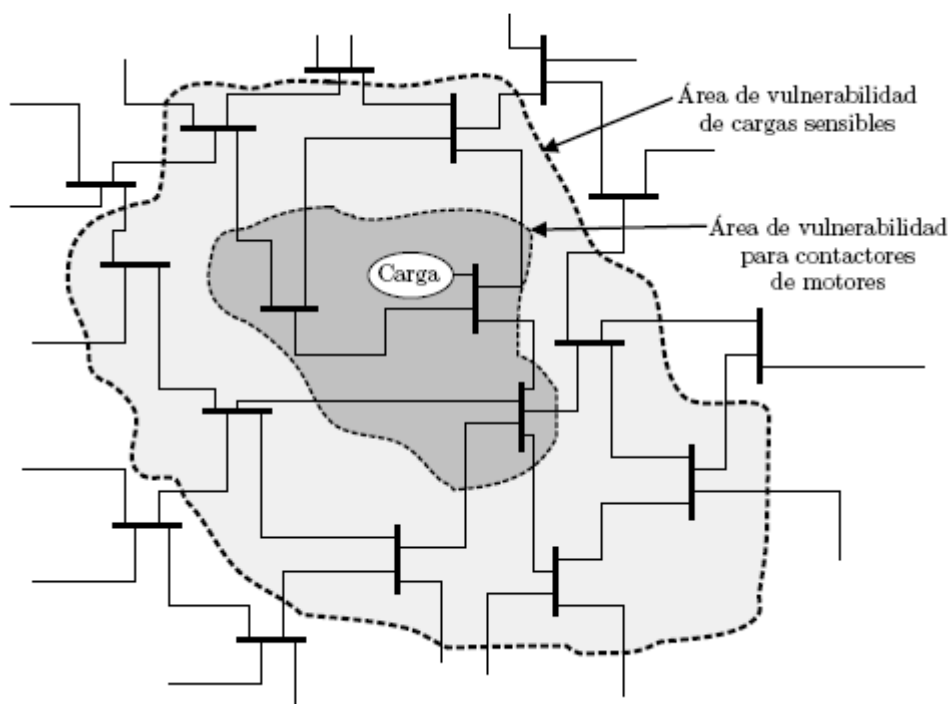


Figura 6.17. Área de vulnerabilidad de un sistema de transmisión.

Para aquellos usuarios finales que reciben suministro de los sistemas de distribución, las faltas en líneas de alimentación paralelas o en ramas provistas de fusibles provocarán la aparición de huecos de tensión; las faltas en la línea de suministro del usuario final darán lugar, probablemente, a la aparición de interrupciones breves.

Por lo tanto, las perturbaciones cuyos efectos puede llegar a experimentar el consumidor son una combinación de los eventos que tienen lugar tanto en la línea de transporte como en la de distribución, si

bien puede afirmarse que, en términos generales, las faltas en el sistema de transporte resultan más severas que las que se producen en el sistema de distribución, dado que un cortocircuito en la red de transporte se supone que afectará a un área más grande que una falta en el sistema de distribución.

6.12. Efectos que producen

En general, los efectos sobre las cargas eléctricas son los de producir un funcionamiento anómalo de los mismos, pero sin destruirlos, ya que el equipo eléctrico vuelve a su funcionamiento normal una vez desaparecido el hueco de tensión.

El hecho de que los huecos de tensión no suelen ser destructivos en los equipos eléctricos no resta gravedad a sus efectos, ya que pueden ocasionar graves daños sobre la producción generada por estos equipos. Las paradas en los procesos productivos generan pérdidas económicas y defectos en los productos fabricados.

Los efectos de los huecos y de las interrupciones cortas son similares, mientras que los de las interrupciones largas son diferentes. Se señalan a continuación las repercusiones de unos y otros sobre diversos equipos.

6.12.1. Motores asíncronos

La gran mayoría de las máquinas están accionadas por motores asíncronos, alimentados en corriente alterna trifásica. Este tipo de motor se impone en la mayoría de las aplicaciones por lo ventajoso de su precio, por su robustez y por su fácil mantenimiento.

Los efectos que los huecos de tensión provocan en los motores asíncronos, se pueden clasificar en efectos sobre el accionamiento y efectos sobre el control.

6.12.1.1. Efectos sobre el accionamiento

En estos motores, el par motor es aproximadamente proporcional al cuadrado de la tensión. Cuando se produce un hueco de tensión, disminuye el par motor, dando lugar a una ralentización, que se prolonga hasta que se recupere la tensión o, incluso, puede dar lugar a la propia parada del motor. Generalmente la mayor o menor sensibilidad de estos motores está vinculada con la carga accionada y con la posibilidad de esta de admitir o no variaciones de velocidad. Por otra parte, cuanto mayor sea el valor y la duración del hueco, mayor será la ralentización del motor.

En general, huecos de una profundidad menor del 30% no originan parada, independientemente de cual sea su duración, ya que se alcanza en ellos un nuevo equilibrio par motor-par resistente a velocidad inferior. Si la profundidad del hueco supera el 30%, se producirá o no parada dependiendo de su duración y de la constante de inercia del motor. Este proceso tiene lugar de forma simultánea en todos los motores de la instalación industrial afectada por el hueco. Si la duración del hueco es mayor de un segundo, la corriente de reaceleración de los motores será de un orden semejante a la del arranque, es decir, aproximadamente de cinco a seis veces la intensidad nominal. Ello puede dar lugar a un hueco de tensión que, en el peor de los casos, impediría la reaceleración.

Todo lo anteriormente expuesto es válido, también, para las interrupciones cortas, con la única particularidad de que en estas, el fenómeno será más acusado por la desaparición de las tres tensiones y, entonces, el motor puede llegar a pararse.

6.12.1.2. Efectos sobre el control

Si el motor asíncrono está controlado mediante contactores en alterna, en su variante más simple y extendida, al poner en marcha el motor, se actúa sobre un contactor, que se autoalimenta. Si la tensión se sitúa por debajo de un cierto nivel durante el funcionamiento normal del motor, el contactor cae y es preciso reponerlo manualmente.

Si el control es mediante interruptores y relés de mínima tensión, para evitar que tenga lugar el arranque de toda la instalación cuando vuelva la tensión tras un cero, se suele dotar a ésta de relés de mínima tensión o de bobinas de tensión nula, que desconectan los motores en función de la profundidad y duración del hueco.

Dada una determinada instalación industrial donde una buena parte de la carga está constituida por motores asíncronos. Cuando se produce una disminución abrupta de la tensión en el punto de alimentación tiene lugar, a grandes rasgos, el siguiente proceso:

- ◆ En un primer instante, los motores asíncronos tienden a mantener la tensión en sus barras, funcionando como generadores.
- ◆ Al no disponer de excitación independiente que permita mantener la tensión, ésta se reduce progresivamente. En algunas decenas de ms la tensión en las barras a las que se conectan estos motores cae por debajo de la que existe en el punto de conexión.
- ◆ Por otra parte, como la carga mantiene su par resistente, el motor se frena tanto más cuanto menor sea la inercia del conjunto motor-carga y cuanto más profundo sea el hueco de tensión (más difícil que el motor genere el par suficiente).
- ◆ Cuando se elimina la falta, la tensión se recupera, más o menos rápido, en el punto de conexión de la planta con la red. Sin embargo, en otros niveles de tensión y debido a la mayor energía reactiva que demandan los motores para reaccelerarse, la recuperación es más lenta, pudiendo superar en mucho el hueco inicial.

Las baterías de condensadores que normalmente se utilizan para compensar la potencia reactiva demandada por estos motores son de mucho menos utilidad, ya que al reducirse la tensión reducen de forma cuadrática el aporte de potencia reactiva.

El proceso en muchos casos se realimenta, ya que al reducirse la tensión los motores reacceleran más lentamente, demandan más reactiva y reducen aún más la tensión. El proceso puede ser grave si, como resultado de una recuperación lenta de la tensión, algunos motores llegan a disparar sus protecciones (generalmente de mínima tensión). En estos casos, la tensión tiende a recuperarse rápidamente, pero el proceso productivo puede quedar interrumpido.

En algunos casos, esta pérdida abrupta de carga puede incluso provocar sobretensiones peligrosas. La única forma de evitar este efecto de amplificación en la duración y profundidad de los huecos de tensión es la de sobredimensionar la instalación. Esto implica aumentar la relación entre potencia instalada en transformación y la máxima demanda esperada. De este modo, durante la reacceleración aunque exista una mayor demanda de potencia reactiva, esta no ocasiona caídas de tensión elevadas.

6.12.2. Motores síncronos

En los motores de este tipo, la velocidad, para un número dado de polos, es única. Si se quiere que giren a distintas velocidades, es preciso alimentarlos con una frecuencia variable, específica para cada velocidad. Además, no pueden arrancar por sí mismos y es preciso llevarlos previamente a la velocidad de sincronismo. Se ven afectados por las variaciones bruscas de carga, pero presentan un funcionamiento duro en lo que se refiere a la velocidad. Son, sin embargo, menos robustos que los asíncronos.

Los efectos que los huecos de tensión y las interrupciones breves provocan en los motores síncronos, al igual que en los asíncronos, se pueden clasificar en efectos sobre el accionamiento y efectos sobre el control.

6.12.2.1. Efectos sobre el accionamiento

En estos motores el par motor es proporcional a la tensión. Cuando se produce un hueco de tensión da lugar a una disminución del par motor y puede hacer que el motor pierda su sincronismo si la duración del hueco es elevada y la inercia del motor pequeña.

A menos que el hueco supere el 50%, teniendo en cuenta la gran masa inerte que normalmente poseen los motores síncronos y sus posibilidades de sobreexcitación, es poco probable que el motor pierda el sincronismo. En el caso de interrupciones cortas se podría producir la parada del motor.

6.12.2.2. Efectos sobre el control

Estos motores suelen disponer de interruptor y relé de mínima tensión y, por lo tanto, son aplicables las mismas consideraciones expuestas en los motores asíncronos.

6.12.3. Fuentes de alimentación conmutadas

Las fuentes de alimentación conmutadas son un elemento común en equipos electrónicos tales como ordenadores, TV, PLC, etc. Desde el punto de vista de la aparición de huecos, sus componentes más importantes serían un puente rectificador de onda completa y un condensador para la tensión continua aplicada a la siguiente sección del circuito. Durante un hueco profundo, la alimentación no es capaz de cargar el condensador cuya tensión disminuye a causa de la corriente demandada por la sección siguiente de la topología. Si la duración del hueco es suficientemente larga, la tensión en el condensador caerá muy lentamente, haciendo imposible un funcionamiento adecuado del conjunto y, dependiendo del diseño, el equipo puede fallar. La duración máxima del hueco admisible para permitir una operación adecuada del circuito es función: del tamaño del condensador, de la corriente conducida y del rango de tensión aceptable del condensador. Puede ser de 1–20 ciclos para equipos de tipo electrónico y en torno a 1–10 segundos en el caso de relojes digitales.

6.12.4. Circuitos de control de velocidad de motores de alterna (variador de corriente alterna)

La *figura 6.18.*, muestra la configuración típica de un circuito de control de motores de corriente alterna (*AC Adjustable Speed Drive o AC ASD*). La primera etapa consiste en un rectificador trifásico (puente de diodos) y un condensador para convertir la tensión alterna entrante en una tensión continua de bajo rizado. El inversor transforma esta tensión continua en otra tensión de magnitud y frecuencia variables utilizando un esquema PWM (*Pulse Width Modulation*). El rectificador trifásico no requiere información temporal de la línea de alterna e ignora los cruces por cero. Por lo tanto, cualquier desplazamiento de fase que tenga lugar durante un hueco de tensión y que afecte al cruce por cero de la tensión de alimentación no influye significativamente en el funcionamiento de un dispositivo de este tipo.

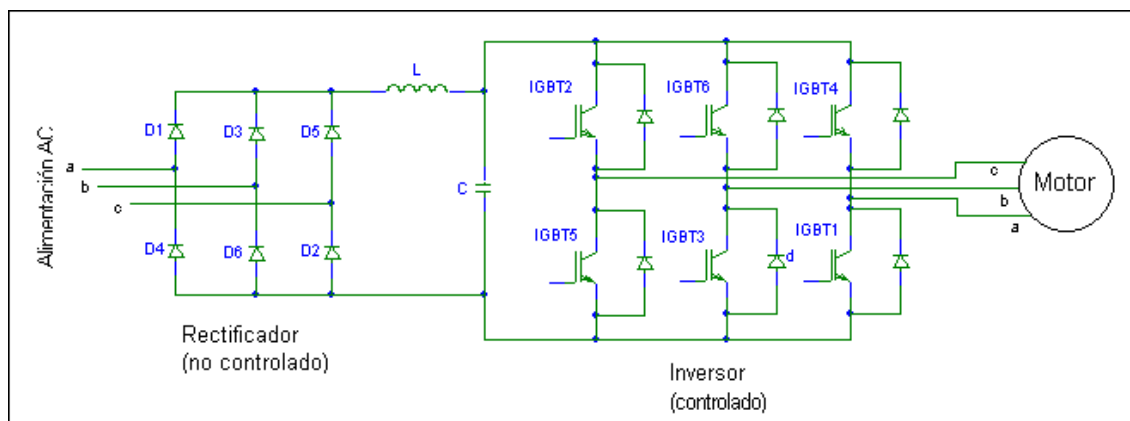


Figura 6.18. Variador de corriente alterna.

Sin embargo, el desequilibrio temporal en la tensión de alimentación durante un hueco, puede conducir a un mal funcionamiento del ASD o a una actuación de los dispositivos de protección (ya sean programados o ya sean físicos, como los fusibles) a causa de un excesivo desequilibrio de corriente en la línea lateral del circuito de control. Cuando la tensión de entrada está equilibrada, la corriente conducida por la etapa de rectificación de un ASD presenta, por lo general, dos pulsos tal y como se muestra en la

figura 6.19. Cada uno de ellos se da durante el breve periodo de tiempo en que la tensión de línea supera la tensión del condensador del bus de continua. Normalmente, el condensador se carga muy cerca del valor de pico de la tensión de línea entrante. Luego se descarga ligeramente con el tiempo hasta que el siguiente incremento en la forma de onda de la tensión de entrada excede su valor, polarizando en forma directa los diodos. No obstante, cuando existe un desequilibrio entre las tensiones de fase del sistema trifásico, como sucede en una falta L-T, la corriente de entrada en alguna de las fases puede superar en un 200% su valor normal y el pico asociado puede llegar a cuadruplicar dicho valor normal.

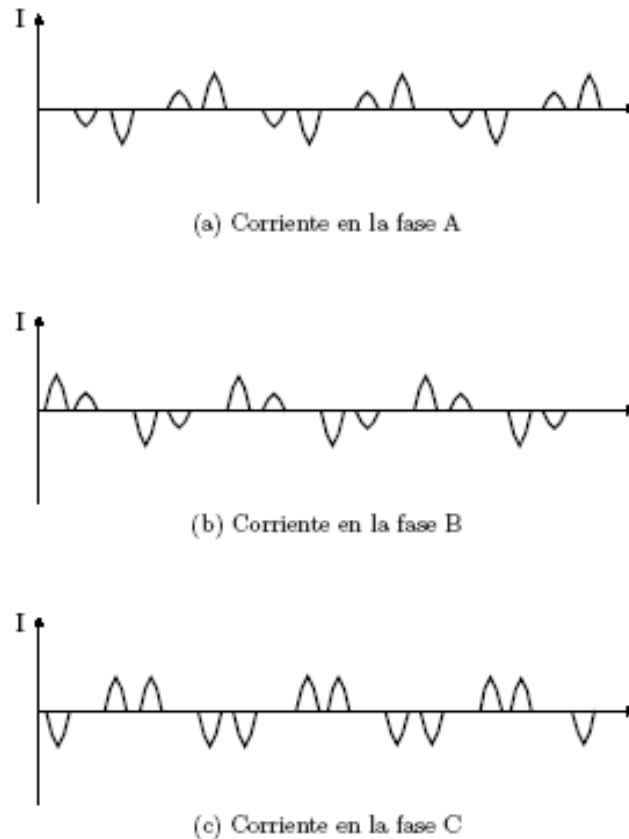


Figura 6.19. Corrientes de línea en un AC ASD con modulación PWM (tensiones equilibradas).

Este gran incremento de corriente tiene lugar porque no circula ninguna intensidad cuando la tensión en el bus de continua (condensador) es mayor que la tensión de entrada. De esta manera, el condensador se descarga más de lo que lo hacía normalmente. Cuando la tensión de entrada, sin huecos, polariza directamente el diodo del rectificador, suministrando toda la energía y recargando el condensador, existe un gran flujo de corriente por esas líneas. Cualquier salto de fase hará que estas corrientes experimenten a su vez un desplazamiento de fase. Un ASD de alterna fallará como consecuencia de una caída de tensión, cuando la tensión del bus de continua se reduzca por debajo de un determinado valor umbral, o como resultado de una sobrecorriente cuando la corriente de línea sea demasiado alta.

La figura 6.20., muestra la corriente de las tres fases para un desequilibrio de tensión del 3%. La corriente que circula por la fase b presenta un valor de pico muy elevado, mientras que la que circula por la fase a experimenta una significativa reducción.

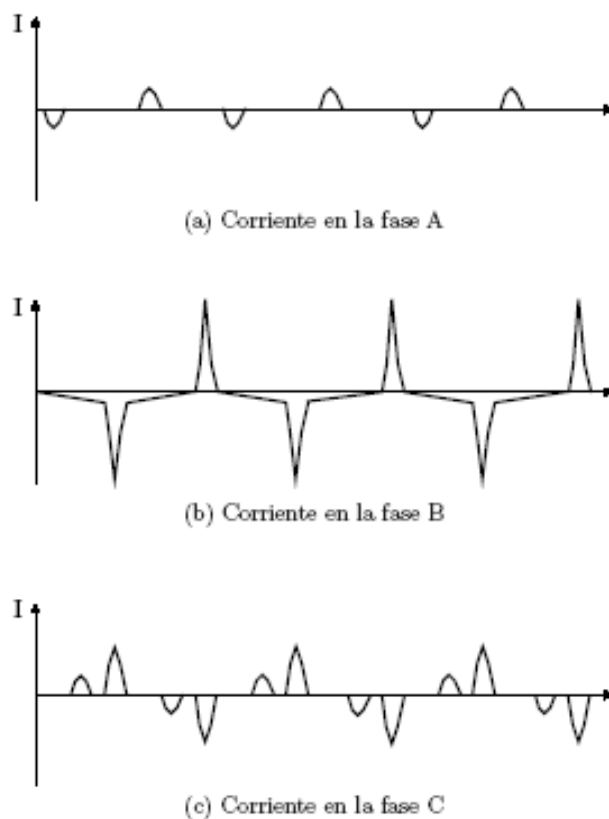


Figura 6.20. Corrientes de fase en un ACASD para un desequilibrio de tensión del 3%.

Uno de los impactos negativos de esta elevada corriente de fase se manifiesta en las operaciones de eliminación de faltas, por parte de los fusibles, durante un hueco de tensión. Esta situación se ve aún más agravada por el uso de fusibles semiconductores de actuación rápida (ultrarrápidos) en la entrada del circuito de control, usualmente requeridos por los fabricantes de este tipo de dispositivos, y por lo ajustado de la tolerancia en la coordinación de dichos fusibles. Incluso un leve desequilibrio de tensión durante una falta L–T puede dar lugar a la fusión del fusible, aunque la severidad del hueco no sea lo suficientemente grande como para causar una caída de tensión en el bus de continua. Este problema potencial en las operaciones de eliminación de faltas a cargo de los dispositivos de protección, se puede evitar asegurando correctamente la coordinación de los fusibles. El uso de reactancias, en la entrada del circuito, puede también ayudar a reducir la corriente conducida durante una situación momentánea de desequilibrio de tensión. Es importante hacer notar que, a menos que el circuito de control falle, las formas de onda de la tensión de salida desde el inversor al motor apenas se ven afectadas.

En términos generales, se puede afirmar que la susceptibilidad de este tipo de dispositivos, se establece entre un valor del 85% de la tensión nominal durante aproximadamente medio ciclo y un 70% de la tensión nominal para unos 0.5 s. Además, los modernos ASD se construyen con condensadores de un tamaño cada vez más pequeño que, si bien reducen el volumen y el coste, también los hacen más sensibles a huecos de tensión que, por ejemplo, equipos de procesamiento de datos. Huecos de una magnitud reducida pueden permitir la operación continua de un ASD en el seno de una planta industrial, pero ocasionando fluctuaciones de velocidad que a menudo pueden degradar el producto manufacturado.

6.12.5. Circuitos de control de velocidad de motores de continua (variadores de corriente continua)

Los variadores de corriente continua, como consecuencia de su topología y de la ausencia de almacenamiento de energía, se comportan de manera sustancialmente diferente a los típicos ASD de alterna. Un diseño común de los ASD de continua se muestra en la *figura. 6.21*. La fuente de alterna se acopla al inducido del motor de continua por medio de un rectificador controlado. Aunque presenta muchas variaciones, esta topología de seis pulsos con seis tiristores (SCR) es la más común. Durante el

funcionamiento normal, un SCR se dispara cada $1/6$ del ciclo en una secuencia determinada por la propia secuencia de fases de la alimentación (alterna) y cada SCR conduce un tiempo igual a $2/6$ el periodo de un ciclo. El control de las señales de puerta de los SCR se realiza teniendo en cuenta la forma de onda de la tensión de alimentación para obtener una salida con el valor medio de tensión deseado. Por lo general, un lazo de realimentación (en tensión o velocidad) controla este ángulo de disparo.

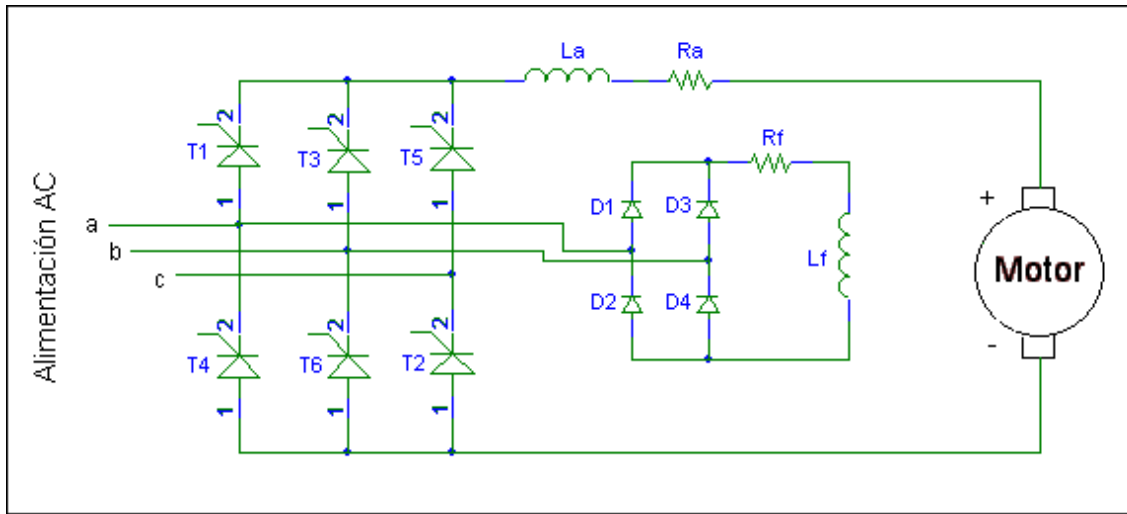


Figura 6.21. Circuito de control de un motor de corriente continua de excitación independiente.

Los modernos ASD incorporan circuitería adicional que normalmente sincroniza el cruce por cero de una de las tensiones de línea. Para estabilizar su funcionamiento, se utiliza un control digital de lazo por seguimiento de fase (PLL). La secuencia de fases se determina de forma inmediata, así que la secuencia de disparo se determina a su vez por la percepción interna de esa circuitería de temporización. Muchos de estos ASD monitorizan el valor eficaz de la onda de entrada (usualmente a través de un circuito de detección de pico) y posiblemente fallarán frente a caídas de tensión, sobretensiones, desfases y valores excesivos de corriente, tanto por la línea como por el inducido del motor. Un hueco de tensión puede ocasionar el descontrol total de la circuitería de temporización presente en una ASD de este tipo. La temporización de los circuitos de disparo requiere un cruce por cero consistente, y se busca que este cruce por cero suceda a intervalos regulares.

Durante un hueco de tipo asimétrico el salto de fase, y/o la discontinuidad en la forma de onda, puede engañar al dispositivo de control y provocar la pérdida de sincronización con la fuente. Por lo general, el circuito PLL puede mantener la sincronización durante un breve periodo de tiempo; el hueco a menudo remite en unos pocos ciclos. Sin embargo, también resulta muy frecuente que el dispositivo experimente una confusión en su circuito de temporización. Algunos ASD desactivan inicialmente el disparo de los SCR durante la anomalía y permiten el deslizamiento del motor. Otras veces, el salto de fase ocasiona un fallo en el circuito de detección de fase y, consecuentemente, del dispositivo en su conjunto. En un caso extremo, el detector de la secuencia de fase puede percibir una inversión de la secuencia de fases de la fuente y proceder el disparo de los SCR en una secuencia incorrecta. En esta situación, el ASD fallará como consecuencia de una sobrecorriente o bien los fusibles se quemarán.

Los variadores de corriente continua son particularmente vulnerables cuando operan en modo regenerativo. Cuando el motor está alimentado por un puente de rectificación controlada, con inversión de marcha mediante frenado por recuperación, se pueden producir problemas importantes. En tal caso, si se quiere cambiar el sentido de giro del motor, hay que actuar sobre la intensidad de alimentación y la corriente de excitación, de forma que el motor, conservando aún su primitivo sentido de giro, actúa así como generador. A continuación se ralentiza y, posteriormente, el control vuelve a convertirlo en motor, sólo que girando en sentido contrario al inicial.

El comportamiento de un inversor de conmutación forzada depende del valor de la tensión en la barra donde han de conmutar los tiristores. Si resulta que ese valor de tensión se atenúa como consecuencia de la aparición de un hueco, puede que no exista tensión suficiente para conmutar uno o más SCR. Entonces, cuando se dispara otro SCR, se produce un cortocircuito entre dos ramas del puente, a través de ambos SCR. Para minimizar los daños tanto en los SCR como en el motor, se suelen emplear fusibles

semiconductores de actuación rápida (ultrarrápidos). La única manera de evitar este problema es detectar inmediatamente el hueco e inhibir el disparo de los SCRs. Normalmente, la circuitería del variador no es lo suficientemente rápida como para detectar y actuar en tiempo real ante un evento de este tipo. Además, es posible que se necesite un freno mecánico como apoyo.

Por lo tanto, si en el tiempo de frenado se origina un hueco de tensión, se produce la fusión de los fusibles de protección de ciertos tiristores. Lo mismo ocurre si tiene lugar una interrupción breve. Si la interrupción es de larga duración, se producirá la fusión de los fusibles en los instantes iniciales del proceso.

6.12.6. Sistemas de control

El control electrónico de procesos actúa en tiempo real; por consiguiente, los huecos de tensión y las interrupciones cortas pueden inducir en ellos órdenes erróneas que alteren el funcionamiento de estos sistemas.

6.12.7. Ordenadores

Tanto los ordenadores que realizan funciones administrativas, como los de vigilancia y control de procesos industriales, son sensibles a los huecos de tensión, que pueden ocasionar en ellos pérdidas de información o interpretaciones erróneas de órdenes.

6.13. Evaluación de las pérdidas de producción

La evaluación de las pérdidas de producción ocasionadas principalmente a los usuarios industriales, pueden ser de muy diversa magnitud, dependiendo del proceso productivo que se vea afectado. Algunos procesos industriales que pueden servir como ejemplo de los efectos adversos de los huecos de tensión, son los siguientes:

- ◆ Plantas con procesos de fabricación continuos, como papeleras, laminadoras, rotativas de prensa, etc. La variación de la velocidad y/o parada independiente de los motores que mueven este tipo de procesos continuos pueden provocar la ruptura de la cinta de papel o lámina en general, ocasionando la pérdida del material en proceso, así como la pérdida de tiempo de producción hasta el re arranque del proceso.
- ◆ Factorías de semiconductores. Este tipo de plantas se ven afectadas debido a la alta sensibilidad que tienen los equipos existentes en las salas limpias de producción, provocando perturbaciones en estos equipos y ocasionando daños importantes en la mayoría de los casos, como la pérdida completa de la producción de obleas.
- ◆ Cementeras. Los efectos sobre el sistema de control del proceso de fabricación de cemento producen interrupciones en la producción, bajando el rendimiento de la planta.
- ◆ Industrias cerámicas. Pueden sufrir parada en los hornos, molinos y atomizadores, que supongan paradas del proceso productivo.

6.14. Acciones de prevención y corrección

6.14.1. Principios fundamentales de corrección.

Tanto la compañía de distribución eléctrica, como los consumidores finales y los fabricantes de los equipos, pueden tomar diversas medidas para disminuir el número y la severidad de los huecos de tensión y reducir, asimismo, la sensibilidad de las máquinas frente a dichas perturbaciones. La *figura 6.22*. ilustra distintas soluciones alternativas a los huecos y sus costes relativos.

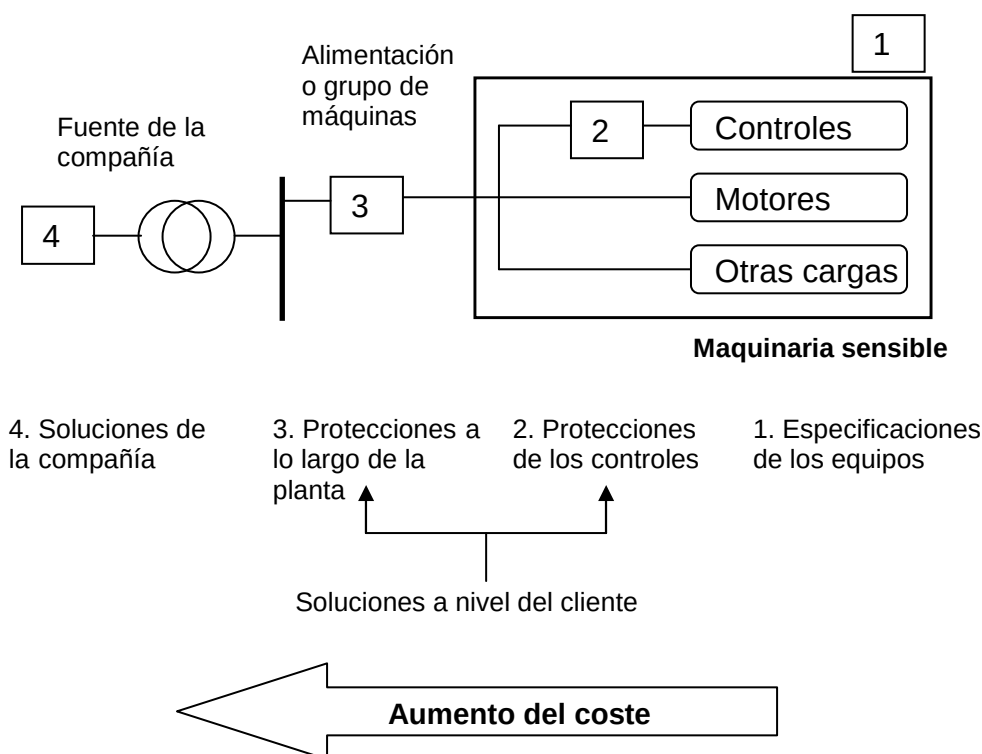


Figura 6.22. Coste de la capacidad para soportar huecos de tensión en diferentes niveles del sistema.

Como se puede ver en la *figura 6.22*, resulta tanto más barato abordar y solucionar los problemas ocasionados por los huecos de tensión cuanto más cerca de la carga se apliquen las medidas correctoras. Las soluciones disponibles en los niveles más altos de potencia son, por lo general, más costosas, si bien las compañías de distribución eléctrica deben adoptar algunas medidas responsables a la hora de combatir tanto los huecos de tensión como las interrupciones cortas.

La solución más económica es que el usuario especifique al fabricante las condiciones en las que su maquinaria ha de ser capaz de funcionar correctamente durante un hueco de tensión de una determinada duración y profundidad. Muchos proveedores pueden proporcionar equipos con la capacidad necesaria para un correcto funcionamiento, si así se especifica en el momento de la compra.

En el siguiente nivel aguas arriba, nivel 2, podría aplicarse un sistema UPS (*Uninterruptible Power Supply*) o algún otro tipo de acondicionamiento de potencia para el control de la máquina. Esto es factible cuando las máquinas por sí mismas pueden aguantar el hueco o la interrupción, pero los controles que poseen las desconectarían automáticamente.

En el nivel 3 de la figura, se podría utilizar algún tipo de suministro de reserva con capacidad para alimentar la carga durante un breve periodo de tiempo. En el nivel 4, sería necesario realizar modificaciones en el sistema de potencia de la compañía eléctrica para reducir significativamente el número de huecos y de interrupciones.

Existen, por lo tanto, varios costes asociados a la hora de combatir los efectos de huecos de tensión e interrupciones breves:

- ◆ Costes asociados al impacto del hueco de tensión en los procesos del cliente.
- ◆ Costes que afectan a toda la sociedad (pérdidas en inversiones, empleo, etc.).
- ◆ Coste a la hora de mejorar el funcionamiento y fiabilidad del sistema de suministro eléctrico.
- ◆ Coste que suponen las mejoras en la inmunidad de los equipos involucrados en las plantas industriales del consumidor.

6.14.2. Acciones de prevención y corrección en función de la instalación

Las acciones para hacer frente a los efectos de los huecos de tensión e interrupciones cortas son diferentes según se trate de una instalación nueva que se va a conectar por primera vez, o de una que ya está en funcionamiento.

◆ Instalación en funcionamiento

Lo primero a realizar, será documentar el problema. Es necesario obtener información acerca de:

- ⊕ El instante en que ocurren las perturbaciones y su correlación con faltas en la red de suministro o en las instalaciones del cliente.
- ⊕ Tipo de perturbación interna que se produce.
- ⊕ Registro de perturbaciones, a fin de identificar las faltas que originan los huecos y su duración.
- ⊕ Pérdidas de producción o de otro tipo.
- ⊕ Grado de insensibilización.

A partir de los datos anteriores, se ha de evaluar la situación y definir las medidas que pueden adoptar la empresa suministradora y el cliente.

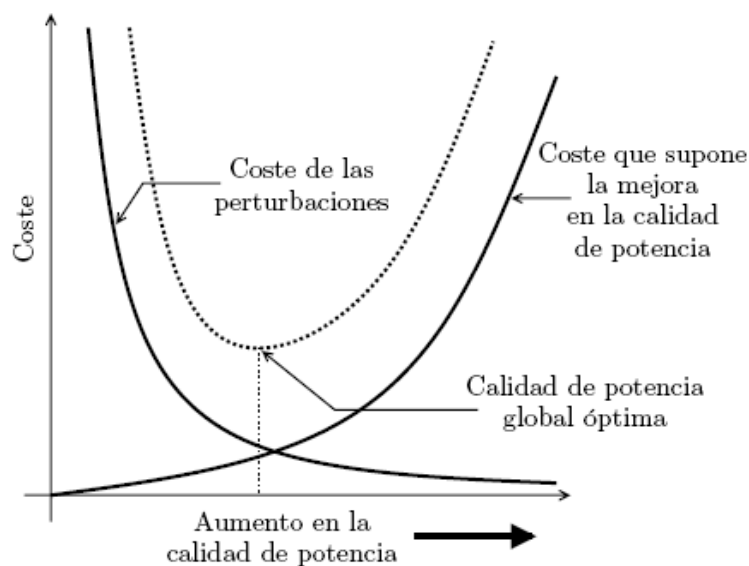


Figura 6.23. Condiciones óptimas de calidad de potencia frente a los costes asociados.

◆ Instalación nueva

Deberá hacerse un estudio previo para la elección del punto de conexión común más apropiado.

6.14.3. Usuarios finales

Para poder hacer frente a un hueco de tensión, la carga necesitará alguna clase de sistema que pueda a su vez reaccionar en el intervalo aproximado de medio ciclo y suministrar una potencia cercana a la nominal durante unos pocos segundos, hasta que la tensión sea restaurada completamente. Esto requiere o bien una fuente de energía almacenada en el lugar, o bien una fuente alternativa. Estos dispositivos deben ser, en ambos casos, capaces de ser disparados rápidamente o estar siempre en línea.

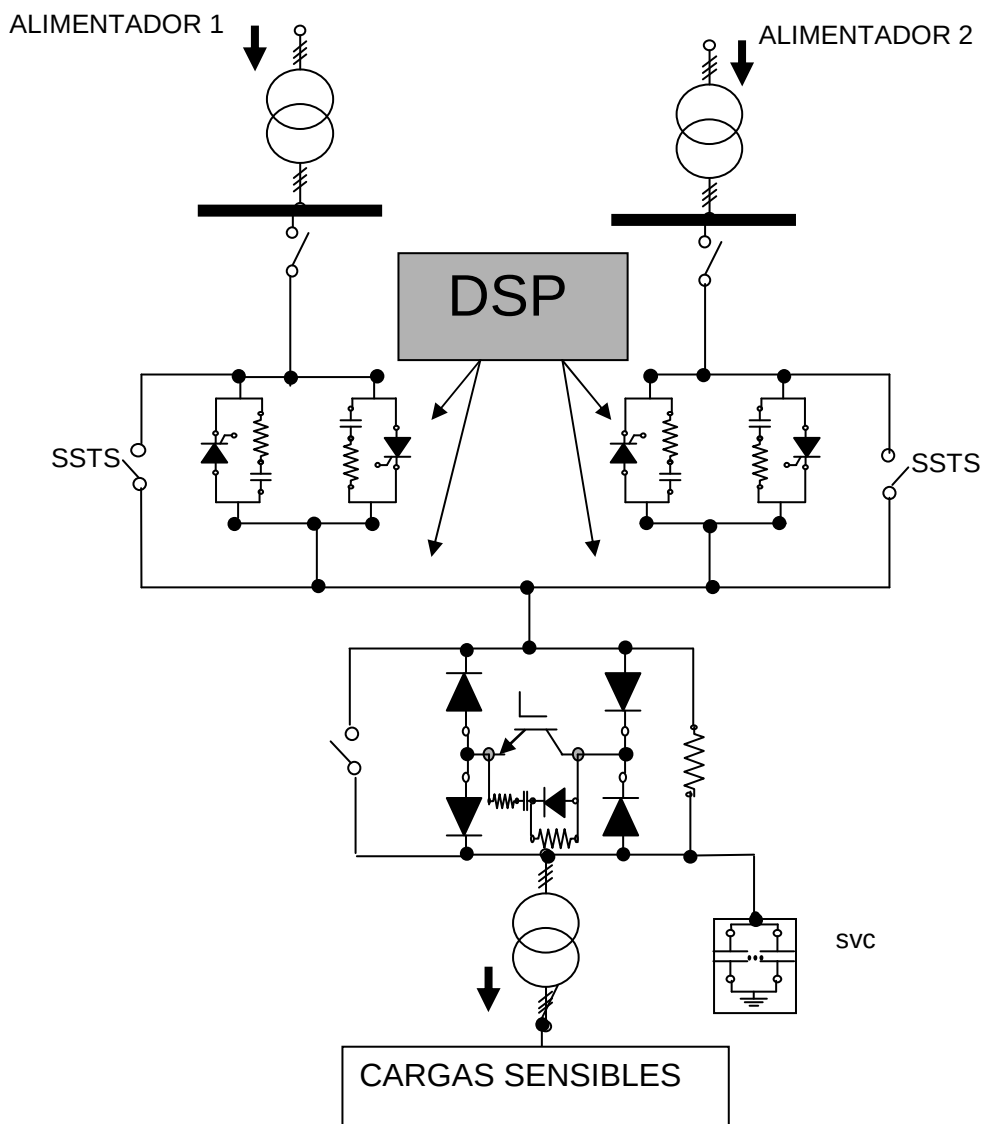


Figura 6.24. Esquema de conexión a dos alimentadores a través de SSTS

Normalmente, como consecuencia de las restricciones económicas, la protección se aplica sólo a las cargas más críticas de la planta industrial. Con frecuencia, la carga crítica puede estar asociada a unos pocos controladores electrónicos o computadores, y los sistemas UPS (*Uninterruptible Power Supply*: Sistema de Alimentación Ininterrumpida o SAI) comúnmente disponibles, pueden ser empleados para solucionar el problema. Sin embargo, trabajos más recientes se han desarrollado en torno a la idea de disponer del suministro que necesita la totalidad de la planta durante el tiempo de duración de la perturbación. Esto ha dado como resultado el desarrollo de dispositivos de almacenamiento de alta

energía, como el SSD (*Superconducting Storage Device*), e interruptores de transferencia rápida (*Solid State Transfer Switch SSTS*) que con un esquema de conexiones como el que se puede ver en la *figura 6.24*, pueden conmutar, a otro alimentador en tan sólo unos pocos milisegundos. El SSD puede hacer frente a interrupciones de al menos 2 s. Cargas propias de corriente continua, como sistemas telefónicos, requieren equipos UPS muy grandes, de manera que les resulte posible permanecer activas, con potencia, hasta que la generación suplente pueda comenzar.

Transformadores ferresonantes, sistemas UPS, sistemas de control del flujo de potencia (*Unified Power Flow Controller UPFC*) y sintetizadores magnéticos son algunos de los dispositivos de acondicionamiento de potencia que pueden ofrecer protección contra huecos de tensión e interrupciones. Los dos tipos básicos de UPS son aquellos que están en línea y aquellos que se hallan en estado de espera. Estos dispositivos pueden usarse para interrupciones de larga duración, por encima de 15 minutos. El UPS híbrido, una variante del UPS suplente o en espera, puede usarse también para interrupciones de larga duración. Grupos motor–generador y UPS rotativos, se están empleando también para interrupciones de larga duración. El SSD se puede usar con interrupciones de corta duración (menores o iguales a los 2 s).

Desde un punto de vista puramente económico, es necesario valorar la idoneidad de la inmunización de una instalación caso por caso:

- ◆ Para duraciones inferiores a 1 s, es económicamente viable disponer algún dispositivo de protección de los mencionados, puesto que el hueco o la interrupción corta afecta principalmente a los sistemas de control con potencias moderadas.
- ◆ Para los huecos superiores a 1 s y las interrupciones que pueden afectar a una elevada potencia, la solución resulta mucho más costosa. Sólo se justifica económicamente en aquellas partes de la instalación que tienen potencia reducida y cuya permanencia es de gran importancia como, por ejemplo, los centros de proceso de cálculo y los sistemas de control.

En términos generales, las medidas que se pueden adoptar en las plantas industriales son las siguientes:

- ◆ Si posee una fuente de generación propia:
 - ✦ Disponer los servicios prioritarios sobre la barra que, desde el punto de vista eléctrico, esté más próxima a ella. Se consigue así disminuir la profundidad de los huecos.
 - ✦ Prever sistemas de desacoplamiento de consumos prioritarios sobre la generación propia en caso de perturbación. Esto puede reducir la duración de los huecos, si bien conlleva los riesgos asociados al aislamiento de la planta.
- ◆ Reducir en lo posible el tiempo de eliminación de las faltas.
- ◆ Prever que el sistema de protección soporte la reacceleración.
- ◆ Conmutar a un suministro alternativo. Se produce un paso por cero que se puede inmunizar. Tiene la ventaja adicional de hacer frente a las interrupciones.
- ◆ Inmunizar la instalación.

Por lo tanto es necesario analizar los medios de inmunización más comunes.

6.14.4. Medios de inmunización de las instalaciones industriales

Existen varias soluciones que se usan hoy en día para corregir los efectos tanto de los huecos de tensión, como de las interrupciones. Las tecnologías de almacenamiento de energía, por ejemplo, no

producen energía de red, pero sí es cierto que pueden suministrar energía eléctrica durante periodos de tiempo relativamente breves. Se utilizan para corregir fenómenos como el flicker, huecos de tensión o sobretensiones, que tienen lugar cuando las compañías eléctricas o los usuarios activan el abastecimiento de energía a las cargas. También es posible recurrir a otros métodos para controlar y regular de alguna manera la tensión que llega hasta las plantas industriales.

Además de los medios de inmunización de las instalaciones industriales que se describen a continuación, existen otros sistemas comerciales que constituyen una combinación de los descritos en las sucesivas secciones o bien, simplemente, utilizan un determinado nombre comercial para designar algún tipo de método de protección incluido en este capítulo. Algunos de ellos son el PQVR (*Power Quality Voltage Regulator*) o PQIVR (*Power Quality Industrial Voltage Regulator*), ambos reguladores de tensión con sistemas de almacenamiento de energía basados en tecnología SMES, compensadores de huecos de tensión (monofásicos y trifásicos) DynaCOM, el FasTran 25, un conmutador mecánico de transferencia de alta velocidad, o el propio DySC (*Dynamic Sag Corrector*), entre otros.

6.14.4.1. Transformadores de varias tomas

Los transformadores ofrecen un medio de regulación que se basa en la posibilidad de poder variar la relación entre sus espiras. Para ello, se establecen varias desviaciones, llamadas tomas, en uno de los arrollamientos, generalmente en el de más alta tensión (menor corriente y mejor regulación) y, al propio tiempo, se dispone de algún mecanismo para llevar a cabo la conmutación.

Esta técnica es muy simple en su concepto y utiliza la implementación de tiristores (SCR). La conmutación electrónica entre las tomas se consigue a través del uso de tiristores en oposición, con un transformador de tomas (*Tap changer*) como se muestra en la figura 6.25.

Esta solución presenta un tiempo de respuesta razonable (un ciclo) y se usa frecuentemente en aplicaciones de media potencia ($> 1\text{kVA}$). Sin embargo, si se desea un control de altas prestaciones se requiere un gran número de tiristores (60 SCR's para un $\pm 3\%$ de regulación con un rango de entrada de $+10\% / -20\%$). Como resultado, el control de respuesta rápida resulta bastante complejo.

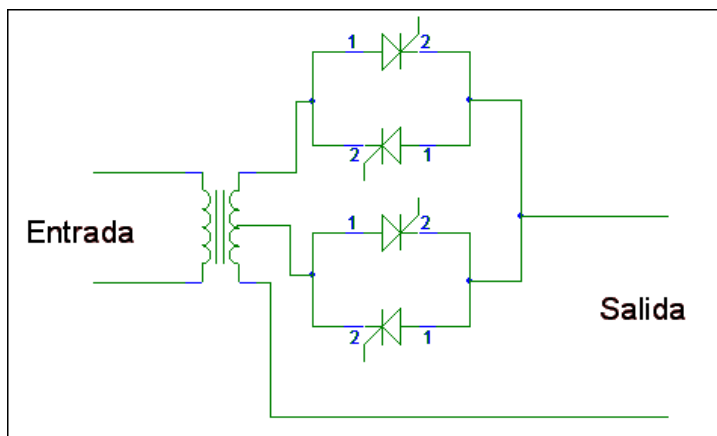


Figura 6.25. Transformador de tomas con conmutación electrónica.

Otro inconveniente de este esquema lo constituye su susceptibilidad frente a transitorios de corriente elevada, con la presencia de cargas como motores sobre las tomas, y su pobre rechazo a transitorios de tensión.

Por lo tanto, los transformadores de varias tomas proporcionan una protección limitada frente a huecos de tensión profundos, sin corrección de los desplazamientos de fase que tienen lugar durante un evento de este tipo.

6.14.4.2. Regulador de reactancia saturable

Esta topología controla la tensión de salida variando la impedancia de una reactancia saturable, que se hace entrar y salir de saturación en el punto requerido de la onda sinusoidal, tal y como se puede ver en la *figura 6.26*. El esquema es simple en cuanto a su concepto y presenta un buen rechazo a transitorios. Son relativamente baratos, pueden aplicarse a un elevado rango de cargas y no presentan demasiados requisitos en lo que a mantenimiento se refiere.

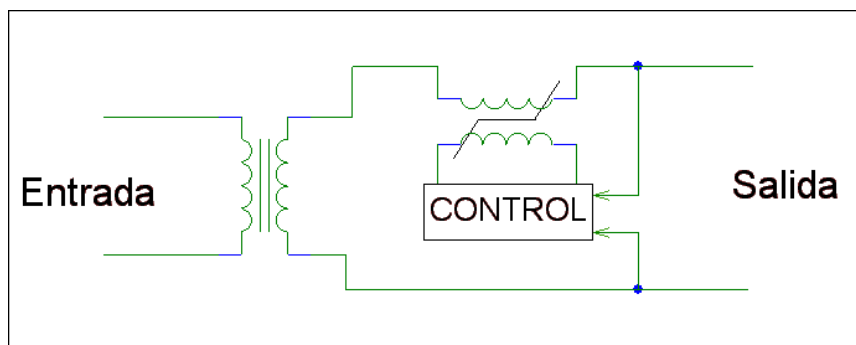


Figura 6.26. Regulador con reactancia saturable.

En cuanto a los inconvenientes de esta técnica, es posible destacar su elevado tiempo de respuesta (10 ciclos), su alta impedancia de salida, que conduce a una alta distorsión con cargas no lineales, y su sensibilidad frente al factor de potencia de las cargas. Además, no es capaz de manejar sobrecorrientes como las que tienen lugar en el arranque de motores, ni de suprimir los transitorios generados dentro de la propia planta.

6.14.4.3. Variacs motorizados

Los transformadores variables o Variacs (actualmente un nombre comercial) son un tipo de transformadores que poseen un único arrollamiento, en lugar de los dos bobinados que se encuentran en la mayoría de los transformadores de potencia. Consiste en un núcleo de hierro en forma de toroide alrededor del cual se dispone un arrollamiento de cobre. La línea de alterna se conecta a los extremos del devanado. Se establece una toma móvil de manera que pueda desplazarse alrededor del bobinado, permitiendo la conexión a cualquier número de espiras.

En cuanto a los Variacs motorizados, puede decirse que el dispositivo se mueve a lo largo de múltiples tomas en un autotransformador, dando lugar a que el transformador en serie disminuya o aumente la tensión de salida. Este esquema (*figura 6.27*) puede manejar fuertes sobrecorrientes, usadas con frecuencia en el ámbito industrial, como consecuencia de su capacidad para hacer frente a los huecos de tensión e interrupciones.

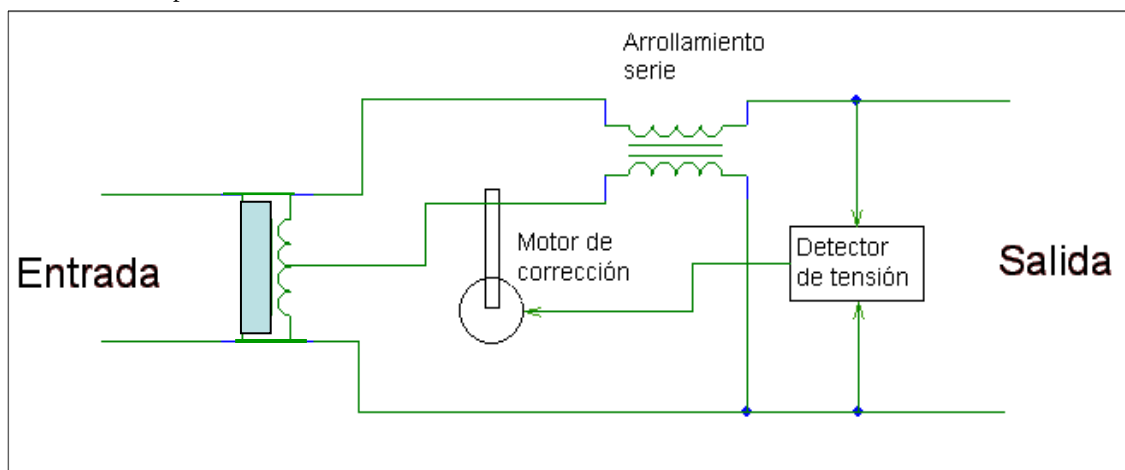


Figura 6.27. Variac motorizado.

Ambos tipos de reguladores, se emplean para regular la tensión de salida y ofrecen un buen comportamiento frente a huecos de un 20–30% de profundidad. Por otra parte, estos dispositivos presentan elevados tiempos de respuesta (30 V/s) y no resultan adecuados para equipos electrónicos sensibles. Además, necesitan un considerable esfuerzo en cuanto a su mantenimiento (debido principalmente a la presencia de componentes electromecánicos) y tienen escasa capacidad para eliminar transitorios. Su respuesta, extremadamente lenta, limita su efectividad.

6.14.4.4. Reguladores por control de fase

Esta técnica utiliza tiristores (controlados mediante fase) con un filtro L–C para regular la tensión de salida. Presenta elevados tiempos de respuesta, alta distorsión, especialmente con cargas no lineales, sobredimensionamiento de los filtros y no puede manejar sobrecorrientes como las que se producen durante el arranque de motores.

6.14.4.5. Reguladores electrónicos de tensión

Se trata de una nueva clase de reguladores de tensión automáticos, basados en la conmutación de alta frecuencia de inversores (figura 6.28.). Proporcionan una respuesta rápida (1–2 ms), tensiones sinusoidales, así como un diseño compacto. Esta categoría de reguladores ofrece, si cabe, uno de los mejores rendimientos. Sin embargo, el diseño apropiado con una cierta capacidad de sobrecarga puede hacer que el coste total resulte finalmente inaceptable.

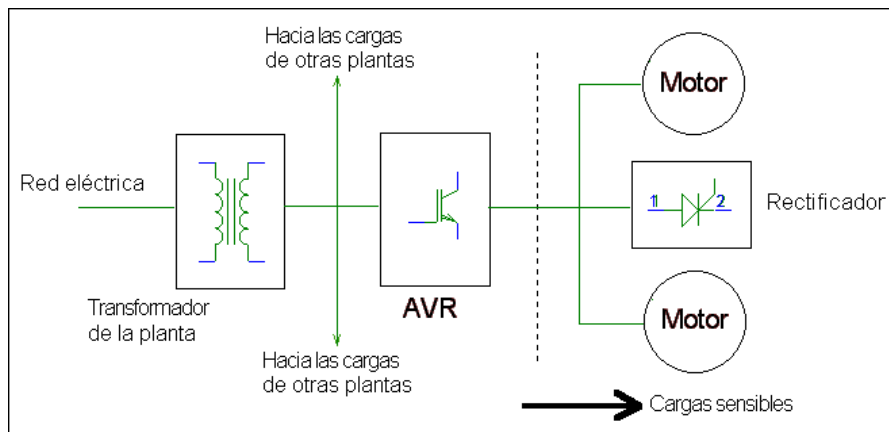


Figura 6.28. Regulador electrónico de tensión.

Con el fin de obtener buenas velocidades de respuesta y un correcto funcionamiento como regulador, con un precio más bajo que el de las topologías más convencionales, es posible utilizar una configuración híbrida, empleando conjuntamente componentes activos y pasivos (figura 6.29). Puede utilizarse un interruptor de desvío o bypass para proporcionar protección en caso de faltas.

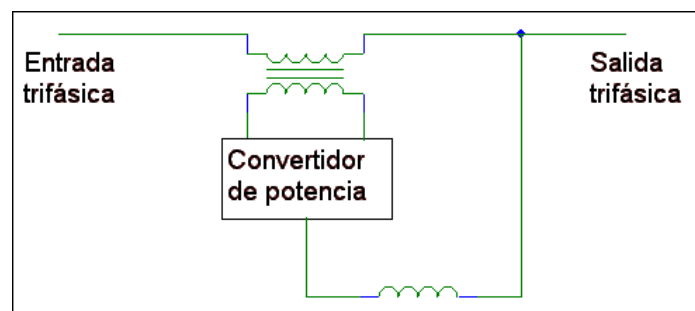


Figura 6.29. Regulador electrónico de tensión híbrido.

6.14.4.6. Regulador estático de tensión

El regulador estático de tensión (*Static Voltage Regulator o SVR*) está diseñado para regular la tensión de la carga durante una caída de tensión de la fuente; en concreto, durante un hueco de tensión debido a la aparición de faltas en alimentaciones adyacentes, huecos en el nivel de transmisión y otro tipo de condiciones que puedan ocasionar huecos de tensión.

Este dispositivo, mediante la utilización de conmutadores estáticos entre las tomas de un transformador, regula simplemente la tensión dentro de los niveles de operación del equipo. Al contrario que los transformadores de tomas convencionales, los cuales están dotados con un sistema mecánico de conmutación que presenta un cierto retraso, el sistema de conmutación en un SVR está diseñado para responder instantáneamente mediante la selección de la toma de tensión más adecuada, sin la necesidad de pasar a lo largo de una serie de tomas de menor tensión.

El SVR consta de tres células de fase y una cámara de control y comunicaciones. Como se puede ver en la *figura 6.30.*, cada una de las células de fase del SVR está constituida por un transformador elevador de tensión (“*boost*”) (2) con su arrollamiento secundario conectado en serie con la línea de distribución, y un transformador de regulación (1) con una serie de tomas en el secundario conectadas a través de interruptores SCR (3) con el primario del transformador elevador y con el interruptor de la barra.

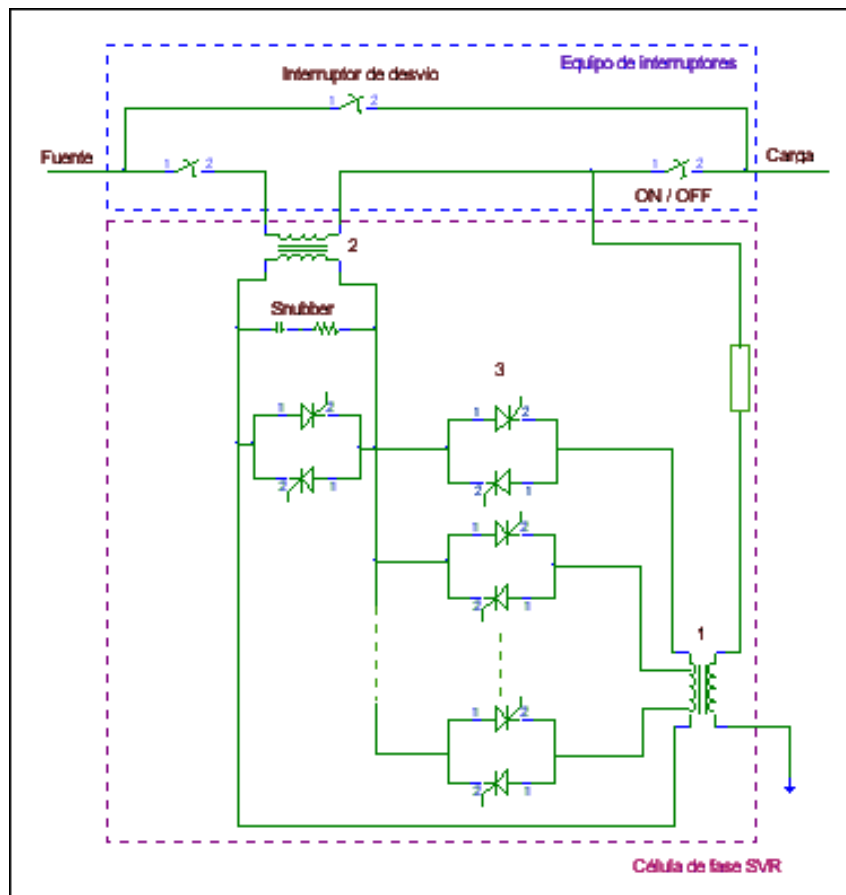


Figura 6.30. SVR con interruptores de desvío y aislamiento.

Mientras la tensión se encuentre por encima del 90% de su valor nominal, el SVR opera en su modo normal (no como elevador): el interruptor de la barra está cerrado y todos los interruptores de las tomas están abiertos. Cuando tiene lugar un hueco de tensión, la lógica del SVR (basada en un microprocesador) percibe ese nivel instantáneo de la caída de tensión y determina que interruptor SCR de una toma concreta del transformador debe cerrarse. Cuanto menor sea el valor de la tensión entrante, más alto será el nivel

de la toma que se seleccione y se conecte al primario del transformador elevador de tensión, tan pronto como el interruptor SCR de la barra se abra. La tensión de esa toma concreta, seleccionada y conectada, se manifestará en el secundario del mencionado transformador elevador y elevará la tensión en el lado de la fuente (tensión entrante) hasta un nivel por encima del 90% del valor nominal. Mientras el SVR funcione en este modo de regulación, la lógica evalúa continuamente el nivel de tensión de la fuente cada medio ciclo aproximadamente y puede elegir, si fuese necesario, otra toma para mantener la tensión de salida entre un 90% y un 100% de su valor nominal. Cuando la tensión de la fuente regresa a su rango normal de funcionamiento, la lógica desconecta (abre) el interruptor de la toma, verifica que dicho interruptor de la toma esta de hecho abierto y, entonces, cierra el interruptor de la barra, todo ello dentro del intervalo de un cuarto de ciclo. Con el fin de responder adecuadamente a las condiciones del sistema cuando tiene lugar un hueco de tensión, cada conmutador estático correspondiente a cada una de las fases funciona independientemente, para proporcionar a cada fase el impulso o la elevación que necesita.

El SVR no requiere el almacenamiento de energía, y ocupa un espacio relativamente pequeño en comparación con la carga que puede proteger. Además, está diseñado para ser instalado fuera de la planta industrial, por lo que no invade el área destinada a las labores de manufacturación. Un SVR es capaz de corregir los efectos de posibles huecos de tensión (de hasta una profundidad del 55%) en algo menos de un cuarto de ciclo (4 ms), permitiendo que incluso aquellos equipos más sensibles puedan hacer frente a un hueco de tensión causado por una falta tanto en el sistema de transmisión, como en el de distribución.

6.14.4.7. Acondicionadores de conmutación suave en línea.

Los acondicionadores de conmutación suave (*Soft Switching Automatic Voltage Regulators, SSAVR*), se pueden utilizar para obtener un mejor funcionamiento del sistema. Estos dispositivos combinan la rapidez de respuesta y las altas prestaciones de los acondicionadores activos en línea, con el bajo coste de otras soluciones más convencionales. El núcleo de este esquema lo constituye un puente inversor que utiliza como dispositivos semiconductores IGBTs (*Isolated Gate Bipolar Transistor*), basados en una tecnología de conmutación suave del inversor, como el inversor de enlace en cc resonante con fijación activa (figura 6.31.). Los inversores resonantes se utilizan en aplicaciones de alta frecuencia que requieren de una tensión fija de salida. Particularmente, en el caso de los inversores de enlace en cc resonantes, un circuito resonante se conecta entre el inversor y la alimentación en cc (barra de continua). Los pulsos de tensión resonantes se producen en la entrada del inversor, y los dispositivos del inversor se activan o desactivan en tensión cero.

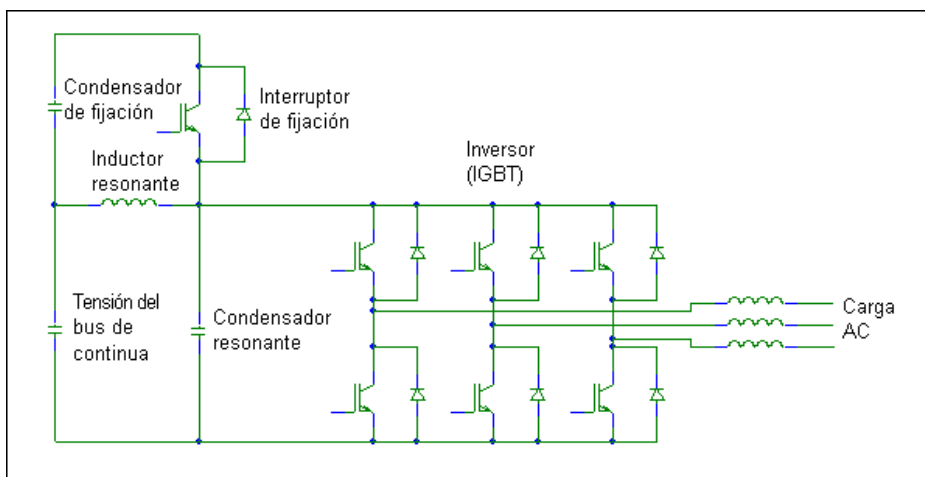


Figura 6.31. Inversor de enlace en cc resonante con fijación activa usado en un SSAVR.

A nivel industrial, es posible realizar reguladores de este tipo de hasta 1 MVA, usando la citada técnica de conmutación suave. Este sistema puede estar basado también en una configuración híbrida, utilizando componentes activos y pasivos para conseguir una solución efectiva y barata. Los componentes activos se coordinan para tolerar sobrecargas que puedan tener lugar como consecuencia de eventos de tipo transitorio como las faltas o el arranque de motores. Los SSAVR también bloquean el ruido en modo común presente en la línea de suministro, e intentan suprimir las desviaciones de tensión en el lado de la carga del acondicionador.

El nivel de las interferencias de tipo electromagnético generadas por estas unidades es bajo, a pesar de la alta frecuencia de conmutación empleada (70 kHz). La alta eficiencia y las pocas perturbaciones electromagnéticas producidas se deben principalmente a la naturaleza del inversor (característica de conmutación suave).

Un SSVAR puede mantener la tensión de salida dentro de un margen de variación del 1% de su valor nominal frente a una variación de la tensión de entrada considerablemente elevada. Su velocidad de respuesta es muy alta, y puede considerarse instantánea frente a las cargas de tipo industrial que se manejan.

6.14.4.8. Transformadores ferroresonantes

Los transformadores ferroresonantes, también llamados transformadores de tensión constante (*Constant Voltage Transformers, CVT*), pueden manejar la mayoría de las condiciones que se dan en un hueco de tensión. Los CVT son especialmente atractivos para cargas permanentes de baja potencia. Las cargas variables, especialmente con grandes corrientes internas, presentan más problemas para los CVT.

Este tipo de transformadores mantienen dos caminos magnéticos separados con un acoplamiento limitado entre ellos (relación de transformación 1:1). La salida contiene un circuito resonante en paralelo y extrae potencia del primario para compensar la potencia enviada hacia la carga. El dispositivo está diseñado de manera que ese camino resonante está en saturación, mientras que el otro no lo está. El secundario opera en saturación y está en resonancia con el condensador de salida de un circuito sintonizado. Como resultado, cualquier cambio en la tensión del primario no se traducirá en una variación en la tensión del secundario. Por lo tanto, las ondas de salida no son sinusoidales (onda cuadrada), especialmente con cargas no lineales. Se puede decir que suministran una tensión de salida que no se ve afectada de forma significativa por las variaciones de la tensión de entrada. De hecho, cualquier cambio en el primario o en la tensión de línea puede modificar la corriente, pero no hará que varíe el flujo o la tensión inducida en el secundario.

Esta solución se utiliza mucho en acondicionadores en línea para cargas de tipo electrónico (no lineales) y, en general, por debajo de los 20 kVA. Proporciona protección frente a huecos de tensión, durante un tiempo comprendido entre uno y varios ciclos, aunque no frente a interrupciones cortas y menos frente a interrupciones largas.

Esta técnica de inmunización ofrece una buena solución en lo que a supresión de transitorios se refiere, si bien no eliminará aquellos transitorios que se generen en el interior de la propia planta. Una especie de arrollamiento neutro puede utilizarse para cancelar algunos armónicos de salida.

Un circuito ferroresonante típico es el que se muestra en la *figura 6.32*. En la *figura 6.33*, se puede ver la mejora en la respuesta frente a huecos de tensión de un controlador del proceso alimentado por un transformador ferroresonante.

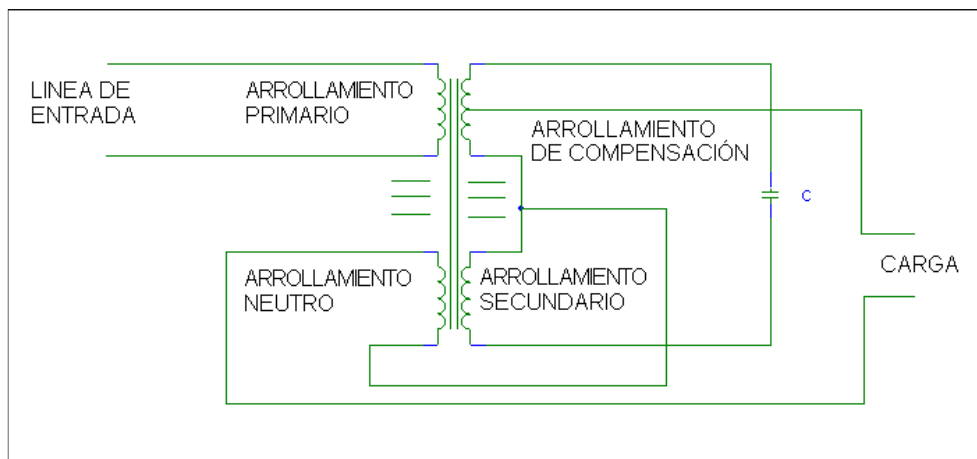


Figura 6.32. Transformador ferroresonante.

En la figura 6.33, se puede observar la marcada mejoría que se obtiene en el controlador del proceso utilizando un transformador ferroresonante para hacer frente a un hueco de tensión por debajo del 30% de la tensión nominal, en comparación con el 82% sin un transformador de este tipo. Puede observarse cómo la capacidad de hacer frente al hueco se mantiene constante a un cierto nivel. La razón de ello es la pequeña demanda de potencia del controlador del proceso, sólo 15 VA.

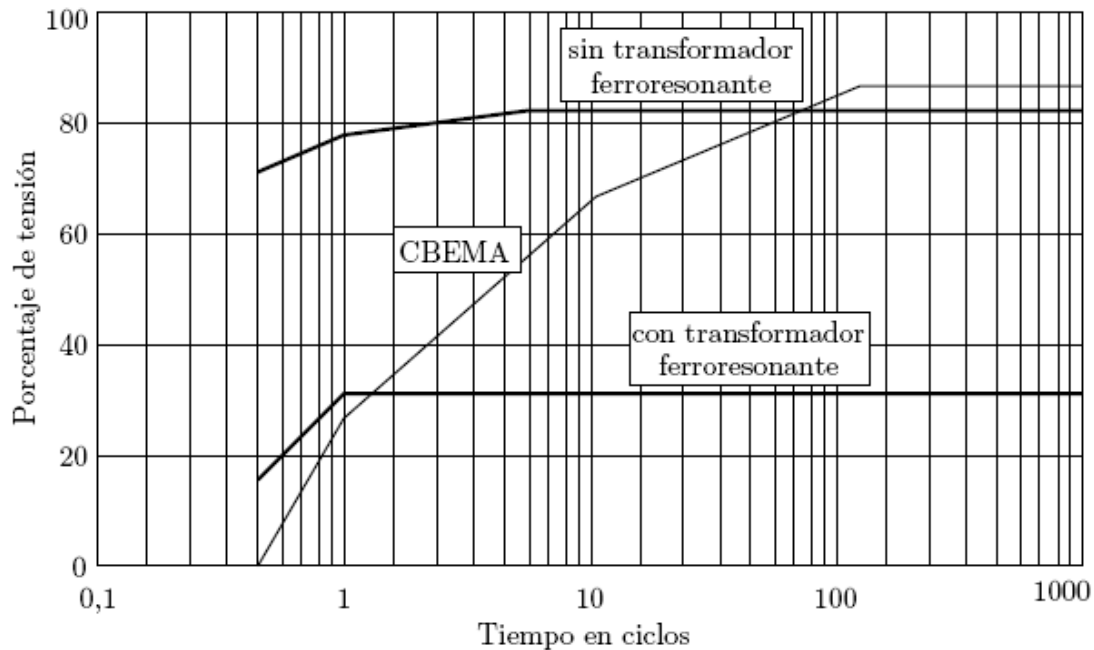


Figura 6.33. Mejoría experimentada frente a un hueco de tensión con la presencia de un transformador ferroresonante.

La figura 6.34., muestra el hueco de tensión admisible como un porcentaje de la tensión nominal frente a la carga del transformador ferroresonante.

Con un 25% de la carga, el hueco de tensión permisible es de un 30% del valor nominal, lo que significa que el CVT dará salida a un 90% de la tensión normal y tanto el tiempo como la tensión de entrada están sobre el 30%. Esto es importante dado que la tensión de la planta raramente cae por debajo del 30% de la nominal durante un hueco de tensión. A medida que la carga se ve incrementada, la correspondiente capacidad de hacer frente al hueco se reduce, y cuando el transformador ferroresonante está sobrecargado (por ejemplo, con un 150% de carga), la tensión cae a cero.

El transformador ferroresonante tiene por lo tanto una capacidad baja para manejar sobrecargas momentáneas, como las que pueden estar causadas por la elevada corriente demandada durante el arranque de motores, y, como se ha visto, la tensión de salida sufre un colapso para un valor de carga alrededor del 150%. Un sobredimensionamiento del dispositivo no es la respuesta absoluta a este problema: esto puede hacer que la eficacia del dispositivo se vea reducida y aumente la energía disipada en forma de calor. En resumen, puede decirse que el CVT resulta útil en pequeños sistemas que no cuentan con la presencia de grandes motores.

Como dispositivo para hacer frente a huecos de tensión, el transformador ferroresonante presenta un tiempo de respuesta de entre 25 ms y 1.5 ciclos. Posee además una buena fiabilidad, unos requisitos de mantenimiento mínimos, coste razonable, una buena atenuación de impulsos en modo común y una buena regulación. Como consecuencia del circuito sintonizado de salida, es muy sensible frente a variaciones de frecuencia, un cambio de un 1% en la frecuencia da lugar a un cambio de un 1.5% en la tensión de salida, si bien un control ajustado de la frecuencia de red por parte de la compañía eléctrica hace que este problema no resulte demasiado grave. Más importante es su elevada impedancia de salida (hasta un 30% de la impedancia de carga), o su sensibilidad frente al factor de potencia de la carga. La eficiencia del CVT es de un 90%, aunque esta eficiencia disminuye a medida que la carga aumenta. Estas pérdidas se

traducen en disipación de calor y en la generación de ruido audible. El funcionamiento del transformador puede ser asimismo sensible a capacidades que se puedan dar en el circuito.

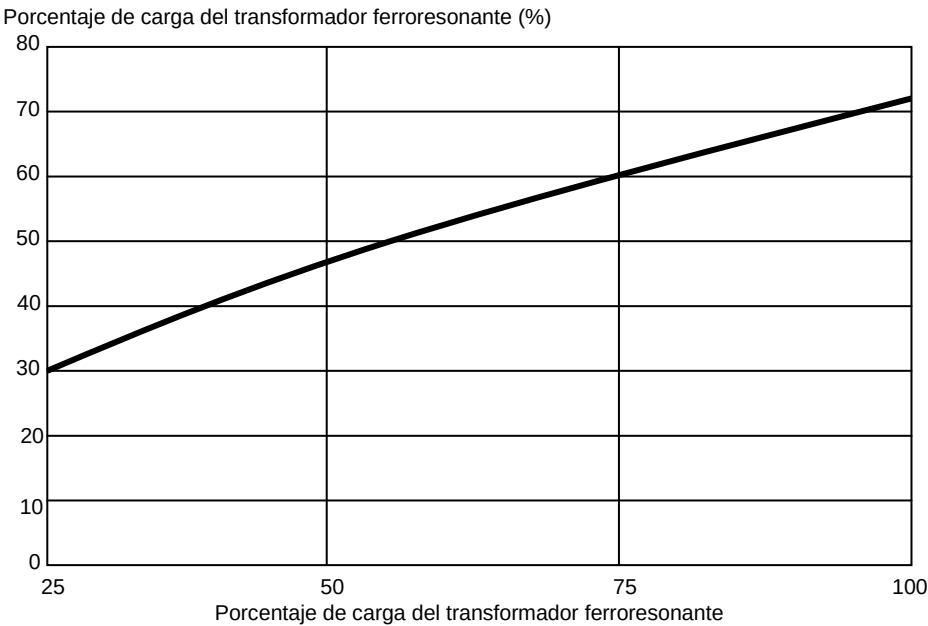


Figura 6.34. Hueco de tensión frente a la carga del transformador ferroresonante.

6.14.4.9. Sintetizadores magnéticos

Los sintetizadores magnéticos se usan, por lo general, con grandes cargas. Estas cargas deben ser de varios kVA para que dichas unidades sean rentables (50 kVA o más). Se utilizan para grandes computadores y otros equipos electrónicos sensibles a variaciones de tensión.

El sintetizador magnético es un dispositivo electromagnético que toma la señal entrante y regenera una forma de onda de salida trifásica y limpia, independiente de la calidad de la onda de entrada. Alimentado desde la propia red de suministro eléctrico, no emplea ninguna clase de elemento desplazado mecánicamente en el proceso de generación. La forma que presenta la onda a la salida se genera electromagnéticamente, y se encuentra completamente aislada de la entrada en todos los parámetros excepto dos: la fase y la frecuencia. La fase de salida se rige por la fase de la entrada, mientras que la frecuencia se ajusta a la de la línea. No existe conexión eléctrica alguna entre la entrada y la salida del dispositivo.

Atendiendo a su morfología, consiste simplemente en un conjunto de reactancias y transformadores de núcleo de hierro, saturables, y unidos a una serie de condensadores. Se sirve de los principios de la ferroresonancia para desempeñar su cometido. Un diagrama de bloques del proceso se muestra en la figura 6.35.

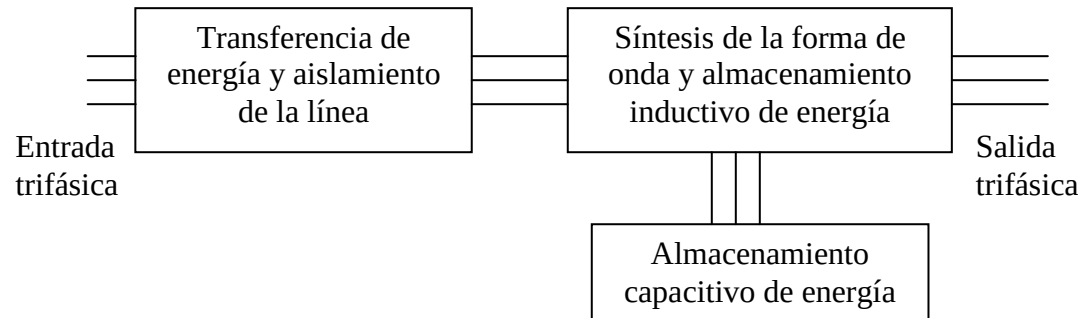


Figura 6.35. Diagrama de bloques de un sintetizador magnético.

La transferencia de energía y el aislamiento de la línea se completan con el uso de estranguladores (*starters*) no lineales: esto elimina problemas como el ruido de la línea. La forma de la onda alterna de salida está constituida por la combinación de distintos pulsos de tensión de transformadores saturados. La onda de energía se almacena en los transformadores saturados y en los condensadores en forma de corriente y tensión. Este almacenamiento de energía hace posible la salida de una forma de onda limpia, con una pequeña distorsión armónica. Finalmente, la potencia trifásica se suministra a través de un transformador en zigzag. La *figura 6.36*, muestra la capacidad de hacer frente al hueco de tensión de un sintetizador magnético, en comparación con la curva CBEMA.

6.14.4.10. Almacenamiento de energía mediante baterías

Las compañías eléctricas utilizan actualmente baterías para dotar de un suministro ininterrumpido de electricidad a los mecanismos de conmutación de las subestaciones y para arrancar sistemas de potencia de reserva. Sin embargo, existe un marcado interés por ir más allá de estas aplicaciones, buscando nivelación de carga y recorte de picos con sistemas de baterías que puedan almacenar y administrar potencia durante varias horas. Las baterías también incrementan la fiabilidad y la calidad de onda para usuarios de tipo residencial, comercial e industrial, proporcionando respaldo y capacidad de funcionamiento en condiciones de huecos o interrupciones.

La batería estándar utilizada en aplicaciones de almacenamiento de energía es la de plomo-ácido; su reacción es reversible, permitiendo que la batería sea reutilizable.

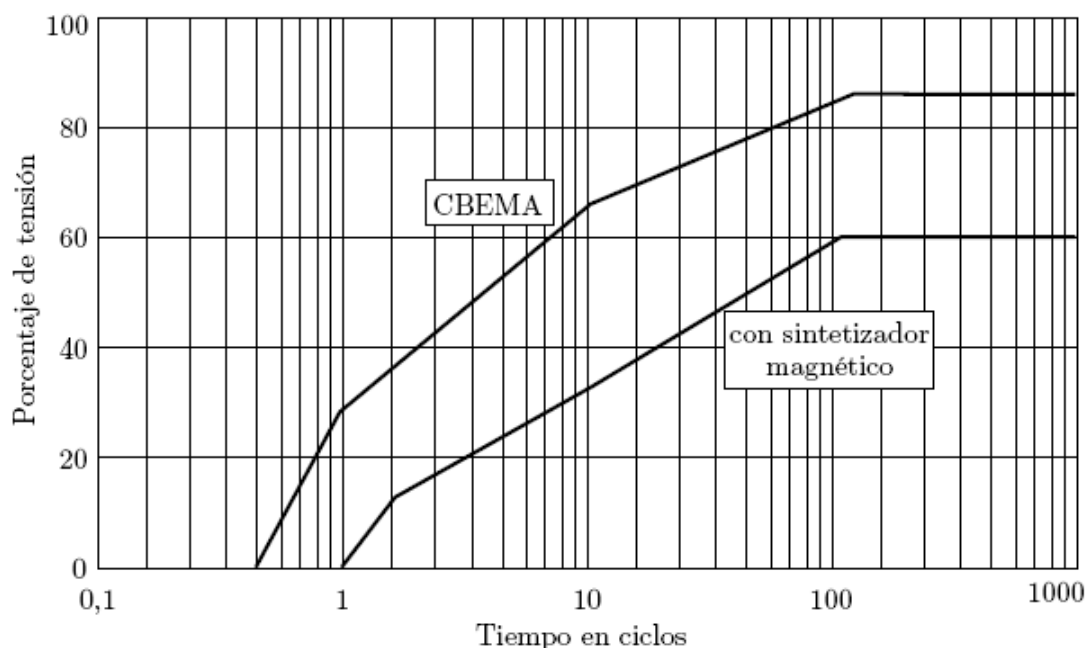


Figura 6.36. Capacidad de hacer frente a un hueco de tensión con la presencia de un sintetizador magnético.

6.14.4.10.1 UPS en línea.

La *figura 6.37.*, muestra una configuración típica de un UPS en línea. En este diseño, la carga se alimenta siempre a través del UPS. La tensión alterna entrante se rectifica a continua, la cual carga un banco de baterías. Esta tensión continua se invierte de nuevo en alterna para alimentar la carga. Si la tensión alterna entrante falla, el inversor se alimenta por medio de las baterías y continúa alimentando la carga. Además, poseen un bypass o conmutador a red (interruptor de desvío manual) que, en caso de fallo del inversor, conecta la carga a dicha red.

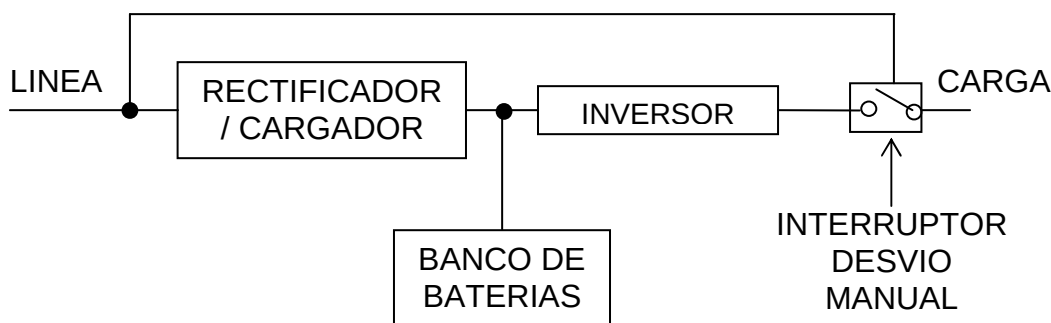


Figura 6.37. UPS en línea.

Con el fin de proveer de la capacidad necesaria para hacer frente a pausas o interrupciones en la potencia, un UPS en línea proporciona un fuerte aislamiento de la carga crítica frente a todo tipo de perturbaciones en la línea de potencia. Sin embargo, un UPS de este tipo puede resultar muy caro.

6.14.4.10.2 UPS suplente o en espera

Un sistema de suministro de potencia suplente o en espera (figura 6.38.), es denominado en ocasiones UPS fuera de línea, también “standby”, en inglés, dado que la línea normal se usa para alimentar el equipo hasta que se detecta una perturbación y, entonces, un interruptor transfiere la carga al inversor conectado a una batería de reserva. El tiempo de transferencia desde la fuente normal al inversor es importante: si es lo suficientemente breve (por debajo de 1 ciclo), y no existe desfase, la probabilidad de que los componentes típicos de control, que son los que por lo general se desean proteger, se vean afectados por un hueco, es muy pequeña.

La curva CBEMA muestra que 8 ms supone el límite de respuesta frente a un hueco de tensión, para fabricantes debidamente concienciados en lo que se refiere a la problemática de la calidad de onda. Por consiguiente, un tiempo de transferencia de 4 ms aseguraría la continuidad de operación para una carga crítica. Un sistema de suministro de potencia suplente o de reserva no proporciona, por lo general, ninguna protección transitoria o regulación de tensión, como sin embargo sí hace un UPS en línea.

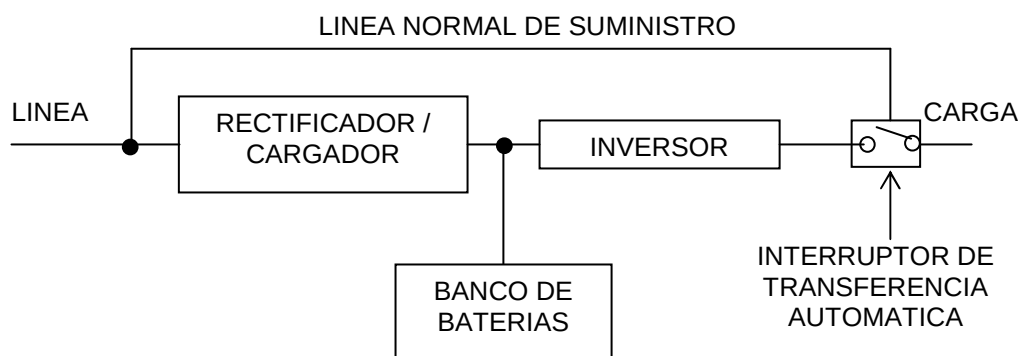


Figura 6.38. UPS de reserva o suplente (fuera de línea).

Las especificaciones del UPS incluyen capacidad kVA, regulación de tensión tanto dinámica como estática, distorsión armónica de la corriente de entrada y la tensión de salida, protección contra sobretensiones y atenuación del ruido. Las especificaciones deben indicar, o el fabricante debe suministrar, las condiciones de funcionamiento bajo las cuales dichas especificaciones son válidas. En general, puede afirmarse que el UPS fuera de línea resulta apropiado para cargas pequeñas (hasta 1.5 kVA aproximadamente, para aplicaciones monofásicas que involucran computadores) con la capacidad suficiente para hacer frente a la pausa mínima que tiene lugar durante la transferencia desde la alimentación de la red hacia la batería. Constituye un sistema extremadamente eficiente y, además, con un coste bastante reducido.

Si el equipo eléctrico protegido no puede soportar ningún tipo de pausa en el suministro como la que tiene lugar cuando un UPS suplente o fuera de línea transfiere la alimentación desde la red hacia la batería, el usuario debería entonces considerar la posibilidad de adquirir un UPS en línea.



Figura 6.39. Fotografía de un dispositivo UPS (UP networks).

6.14.4.10.3 UPS híbrido

Son similares en su diseño al UPS suplente. El UPS híbrido (figura 6.40.) utiliza como regulador de tensión un CVT, en este caso en la salida del UPS, para proporcionar regulación a la carga cuando se realiza la transferencia de la fuente normal al UPS. Así, la carga sensible no percibe que haya tenido lugar ningún tipo de conmutación. El CVT o transformador ferresonante proporciona, además de la ya mencionada regulación de la tensión de salida, protección frente a condiciones de sobrecarga y cortocircuitos. Otra ventaja es que prolonga la vida de la batería, ya que ejecuta la transferencia hacia la batería en menos ocasiones; esto contribuye a disminuir los costes, dado que el reemplazo de las baterías resulta, por lo general, bastante caro.

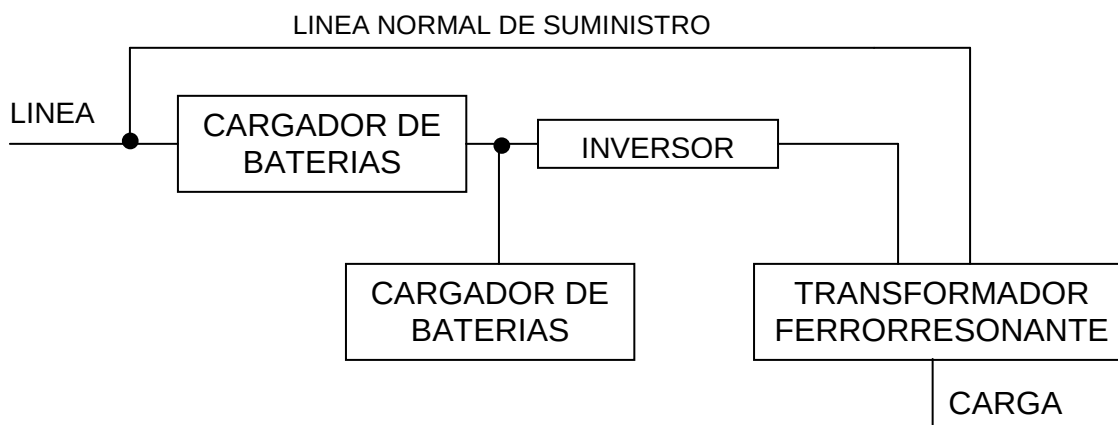


Figura 6.40. UPS híbrido.

6.14.4.11. Volantes de inercia y grupos motor–generador

Un volante de inercia (figura 6.41), es un sistema constituido por un dispositivo mecánico que se acopla a una máquina eléctrica, motor–generador, con una masa rodante para almacenar energía y luego entregarla durante los huecos de tensión o interrupciones breves que puedan aparecer en el suministro de electricidad. Los volantes convencionales se cargan y se descargan por medio de un motor–generador. Durante los períodos de funcionamiento normal, sin huecos, el motor–generador entrega una pequeña parte de la potencia eléctrica suministrada por la red en forma de potencia mecánica con el fin de hacer girar el volante de inercia. Durante una interrupción, un hueco de tensión o cualquier otra perturbación, el

motor–generador aporta al sistema eléctrico la potencia necesaria. La energía cinética almacenada en el volante se transforma en energía eléctrica en el generador, y dicha energía se envía a la red interna del usuario a una frecuencia y tensión constantes (independientemente de la velocidad de la máquina), a través de un inversor y un sistema de control. Es capaz, por tanto, de proporcionar una salida constante cambiando continuamente la polaridad de los polos del motor. Así, cada revolución puede tener un número de polos diferente al de la última rotación.



Figura 6.41. Volante de inercia

Hoy en día pueden considerarse dos categorías dentro de los volantes de inercia: volantes de alta velocidad y volantes de baja velocidad. Los primeros están contruidos con materiales de elevada resistencia y alta densidad, y se consideran más compactos que los de baja velocidad, elaborados con materiales metálicos. Sin embargo, los volantes de baja velocidad todavía resultan más económicos. Así, los volantes de inercia tradicionales están contruidos generalmente en acero y su velocidad de giro está limitada a unos cientos de revoluciones por minuto (rpm). Los volantes de alta velocidad, más avanzados, están elaborados con materiales de fibra de carbono y presentan unas determinadas condiciones magnéticas. Pueden girar en vacío a una velocidad de hasta 40.000–60.000 rpm. En la actualidad, ambos tipos se aplican satisfactoriamente en diversas aplicaciones.

El dispositivo que se presenta, es capaz de suministrar potencia durante el periodo que va desde la pérdida de la alimentación procedente de la compañía eléctrica, hasta que se recupera el sistema o bien se arranca un sistema alternativo de potencia (por ejemplo, un generador diesel). Los volantes de inercia proporcionan entre 1 y 30 s de capacidad para hacer frente a una perturbación; los generadores de reserva se conectan tras un tiempo de entre 5 y 20 s. Tanto la frecuencia como la tensión están gobernadas por el tamaño de los volantes. Resultan adecuados para potencias entre 30 y 1200 kVA.

Se hallan disponibles en el mercado como productos individuales o integrados con mecanismos de accionamiento como motores. Estos grupos motor–generador vienen de fábrica en una gran variedad de tamaños y configuraciones. Además, este tipo de dispositivos está viendo crecer su popularidad, por encima de los sistemas UPS basados en baterías, debido al espacio requerido y la vida útil de estas últimas.

También se hallan disponibles en el mercado grupos motor–generador individuales, sin volantes de inercia. La conexión mecánica entre el motor y el generador previene la propagación de cualquier perturbación eléctrica.

La disipación de calor, el peso y volumen del dispositivo, y la molestia potencial que puede causar el ruido audible producido, son factores que también deben tomarse en consideración a la hora de instalar un grupo motor–generador. Además, el motor puede sobrecalentarse bajo condiciones de interrupciones prolongadas o de baja tensión en la línea. Precisan, como cualquier otro equipo de tipo rotativo, de una cierta atención en lo que al mantenimiento se refiere.

6.14.4.12. Aplicaciones de las tecnologías de almacenamiento mediante baterías y volantes de inercia

Las tecnologías de almacenamiento no están sólo definidas por el medio de almacenamiento, sino también por el tipo de aplicación y el tiempo de utilización de dicha energía almacenada. Las diferentes autonomías y aplicaciones típicas se pueden generalizar como se muestra a continuación:

- ◆ Duración extremadamente corta (1 a 10 s). Calidad de onda en general. Se suministra la capacidad necesaria para que la carga pueda hacer frente a huecos de tensión e interrupciones breves.
- ◆ Corta duración (10 a 300 s). Calidad de onda en general. Suministra la capacidad necesaria para que la carga pueda hacer frente tanto a huecos de tensión como a interrupciones. Sistemas alternativos de alimentación y generadores de reserva.
- ◆ Duración moderada (5 a 60 minutos). Se incluyen todos los beneficios citados anteriormente, además de permitir hacer frente a interrupciones de potencia considerables.
- ◆ Larga duración (1 a 4 horas). Se incluyen todos los beneficios en cuanto a calidad de onda descritos hasta aquí, añadiendo la capacidad de regular la carga y la eliminación de picos.
- ◆ Muy larga duración (desde 4 horas hasta varios días). Además de todo lo anterior, se incluye almacenamiento y generación distribuida, regulación de la carga y recorte de picos.

Mientras que existe una amplia gama de productos, así como aplicaciones de tipo UPS, que se utilizan para un almacenamiento de energía con una autonomía de hasta 60 minutos, existen relativamente pocas aplicaciones que se refieran a regulación de cargas y recorte de picos.

6.14.4.12.1. Funcionamiento y rendimiento

Tabla 6.5. Características comerciales de algunos sistemas de almacenamiento de energía.

Tecnología	Capacidad	Autonomía
Volante de inercia	120 kW	20 s
Volante de inercia/Batería	160 kW	15-30 min
Batería	3,1-7,5 kVA	15 min
Batería	0,7-2,1 kVA	13 min
Batería	700-2100 kVA	10 min
Batería	7,5-25 kVA	17 min
Batería	1250 kVA	15 min
Volante de inercia	700 kW	10 min
Batería	450-1600 kVA	6-12 min
Volante de inercia/Batería	5-1000 VA	5-60 min
Batería	0,14-1,2 kVA	5-59 min
Batería	0,28-0,675 kVA	15 min

El funcionamiento de los sistemas de almacenamiento de energía está determinado por la capacidad y duración de los equipos. La eficiencia es función de la carga y es del orden de un 92–95%. La *tabla 6.5* muestra las características de algunos productos comerciales.

Por otro lado, en la *figura 6.42*, se puede observar la eficiencia de los diferentes tipos de UPS frente a la carga. La eficiencia de un UPS híbrido sigue la curva de eficiencia de un UPS fuera de línea, pero algo más abajo. La eficiencia de un UPS en línea resultará menor todavía como consecuencia de la conversión CA/CC/CA que tiene lugar. Típicamente, la mejor eficiencia esperada en un UPS en línea será del 75% para una carga pequeña (en torno a los 5 kVA).

6.14.4.12.2. Tamaño

El tipo de UPS elegido tendrá un impacto en el espacio físico debido a la disponibilidad en lo que a espacio de suelo en la planta se refiere y al peso del propio dispositivo. Resulta evidente que el UPS en sí mismo y la adición de baterías opcionales disminuye el espacio disponible en la planta e incrementa el peso. Un UPS híbrido con un transformador ferroresonante es, por lo general, más pesado que otro tipo de sistemas.

Por ejemplo, un UPS híbrido de unos 2 kVA pesa casi el doble (190.8 kg) que un UPS de las mismas características que no incluye un CVT (104.5 kg). Los UPS que utilizan tiristores (SCR) contienen más circuitería pero incluyen transformadores más pequeños y, por lo tanto, resultan menos pesados que aquellos que cuentan con la presencia de un transformador ferroresonante. Las unidades UPS con dispositivos electrónicos de potencia tales como MOSFET y GTO (tiristores de desactivación por puerta) contienen en general menos componentes, siendo su peso el más reducido.

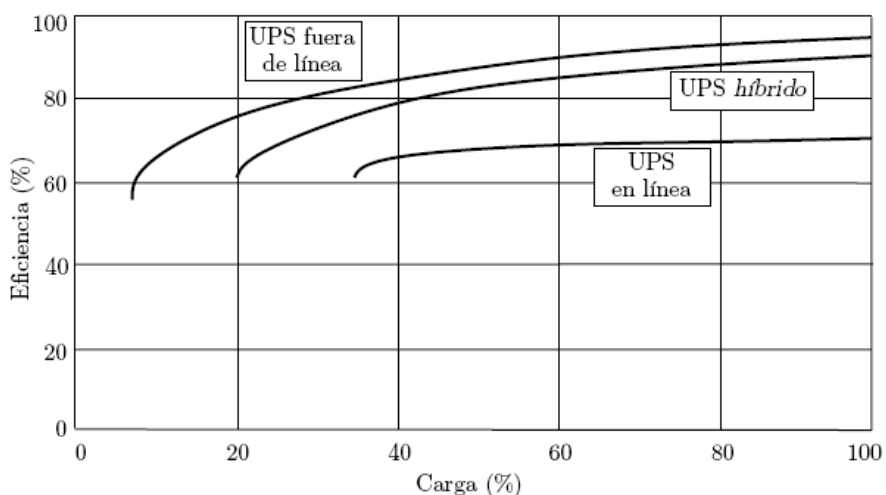


Figura 6.42. Eficiencia de los diferentes tipos de UPS frente a la carga.

6.14.4.12.3. Pérdidas caloríficas

Normalmente, el fabricante proporciona la información necesaria acerca de estas pérdidas. Para una unidad pequeña (1 kVA o menos), las pérdidas son despreciables. Sin embargo, para un gran número de unidades o para sistemas UPS con un tamaño considerable resulta necesario tenerlas en cuenta. Por lo general, un UPS con transformador ferroresonante incluido, presenta unas pérdidas caloríficas inferiores a las de un UPS en línea (un 33% menos para modelos de 5 kVA y similares características).

6.14.4.12.4. Ruido

El ruido en un sistema UPS continuo puede constituir una preocupación importante cuando el dispositivo está situado en un área de trabajo. La mayoría de los sistemas presentan un ruido de 25–30 dB/m.

6.14.4.12.5. Diagnóstico y comunicaciones en un UPS conectado a computadores

Algunos UPS poseen un microprocesador para monitorizar el estado del suministro de energía, los parámetros internos del UPS, la salida de potencia o la corriente de carga. Este tipo de sistemas a menudo pueden conectarse al computador para advertir al usuario, por ejemplo, de cualquier problema en la línea de suministro o para mostrar el nivel de carga de la batería. El dispositivo precisa en general una interfaz RS-232 desde el UPS al computador y el software apropiado para enlazar las operaciones del UPS al computador.

6.14.4.12.6. Coste

Los sistemas UPS son los más populares para equipos críticos tales como equipos de telecomunicaciones, de procesamiento de datos o médicos. Los costes de un sistema UPS completo pueden oscilar entre los €150–€200 por kVA. Los costes de mantenimiento incluyen la reposición de la batería, condensador y rectificador.

El precio de la batería representa por sí solo un 60-70% del precio total del sistema UPS. El reemplazo de la batería a menudo depende de hasta qué punto esta se ha gastado y a qué velocidad se extrae la corriente de la misma durante su agotamiento. Por lo general, las baterías se reemplazan cada 5 o 7 años. Los costes que supone el aire acondicionado de estos equipos resultan significativos, aunque a menudo se ignoran a la hora de efectuar una valoración económica.

6.14.4.12.7. Criterios de selección de un UPS

Una vez que se determina el funcionamiento específico que se precisa del UPS, la selección del sistema a adquirir se convierte en una cuestión de calidad de servicio, de la disposición del equipo y de criterios de tipo económico.

La tensión de alimentación tiene una forma sinusoidal. Los inversores de algunos UPS fuera de línea no producen una onda de este tipo cuando el suministro de energía falla. A veces resulta más barato colocar una forma de onda cuadrada o rectangular. Se precisan sistemas de control sofisticados para conseguir una tensión sinusoidal.

Aunque muchos equipos operan adecuadamente con una forma de onda cuadrada en la tensión de entrada, una salida sinusoidal proporcionada por el UPS asegura que la instalación experimente unas condiciones consistentes en lo que a la forma de la onda se refiere, durante una pérdida de potencia. Esto, además, minimizaría las dificultades futuras que pudieran surgir como consecuencia de posibles cambios en la instalación.

El inversor consta de un cierto número de semiconductores de potencia (interruptores) con una elevada velocidad de conmutación (diodos, tiristores, etc.). Para producir una onda de tensión sinusoidal, se debe utilizar un esquema que de como resultado una serie de pulsos de tensión que se aproximen a una senoide. Se puede recurrir a una modulación (PWM) que produce una excelente síntesis de una onda sinusoidal.

6.13.4.12.8. Ventajas e inconvenientes

Con una configuración adecuada, los beneficios del almacenamiento de energía utilizando dispositivos de este tipo incluyen:

- ◆ Mejora de la calidad y la fiabilidad de onda.
- ◆ Reducción en el dimensionamiento de los sistemas de generación distribuidos.
- ◆ Ahorro en cuanto al coste que supone la relación energía / demanda.
- ◆ Disminución de la inversión en las infraestructuras de transmisión y distribución.

En cuanto a los principales inconvenientes, cabe destacar los siguientes:

- ◆ El elevado coste de los sistemas de almacenamiento de energía de larga duración.
- ◆ Pérdidas parásitas de potencia.
- ◆ Mantenimiento (pruebas frecuentes, valoración de la carga de las baterías, etc.).

6.14.4.12.9. Líneas de futuro

La investigación y desarrollo avanzan con paso firme en todas las áreas referidas al almacenamiento de energía. Existen baterías innovadoras de Na-S, Zn-Br, Li-aire muy cerca de su comercialización definitiva que, además, presentan un futuro prometedor en cuanto a su aplicación. Los volantes de inercia continúan en un constante proceso de mejora, resultando posible su integración con otros equipos (motores y microturbinas). Tanto sistemas SMES (*Superconducting Magnetic Energy Storage*) como supercondensadores se encuentran en estudio y fase de desarrollo, y pueden estar pronto disponibles en forma de equipos comerciales.

Las principales objetivos en el desarrollo de sistemas de almacenamiento de energía se encaminan hacia:

- ◆ Menor coste.
- ◆ Mayor duración.
- ◆ Mayor eficiencia.

6.14.4.13. SMES

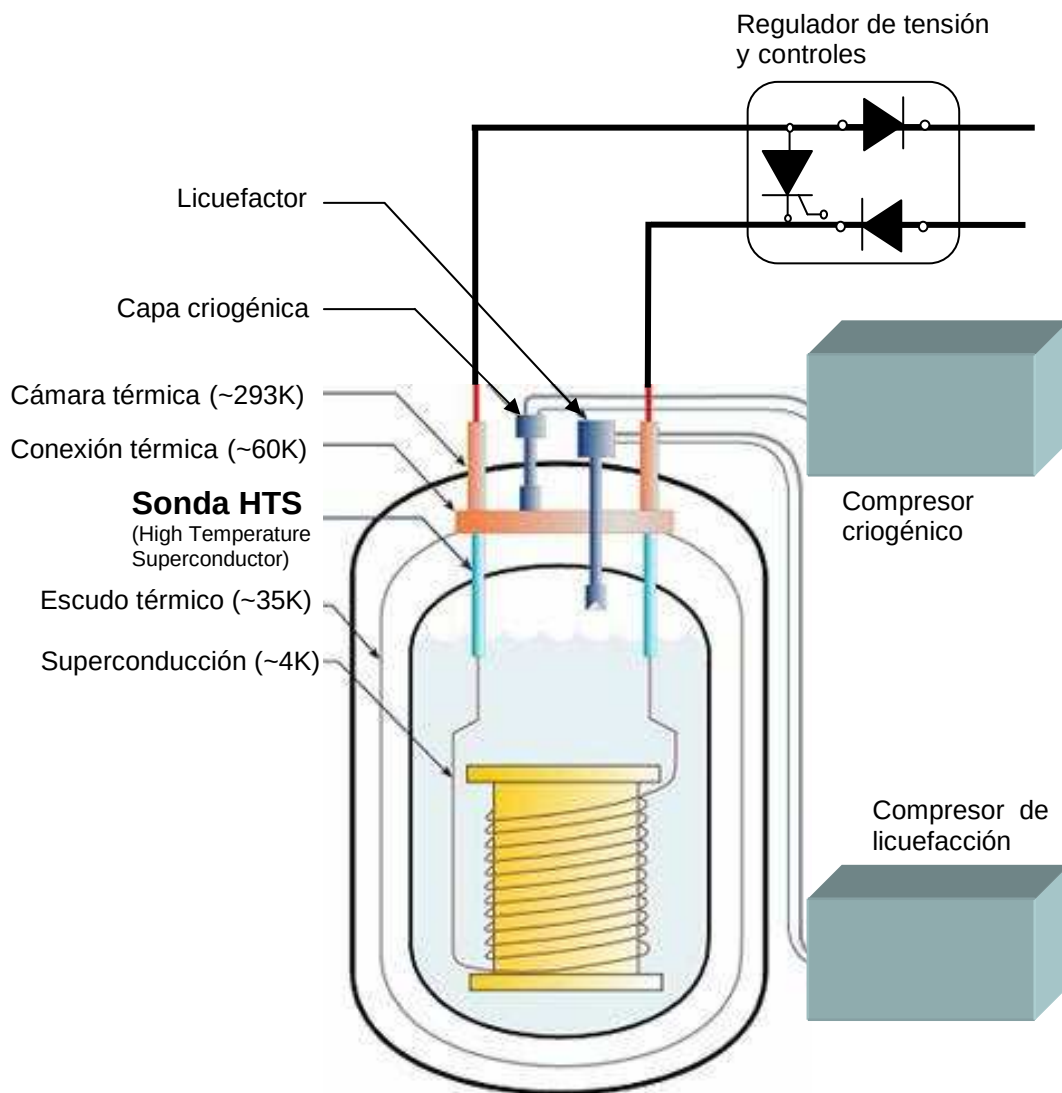


Figura 6.43. Sistema SMES (*Superconducting Magnetic Energy Storage*)

Un SMES (*Superconducting Magnetic Energy Storage*), figura 6.43, utiliza una bobina de material superconductor para almacenar energía del mismo modo que un UPS usa baterías para su almacenamiento.

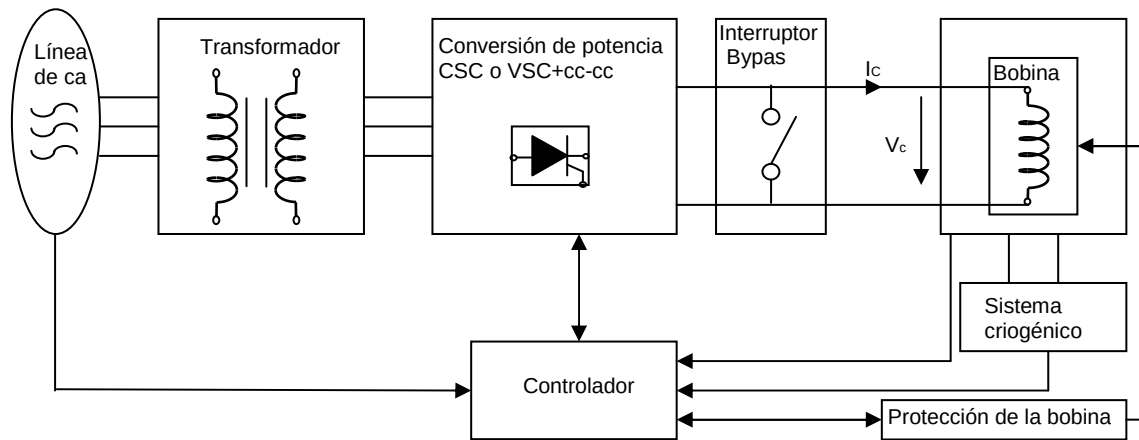


Figura 6.44. Esquema correspondiente a un sistema SMES

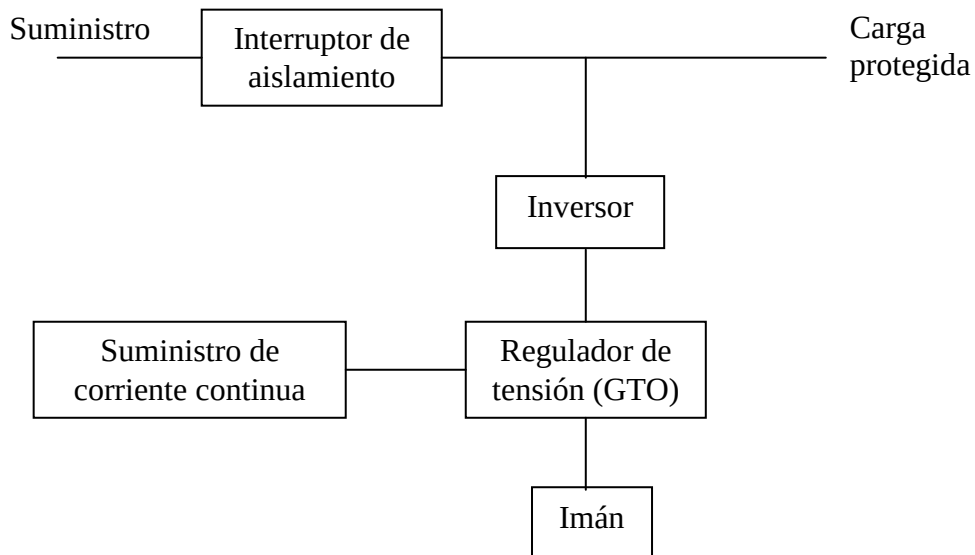


Figura 6.45. Diagrama de bloques de un SMES

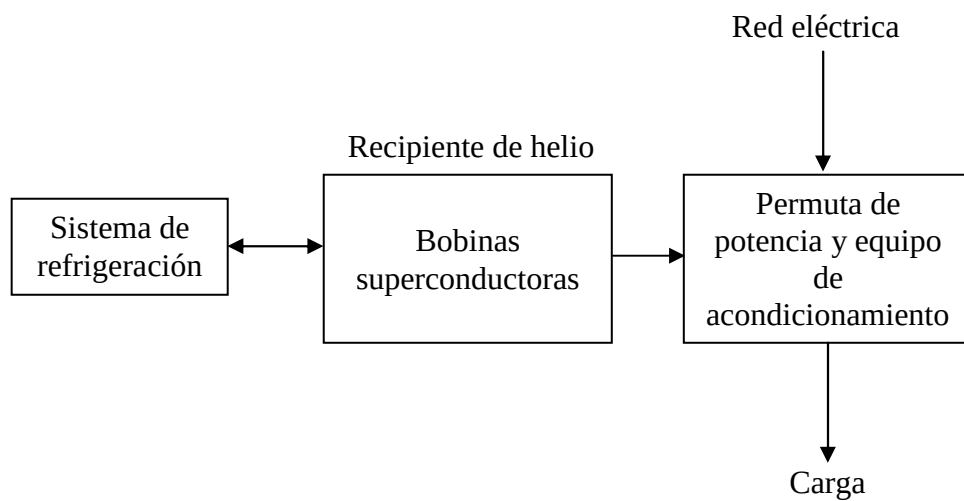


Figura 6.46. Diagrama de bloques básico de un sistema SMES.

En concreto, el sistema almacena energía en una especie de bobina o imán de material superconductor (Niobio-Titanio) inmerso en helio líquido. La *figura 6.46*, muestra un diagrama de bloques básico de un sistema SMES. El sistema de distribución de energía de la compañía eléctrica alimenta la permuta de potencia (interruptor) y el equipo de acondicionamiento que suministra energía para cargar esa bobina, y obtener así una reserva de energía.

La circulación de una corriente continua a través de la bobina de hilo superconductor genera un campo magnético. Se puede abrir o cerrar el paso de la corriente que circula por dicha bobina por medio de un interruptor (generalmente un interruptor de estado sólido, con un tiempo de transferencia en torno a los 2 ms). Debido a la alta inductancia del arrollamiento, cuando el interruptor esta abierto, el bobinado magnético se comporta como fuente, haciendo que la corriente vaya hacia un condensador que se cargará a una tensión determinada. La correcta modulación del interruptor puede mantener la tensión del condensador dentro del rango de operación de un inversor. El inversor convierte la tensión continua en alterna. Por lo tanto, cuando se produce un hueco de tensión o una interrupción, la bobina se descarga a través del equipo de acondicionamiento, suministrando potencia a la carga. El sistema de refrigeración y el recipiente de helio conservan frío el conductor con el propósito de mantener la bobina en su estado de superconducción (a una temperatura de 4.2 K). El usuario puede conectar el bobinado magnético tanto en paralelo como en serie con el equipo de acondicionamiento de potencia.

Los SMES diseñados en un rango de 1 a 5 MJ reciben el nombre de micro-SMES para distinguirlos de los de potencia superior. La principal ventaja de los micro-SMES radica en el espacio físico extremadamente reducido que necesita el imán en comparación con el que precisan las baterías. Un micro-SMES presenta menos conexiones eléctricas que un UPS y, por tanto, la fiabilidad debe ser mayor, a la vez que se precisa de un menor mantenimiento. Los primeros diseños de micro-SMES están siendo probados actualmente en diversos lugares con resultados favorables.

Un ejemplo de micro-SMES comercial es el trailer IGC (*Intermagnetics General Corporation*) que, tal como se muestra en la *figura 6.47*., es completamente independiente, con sus sistemas de ventilación y aire acondicionado, y totalmente transportable. Estas unidades SMES contienen asimismo un sistema de control y de monitorización automática que permite su funcionamiento sin vigilancia por parte del personal.



Figura 6.47. Micro-SMES (6 MJ, 750 kVA) (Intermagnetics General Corporation).

Los SMES tienen un uso generalizado en aquellas aplicaciones que requieren una autonomía breve, como actuaciones sobre los interruptores por parte de la compañía eléctrica. Son inocuos desde el punto de vista medioambiental y presentan un número ilimitado de ciclos de carga-descarga, sin el envejecimiento o deterioro de otros dispositivos de almacenamiento de energía, como las baterías. Sistemas SMES enfriados por medio de nitrógeno líquido continúan en fase de desarrollo y pueden convertirse en el futuro en una fuente de almacenamiento de energía viable, desde un punto de vista comercial.

6.14.4.14. Almacenamiento de energía mediante condensadores. Supercondensadores

La energía eléctrica se almacena convencionalmente tanto en baterías como en condensadores. Las baterías pueden almacenar una gran cantidad de energía, pero no son capaces de liberarla rápidamente y presentan una potencia de salida limitada. Los condensadores, en cambio, pueden entregar corrientes muy elevadas, aunque sólo durante un breve periodo de tiempo. Su densidad de energía es mucho más pequeña que la de las baterías. Así, resulta apropiado recurrir a sistemas basados en baterías en todas aquellas aplicaciones en las que sea preciso disponer de energía en un intervalo de tiempo que puede ir desde algunos minutos hasta varias horas. Los condensadores, por su parte, presentan sus mejores características cuando la demanda de energía se ciñe al rango que va desde los microsegundos hasta las milésimas de segundo. En el caso de que la demanda de energía se limite a un tiempo que oscila alrededor del segundo, ambos dispositivos pueden resultar grandes y costosos.

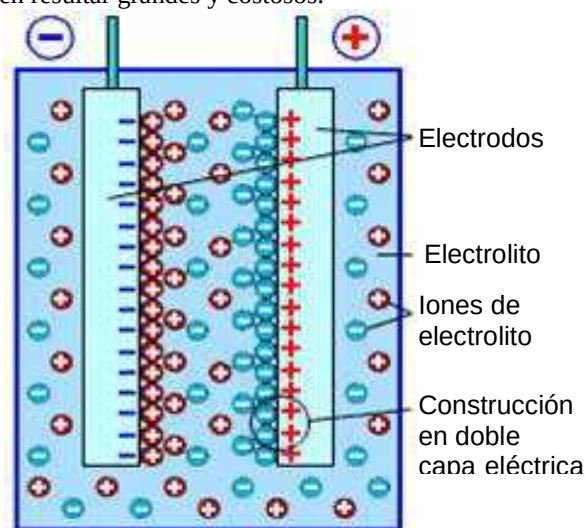


Figura 6.48.- Esquema representativo de la constitución de un supercondensador.

Los supercondensadores (también conocidos como ultracondensadores), cuyo esquema constitutivo puede verse en la figura 6.48, son fuentes de energía continua que deben estar interconectados a la red eléctrica con un acondicionador estático de potencia. Un supercondensador suministra potencia durante interrupciones breves y huecos de tensión, aunque, como se ha mencionado, durante periodos de tiempo muy cortos. Mediante la combinación de un supercondensador con un sistema de alimentación ininterrumpida (SAI o UPS), basado en una batería para el almacenamiento de energía, se puede prolongar notablemente el espectro de acción de estos dispositivos. Además, las baterías sólo suministran potencia durante las interrupciones más largas, reduciéndose así el trabajo de las mismas.

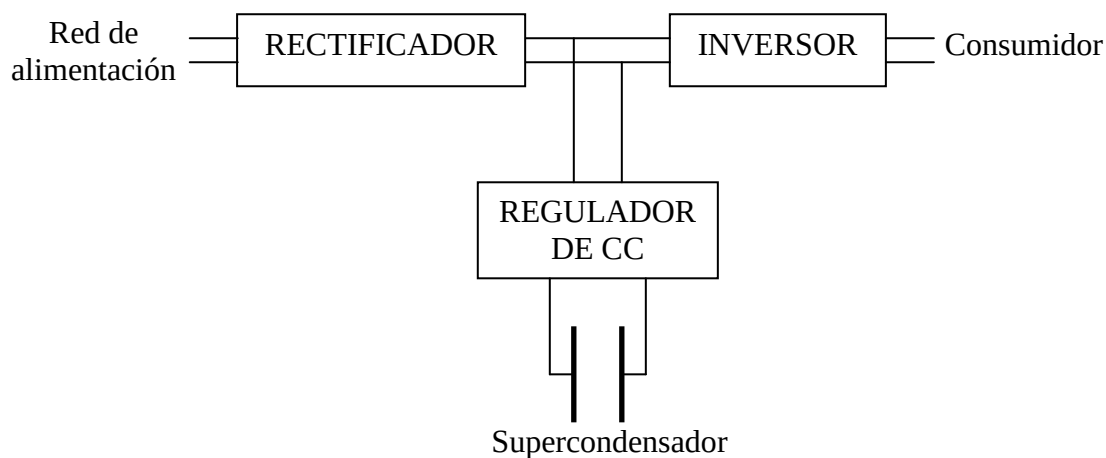


Figura 6.49. Sistema de almacenamiento de energía mediante un supercondensador.

La principal diferencia con respecto a los condensadores normales, radica en que los supercondensadores almacenan la energía en un estrato de líquido polarizado ubicado entre un electrolito y el electrodo. Como la capacidad es proporcional a la superficie de las placas de los electrodos, han surgido mejoras en lo que a esta superficie se refiere, empleando materiales altamente porosos. Una gran variedad de soluciones electrolíticas y de tratamientos superficiales se están investigando actualmente. Por otra parte, el tiempo de vida en ciclos de los supercondensadores es considerablemente mayor que el de los condensadores convencionales.

Supercondensadores de reducidas dimensiones están disponibles en el mercado para alargar la vida de las baterías en los equipos electrónicos, si bien existen modelos más grandes que se hallan todavía en fase de desarrollo.

En la *figura 6.49*, se puede ver el diagrama de bloques correspondiente al almacenamiento de energía mediante un supercondensador y en la *figura 6.50.*, se puede ver una imagen de un UPS con condensadores ESMA (1 MJoule, 1000 kg).



Figura 6.50 . UPS con condensadores ESMA (1 MJoule, 1000 kg)

6.14.4.15. Inversor aislante de huecos.

Se trata de una tecnología desarrollada en Sudáfrica y que se encuentra a caballo entre los sistemas UPS y los supercondensadores. Los costes son elevados, pero este tipo de solución se ajusta fácilmente y resulta duradera. Se aplica en PCs, PLCs, controladores y arrancadores de motores, entre otros. El dispositivo consiste esencialmente en un UPS fuera de línea pero reemplazando la batería por un condensador, siendo capaz de conmutar a ese condensador de respaldo en 0.6 ms. La magnitud admisible de los huecos que puede afrontar es ajustable, dentro de un margen que va desde el 50% hasta el 80% del valor nominal. La máxima duración del evento es de 2.56 s y se puede adaptar a duraciones más breves con incrementos de 10 ms. El tiempo mínimo de resincronización es de unos 65 ms. Se trata de una solución muy cara, sin embargo, presenta la ventaja de ser altamente eficiente, fuera de línea y no necesitar mantenimiento. Posee además una vida útil superior a la de un UPS y presenta un respaldo frente a variaciones de tensión más prolongado que un transformador ferroresonante.

6.14.4.16. Almacenamiento de energía mediante aire comprimido.

Los sistemas de almacenamiento de energía mediante aire comprimido (*Compressed Air Energy Storage* o *CAES*) utilizan aire comprimido como medio de almacenamiento de energía. Un compresor impulsado por un motor eléctrico se emplea para presurizar el depósito de almacenamiento usando energía económica (por ejemplo durante las horas valle). El aire se libera desde el depósito a través de una turbina durante las horas punta para producir energía. La turbina consiste, esencialmente, en una turbina modificada que puede ser disparada con gas natural o gasóleo.

El aire comprimido puede almacenarse en diferentes tipos de depósitos: en acuíferos naturales (similares al almacenamiento convencional de gas natural), en grutas de sal excavadas hidráulicamente o en cavernas construidas en rocas. El almacenamiento en acuíferos es la opción más económica y es la que tiene lugar en la mayoría de las localizaciones.

Los sistemas de almacenamiento basados en acuíferos y grutas de sal están actualmente funcionando en Huntorf, Alemania (290 MW), y en la planta de McIntosh proyectada por *Alabama Electric Cooperatives* (110 MW), respectivamente, ambas llevan más de una década operando. También pueden utilizarse tanques presurizados fabricados específicamente para funcionar como depósitos, aunque con un coste bastante elevado.

El CAES constituye, por tanto, un sistema atractivo para el almacenamiento de energía a gran escala. Además, emplea tecnologías existentes, si bien su utilización no está ampliamente extendida como consecuencia del gran espacio requerido.

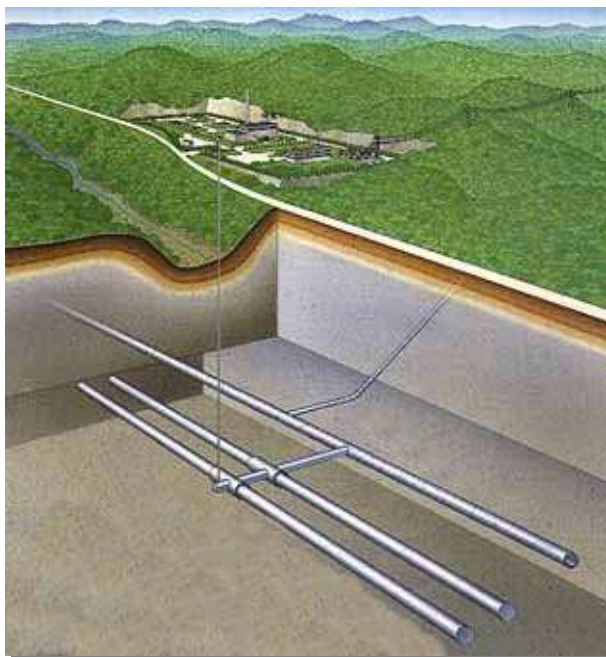


Figura 6.51. Planta de almacenamiento de aire comprimido para la generación de energía eléctrica durante las horas punta (New Energy Foundation, Japón).

6.14.4.17. Restaurador dinámico de tensión

Para muchas aplicaciones industriales, la solución de un sistema UPS resulta desproporcionada, ya que está diseñado para compensar la pérdida total de energía eléctrica, mientras que la mayoría de los problemas se deben a perturbaciones muy breves que normalmente afectan a una sola fase de la tensión. Por otra parte, un sistema UPS resulta, por lo general, bastante caro, tanto por la inversión inicial como por los costes de explotación.

Una posible respuesta a este problema es el restaurador dinámico de tensión (*Dynamic Voltage Restorer* o *DVR*), cuyo esquema de principio se puede ver en la *Figura 6.52*, el cual detectará y

compensará, prácticamente de forma instantánea, las caídas de tensión, de forma que apenas se percibirá que hayan sucedido.

En su fabricación, con un rango de potencias de 3 MVA hasta 50 MVA en el momento actual, se utilizan como elementos de conmutación tiristores conmutados por puerta aislada (IGCT), lo cual le confiere una rápida respuesta (<1 ms), menores pérdidas de conducción y conmutación, además de unas mejores características de corte, que hacen posible el diseño de convertidores sin amortiguamiento, así como la obtención de una gran fiabilidad.

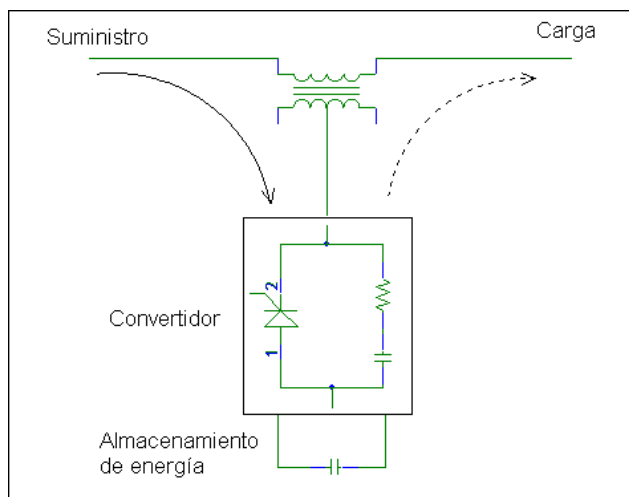


Figura 6.52. Esquema representativo de un DVR.

Teniendo en cuenta que la mayoría de las perturbaciones eléctricas no provocan una interrupción total de la alimentación, sino una caída temporal de la tensión, generalmente en una sola fase de la línea de alimentación, la compensación de la caída mediante un restaurador dinámico de tensión (DVR), proporcionaría una protección suficiente para cerca del 90% de todas las perturbaciones que se producen en la red eléctrica.

En la *Figura 6.53.*, se puede ver un restaurador dinámico de tensión (DVR) de 4 MVA. Ante la aparición de un hueco, el convertidor electrónico de potencia inyecta la energía requerida en la línea de alimentación para compensar el hueco. Respecto a la carga, actúa como si fuera un buffer previniendo perturbaciones inaceptables. Los ciclos rápidos de control y la velocidad de conexión (milisegundos) permiten un control rápido y preciso de la tensión experimentada por la carga, la cual puede ser crítica en procesos tales como la fabricación de semiconductores, donde un simple hueco de tensión puede causar la pérdida de producción y, con ello, costes muy elevados.

Un DVR típico podría tener la capacidad de almacenamiento de energía suficiente para compensar un 50% de las caídas de tensión trifásicas durante unos 10 ciclos que, normalmente, es el periodo de tiempo necesario para eliminar una falta. Los condensadores sirven como dispositivos de almacenamiento de energía. Para hacer frente a caídas de tensión más grandes, se puede añadir al DVR un almacenamiento de energía de mayor capacidad. Aunque se puede realizar un DVR para compensar hasta un 90% de la caída de tensión, no soporta una caída de tensión completa. En estos casos, sería preciso instalar, en paralelo con el DVR, algún sistema UPS, como por ejemplo un DUPS (*Dynamic Uninterruptible Power Supply*).



Figura 4.53. Restaurador dinámico de tensión (DVR) de 4 MVA (ABB Industrie AG).

Antes de realizar el diseño de un DVR, se debería efectuar un análisis del sistema. Los puntos importantes que es preciso definir, son los siguientes:

- ◆ Tipo de faltas (faltas simple fase–tierra, faltas entre dos fases o faltas trifásicas) contra la cuales se debe proteger la carga crítica, y dónde tienen lugar dichas faltas.
- ◆ Profundidad y duración de la caída de tensión.
- ◆ Tamaño y factor de potencia de la carga crítica.
- ◆ Posibilidad de separar alimentaciones con cargas importantes.
- ◆ Necesidad de corrección de tensión en la carga crítica (porcentaje de tensión y tiempo de respuesta).
- ◆ Tipo de conexión del transformador (Y/y, Y/d, otras), tipo de tierra, etc.

Con la información anterior, se puede diseñar el DVR más adecuado y ajustado en costes.

Lo importante, en muchos casos, es proyectar un equipo para que ningún fallo interno, por ejemplo los defectos en un condensador, un cortocircuito o fallo en el convertidor, pueda producir daños más allá del componente mismo en el que estos hayan tenido lugar. No se trata de una cuestión trivial, ya que durante el funcionamiento del dispositivo, cuando es preciso compensar una caída de tensión, la corriente extraída de la batería de condensadores no es baja; si la corriente fuera demasiado baja, o si llegara a tener valor nulo por efecto del limitador, los efectos serían perjudiciales. Una solución razonable consistiría en dividir la batería de condensadores en dos grupos y situar, en puntos estratégicos, una combinación de resistencias amortiguadoras y fusibles. El dispositivo tiene que ser también ampliable para permitir aumentar su capacidad si, en algún momento, fuera necesario.

El circuito de potencia (*figura 6.54.*) tiene los componentes y funciones siguientes:

- ◆ Conexión de CC con batería de condensadores (1). También se utiliza como elemento para almacenar energía.
- ◆ Convertidor de fuente de tensión (2), para compensar las caídas de tensión. Consiste en dos ramas por fase NPC. La conmutación activa está a cargo de los IGBTs.
- ◆ Transformador reforzador (elevador o BOOST) (3), que actúa como interconexión entre las fases del alimentador y el convertidor de fuente de tensión.
- ◆ Filtro pasa–alto amortiguado (4), conectado a través de los terminales de final de línea del transformador reforzador. Ayuda a limpiar la forma de onda de la tensión inyectada

cortocircuitando los armónicos residuales de alta frecuencia. Por lo tanto, la tensión estará prácticamente exenta de rizado.

- ◆ Circuito de corte (5), formado por tiristores controlados que cortocircuitan los terminales de final de línea del transformador reforzador en caso de producirse un fallo en un dispositivo interno o en un punto exterior (en el lado de carga) al dispositivo. Esta última función es especialmente útil para evitar las interferencias con los sistemas de protección existentes.
- ◆ Conmutador bypass (6), que establece una derivación para todo el dispositivo.
- ◆ Seccionadores (7), para aislar el dispositivo cuando se cierra el conmutador de bypass para proceder al mantenimiento, que no precisa interrumpir la línea de alimentación.
- ◆ Unidad de carga (8), para cargar la batería de condensadores del enlace de CC antes de poner en marcha el dispositivo.

La idea básica de un DVR consiste en inyectar una tensión controlada dinámicamente, generada por un convertidor de conmutación forzada en serie con la barra de tensión, por medio de un transformador reforzador (BOOST). Las amplitudes momentáneas de las tres tensiones de fase inyectadas están controladas de tal forma que se consigue eliminar cualquier efecto perjudicial en la tensión de la carga como consecuencia de una falta en la barra. Esto significa que cualquier tensión diferencial causada por algún tipo de perturbaciones transitorias en la línea de alimentación de alterna será compensada por una tensión equivalente generada por el convertidor e inyectada en el nivel de media tensión a través del mencionado transformador reforzador (BOOST).

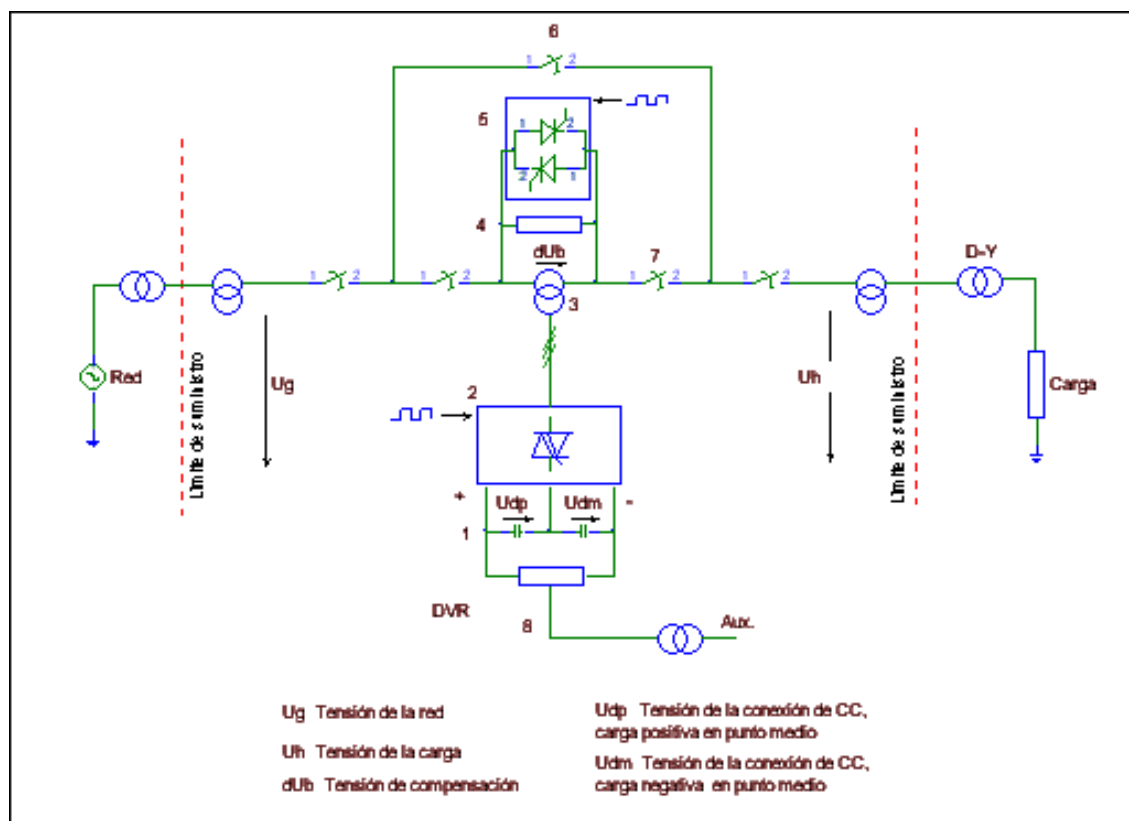


Figura 6.54. Diagrama unifilar del circuito de potencia de un DVR.

En principio, trabaja independientemente del tipo de falta a condición de que el sistema entero permanezca conectado a la red de suministro. Para la mayoría de los casos prácticos se puede conseguir un diseño más económico compensando únicamente las componentes de secuencia directa e inversa de la

tensión correspondiente a la perturbación vista a la entrada del DVR. Esta opción resulta razonable si se tiene en cuenta que, para una configuración típica de la barra de distribución, la secuencia homopolar (desfase nulo) de la perturbación no pasará a través de los transformadores reductores debido a una impedancia infinita para esta componente. En la *figura 6.54.*, esta función de bloqueo de la secuencia homopolar se obtiene por medio del arrollamiento en triángulo (D) del transformador reductor en el lado de la carga. Como ya se ha mencionado antes, el condensador entre la unidad de carga y el convertidor sirve como buffer de energía al DVR, proporcionando y absorbiendo potencia durante los huecos de tensión y las sobretensiones, respectivamente.

Durante la mayor parte del tiempo, el DVR no realiza ninguna operación más que monitorizar la tensión en la barra, lo que quiere decir que no se inyecta ninguna tensión adicional, independientemente de la corriente que circula por la carga. Por ello, es conveniente fijar la atención en las pérdidas del DVR en la fase de operación en espera o standby. Dos aspectos particulares que apuntan a este tipo de pérdidas se pueden mejorar en base al diseño de un transformador con una impedancia baja y al tipo de dispositivos semiconductores empleados.

El devanado de baja tensión del transformador reforzador o elevador (BOOST) se cortocircuita a través del convertidor en el modo standby del DVR. En este modo de operación, no tiene lugar conmutación alguna de los semiconductores, ya que las ramas individuales del convertidor se disparan de tal forma que es posible establecer un camino en cortocircuito para las conexiones del transformador. Por lo tanto, tan sólo las pérdidas de conducción de los semiconductores, comparativamente muy pequeñas, en este lazo de corriente contribuyen a las pérdidas totales. El transformador del DVR en este modo de cortocircuito se asemeja a un transformador cortocircuitado.

En este modo de operación, el transformador reforzador trabaja como un transformador con el secundario en cortocircuito, lo que significa que la tensión inyectada y el flujo magnético son virtualmente nulos. Durante esta fase de funcionamiento, el convertidor no experimenta conmutación alguna. Sólo aparecen las pérdidas en conducción de los semiconductores, que son mínimas debido a la tecnología IGCT.

En la *figura 6.55.*, se muestra la disposición física de los componentes del restaurador DVR. Las operaciones de montaje y cableado, así como los ensayos de las unidades se realizan en fábrica, con lo que se reduce el tiempo para su instalación in situ, para el ajuste y para la puesta en marcha. El contenedor representado tiene 12.5 m de longitud, 3 m de anchura y 3 m de altura. En la mayoría de los casos, la batería de condensadores está alojada en un segundo contenedor de dimensiones similares (no representado en la figura).

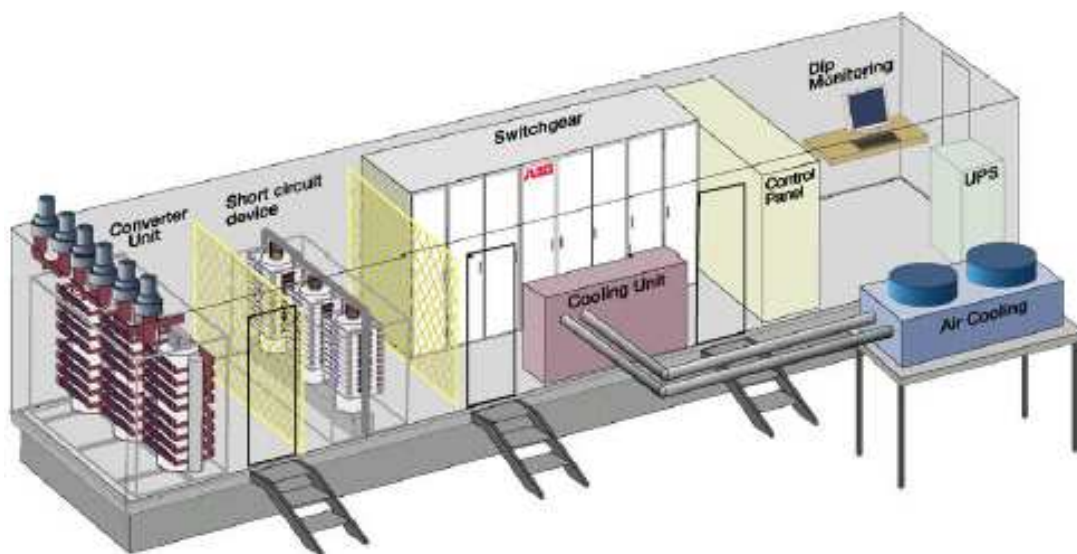


Figura 6.55. Disposición física de los componentes de un DVR.

El sistema de control, que constituye el cerebro del restaurador DVR, ha de tener una respuesta rápida y muy fiable. El modulador y todas las funciones de interbloqueo y monitorización relacionadas con el convertidor exigen una gran velocidad de procesamiento, es decir, tiempos de ciclo muy cortos, razón por la cual se montan en una placa especial equipada con un dispositivo eléctrico de lógica programable (EPLD) y con varios procesadores de señales digitales. El control a nivel superior lo ejecuta un controlador programable de alta velocidad (PSR), que no solo garantiza una gran flexibilidad sino también la facilidad de adaptación a la aplicación concreta y la posibilidad de ser modificado.

Un tercer sistema, basado en un ordenador personal, actúa como interfaz de control para el operario y se utiliza también para supervisar la función y el rendimiento del restaurador DVR. Se aplica una tecnología avanzada de comunicaciones: en la eventualidad de que se produzcan perturbaciones en el interior del dispositivo se genera y envía, a las direcciones prefijadas, un e-mail que describe el problema. El personal autorizado a acceder al sistema puede supervisar los controles prácticamente desde cualquier lugar del mundo y, si es necesario, cambiar los parámetros o modificar el programa. La capacidad de localizar las averías a distancia es una característica fundamental del sistema.

La compensación de tensión es extraordinariamente rápida, menos de 1 ms. Esto se puede lograr utilizando un control anticipativo, con el cual el retardo y el tiempo de estabilización, inevitables si se utiliza un algoritmo de control más convencional, se eliminan casi por completo.

Las especificaciones se han de considerar como líneas de referencia y como requisito mínimo para los dispositivos. Así, la compensación de las caídas de tensión, en este dispositivo concreto, no se limita al valor especificado. Se puede compensar también una caída de tensión trifásica que supere el 35%, no durante 500 ms, sino mientras la batería de condensadores suministre energía eléctrica. Si la caída de tensión es menor, el sistema proporcionará protección durante un máximo de 600 ms, compensándose así numerosas caídas de tensión consecutivas. Además, la tensión nominal de la conexión de corriente continua es menor que el valor máximo permitido, de modo que la batería de condensadores de corriente continua puede absorber también una cierta cantidad de energía. De este modo, no solo se compensan las caídas de tensión sino también algunas sobretensiones temporales.

6.14.4.18. Corrector dinámico de huecos

El corrector dinámico de huecos de tensión (*Dynamic Sag Corrector o DySC*) es un sistema, sin baterías ni elementos móviles, que es capaz de corregir huecos por debajo del 50% de la tensión nominal durante un tiempo de hasta 2 s, proporcionando una onda de salida sinusoidal. El DySC inyecta una tensión en serie para regular la salida, durante un intervalo de tiempo que va desde los 3 a los 12 ciclos, con el fin de afrontar interrupciones breves (cortas). Cuando no actúa consume una cantidad muy pequeña de energía, se encuentra fuera de línea hasta que percibe un hueco, entrando en operación en menos de 1 ciclo. Estos dispositivos pueden complementarse con la presencia de condensadores, viendo aumentadas así sus prestaciones.

El producto se presenta comercialmente en diseños tanto monofásicos como trifásicos, con un rango de potencia de 1.5–2000 kVA. Los niveles disponibles en cuanto a la tensión de funcionamiento son 120, 208, 240, 277 y 480 Vac, dependiendo del modelo utilizado. Está orientado principalmente a la industria de materiales semiconductores.



MiniDySC monofásico.

El DySC monofásico se obtiene como resultado de un circuito elevador de tensión patentado (*figura 6.56.*). El inversor monofásico se puede configurar para operar en modo elevador o en modo bypass, y es capaz de proporcionar un 100% de elevación sobre la tensión entrante desde la línea de alterna. Esto le permite corregir huecos de tensión profundos, por debajo del 50% del valor nominal. Además, la barra del inversor de continua le confiere la capacidad de manejar huecos si cabe más pronunciados, incluso llegar a controlar interrupciones cortas de 0 V (cero de tensión nominal). La capacidad del dispositivo para hacer frente a este tipo de eventos está limitada por la cantidad de energía almacenada.

El interruptor estático de bypass o desvío, es un elemento común en toda la línea de productos DySC, que permanece conectado, en condiciones normales de las líneas de suministro eléctrico. Esto permite un rendimiento de potencia muy eficiente sin contenido adicional de armónicos. Cuando la tensión de entrada presenta unas características diferentes a las de la forma de onda deseada, el interruptor estático de desvío se desconecta y el inversor IGBT empieza a funcionar. La conmutación del tiristor (SCR) se activa por la tensión inyectada por el inversor que, además, suministra sólo la tensión que falta y, de hecho, el circuito está configurado para añadir esa tensión que falta a la tensión de entrada, con el fin de proporcionar la compensación necesaria. El tiempo para detectar el hueco, conmutar los SCR y comenzar la compensación de tensión, resulta menor de la octava parte de un ciclo.

Más que depender de la energía almacenada para compensar la tensión que falta, el DySC extrae potencia de la línea de entrada en el momento que la magnitud de la tensión que falta es del 50% o menos. Las unidades más pequeñas del DySC incluyen el suficiente almacenamiento de energía para compensar hasta una ausencia total de tensión durante tres ciclos. Otros elementos adicionales de energía, en forma de condensadores, incrementan el tiempo de actuación hasta unos 15 ciclos o incluso más. Esto permite al MiniDySC llevar a cabo las labores necesarias de corrección contra las interrupciones que, por ejemplo, tienen lugar en la primera operación del reconectador que sigue a una falta.

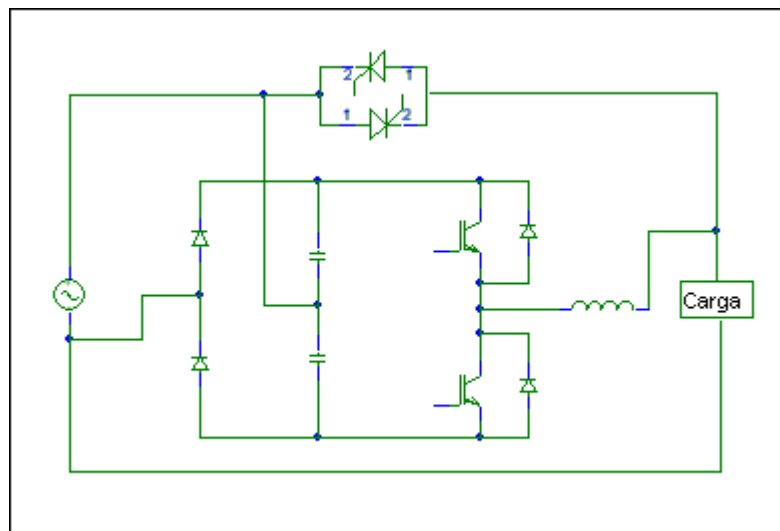


Figura 6.56. Topología del DySC monofásico.



DySC trifásico y MegaDySC

Para aplicaciones trifásicas por encima de 500 kVA, el DySC monofásico está adaptado para desempeñar una función de protección trifásica, constituyendo el producto comercial ProDySC. Para niveles de potencia por encima de 2 MVA, un dispositivo con un transformador acoplado en serie, proporciona una solución más favorable y semejante a otra serie de métodos disponibles en el mercado, como los SSVR o los DVR, entre otros. Este tipo de unidades funcionan insertando un transformador en serie con la línea, e inyectando una tensión, sirviéndose de un inversor, para compensar los huecos de tensión. La mayoría de los sistemas presentan limitaciones a la hora de corregir huecos de tensión por debajo del 50% (tensión nominal). El DySC, por su parte, puede manejar huecos de considerable profundidad y proporcionar capacidad de hacer frente a estos eventos (así como a cortes de entre 3 y 12 ciclos) si se dispone del adecuado sistema de almacenamiento de energía. Las unidades del DySC de más alta potencia (MegaDySC) pueden actuar tanto bajo las condiciones de un hueco de tensión profundo, como con algún tipo de interrupción que surga aguas arriba.

Los productos del tipo DySC, se han fabricado de forma limitada desde 1998. Este tipo de unidades han resultado ser más baratas y con un tamaño reducido, a la vez que proporcionan un elevado nivel de protección. Se ha demostrado su capacidad para hacer frente tanto a huecos por debajo del 50%, como a pérdidas momentáneas de potencia. Su eficiencia puede cifrarse en torno al 99%, su tiempo de respuesta entre 1/4 y 1/2 de ciclo (e incluso menor), y es posible anticipar una vida operativa de un mínimo de 10 años. La ausencia de baterías reduce considerablemente los costes de mantenimiento y garantiza la disponibilidad del sistema cuando este sea necesario. En la *tabla 6.6.*, se compara la protección proporcionada por el DySC frente otros tipos de acondicionadores de potencia.

Tabla 6.6. Capacidad de protección de varios equipos de acondicionamiento.

Tipo de evento	% del total de eventos	Supresor de picos	Regulador de tensión	DySC (sin trafo)	UPS
Picos y sobretensiones	5	SI	SI	SI	SI
Huecos hasta el 80%	35	NO	SI	SI	SI
Huecos entre el 50-80%	45	NO	NO	SI	SI
Cortes de 0-0,15 s	7	NO	NO	SI	SI
Cortes de 0,15-500 s	4	NO	NO	NO	SI
Total de eventos resueltos	100%	5%	40%	92%	96%
Rango en kVA	-	1-1000	1-200	1-500	0,2-1000
kVA/lb (1lb=454,36 g)	-	1-10	0,02-0,03	0,5-1	0,01-0,02
kVA/ft ³ (1ft=30,44 cm)	-	500	1-2	10-50	0,3-1

6.14.4.19. Cálculo del coste de equipos para la mitigación de huecos de tensión

El coste total asociado a los dispositivos de mejora de la calidad de onda se puede dividir en tres categorías:

- **Precio de compra:** Es el valor por el que se obtiene el dispositivo. Este variará en función del fabricante y de las condiciones de mercado en cada momento.
- **Costes de operación:** Este parámetro intenta determinar, de alguna manera, los posibles costes de funcionamiento de un dispositivo a través de sus expectativas de vida útil y reflejar todos ellos en el presente (por ejemplo, en un UPS se tendría en cuenta, entre otros, los gastos de mantenimiento asociados a sus baterías).

- ◆ **Costes residuales:** Constituyen un coste por anticipado para el consumidor, relacionado con todos aquellos eventos contra los que el dispositivo de mitigación de huecos no puede proporcionar protección. Se refiere, más concretamente, a los costes de huecos de tensión e interrupciones y se establece en función del número de veces que se pierde la carga, del valor en kVA de la carga y del coste por kVA de carga.

6.14.4.20. Especificaciones en los equipos de los usuarios finales

Otra forma en la que los usuarios finales pueden combatir los problemas originados por los huecos de tensión, es a través de una serie de especificaciones en la adquisición de sus equipos. Esto se traduce, esencialmente, en mantener los problemas del equipo fuera de la planta, o al menos, identificar por adelantado los requisitos de acondicionamiento de potencia. Diversas ideas, perfiladas más adelante, se podrían incorporar de un modo sencillo dentro de las especificaciones en la adquisición de los equipos de cualquier compañía con el fin de ayudar a aliviar los problemas asociados con los huecos de tensión.

- Los fabricantes de los equipos deberían tener disponibles curvas representativas de la capacidad para hacer frente a los huecos de tensión (curvas que representen el comportamiento de los equipos frente a un hueco de tensión, como la CBEMA) para todos sus clientes, de modo que se pueda efectuar una evaluación inicial del equipo. Los clientes deberían a su vez empezar a demandar este tipo de curvas para evaluar adecuadamente los equipos.
- Para la adquisición de nuevos equipos se debería establecer un procedimiento que midiese de alguna forma la importancia de dicho equipo. Si el equipo es crítico por su naturaleza, será necesario asegurar que se incluye la adecuada capacidad frente a huecos, por parte de la máquina, cuando se compra el equipo. Si el equipo no es importante o no causa perturbaciones de trascendencia en la producción o en la seguridad de la propia planta y de sus trabajadores, una protección contra los huecos de tensión puede no estar justificada.
- Dado que la probabilidad relativa de experimentar un hueco de tensión menor o igual del 70% del valor nominal, es mucho más pequeña que la de experimentar un hueco de tensión menor o igual al 90% del valor nominal, tiene sentido que si se elige un límite superior para unas especificaciones de la capacidad de hacer frente a un hueco, este debe estar entre un 70 y un 75%. Un valor más ideal sería alrededor del 50%.

6.14.4.21. Inmunización de contactores y ordenadores.

◆ Contactores.

Normalmente, el contactor cae inmediatamente con el hueco y permanece abierto hasta el rearme manual. La inmunización de los contactores se basa en la utilización de retardadores capacitivos que evitan la apertura de los contactos ante una reducción brusca de la tensión de alimentación. Existen dos variantes:

- ✦ El contactor permanece cerrado aproximadamente 1 s tras la aparición del hueco. Si al cabo de ese tiempo la tensión no se recupera, cae definitivamente.
- ✦ El contactor cae inmediatamente con el hueco y cierra si una tensión apropiada vuelve antes de un tiempo establecido.

La elección de la variante se hará en función de que el proceso tenga o no la inercia suficiente para soportar la falta de alimentación, así como una reacceleración tolerable.

◆ Ordenadores.

Es preciso utilizar siempre sistemas cuya salida de tensión no se vea afectada por los huecos. El propio ordenador detecta la perturbación, interrumpe el proceso y lo reanuda automáticamente cuando la tensión vuelve a su valor normal.

6.14.4.22. Inmunización de los circuitos de control de velocidad de motores de corriente alterna

Como consecuencia de la necesidad de disponer de una controlabilidad total en lo que a la velocidad de los motores se refiere, los circuitos de control de velocidad de alterna se están convirtiendo en una parte integral del equipo en muchas aplicaciones industriales con procesos continuos como maquinaria de papel, prensas de moldeo, bobinadoras, etc. Sin embargo, con este uso generalizado de los circuitos de control de velocidad, el impacto de las perturbaciones de tensión, y de una forma más acusada, los huecos de tensión, en los procesos de carácter industrial es cada vez mayor.

El primer paso para mitigar las actuaciones indebidas de los controladores de velocidad de motores de ca, consiste en determinar la naturaleza del hueco de tensión que está causando el problema. Así, mediante la caracterización de la perturbación, es posible desarrollar algún tipo de estrategia que suponga una solución efectiva al problema, dentro de un margen de costes razonable. La compañía de suministro eléctrico podrá proporcionar asistencia al consumidor seleccionando el instrumento de monitorización de la tensión adecuado para caracterizar los huecos de tensión que tienen impacto sobre la planta industrial.

6.14.4.22.1. Métodos para incrementar la capacidad de hacer frente a un hueco de tensión por parte del controlador de velocidad sin almacenamiento de energía

- ◆ Reducción del nivel de operación de los métodos de protección de los controladores de velocidad programados por el fabricante.

Los circuitos de control de velocidad (ASD) están programados por el fabricante de tal forma que, incluso con un hueco de tensión de tan sólo el 90% del valor nominal, los métodos de protección del controlador entren en operación. Esta especificación en el nivel de disparo de los mecanismos de protección se elige y establece por el propio fabricante de los equipos, con el fin de salvaguardar los componentes electrónicos de los ASD. Sin embargo, en muchos casos, existe un cierto margen que permite atenuar en cierta medida este nivel de actuación de los métodos de protección, o bien introducir tiempos de retardo dentro de la secuencia de operación sin sacrificar la integridad de los ASD. Un cambio en los parámetros de ese nivel de protección requiere el acceso, por parte del fabricante, a los parámetros análogos en la planta industrial, los cuales no pueden ser modificados por el usuario. A menudo, simplemente bajando el nivel de operación de los métodos de protección hasta un 70%, se consigue reducir considerablemente el número de ocasiones en las que un ASD se ve afectado por los huecos de tensión. Una vez que el cliente haya obtenido una tabla de datos o informe de la duración típica y de la magnitud de los huecos de tensión que afectan a los ASD, debería entonces ponerse en contacto con el fabricante a fin de determinar si efectivamente, un cambio en el nivel de operación de los métodos de protección o la introducción de diferentes tiempos de retardo, reducirá el número de actuaciones indebidas, en el ámbito que supone la aparición de un hueco, de dichos métodos o, en general, el funcionamiento incorrecto de los ASD durante los huecos de tensión.

- ◆ Capacidad de hacer frente a huecos de tensión empleando el reinicio en marcha (*Flying Restart*).

La habilidad de un ASD para reengancharse a un motor rodante sin que actúen los métodos de protección programados por el fabricante, se denomina capacidad de reinicio en marcha. La mayoría de los ASD construidos antes de 1990 proporcionan este mecanismo para hacer frente a los huecos de tensión en forma de un parámetro programable que puede ser habilitado por el usuario. Cuando un hueco de tensión hace que los métodos de protección del ASD (métodos orientados a la salvaguarda de sus componentes electrónicos) alcancen su nivel de actuación, el controlador corta el inversor y deja sin alimentación al motor en lugar de forzar la operación de los métodos de protección del ASD. El motor deslizará a lo largo de la duración del hueco y, tan pronto como se recupere el valor normal de tensión, el ASD se reenganchará al motor todavía rodante y actuará progresivamente (según una rampa) para ajustar la velocidad.

El descenso en la velocidad del motor dependerá de la inercia de la carga y de la duración del hueco. Sin embargo, dado que las constantes de tiempo mecánicas son, por lo general, mayores que las constantes de tiempo eléctricas, una pérdida de potencia en el motor de entre 10 y 15 ciclos no dará lugar a cambios apreciables de velocidad para la mayoría de los procesos. En estos casos, la opción de reinicio en marcha constituye el modo más económico y efectivo de resolver el problema. El usuario necesitará recurrir al fabricante del controlador de velocidad y al integrador del sistema para determinar la magnitud de la reducción en la velocidad y el par que el proceso industrial puede soportar sin que los métodos de protección del ASD se vean obligados a actuar (con la consiguiente repercusión en el citado proceso industrial).

◆ Capacidad de hacer frente a huecos de tensión recurriendo a la inercia de la carga.

Esta opción, proporcionada también por algunos fabricantes de ASD, emplea la energía almacenada en la carga mecánica para mantener el bus de continua por encima del nivel requerido por los métodos de protección del controlador, programados por el fabricante, para entrar en operación. Esto se consigue haciendo funcionar el inversor, durante un hueco de tensión, a una frecuencia ligeramente inferior a la frecuencia del motor, provocando que el motor actúe como generador. Similar a la opción de reinicio en marcha, la velocidad del motor experimentará una reducción mientras se halle operando como generador; sin embargo, existe la ventaja de que el motor nunca se desconecta del controlador. Este método funciona mejor con aquellas cargas de una inercia elevada que pueden ver disminuida su velocidad sin que tenga lugar la interrupción del proceso industrial.

◆ Capacidad de hacer frente a huecos de tensión utilizando un elevador de tensión (BOOST).

Se puede emplear un convertidor elevador (BOOST) con el fin de proporcionar al ASD la capacidad para hacer frente a un hueco de tensión durante una condición de tensión por debajo de la nominal. Esencialmente, un convertidor elevador utiliza tanto la tensión que permanece en la línea de alterna durante el evento, como la energía disponible para mantener la tensión de la barra de continua por encima del nivel requerido por los métodos de protección del controlador, programados por el fabricante. La *figura 6.57*, muestra el esquema de un dispositivo comercial con capacidad de hacer frente a huecos de tensión recurriendo al empleo de un convertidor elevador (BOOST).

La unidad convierte la tensión alterna entrante en continua utilizando un rectificador, y después emplea uno o más chopper para elevar la tensión de la barra de continua durante un hueco de tensión, manteniendo así su valor por encima del nivel requerido por los métodos de protección del controlador.

Los convertidores elevadores proporcionan una capacidad de hacer frente, bien a un hueco de tensión de una magnitud en torno al 50% en las tres fases, durante 30 ciclos, o bien a un hueco por debajo del 37% en dos de las fases y un 64% en la tercera, también durante 30 ciclos. Huecos más profundos o interrupciones breves necesitarán de otro tipo de soluciones que incluyan alguna clase de almacenamiento de energía, como baterías o condensadores, con el elevador de tensión. Estas unidades se dimensionan en función de la potencia en kilovatios de la carga, y pueden encontrarse en el mercado desde 1 a 300 kW.

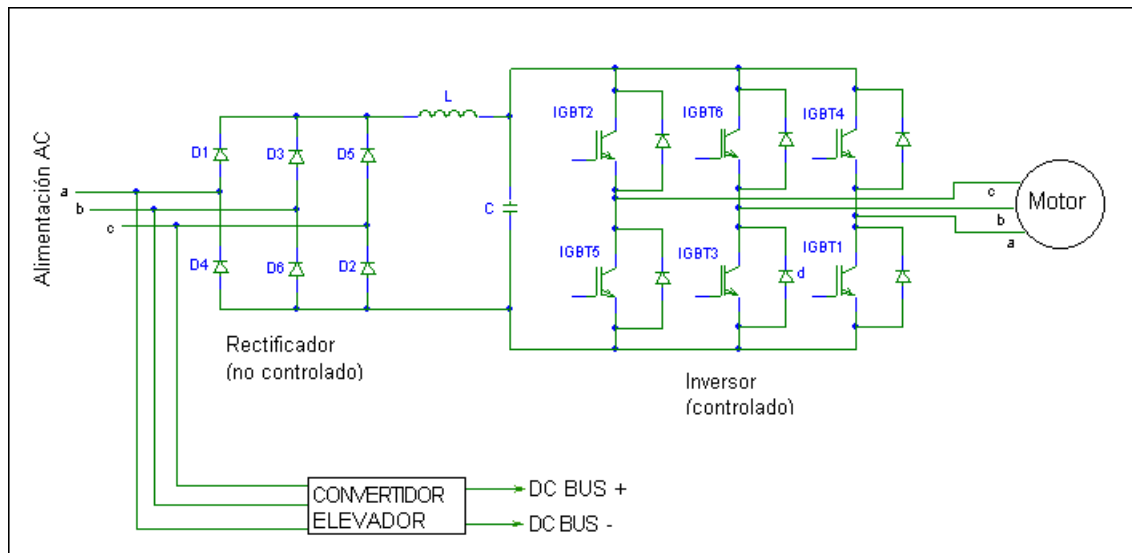


Figura 6.57. Configuración típica de un ASD mejorado mediante un convertidor elevador (BOOST).

6.14.4.22.2. Métodos para incrementar la capacidad de hacer frente a un hueco de tensión por parte del controlador de velocidad con almacenamiento de energía

- ◆ Almacenamiento de energía para la barra (*bus*) de continua.

El principal elemento de almacenamiento de energía en un ASD es el condensador de la barra de continua. Por lo general, el tamaño del condensador está comprendido entre 100–200 $\mu\text{F/CV}$ para los controladores más pequeños, y 40–60 mF/CV para controladores por encima de los 500 CV. Este condensador proporcionará la capacidad necesaria para hacer frente a un hueco de una duración entre 2 y 10 ms (controladores pequeños y plena carga). Sin embargo, dado que la mayoría de los huecos de tensión resultan de una duración superior a esos 10 ms, se precisa de algún método adicional de almacenamiento de energía para hacer frente a huecos de una duración prolongada.

Una fórmula simple para calcular la capacidad requerida para conseguir salvar huecos con una duración de t segundos viene dada por la ecuación (6.10)

$$C = \frac{I_{\text{plenacarga}} \cdot t}{50} \quad (6.10)$$

Donde:

C = capacidad medida en faradios.

$I_{\text{plenacarga}}$ = corriente a plena carga medida en amperios.

t = tiempo en segundos.

Ahora bien, el uso de condensadores resulta impracticable en lo que a tamaño y coste se refiere a medida que la potencia del ASD aumenta. En términos de energía por volumen, una batería presenta una relación energía/volumen mayor que un condensador. Además del gasto que supone el dispositivo de almacenamiento de energía por sí mismo, hay que añadir el de toda una serie de accesorios requeridos para la instalación de un elemento de almacenamiento de la energía de la barra de continua tales como fusibles, ventiladores, buses, circuitos de carga, etc.

- ◆ Acondicionamiento de la línea.

Constituye la solución más simple, aunque también la más cara. Los costes resultan por lo general mayores que el precio del propio ASD. Sistemas de alimentación ininterrumpida (SAI o UPS), sintetizadores magnéticos, grupos motor–generador, etc.

se pueden emplear con el fin de acondicionar la línea de alterna a la entrada del controlador, de manera que el ASD no sufra los efectos de los huecos de tensión. En algunos casos, donde los ASD se hayan integrados a lo largo y ancho de la red, es posible que el acondicionamiento del nivel de potencia en el suministro resulte más económico que intentar atajar los problemas en el seno de un controlador concreto o algún componente específico.

6.14.4.23. Inmunización de los circuitos de control de velocidad de corriente continua

En lo que se refiere a los accionamientos utilizando motores de corriente continua alimentados por semiconductores controlados y con frenado por recuperación, la inmunización sólo es viable si la duración del hueco es inferior a 1 s. En este caso, el principio básico de la inmunización consiste en actuar sobre los impulsos de los tiristores, una vez que se ha producido el hueco, para evitar situaciones de cortocircuito.

6.14.4.24. Otros medios de inmunización de las instalaciones industriales.

Por su relevancia técnica y económica, se enumeran a continuación los medios de inmunización más comunes en las instalaciones de los clientes:

- ◆ Sistemas de retención o reenganche de contactores. Resultan indicados para cargas menores de unos VA, y para huecos e interrupciones breves de menos de 1 s.
- ◆ Conjunto motor de alterna–alternador con volante de inercia. Es apropiado para cargas inferiores a 500 kVA, y para huecos o interrupciones breves inferiores a 1 s.
- ◆ Conjunto motor de alterna–alternador con volante de inercia y motor térmico de emergencia. Es apropiado para cargas inferiores a 500 kVA. Cuando entra en funcionamiento el motor térmico de emergencia, puede producirse un paso por cero de corta duración.
- ◆ Fuente continua con condensador de almacenamiento. Es eficaz para cargas menores a unos VA y para huecos o interrupciones breves inferiores a 1 s.
- ◆ Fuente de continua con batería de almacenamiento. Indicada para cargas menores de 300 kVA.
- ◆ Conjunto rectificador–batería–motor de corriente continua–alternador con volante de inercia. Resulta indicado para cargas menores de 500 kVA.
- ◆ Sistemas de alimentación ininterrumpida (SAI o UPS) en general. Eficaces para cargas de hasta 1000 kVA.
- ◆ Conmutación a una alimentación de socorro. Indicada para cargas inferiores a 1000 kVA. Implica un paso por cero y la disponibilidad de alimentación indefinida desde la nueva fuente.
- ◆ Grupo de socorro diesel. También resulta apropiado para cargas de menos de 1000 kVA.

6.14.4.25. Métodos para incrementar la inmunidad frente a los huecos de tensión antes de recurrir a la instalación de equipo adicional

A continuación se enumeran una serie de medidas sencillas que permiten incrementar la inmunidad de los equipos frente a huecos de tensión e interrupciones breves:

- ◆ Encontrar y arreglar el problema.

Se trata de algo obvio, pero es la primera consideración que se debe tener en cuenta. Es preciso entender cual es la causa que ocasiona el problema concreto; para ello, se puede

utilizar un generador de huecos equipado con un buen sistema de adquisición de datos. Una vez que se conoce el problema, será mucho más fácil solucionarlo. El principal inconveniente es que, para realizar todo esto, se requiere tiempo y dinero.

◆ **Modificar las especificaciones del suministro de energía.**

Muchos sistemas de alimentación se pueden ajustar a diferentes rangos de tensión, y estos rangos a menudo se superponen entre sí. Se debe escoger un rango en donde la tensión nominal se halle cerca del valor superior de dicho rango. Por ejemplo, si el sistema de suministro del usuario presenta un Rango 1, 95V–250V (Japón y Europa), o un Rango 2, 110V–240V (Norte América y Australia), y la tensión nominal es de unos 240V, se tendrá una mayor inmunidad frente a huecos de tensión dentro del Rango 1. Cuanto menor sea el margen respecto al límite superior del rango de tensión, menor será el margen de inmunidad frente a posibles sobretensiones.

◆ **Pasar de una alimentación monofásica a una fase–fase.**

Si es posible permanecer dentro del margen de tensión aceptable del sistema de alimentación, y se dispone de alimentación trifásica, se puede obtener una elevación rápida de potencia (en torno al 70%) pasando a una conexión fase–fase. Por ejemplo, si el suministro eléctrico presenta un rango de tensión de 90V–250V, y se está utilizando para alimentar un circuito a 120V, sólo se puede admitir un hueco de aproximadamente un 75% de la tensión nominal. Sin embargo, si se pasa a una conexión fase–fase, la tensión nominal será de unos 208V y la capacidad de hacer frente a un hueco se incrementa hasta un 45% del valor nominal. El problema, además de tener un menor margen de inmunidad frente a eventuales sobretensiones, es que el sistema se vuelve sensible frente a huecos que puedan tener lugar en las dos fases.

◆ **Reducir la carga alimentada por el sistema de suministro eléctrico.**

Sistemas de alimentación poco cargados siempre toleran mejor los huecos de tensión que aquellos que presentan una carga mayor. Si es posible determinar que un sistema de alimentación en particular está ocasionando el mal funcionamiento del equipo durante un hueco de tensión, es necesario plantear la opción de desplazar su carga hacia otro sistema de alimentación. Ahora bien, la solución puede presentar inconvenientes, y es preciso considerar cuidadosamente los efectos de la parada de una de las alimentaciones sobre la planta industrial.

◆ **Incrementar la capacidad del sistema de alimentación.**

Es decir, si el desplazamiento de las cargas hacia otras alimentaciones alternativas se revela como inviable, entonces se puede utilizar un sistema de alimentación más grande, en lo que a potencia se refiere, para la misma carga. De este modo, el sistema de alimentación se verá menos cargado. La principal desventaja de esta solución es que, tanto el precio como el tamaño, tienden a aumentar, y es posible que no se disponga del espacio suficiente para albergar un sistema de alimentación más grande.

◆ **Utilizar sistemas de alimentación trifásicos en vez de los monofásicos.**

Un sistema de alimentación trifásico, adecuadamente diseñado, y poco cargado, soportará de manera efectiva huecos de tensión en una o dos fases que provocarían el fallo de una alimentación de tipo monofásico. Esta opción requiere interruptores trifásicos así como un incremento en el coste y el tamaño.

◆ **Poner en marcha el sistema de alimentación desde una barra de continua (*bus DC*).**

En muchos casos, es posible sustituir un sistema de alimentación activado en continua por un sistema activado por una fuente de alterna. Esto reduce considerablemente los problemas para mantener una barra de continua, que a menudo puede realizarse por medio de condensadores o baterías. Es la estrategia seguida por los sistemas de

telecomunicaciones de alta fiabilidad, empleando como sistema de distribución de electricidad un suministro en corriente continua de 48 V. Será necesario el uso de dispositivos de protección tales como fusibles, interruptores, etc., que, además, tendrán que ajustarse para funcionar con corriente continua.

◆ **Modificar las especificaciones de ciertos dispositivos.**

Si es posible identificar una actuación incorrecta por parte de un relé, frente a una eventual caída de tensión o un desequilibrio entre fases, por parte de un circuito de protección, o un reset interno, cuando tiene lugar un hueco de tensión, puede ser necesario cambiar las especificaciones de alguno de estos dispositivos. Es preciso considerar la opción de cambiar un cierto valor umbral, o bien modificar el retraso que este tipo de aparatos presenta antes de activarse; puede que sea necesario alterar ambos aspectos. En ocasiones, esto se puede reducir al ajuste de una clavija o de un botón; otras veces, sin embargo, puede que se haga necesario reemplazar algún componente o revisar el software.

Sólo se puede recurrir a este tipo de soluciones cuando las especificaciones de funcionamiento de estos dispositivos, frente a una perturbación de cualquier tipo, resulten demasiado conservadoras; y jamás debe eliminarse por completo la capacidad que tienen estos aparatos para detectar un evento y provocar la parada de un determinado proceso. Además, por lo general, estos dispositivos de protección vienen calibrados de fábrica y puede no ser conveniente cambiar arbitrariamente sus parámetros.

◆ **Disminuir la velocidad de respuesta de un relé.**

Si el equipo funciona incorrectamente como consecuencia de que algún relé, en el circuito EMO, actúa demasiado deprisa, puede usarse un relé con una masa mecánica mayor (como un contactor), o añadir un dispositivo alrededor de la bobina del relé o del contactor para incrementar su inmunidad frente a los huecos de tensión. Durante un evento de este tipo, el mencionado dispositivo mantiene un flujo de corriente a través de la bobina que resulta suficiente para que los contactos permanezcan cerrados. El circuito está diseñado para hacer frente a huecos nunca por debajo del 15–25% del valor de la tensión. Hay que tener cuidado para no disminuir la velocidad de respuesta del relé en exceso, de manera que no cumpla su función de protección. Además, puede que la complejidad del circuito EMO aumente considerablemente. La solución resulta económica y es aplicable a otro tipo de dispositivos como controladores y arrancadores de motores y maquinaria diversa.

◆ **Cambiar los contactores de arranque de un motor de AC a DC.**

Los contactores y relés de continua (DC) se encuentran^o fácilmente disponibles en el mercado. Un elemento de este tipo resulta más fuerte porque el flujo es constante. Se precisa algún tipo de rectificador para pasar de corriente alterna (AC) a continua (DC). Se puede añadir un pequeño condensador de almacenamiento de energía al contactor de continua para ampliar su capacidad para hacer frente a un hueco de tensión. La desventaja que puede presentarse es un aumento en la formación de arcos eléctricos debido a la ausencia de un cruce por cero que extinga el arco. Un contactor de alterna para un motor debería poder afrontar situaciones de hueco de hasta un 85% de la tensión nominal, mientras que uno de continua lo haría frente a valores por debajo del 80%. Algunas industrias emplean únicamente relés de continua. Los relés actúan más rápidamente que los contactores de un motor, ya que son más pequeños y con una masa menor. Se abren dentro de un margen de tiempo comprendido entre los 5 y los 15 ms, menos de un ciclo.

Existen múltiples consideraciones que hay que tener en cuenta a la hora de intentar aumentar la capacidad de hacer frente a huecos de tensión por parte de los contactores de un motor, y a menudo resulta conveniente consultar al fabricante. Un método

sencillo y barato que no implica el cambio de los bobinados consiste en añadir un pequeño transformador ferresonante.

- ◆ Incorporar algún tipo de software programable.

Algunos ASD de reducidas dimensiones disponen de un reinicio automático programable por el usuario. Generalmente, se produce una espera de entre 30 y 60 s para que el circuito se estabilice antes de intentar el reenganque del sistema. El número de intentos puede programarse (normalmente se fija en unos 5 intentos). Esta estrategia se utiliza comúnmente en bombas y ventiladores de alta tensión dentro de un entorno sin vigilancia de personal humano. Es aplicable para hacer frente tanto a huecos de tensión como a cortes breves. Existen varios fabricantes de ASD que toman como una opción la habilidad del ASD para reiniciarse antes de que la carga se pare por completo, aplicando el par apropiado.

En el caso de algunos computadores, estos suspenden toda operación hasta que la anomalía de tensión pasa, reanudando entonces los procesos iniciados. Se emitirá un mensaje de error para indicar que la tensión se halla fuera de los límites tolerados por el dispositivo, pero las operaciones computacionales seguirán su curso. Para ordenadores personales, la mayoría de los softwares incluyen una operación de salvado automático para limitar la pérdida de datos. Se trata de una opción que no supone desembolso adicional.

Para el software de control de procesos automatizados resultaría muy productivo que dicho software dispusiese de la información necesaria acerca del estado del equipo cuando tiene lugar un hueco de tensión. Esto supondría un coste extra aunque reduciría considerablemente el tiempo de reinicio.

- ◆ Tratar de eliminar por completo los efectos del hueco o de la interrupción.

Por último, se puede recurrir al empleo de algún tipo de regulador de tensión con una alta velocidad de respuesta sobre el sistema de alimentación en alterna. Existe una amplia gama de tecnologías, como ya se ha explicado anteriormente, si bien es preciso asegurarse de que, con la utilización de alguna de estas soluciones, el usuario no esté empeorando el problema. Si la causa que origina el hueco está situada aguas abajo respecto al regulador de tensión o conjunto de baterías, los huecos e interrupciones pueden ver aumentada tanto su duración como su profundidad al instalar el equipo de inmunización (como puede suceder con la presencia de un reconectador).

- ◆ Especificar la capacidad de hacer frente a huecos de tensión por parte del equipo en la compra del mismo.

El mejor modo de asegurar que una máquina cumple los requisitos necesarios para hacer frente a huecos de tensión y/o interrupciones breves de unas determinadas características, consiste en incluir esos requisitos en el contrato de compra.

6.15. Huecos derivados del arranque de motores

Los motores tienen el inconveniente de absorber durante el arranque varias veces su corriente nominal. Al circular a lo largo de las impedancias del sistema, este valor elevado de corriente dará lugar a la aparición de huecos de tensión que pueden provocar la caída de contactores, la disminución de la intensidad luminosa de todo tipo de luminarias y la perturbación de equipos sensibles. La situación empeora con un valor del factor de desplazamiento en el arranque extremadamente pobre, usualmente en torno al 15–30%. El tiempo requerido por el motor para acelerar hasta la velocidad media de funcionamiento normal se incrementa con la magnitud del hueco, y un evento de este tipo, con unos valores excesivamente grandes, puede impedir un arranque satisfactorio del motor. Los huecos de tensión derivados del arranque de motores pueden persistir en sus efectos durante muchos segundos.

6.15.1. Métodos de arranque de motores

6.15.1.1. Arranque directo

Es un sistema de arranque obtenido en un solo tiempo: el estator del motor se acopla directamente a la red. Supone un bajo coste y permite la aceleración más rápida del motor. Es el método de arranque preferido, a menos que el hueco de tensión resultante o la fatiga mecánica sean excesivos.

El motor arranca con sus características naturales y con una punta de corriente elevada. Este procedimiento es ideal si es tolerable el valor de pico de la intensidad y si el par inicial de arranque del motor (fijado por el tipo de construcción de su rotor) es el conveniente para la puesta en marcha de la máquina.

La punta de intensidad puede ser muy elevada, del orden de 4 a 8 veces la intensidad nominal. El par durante el arranque es siempre superior al par nominal, sobre todo para los motores modernos de jaulas complejas. Es máximo cuando el motor alcanza el 80% de su velocidad; en este momento, la punta de intensidad está considerablemente amortiguada.

Este dispositivo permite arrancar las máquinas incluso en plena carga, si la red admite la punta de corriente en el momento del arranque. Es pues indicado para las máquinas de pequeña y mediana potencia.

Sin embargo, el par en el momento de la conexión es cerca de 1.5 veces el nominal y, por lo tanto, este procedimiento no está recomendado si el arranque debe hacerse lenta y progresivamente (determinados montacargas, cintas transportadoras, etc.).

6.15.1.2. Arranque estatórico por resistencias y reactancias

Este método consiste en insertar, inicialmente, una impedancia en serie con el motor. Tras un tiempo de retardo, esta impedancia es cortocircuitada. Estas resistencias de arranque deben cortocircuitarse en varios pasos; las reactancias de arranque se cortocircuitan en una única etapa. La corriente de línea varía directamente con la tensión aplicada al motor, el par en motores asíncronos es proporcional al cuadrado de la tensión, por lo que para una tensión de arranque dada, estos arrancadores conducen más corriente desde la línea que aquellos que utilizan autotransformadores, y proporcionan un par de arranque más elevado. Las reactancias se suministran por lo general con tomas del 50, 45 y 37.5%.

El par inicial del arranque es relativamente pequeño ($3/4$ del valor nominal) para una punta de corriente todavía importante (4.5 veces la nominal).

La tensión aplicada en los bornes del motor no es constante durante el periodo de aceleración. La intensidad, máxima cuando se conecta el motor, disminuye a medida que el motor acelera: la caída de tensión en los bornes de la resistencia disminuye y la tensión en los bornes del motor aumenta progresivamente.

Con un arranque estatórico por resistencias, el paso a plena tensión se realiza para una velocidad más elevada que la correspondiente al método estrella-triángulo, con picos mucho más pequeños. La velocidad va aumentando progresivamente y sin cambios bruscos. Por otra parte, es posible modificar los valores de la intensidad y del par de arranque adaptando la resistencia.

El arranque estatórico por resistencia es conveniente para realizar la puesta en marcha de las máquinas con el par resistente creciente o cerca de la mitad del par nominal, e incluso en las máquinas potentes y de gran inercia.

6.15.1.3. Arranque por autotransformador

Los arrancadores por autotransformador tienen, generalmente, dos devanados conectados en triángulo. Las tomas suministran al motor un 80, 65 o 50% de la tensión del sistema de alimentación durante el arranque. La intensidad de línea y el par de arranque varían con el cuadrado de la tensión aplicada al

motor, por lo que la toma correspondiente al 50% de tensión entrega sólo un 25% de la corriente de arranque a plena tensión y del par. La toma más baja que suministra el par de arranque requerido es la que se elige.

Esta forma de arranque es sobre todo utilizada para los motores de gran potencia. Con relación al arranque estatórico, permite obtener un par más elevado con una punta de intensidad menor.

6.15.1.4. Arranque de motores de arrollamientos partidos

Este método resulta especialmente adecuado para motores duales (220/440V o 230/460V). El motor lleva un arrollamiento estatórico desdoblado en dos arrollamientos paralelos con 6 o 12 bornes de salida. Es equivalente a dos semi-motores de igual potencia.

Al acoplar el primer arrollamiento a la red de alimentación, el semi-motor arranca en directo con toda la tensión de la red. Esto hace que la corriente de arranque y el par sean la mitad. Este último es algo superior al par que obtendría un motor de jaula de la misma potencia arrancándolo en estrella-triángulo.

Al finalizar el arranque, se conecta el segundo arrollamiento a la red. En este momento, la punta de intensidad es débil y de corta duración, puesto que el motor no ha sido separado de la red de alimentación y existe un débil deslizamiento.

6.15.1.5. Arranque estrella-triángulo

Este procedimiento consiste en arrancar el motor conectando sus devanados en estrella. Estos se encuentran entonces alimentados con una tensión igual a la tensión de la red dividida por $\sqrt{3}$, es decir, un 58% de la tensión nominal.

El par se reduce con relación al cuadrado de la tensión de alimentación y es igual al tercio del par proporcionado por un motor en arranque directo. La corriente en la línea de alimentación se reduce en la misma proporción.

La intensidad en cada devanado decrece únicamente en relación 0.58, pero los valores típicos iniciales son, para la corriente, 2 veces el valor nominal, y para el par, la mitad del nominal.

Este método es el indicado para aquellas máquinas que arranquen en vacío o tengan un par resistente pequeño.

Una vez que transcurre un tiempo determinado, se suprime el acoplamiento en estrella y se acoplan los devanados en triángulo. Cada devanado está entonces alimentado con la tensión de la red: el motor recupera sus características naturales.

El par motor es pequeño durante todo el acoplamiento en estrella y la velocidad estabilizada al final de este tiempo puede ser muy baja si el par resistente es elevado (por ejemplo, en el caso de una máquina centrífuga).

Siendo las características de los devanados muy inductivas, el paso al acoplamiento en triángulo se acompaña de puntas de corrientes transitorias muy importantes. A partir de una cierta potencia es aconsejable, bien renunciar al acoplamiento estrella-triángulo o bien utilizar una variante que permita limitar los fenómenos transitorios.

6.15.2. Estimación de la severidad de un hueco durante el arranque de motores a plena tensión

El arranque de un motor de inducción da lugar a un hueco pronunciado o depresión en la tensión, seguido de una recuperación gradual. Si se lleva a cabo un arranque a plena tensión del motor, el hueco de tensión resultante, en valores por unidad de la tensión nominal del sistema, viene dado por:

$$V_{\min}(pu) = \frac{V(pu) \cdot kVA_{SC}}{kVA_{LR} + kVA_{SC}} \quad (6.11)$$

Donde:

$V(pu)$ = tensión del sistema, en valores por unidad respecto a la tensión nominal.

kVA_{SC} = kVA en el motor con el sistema cortocircuitado.

kVA_{LR} = kVA con el rotor del motor bloqueado.

La figura 6.58, ilustra el resultado de este cálculo para huecos del 90% de la tensión nominal, utilizando las típicas impedancias del sistema y características del motor.

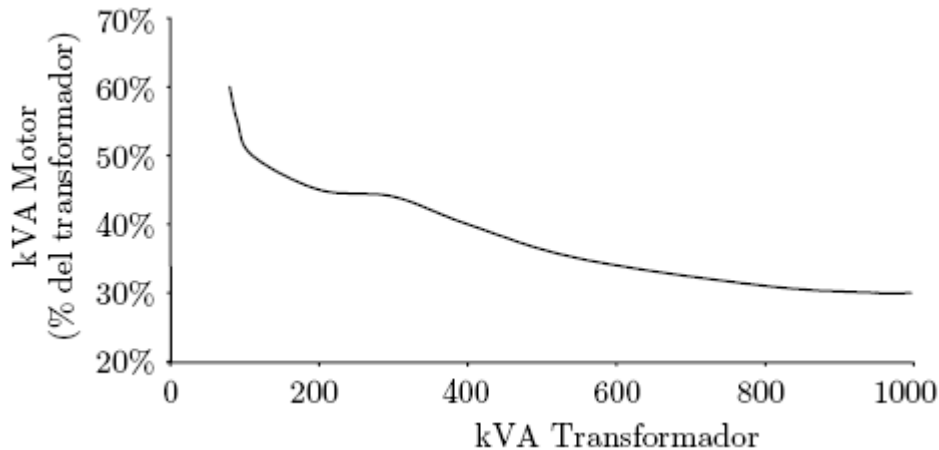


Figura 6.58. Potencia del motor en relación con la del transformador para huecos del 90% en arranque directo.

Si el resultado se halla por encima de la mínima tensión en estado estacionario permitida para el equipo afectado, entonces el arranque directo del motor es aceptable. En caso contrario, la magnitud del hueco frente a la duración debe ser comparada con la tolerancia en tensión del equipo afectado. Los cálculos que se precisan son bastante complicados, y es mejor dejar la tarea a un programa de computador para el análisis general de los transitorios. Para realizar una simulación, se precisan los siguientes datos:

- ◆ Valores de los parámetros correspondientes al circuito equivalente del motor de inducción.
- ◆ Número de polos del motor y velocidad media en rpm (o el deslizamiento).
- ◆ Constante de inercia para el motor y la carga.
- ◆ Par frente a la característica de velocidad para la carga del motor.

6.16. Medidas que puede adoptar la empresa suministradora

Entre las acciones que puede llevar a cabo la empresa suministradora, con el fin de hacer frente a los huecos de tensión e interrupciones breves, podrían enumerarse, inicialmente y de manera resumida, las siguientes:

- ◆ Reducir el número de huecos:
 - ✦ Actuando sobre las instalaciones en las zonas con alto índice de faltas; por ejemplo, resolviendo problemas de contaminación, nieblas, mal estado de los materiales, etc.

- ✦ Comprobando que los sistemas de protección contra las sobretensiones atmosféricas son adecuados.
- ◆ Reducir la duración de los huecos comprobando que los tiempos de eliminación o limpieza de las faltas son normales.
- ◆ Seccionar el sistema, separando en lo posible el punto de conexión del cliente (PCC), de las zonas que están muy expuestas a faltas.
- ◆ Elevar la potencia de cortocircuito de la zona (Sc_c). Con ello se consigue disminuir el área de influencia de las faltas, reduciendo así el número y profundidad de los huecos.

6.17. Prevención y eliminación de faltas

Las compañías eléctricas obtienen importantes beneficios de todas aquellas actividades que tienen como objetivo prevenir la aparición de faltas. Estas actividades no sólo redundan en un servicio más satisfactorio para el cliente sino que, además, evitan que los equipos del sistema eléctrico sufran daños que generalmente suponen un elevado coste.

Existen dos opciones que las empresas eléctricas pueden barajar a la hora de reducir el número y severidad de las faltas en sus sistemas de suministro:

- ◆ Prevenir las faltas.
- ◆ Modificar los métodos empleados para eliminar dichas faltas.

Las actividades de prevención de faltas incluyen la poda de árboles, adición de pararrayos en la propia línea, limpieza de aislantes y disposición de algún tipo de defensa contra animales. No es posible esperar que el aislamiento de las líneas eléctricas soporte todos los rayos que puedan caer. Sin embargo, cualquier línea que manifiesta una susceptibilidad elevada frente a faltas provocadas por descargas atmosféricas, debe ser investigada. En las líneas de transporte, las protecciones se pueden analizar en función de su efectividad a la hora de reducir el impacto directo del rayo. La resistencia torre–tierra es un factor importante, de manera que si su valor es alto, la sobretensión que acompaña al impacto de una descarga atmosférica no será absorbida tan rápidamente por la tierra.

En las líneas de distribución, las medidas de protección pueden ser también una opción, situando, con una cierta frecuencia, pararrayos a lo largo de la línea. Obviamente, uno de los principales problemas con el sistema de distribución es que las tormentas arranquen o precipiten ramas de los árboles circundantes sobre las líneas. En áreas donde la vegetación crece rápidamente, mantener los árboles adecuadamente podados supone una tarea ardua.

Entre las mejoras que es posible efectuar en las actividades de eliminación de faltas se pueden incluir la disposición de reconectadores o interruptores con reenganche, a lo largo de la línea, la modificación del diseño de las líneas de alimentación, o la adición de esquemas en lazo. Estas prácticas pueden reducir el número y/o la duración de los huecos de tensión e interrupciones, pero las faltas que se producen en el sistema de suministro eléctrico nunca se pueden eliminar por completo.

6.17.1. Principios en la coordinación de las sobrecorrientes

Es importante comprender el funcionamiento del sistema de suministro eléctrico cuando tiene lugar una falta. Existen ciertas limitaciones físicas para interrumpir la corriente derivada de la falta y restaurar correctamente la energía. Esto plantea unos requisitos mínimos en aquellas cargas que se espera puedan hacer frente a eventos de este tipo, sin sufrir las perturbaciones que conllevan. Es posible efectuar, de una manera más eficiente que en el seno de la carga, ciertas actuaciones dentro del propio sistema eléctrico con el fin de mejorar la calidad de onda. Por eso, todos aquellos aspectos relevantes para la eliminación de faltas en las líneas de suministro incluyen responsabilidades correspondientes tanto a los usuarios finales, o a los diseñadores de los equipos, como a los ingenieros de las compañías eléctricas.

Se pueden distinguir dos tipos fundamentales de faltas en los sistemas de potencia:

- ◆ Faltas transitorias (temporales). Son faltas debidas a situaciones tales como descargas en las líneas aéreas y que dan lugar a daños de carácter no permanente en el sistema de aislamiento. Constituyen entre un 50% y un 90% de las faltas en la red de distribución. La energía se puede recuperar tan pronto como la falta se extingue. Mecanismos automáticos de conmutación (interruptores, reconectores, etc.) pueden conseguir esto en unos pocos segundos. Algunas faltas transitorias se eliminan por sí solas. En cuanto a sus causas cabría citar: pájaros, cortocircuitos entre fase y tierra, condiciones climáticas (vientos fuertes que ponen en contacto los conductores), o naturaleza circundante (ramas de árboles que impactan sobre los cables).
- ◆ Faltas permanentes. Son faltas debidas a daños físicos en algunos elementos del sistema de aislamiento que requieren de la intervención del personal de la compañía para su reparación. El impacto sobre los usuarios finales se manifiesta en una interrupción del suministro que puede durar desde algunos minutos, hasta unas pocas horas. Daños debidos a descargas atmosféricas, rotura del conductor, deterioro de aislantes e incluso robo de los equipos, son algunos de los motivos que se esconden tras este tipo de faltas.

6.17.2. Objetivos de las actuaciones por parte de las compañías eléctricas

El principal objetivo de las operaciones de eliminación de faltas llevadas a cabo por las compañías eléctricas, además de la seguridad del personal, consiste en limitar los daños en el sistema de distribución. Por consiguiente, la detección de faltas y la eliminación de las mismas, de las corrientes que llevan asociadas, debe realizarse con la máxima rapidez posible, sin dar lugar a falsas operaciones frente a eventos transitorios normales.

Las dos mayores preocupaciones, en lo que a daños se refiere, son generalmente:

- ◆ Daños en conductores y otras piezas metálicas por la formación de arcos eléctricos.
- ◆ Daños en los transformadores de las subestaciones, donde los devanados se desplazan como consecuencia de los impulsos excesivos que reciben, dando lugar a fallos de importancia.

6.17.3. Fusibles

El elemento de protección contra sobrecorrientes más básico en el sistema eléctrico es el fusible. Son relativamente baratos y apenas precisan mantenimiento. Por estas razones, presentan un uso generalizado en la mayoría de los sistemas de distribución, con el fin de proteger los transformadores y las ramas de alimentación (también llamadas ramas laterales o, simplemente, laterales). La *Figura 6.59*, muestra un típico disyuntor con fusible de una línea aérea. Su propósito fundamental es actuar sobre faltas permanentes y aislar la sección que presenta dicha falta de la parte de la alimentación que se encuentra en buen estado.



Figura 6.59. Típico fusible utilizado en los sistemas de suministro eléctrico.

Los fusibles detectan la sobrecorriente mediante la fusión de un elemento, generalmente metálico; plata o estaño, del propio dispositivo. Esto inicia algún tipo de acción (formación de un arco eléctrico) que conduce a la interrupción de la corriente. Al estar basado en una pieza de metal que debe acumular calor hasta alcanzar su temperatura de fusión, el fusible presenta diferentes tiempos de retardo antes de su actuación, en función de las distintas magnitudes de intensidad que pueden acompañar a la aparición de una falta. Este tiempo de retraso decrece a medida que el valor de la corriente se incrementa, obteniéndose la característica inversa tiempo–corriente (*time–current characteristic* o *TCC*), distintiva de cada fusible, como se muestra en la *Figura 6.60*. Para conseguir una coordinación completa en la actuación de los fusibles, todos los restantes dispositivos de protección contra sobrecorrientes en el sistema de distribución deben adoptar el mismo perfil básico.

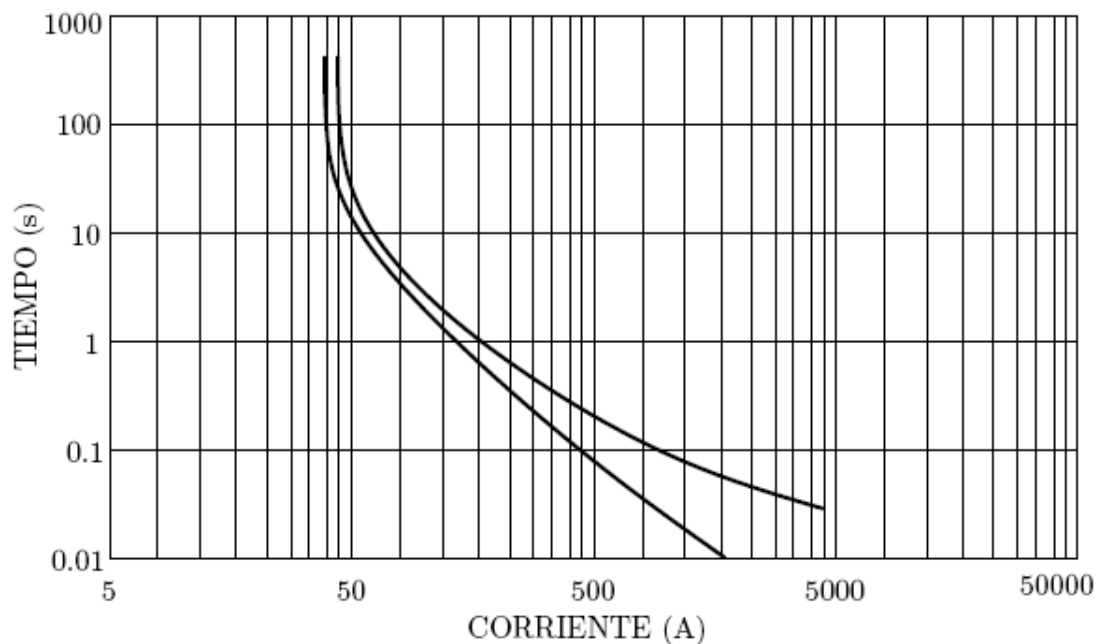


Figura 6.60. Característica inversa tiempo–corriente de un fusible que determina el perfil de la característica de todos los demás dispositivos para la coordinación de las posibles secuencias de sobrecorrientes.

Por otra parte, para conseguir una adecuada coordinación entre los dispositivos de protección y los huecos de tensión que puedan tener lugar, se puede recurrir a una curva que resulta de adaptar la curva TCC del dispositivo y que se denomina característica tiempo–tensión (*time–voltage characteristic o TVC*). Esta curva viene a representar el hueco de tensión que el dispositivo de protección permite que se aplique a una determinada carga sensible objeto de estudio, tal y como se puede observar en la *Figura 6.61*.

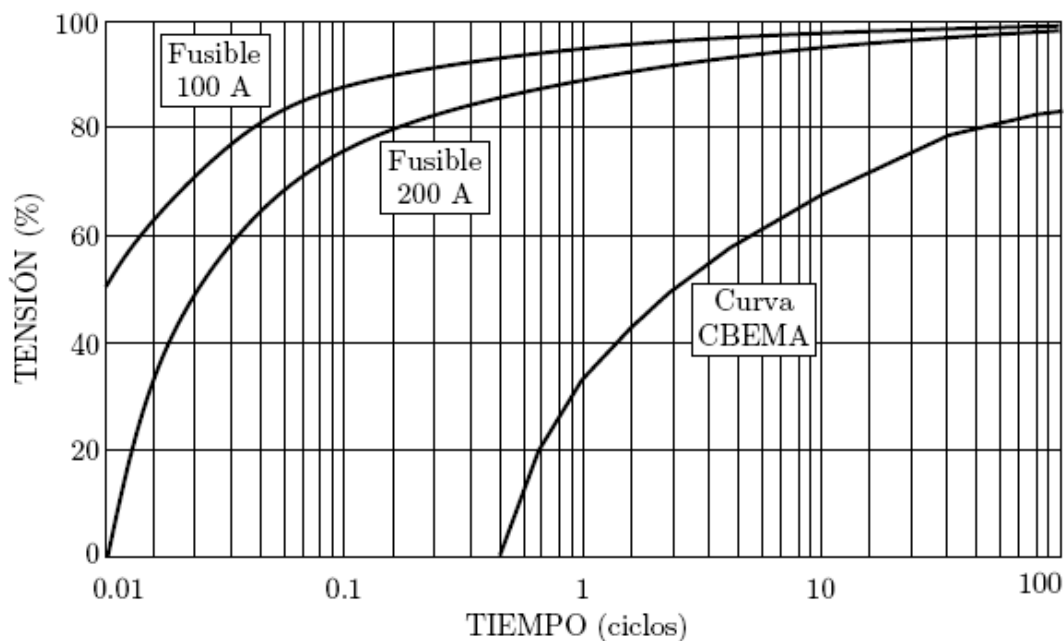


Figura 6.61. Característica tiempo–tensión de dos fusibles frente a la curva CBEMA.

6.17.4. Reconectores

6.17.4.1. Generalidades

La utilización de los reconectores, y por extensión, el uso de las técnicas de reconexión, constituyen una práctica ampliamente aceptada para evitar interrupciones largas y faltas no permanentes (transitorias o temporales), mejorando tanto la fiabilidad como la calidad del suministro. Existen algunos casos, sin embargo, en los que el empleo de este tipo de dispositivos puede deteriorar la calidad de onda del sistema, por ejemplo cuando se combinan con estrategias asociadas a la protección de fusibles. En los sistemas de distribución (como el que se puede ver en la *Figura 6.62*.), se utiliza un interruptor en la subestación para la protección de toda la línea de alimentación, mientras que cada rama lateral se protege mediante la presencia de fusibles. El interruptor actúa (se abre) por cualquier falta en la línea, interrumpiendo la alimentación de todas las cargas. El reconector se instala con el fin de limitar esas interrupciones que padecen los usuarios, convirtiéndolas en una serie de interrupciones breves, para todas aquellas cargas conectadas a la línea donde ha tenido lugar la falta, o huecos de tensión, para las cargas situadas en las líneas adyacentes, hasta que el fusible localizado en la línea afectada se funda o estalle. Esta práctica puede por tanto conducir a un gran número de interrupciones breves, en lugar de unas pocas de larga duración, las cuales pueden a su vez convertirse en un número elevado de paradas en los procesos de fabricación de clientes industriales y comerciales, especialmente sensibles a este tipo de eventos. Por otro lado, combinando la reconexión automática y las técnicas orientadas a la protección de fusibles, se consigue una reducción de los costes asociados a esos mismos clientes de tipo industrial y comercial, aunque aumentando las molestias que pueden sufrir los usuarios de carácter residencial.

6.17.4.2. Aplicación de los reconectadores

Los reconectadores pueden utilizarse en cualquier punto del sistema de distribución donde las características de estos dispositivos resulten adecuadas a los requisitos del sistema. Las ubicaciones más usuales de los reconectadores son:

- ◆ En las subestaciones, como dispositivo de protección de la línea de alimentación principal.
- ◆ En las líneas de distribución a una cierta distancia de la subestación, para seccionar líneas de alimentación excesivamente largas y prevenir así interrupciones en toda la línea cuando una falta permanente tiene lugar cerca del final de esa línea.
- ◆ En las tomas importantes de la línea de alimentación principal con el fin de proteger a esta de las interrupciones debidas a faltas en las ramas.

6.17.4.3. Criterios de aplicación

Para aplicar correctamente los circuitos automáticos de reconexión, existen cinco factores fundamentales que deben ser considerados:

- ◆ Tensión del sistema.
- ◆ Máxima corriente de falta disponible en el lugar donde se instala el reconector.
- ◆ Máxima corriente de carga.
- ◆ Mínima corriente de falta contra la que debe llevarse a cabo la operación de protección.
- ◆ Coordinación con otros dispositivos de protección a ambos lados del reconector.

6.17.4.4. Reconexión instantánea

Consiste en efectuar la reconexión entre 20 y 30 ciclos después de interrumpir la falta, generalmente sólo en la primera operación. La capacidad de los interruptores y reconectadores para asumir esta característica de actuación rápida, ha estado presente durante varias décadas, y algunas compañías eléctricas la utilizan como una práctica estándar, particularmente en los interruptores de las subestaciones. Sin embargo, este recurso no está unánimemente aceptado. Muchas compañías realizan la operación de reconexión no más rápido que unos 2 s (el intervalo estándar de reconexión en un reconector de tipo hidráulico) y otras esperan incluso más tiempo.

Después de comprobar que muchos relojes digitales pueden hacer frente a interrupciones de hasta 0.5 s, algunas compañías eléctricas comenzaron a experimentar en torno a la utilización de la reconexión instantánea: se han reducido las quejas de los usuarios aunque el número de operaciones por parte de interruptores y reconectadores apenas se ha visto incrementado. Es algo que otras compañías que no recurren a esta estrategia pueden tomar en consideración, con la precaución debida ante la posibilidad de no obtener los mismos resultados en determinados niveles de tensión y con ciertos diseños de líneas.

La reconexión instantánea cuenta con una mala reputación en algunos círculos. Uno de los riesgos que presenta es que no haya tiempo suficiente para que el arco se disperse, con lo que la falta no se eliminará. Algunas compañías han llevado a cabo esta experiencia con modelos concretos de líneas y valores particulares de tensión y, cuando esto sucede, los transformadores de las subestaciones están sujetos, innecesariamente, a reiteradas faltas. Esto puede dar lugar a un aumento en los fallos de los transformadores. Sin embargo, si no existen indicios de que la reconexión instantánea provoque un aumento en las operaciones de los interruptores, su utilización es viable.

Otro asunto a tener en cuenta es la generación de pares muy elevados en las máquinas rotativas cuando se recurre a una estrategia basada en reconectadores. Algunos técnicos especialistas en cogeneración

muestran su preocupación en torno a este punto, ya que 20–30 ciclos pueden no resultar tiempo suficiente para garantizar que los relés de protección del generador detecten un problema en las instalaciones de la compañía eléctrica. Es preferible pues, dejar unos segundos de manera que exista una menor probabilidad de que la compañía lleve a cabo una operación de reconexión en la planta de cogeneración fuera de sincronismo. En general, las compañías pueden ayudar a prevenir este fenómeno empleando un elemento accesorio del propio reconectador que impida la actuación del dispositivo cuando exista tensión en el lado de la carga.

6.17.4.5. Estrategias a la hora de situar los reconectores

A pesar de recurrir a la eliminación de la característica de actuación rápida en los dispositivos de protección con el fin de hacer frente a las quejas de los usuarios por deficiencias en el servicio, después de un muestreo realizado,, un 40% de las compañías eléctricas de los Estados Unidos afirmaron estar interesadas en la adición de más reconectores en la línea para mejorar la percepción del cliente acerca de la calidad de onda suministrada. Esto supondría una mayor división de las líneas de alimentación permitiendo, quizá, las prácticas propias de la protección de fusibles a lo largo de una gran parte de esa línea principal; algo que resulta efectivo si toda la línea se ve sometida a interrupciones por faltas que se ciñen fundamentalmente a una región concreta.

Colocando el reconectador más allá de la línea principal de alimentación, en las ramas laterales por ejemplo, el dispositivo intentará eliminar la falta más próxima, con lo que el número de usuarios afectados por una operación del reconectador se ve considerablemente reducido. Si además se hace necesario prescindir de la característica de actuación rápida en el interruptor de la subestación, tan sólo una pequeña parte de la línea de alimentación próxima a la subestación está amenazada por la posibilidad de que un fusible actúe frente a una falta transitoria y se funda. No existe una diferencia demasiado grande con respecto al caso de una línea normal, debido a la dificultad que implican todas las estrategias que buscan preservar los fusibles situados en aquellas regiones próximas a la subestación donde circule una corriente elevada.

Existe también una opinión contraria, tomando la iniciativa de retirar reconectores de la línea como respuesta a las quejas de los consumidores por interrupciones momentáneas. Es posible que una sección de la línea situada en medio de áreas con una vegetación densamente poblada, dé lugar a un número excesivo de actuaciones por parte del reconectador. Puede también que fenómenos tales como la presencia de armónicos o desequilibrios de cargas originen elevadas corrientes que provoquen la operación no deseada de estos dispositivos de protección. Sea cual sea la razón, no es una circunstancia que pueda considerarse como generalizada, más bien al contrario, se trata de casos excepcionales, por lo que no supone una tendencia popular entre las compañías eléctricas. No se trata pues de un problema que se circunscriba al número de reconectores que se deben utilizar, sino a la mejor manera de utilizar estos dispositivos para obtener, simultáneamente, una mejora tanto en la percepción de la calidad de onda como en los índices de fiabilidad del sistema.

6.17.4.6. Coordinación con otros dispositivos

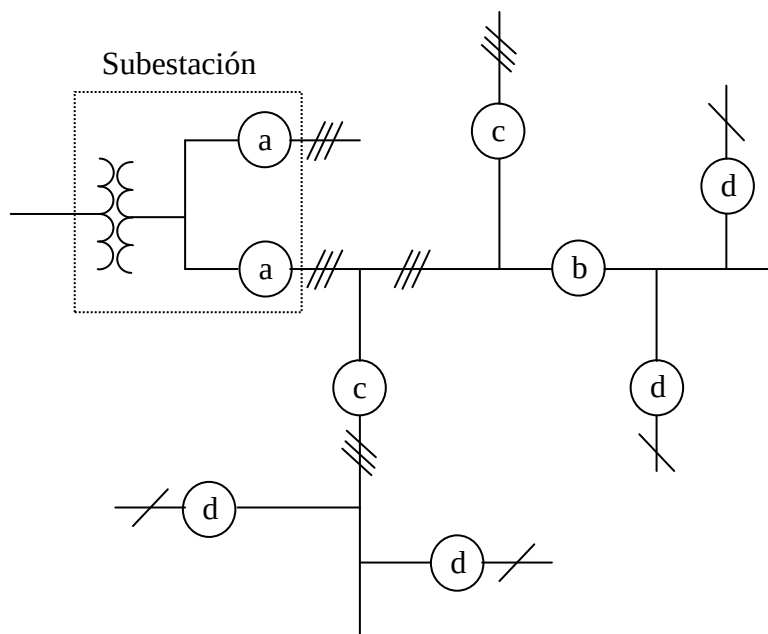
Este punto hace referencia a la coordinación del reconectador con los dispositivos de protección situados a ambos lados del mismo (en el lado del origen de la falta y en el lado de la carga). Una selección apropiada de los tiempos de retardo y de las secuencias de actuación es vital para asegurar que cualquier interrupción debida a la presencia de una falta, sea cual sea su duración, se ciña a la menor sección posible del sistema.

Por lo general, las secuencias y los tiempos de reconexión se eligen con el fin de buscar una óptima coordinación con los dispositivos de protección presentes en el lado donde la falta tiene lugar. Después, se intentan coordinar también las actuaciones de los otros dispositivos localizados aguas abajo con respecto al reconectador, tal y como se puede ver en la *Figura 6.62*.

Las primeras interrupciones de la corriente de falta (una o más) llevadas a cabo por el reconectador, tienen lugar de acuerdo con una característica de actuación rápida, es decir, sin tiempos de retardo intencionados, mientras que las restantes interrupciones se realizan de acuerdo con un tiempo de retardo predeterminado.

Las primeras operaciones se realizan tan rápido como sea posible, con el fin de eliminar las faltas transitorias antes de que pueda producirse cualquier daño de la línea. Si la falta es permanente, la operación con retardo permite a los dispositivos de protección ubicados aguas abajo, otro reconectador o un fusible, actuar primero.

La coordinación entre los propios reconectadores se consigue fundamentalmente seleccionando diferentes tamaños de los bobinados o distintos valores de actuación, siendo posible una nueva coordinación posterior variando tanto los tiempos de retardo, como las secuencias de operación.



- a = Reconectador para proteger la línea de alimentación que parte de la subestación.
- b = Reconectador para seccionar una línea excesivamente larga.
- c = Reconectador para una toma con una carga grande conectada.
- d = Reconectador para una toma con carga pequeña conectada.

Figura 6.62. Diagrama del sistema de distribución mostrando la aplicación de los reconectadores.

Para coordinar correctamente un reconectador con un fusible situado aguas abajo, el tamaño de este último debe ser elegido para que pueda desempeñar un funcionamiento adecuado tanto con la actuación rápida del reconectador, como con los tiempos de retardo.

Un reconectador operando según su característica de actuación rápida puede eliminar una falta temporal antes de que el fusible resulte dañado. Si opera de acuerdo con unos determinados tiempos de retardo, la actuación del reconectador tendría lugar con un cierto retraso respecto al tiempo de eliminación de la falta por parte del fusible, permitiendo a este último limpiar las faltas permanentes sin la intervención del reconectador.

6.17.4.7. Operaciones de reconexión

La mayoría de las faltas que tienen lugar en las líneas aéreas son de carácter transitorio y, por lo tanto, el suministro de energía se puede restaurar satisfactoriamente algunos ciclos después de la interrupción de corriente. Teniendo esto en cuenta, muchos de los circuitos automáticos de interrupción están diseñados para actuar hasta tres y cuatro veces seguidas, cuando así sea preciso, en una sucesión rápida. Estas operaciones múltiples están ideadas para permitir el funcionamiento de varios esquemas eléctricos alternativos una vez que se secciona el trozo de línea afectado por la falta, así como para conseguir eliminar aquellas faltas transitorias que presenten una especial persistencia, empleando varios intentos (lo que se traduce en varias actuaciones de los interruptores). Existen, por tanto y como ya se ha mencionado, circuitos especiales de interrupción para el sistema de distribución de la compañía eléctrica llamados

reconectores que están diseñados para ejecutar, particularmente bien, esta operación de reconexión (“*reclosing*” algo así como recierre o varias actuaciones de apertura–cierre por parte del interruptor). La mayoría de las faltas se eliminan en la primera operación. La *Figura 6.63*. muestra un reconector monofásico típico. En la *Figura 6.64*, se puede ver su su versión trifásica.



Figura 6.63. Reconector monofásico (Cooper Power Systems).

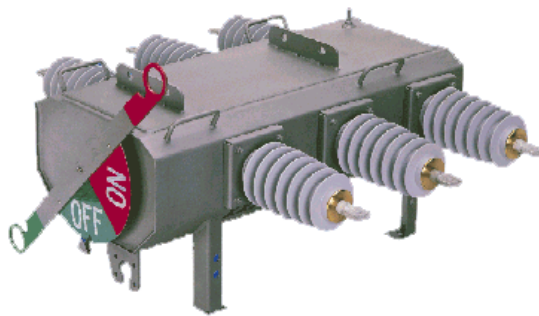
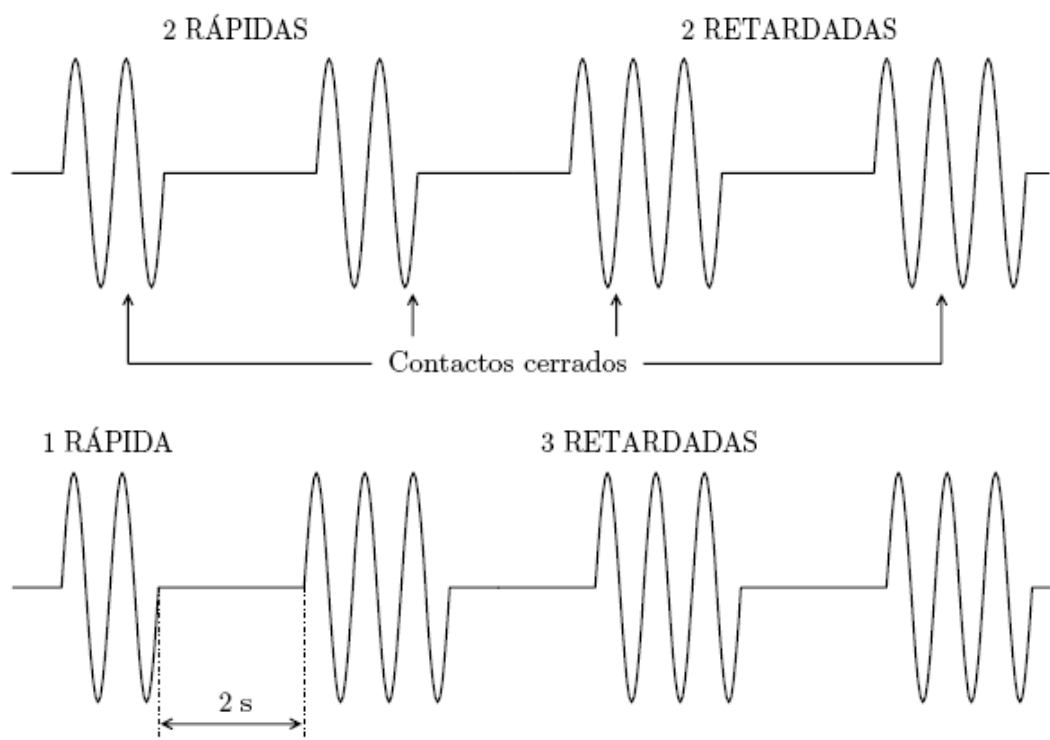


Figura 6.64. Reconector trifásico (Cooper Power Systems).

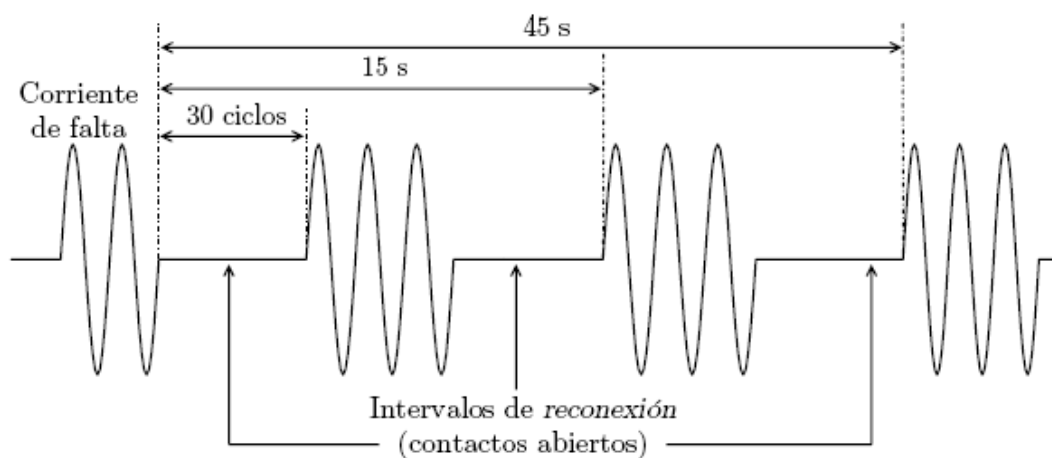
Hay que tener en cuenta que estas operaciones de reconexión son las que prevalecen, por ejemplo, en los sistemas de suministro eléctrico a lo largo de toda Norte América. Las compañías con líneas ubicadas en regiones donde la incidencia de descargas de tipo atmosférico es baja, pueden contemplar la ejecución de una única operación de apertura–cierre, al asumir que la mayor parte de las faltas que se presenten serán de carácter permanente.

En aquellas regiones más propensas a sufrir fenómenos eléctricos tipo rayo, es frecuente intentar eliminar la falta hasta cuatro veces. La *Figura 6.65*, ilustra las dos secuencias más comunes en el uso de reconectores de cuatro tiempos:

- ◆ Una operación rápida y tres retardadas.
- ◆ Dos rápidas y dos retardadas.



(a) Operaciones típicas de un *reconectador*



(b) Operación de un interruptor en las subestaciones

Figura 6.65. Las más comunes secuencias de reconexión correspondientes a reconectadores en la línea e interruptores en las subestaciones.

Por lo general, resulta infructuoso efectuar operaciones de reconexión en sistemas de distribución donde la mayoría del cableado discurre bajo tierra, a menos que exista una porción significativa de línea aérea y que, por tanto, pueda estar expuesta frente a rayos o desprendimientos de la vegetación circundante.

6.17.4.8. Protección de los propios fusibles

Idealmente, lo más conveniente para las compañías eléctricas sería evitar la actuación innecesaria del fusible, con su consiguiente pérdida y necesidad de recambio por parte del personal de la propia compañía, que además tiene que desplazarse hasta el lugar concreto de la línea en donde el dispositivo se

hallaba ubicado. Los reconectores dispuestos a lo largo de la línea se diseñaron precisamente para ayudar a preservar los fusibles. Los circuitos interruptores de las subestaciones pueden recurrir a una puesta a tierra instantánea para conseguir el mismo objetivo. La idea básica consiste en disponer de un elemento mecánico de interrupción que actúe con gran rapidez en la primera operación, de manera que elimine la falta antes de que cualquier fusible aguas abajo, respecto a este dispositivo, tenga oportunidad de quemarse. Cuando el dispositivo en cuestión se cierre, se recupera la potencia en la mayoría de los casos y no se necesitará de intervención humana alguna. El único inconveniente para el cliente puede constituirlo un leve parpadeo en la iluminación. Esto es lo que se llama operación o actuación rápida del dispositivo, o disparo instantáneo.

Si la falta permanece cuando el reconector o el interruptor se recierra, existen dos opciones:

- ◆ Conmutar a una característica de actuación lenta o retardada. Esta constituye con frecuencia la única opción para los circuitos de interrupción de las subestaciones. Esta filosofía asume que la falta es ahora permanente y, conmutando a un modo de operación retardado, se le proporciona al fusible situado aguas abajo el tiempo necesario para actuar y eliminar la falta, aislando la sección afectada por el evento en cuestión.
- ◆ Intentar una segunda operación rápida. Esta filosofía se utiliza donde la experiencia ha mostrado que un porcentaje significativo de faltas de carácter transitorio necesita de dos actuaciones para su eliminación, mientras se preserva la integridad de los fusibles. El diseño de algunas líneas, así como ciertos niveles de tensión, presentan una elevada probabilidad de que un arco eléctrico, inducido por el impacto de un rayo, se pueda reiniciar y precise entonces de una segunda oportunidad para su completa eliminación. Además, un porcentaje de aquellas faltas que encuentran su origen en la caída de ramas, o del propio árbol, sobre la línea, arderán si tiene lugar una segunda inyección de corriente.

6.17.5. Fiabilidad

El término fiabilidad, en el contexto de las empresas eléctricas, hace referencia a la cantidad de tiempo que los usuarios finales sufren una interrupción de tensión. Las definiciones que determinan lo que constituye o no una interrupción larga, lo establece la norma EN 50160, y es de más de 3 minutos. Esto es lo que muchas empresas de suministro eléctrico denominan un corte. Los estándares de calidad de onda, se inclinan por denominar cualquier interrupción del suministro por encima de 3 minutos, como interrupción larga. En cualquier caso, la fiabilidad se ve afectada por las faltas permanentes en el sistema que deben ser reparadas antes de que el servicio pueda ser restaurado.

Obviamente, muchos clientes industriales tienen un punto de vista diferente acerca de lo que supone la fiabilidad del sistema de suministro eléctrico, puesto que incluso faltas de tipo transitorio pueden suponer un duro golpe para sus procesos y, como consecuencia, precisar de varias horas para reanudar la producción. Existen tendencias que pretenden ampliar los índices tradicionales de fiabilidad e incluir también entre ellos las interrupciones breves.

Los índices tradicionales de fiabilidad para los sistemas de distribución de electricidad son: SAIFI: (*System Average Interruption Frequency Index*), SAIDI: (*System Average Interruption Duration Index*), CAIFI: (*Customer Average Interruption Frequency Index*), CAIDI: (*Customer Average Interruption Duration Index*) y ASAI: (*Average System Availability Index*), los cuales han sido definidos en el apartado 1.10.1.2.

Los valores típicos para estos índices se muestran en la *tabla 6.7.* y sirven como referencias de diseño, aunque pueden variar significativamente. Se han llevado a cabo estudios en compañías eléctricas en los que el SAIFI se halla alrededor del 0.5 y el SAIDI está entre 2.0 y 3.0 h. Esto significa que la tasa de faltas se halla por debajo de los valores típicos, al menos en lo que al grueso de los clientes se refiere, pero el tiempo para reparar dichas faltas es mayor; esto puede resultar común en alimentaciones con una mezcla de secciones rurales y urbanas. Las faltas son más frecuentes en las secciones rurales, pero menos usuarios son los que se ven afectados y lleva más tiempo encontrar y reparar esas faltas.

Tabla 6.7. Valores típicos de los índices de fiabilidad.

Indice	Rango de valores
SAIFI	1,0 h
SAIDI	1,0-1,5 h
CAIDI	1,0-1,5 h
ASAI	0,99983

6.17.6. Resultado de prescindir de las protecciones de los propios fusibles

Una de las maneras más usuales de combatir las quejas sobre interrupciones momentáneas consiste en deshabilitar las protecciones de los fusibles, o actuación rápida, característica de los interruptores de las subestaciones o de los reconectadores. Esto evita la interrupción del alimentador o conductor principal por una falta en una de las tomas laterales. Se trata de un método muy efectivo que muchas compañías eléctricas han encontrado para tratar con todas aquellas protestas derivadas de los problemas en la calidad de onda. Lo que se consigue es, simplemente, minimizar el número de gente que sufre las molestias derivadas de un evento aislado. El inconveniente es que el cliente conectado a la toma (protegida con fusible) que se ve afectada, experimentará una interrupción sostenida (corte) hasta que dicho fusible pueda ser sustituido, incluso a causa de una falta de tipo temporal. Existe además un coste adicional para la compañía eléctrica, que deberá enviar al personal adecuado con el fin de reparar el problema y ello puede suponer un impacto adverso sobre ciertos índices de fiabilidad por los que algunas compañías eléctricas son evaluadas.

Esta solución a las protestas sobre la calidad de onda no se ajusta bien a las preferencias de muchas compañías de suministro eléctrico que se inclinan por una estrategia más óptima, tanto desde el punto de vista mecánico como económico, que hace uso de la capacidad de actuación rápida de interruptores y reconectadores. Esto no sólo preserva los costes de tipo operativo, sino que también mejora los índices de fiabilidad. Las interrupciones momentáneas no se han incluido tradicionalmente en estos índices; únicamente las interrupciones sostenidas. Sin embargo, cuando se considera el impacto económico sobre las dos partes implicadas, usuarios y compañías, los costes que repercuten en las eléctricas pueden verse abrumados por el desembolso de los clientes finales de tipo industrial.

Si la compañía eléctrica ha mantenido como práctica generalizada la protección de los fusibles, utilización de la característica de actuación rápida de interruptores y reconectadores, existen unos gastos adicionales a la hora de eliminar dicha característica. Por ejemplo, es posible que sea necesario cambiar los fusibles dispuestos a lo largo de la alimentación principal para conseguir una mejor coordinación. En algunos casos, es preciso disponer fusibles adicionales en las líneas laterales con el fin de que esa línea de alimentación principal se halle mejor protegida frente a las faltas que se pueden producir en las ramas.

El impacto sobre los índices de fiabilidad depende en gran medida de la estructura de la línea de alimentación y de la manera en que se lleva a cabo la división en secciones de la misma. Este impacto se puede considerar despreciable si la carga crítica de la industria se halla próxima a la subestación y es posible aislar el resto de la línea de alimentación mediante un reconectador (que emplea una característica de actuación rápida). Cuanto mayor sea el tramo de línea de alimentación que no cuente con la presencia de dispositivos de protección de fusibles, mayor será el impacto sobre los índices de fiabilidad. Por lo tanto, resulta beneficioso limitar el área de vulnerabilidad a un área lo más pequeña posible, y alimentar las cargas sensibles de aquellos usuarios con un alto valor económico de servicio, tan cerca de la subestación como se pueda.

Eliminando la característica de actuación rápida de los dispositivos presentes en la línea, no se consigue acabar con todos los eventos que pueden causar problemas a los clientes industriales: sólo se evitarán la mayoría de las interrupciones momentáneas. Además, esta medida no influirá en absoluto en los huecos de tensión debidos a faltas en el sistema de transmisión, en otras líneas de alimentación o incluso en laterales dotados de fusibles. Este último tipo de perturbaciones supone entre la mitad y los dos tercios de los eventos que afectan a los procesos industriales. Se puede afirmar asimismo, que la eliminación de esa característica de actuación rápida propia de dispositivos tales como los reconectadores, acabará con alrededor de la tercera parte de las interrupciones que sufren los procesos industriales en aquellas áreas

donde las faltas inducidas por el impacto de rayos sobre la línea constituyen un auténtico problema (aunque esta afirmación depende del tipo de procesos que reciben alimentación de la red eléctrica).

Otro problema que merece especial atención se da cuando tienen lugar faltas cerca de la subestación, pero en otras líneas de alimentación, o incluso en la misma línea a la que se conecta la carga sensible del usuario industrial, pero con la presencia de fusibles. Esto origina un profundo hueco de tensión en todas aquellas líneas de alimentación conectadas a la barra. Existen dos propuestas diferentes para hacer frente a esta circunstancia:

- ◆ Instalar reactancias en cada línea procedente de la barra de la subestación con el fin de limitar el máximo hueco a un 60% aproximadamente.
- ◆ Instalar fusibles limitadores de corriente en todas las ramas laterales cerca de la subestación, disminuyendo así la duración de los huecos.

Si bien los clientes finales de tipo residencial sufren como el que más los efectos de las interrupciones, es cierto que las pérdidas monetarias asociadas no resultan demasiado grandes. Quizá, los problemas con algunos electrodomésticos o el reset de relojes digitales constituyan las mayores molestias que pueden darse dentro de los hogares. De hecho, es posible que existan más casos con un impacto económico adverso si se elimina la característica de actuación rápida de los dispositivos de protección. Por ejemplo, hogares que tienen bombas en la instalación de fontanería pueden ver inundados sus sótanos si sufren interrupciones sostenidas de potencia debidas a la fusión de fusibles en las ramas laterales, como consecuencia de faltas temporales durante una tormenta eléctrica. Algunas compañías han seguido otras estrategias frente a las quejas de los usuarios de tipo residencial, recurriendo a una reconexión instantánea: disminuyendo el intervalo de reconexión por debajo de los 18 o 20 ciclos, se consigue que los cortes breves sean de hecho tan breves que la mayoría de los relojes digitales pueden hacerles frente. Sin embargo, este enfoque no es lo suficientemente rápido para ayudar a las cargas de tipo industrial.

6.17.7. Resultado de seccionar la red de alimentación

La típica línea de alimentación principal, en el sistema de distribución de la compañía eléctrica, es una alimentación radial desde un interruptor de la subestación. En su forma más simple, consiste en una línea de alimentación principal trifásica de la que parten una serie de tomas, tanto trifásicas como monofásicas, con fusibles para su protección frente a posibles faltas (*figura 6.66.*).

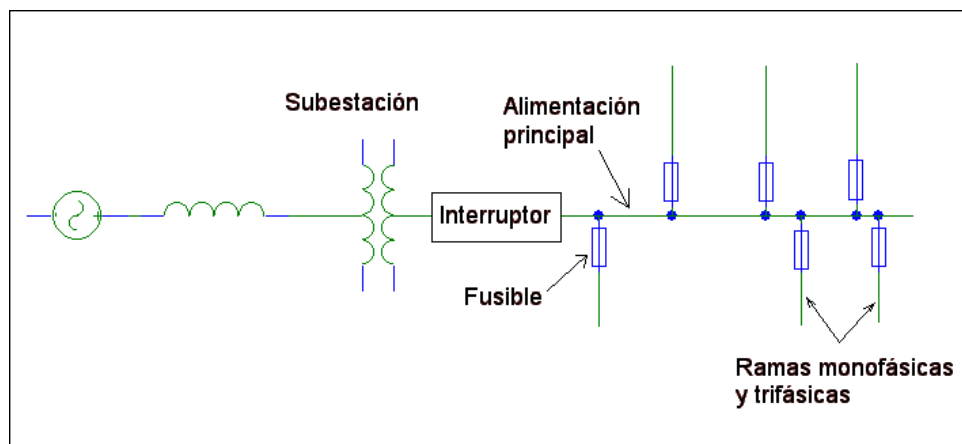


Figura 6.66. Típica disposición de la línea de alimentación principal con fusibles en sus ramas.

El primer paso a la hora de seccionar la línea de alimentación con el fin de mejorar globalmente la fiabilidad del sistema consiste en añadir un reconectador en la propia línea, tal y como se muestra en la *figura 6.67*. Si sólo se tratase de incrementar la fiabilidad del sistema, podría recurrirse a la solución de situar el reconectador hacia la mitad de la línea o en el punto de media carga. Ahora bien, en lo que se refiere al tema de la calidad de onda, podría resultar mejor poner el reconectador lo más cerca posible de la subestación, dependiendo de la localización de las cargas críticas. Un posible criterio es el de situarlo en el punto donde la corriente de falta ha experimentado una disminución tal que resulte posible garantizar, casi con toda seguridad, la coordinación con los fusibles en el modo de actuación rápida de los

sistemas de protección. Otro criterio sería poner el reconectador aguas abajo con respecto al grueso de los usuarios con cargas críticas que presentan una mayor probabilidad de quejarse frente a las posibles interrupciones momentáneas.

Teniendo en cuenta estas estrategias, se puede eliminar, de los interruptores de la subestación, esa característica de actuación rápida propia de los reconectadores, sacrificando la protección de los fusibles tan sólo en una pequeña parte de la línea de alimentación. De hecho, a menudo resulta difícil preservar la integridad de los fusibles próximos a la subestación. Para conseguirlo, se hace necesario realizar un esfuerzo especial para mantener la primera sección de la línea de alimentación principal libre de faltas transitorias. Dicho esfuerzo supondría un mantenimiento más asiduo, lo que implica, por ejemplo, la poda de árboles o la conservación en buen estado de los aislantes. Además, se pueden tomar medidas extraordinarias para prevenir el impacto de rayos: apantallamiento de los conductores, disposición de pararrayos al menos cada dos o tres tramos, etc.

Es posible continuar instalando reconectadores adicionales en serie, a lo largo de la línea principal de alimentación, así como ramas laterales más amplias con el fin de conseguir una mayor división en secciones, a la vez que se mantiene, en la medida de lo posible, una política de protección de fusibles (buscando que el menor número de estos dispositivos resulten dañados). De este modo, la porción de la línea de alimentación afectada por la presencia de una falta, se reduce. Esto mejorará la fiabilidad, aunque apenas influye en la percepción sobre la calidad de onda.

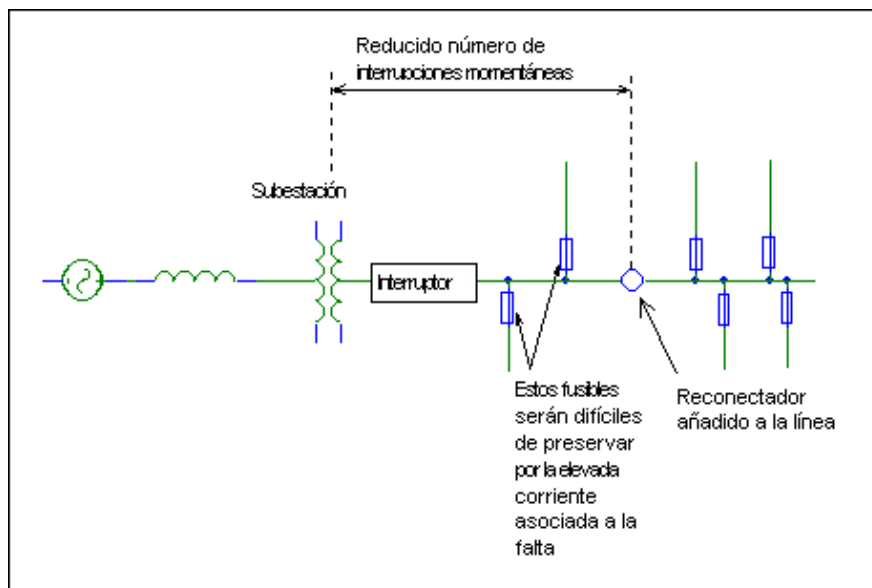


Figura 6.67. Adición de un reconectador a la línea de alimentación principal.

Existen al menos dos opciones a la hora de proporcionar líneas adicionales en paralelo con la principal:

- ◆ Construir más líneas de alimentación convencionales desde la subestación.

Esto puede aumentar la fiabilidad y la percepción de la calidad de onda reduciendo el número de usuarios que sufren cada interrupción, pero no supone en absoluto una alternativa económica. Además, es posible que no se consiga, con esta estrategia, una mejora tan grande como la que se obtiene con otros métodos como los que se indican a continuación
- ◆ Utilizar más ramas trifásicas desde la línea de alimentación principal para alimentar la carga.

Existen dos alternativas dentro de esta opción. La primera consiste en la división de la línea de alimentación en otras dos o tres líneas, partiendo de un punto emplazado a una corta distancia de la subestación. Esto podría reducir el número de cortes casi a la mitad o, incluso, a la tercera parte, en función del diseño empleado. La localización del punto

donde tiene lugar esta ramificación se establece un poco más allá del punto donde se puede conseguir, en la práctica, preservar la mayoría de los fusibles laterales frente a faltas de tipo temporal. Un reconector trifásico se instala en cada rama cerca de este punto. Es recomendable separar estos reconectores por medio de un cierto tramo de línea con el fin de reducir las posibilidades de un disparo o actuación de los dispositivos por simpatía, donde un reconector en una rama libre de falta entra en acción a consecuencia de las corrientes transitorias ligadas a la propia falta. La *figura 6.68*. describe cómo se puede poner en práctica este principio en una línea de alimentación existente, con una mínima necesidad de reconstrucción, asumiendo la presencia de líneas trifásicas con un tamaño de conductor suficiente en las localizaciones indicadas.

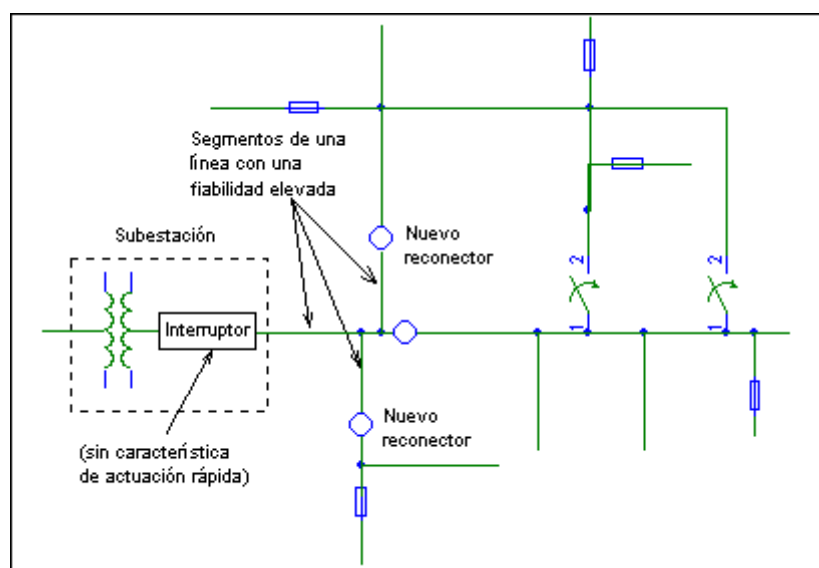


Figura 6.68. Reconfiguración de la línea de alimentación con líneas en paralelo para reducir el promedio de interrupciones.

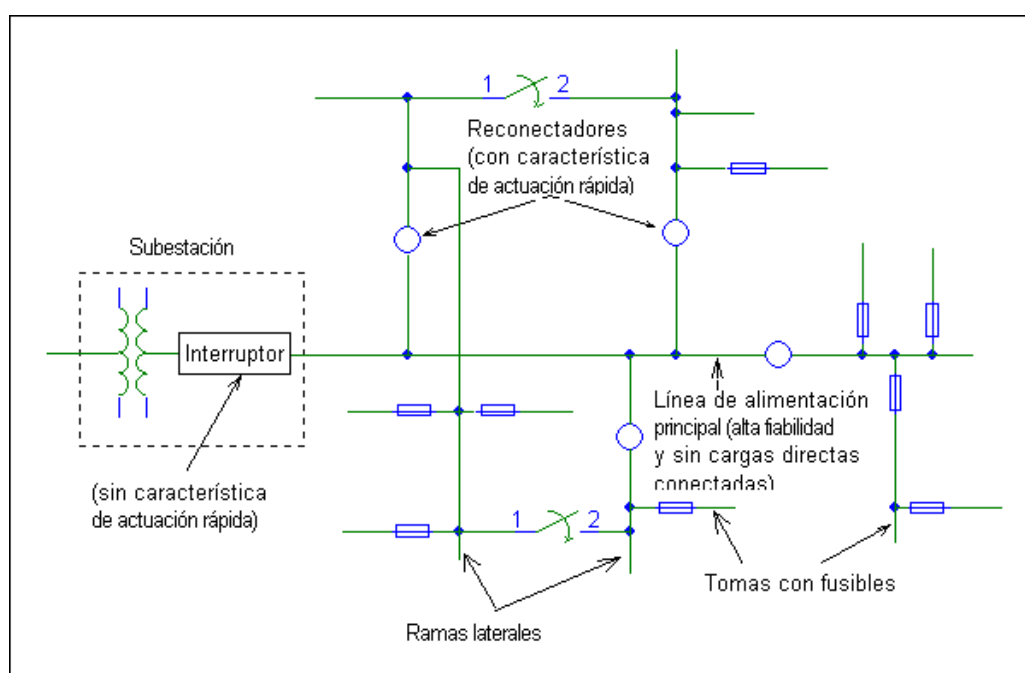


Figura 6.69. Diseño de una línea de alimentación con múltiples ramas trifásicas partiendo de una línea de alimentación principal de alta fiabilidad.

La segunda alternativa, tal y como se bosqueja en la *figura 6.69*, consiste en construir primeramente una línea de alimentación principal de una fiabilidad elevada que se extiende dentro del área de servicio hasta una distancia significativa y que sirve directamente a un número muy pequeño de cargas. De hecho, la mayoría de estas cargas se conectan a una serie de ramas trifásicas que parten, periódicamente, de la propia línea de alimentación principal. Se coloca un reconectador trifásico al inicio de cada una de estas ramas. No existe característica de actuación rápida en los interruptores de la subestación, de modo que la línea de alimentación principal permanece, en lo posible, libre de interrupciones. Es necesario llevar a cabo un esfuerzo especial a la hora de prevenir faltas en esta parte de la línea.

Esencialmente, la línea de alimentación principal se convierte en una extensión de la barra de la subestación, pero teniendo la capacidad, fruto de su diseño particular, de soportar indemne un mayor número de faltas durante su vida útil, en comparación con la barra propiamente dicha. Las ramas laterales actúan de la misma forma que una serie de alimentaciones para cada una de las partes del área de servicio, separadas entre sí y con su origen en la subestación, aunque con un coste menor.

La viabilidad de cualquiera de estas dos alternativas depende de muchos factores, incluyendo el perfil del terreno, la densidad de cargas, y la morfología de las líneas de alimentación preexistentes. Además, ambas configuraciones presentan el uso de reconectores como elemento básico para seccionar el sistema. Existen, sin embargo, otras topologías alternativas al empleo de este dispositivo.

6.17.8. Otros diseños alternativos del sistema.

Por lo general, se elige una estructura radial simple como modelo para configurar el sistema de distribución, tal y como se ha comentado anteriormente. Esto permite el uso de una serie de elementos de protección baratos y sencillos. En el sistema de la *figura 6.70*, un número determinado de líneas de alimentación, protegidas por fusibles, provienen de una subestación común: una falta en una de las líneas conducirá la fusión del correspondiente fusible, ocasionando una interrupción en todas las cargas conectadas a esa línea concreta. No existe una ruta alternativa para alimentar a esas cargas, por lo que se hace necesario reparar o sustituir el componente dañado para restaurar el suministro, con la considerable cantidad de tiempo que ello conlleva. Además, el resto de las cargas alimentadas por la misma subestación experimentará un hueco de tensión, cuya magnitud es directamente proporcional a la impedancia entre la falta y la subestación.

El funcionamiento de los sistemas radiales puede mejorarse reduciendo el número de líneas de alimentación que parten de la misma barra, consiguiendo así limitar el número de faltas que conducen a un hueco de tensión para todos aquellos equipos conectados a esa barra. Una práctica común consiste en suministrar alimentación eléctrica a las cargas sensibles a través de una línea de alimentación dedicada. Donde esto no sea posible, se puede alcanzar un cierto grado de mejora instalando fusibles o reactancias limitadoras de corriente en todas las líneas que proceden de la misma barra a la que también están conectadas dichas cargas especialmente sensibles. Esto incrementa la distancia eléctrica entre la falta y la barra común, reduciendo, como consecuencia de ello, la profundidad del hueco que experimentan esas cargas críticas.

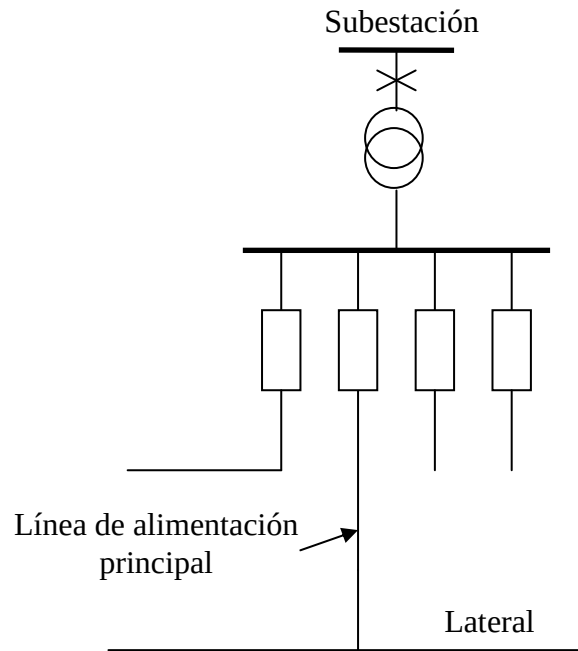


Figura 6.70. Sistema de distribución radial.

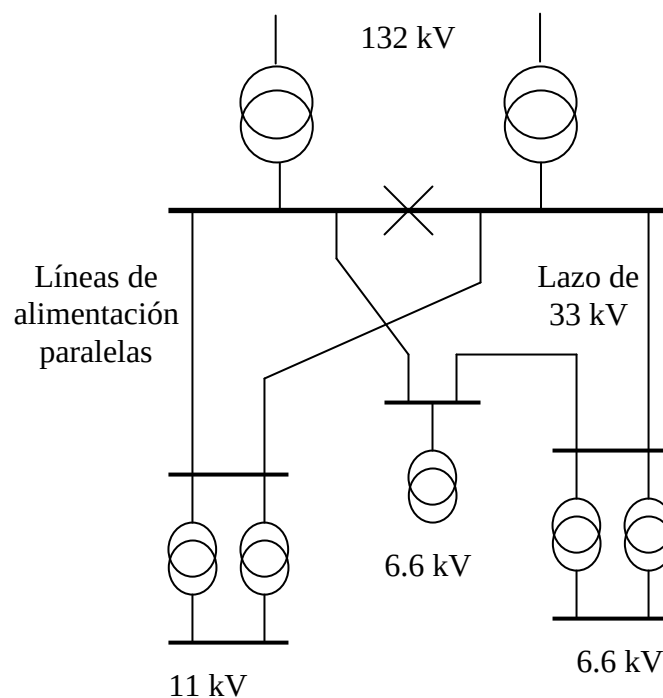


Figura 6.71. Redundancia conseguida mediante operación en paralelo.

Un nivel más alto de redundancia, en comparación con el esquema radial simple, se puede conseguir estableciendo una operación en paralelo, ya sea con dos líneas de alimentación en paralelo, o ya sea con un sistema en lazo (figura 6.71). El sistema se caracteriza por una redundancia simple, lo que significa que puede hacerse funcionar correctamente en caso de que uno de los componentes falle o experimente una pausa en su actividad normal. De ahí que la carga no vea jamás una interrupción a causa de una falta en una de las líneas de alimentación en paralelo, o en una rama del lazo. Por otro lado, enlazando las líneas de suministro o poniéndolas en paralelo, se consigue que descienda la impedancia entre la carga y la subestación que alimenta el conjunto, exponiendo a todas aquellas cargas conectadas a la misma subestación a huecos de tensión más severos.

Tanto la redundancia, como la capacidad de mitigar los huecos de tensión, pueden asegurarse a través de alimentar la carga desde dos fuentes independientes (*figura 6.72*). La segunda línea de alimentación puede conectarse a un generador síncrono, o bien conectarse a otra subestación u otra barra en la misma subestación, a través de un interruptor normalmente abierto: de este modo se consigue evitar que todas las cargas sean objeto de un hueco de tensión simultáneamente. La conexión de esa segunda línea de alimentación independiente, aumenta la probabilidad de que la carga sufra un hueco; pero, en el caso de un hueco de tensión en una subestación, la línea que viene desde la otra fuente mantiene la tensión en torno a su valor nominal. Si las dos fuentes son completamente independientes, el hueco que ve la carga nunca será inferior a un 50% (respecto a la tensión nominal). Donde resulte posible, las dos barras, en la *figura 6.72*, deberían recibir alimentación a través de transformadores separados, desde el sistema de transmisión, sin ninguna conexión en el nivel de 66 kV. La desventaja es que la fiabilidad del sistema a 66 kV se reduce.

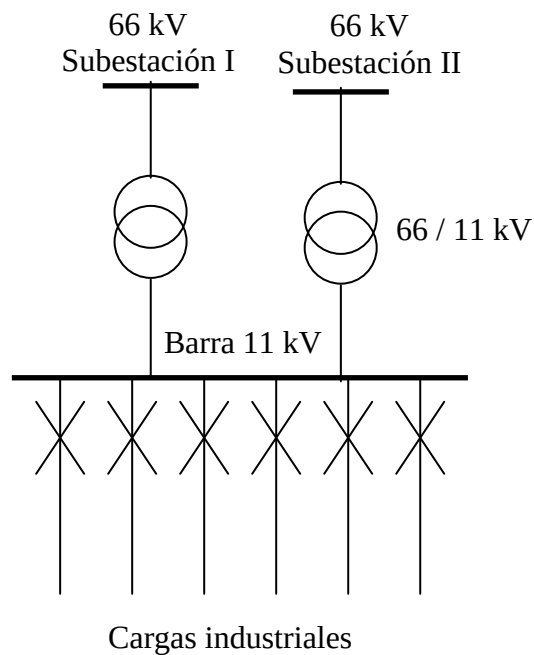


Figura 6.72. Alimentación de la carga a través de dos fuentes independientes.

6.17.9 Influencia de la topología de la red en la propagación de los huecos de tensión

En general, puede afirmarse que el número de huecos de tensión por barra aumenta a medida que se incrementa la ramificación e interconexión de la red. Y lo que quizá es más importante, el área afectada por los huecos de tensión que siguen a un cortocircuito crece significativamente ante dichas condiciones de la topología de la red.

6.17.10. Interruptores estáticos

Cuando los tiempos empleados en la eliminación de faltas, por parte de los dispositivos instalados, resulten insatisfactorios, podría considerarse la opción de instalar fusibles limitadores de corriente o modernos interruptores estáticos (*Static Transfer Switch* o *STS*), los cuales son capaces de eliminar la falta en apenas medio ciclo.

El uso de interruptores estáticos en la línea de alimentación reduciría el tiempo total empleado en la eliminación de las faltas (también porque permite el uso de dispositivos de protección más rápidos en los laterales). Resultan más adaptables que un limitador de corriente, dado que se requiere una reconexión rápida o instantánea en esta aplicación. El problema que suponen los cortes breves no se ve solucionado con este método (se necesitarían interruptores estáticos junto a cada fusible, disparando los costes del

sistema), pero las operaciones de reconexión no causarán huecos de carácter severo en las líneas adyacentes.

Sin embargo, es preciso tomar ciertas precauciones cuando se aplican estos nuevos dispositivos de protección en los sistemas de distribución existentes. Si sólo se reemplazan algunos de los elementos de protección por interruptores estáticos (en los transformadores o en las líneas de alimentación), y debido a su extremadamente rápida velocidad de operación, no sería posible coordinarlos con los dispositivos de protección previamente instalados y situados aguas abajo con respecto a dichos interruptores estáticos. En el sistema de la *figura 6.73*, con múltiples subestaciones en cascada, el escalonamiento de los tiempos de operación de los relés contra sobrecorrientes se realiza con el fin de conseguir la selectividad necesaria. Moviéndose desde la carga hasta la fuente, los retardos en los tiempos de actuación se incrementan de 300 a 500 ms. En algunos sistemas esto puede conducir a unos tiempos de eliminación de faltas de varios segundos. Si se hace necesario reducir estos tiempos, entonces el sistema entero debe ser rediseñado y todos los dispositivos de protección deben sustituirse por otros más rápidos. Esto reduce enormemente el margen de escalonamiento (en lo que a establecimiento de tiempos se refiere) entre los interruptores, obteniendo, como consecuencia, un descenso en los tiempos de eliminación de faltas.

Este tipo de dispositivos rápidos pueden instalarse directamente en la carga, por ejemplo cuando no existan, aguas abajo, otros elementos de protección con respecto a los cuales deban ser coordinados. Un fusible limitador de corriente, más barato que un interruptor estático, resultaría adecuado en este caso, dado que la reconexión no es necesaria: con una sola carga, la falta tiene grandes probabilidades de ser permanente, con lo que será preciso llevar a cabo una reparación in situ de la línea antes de que la potencia pueda ser restaurada.

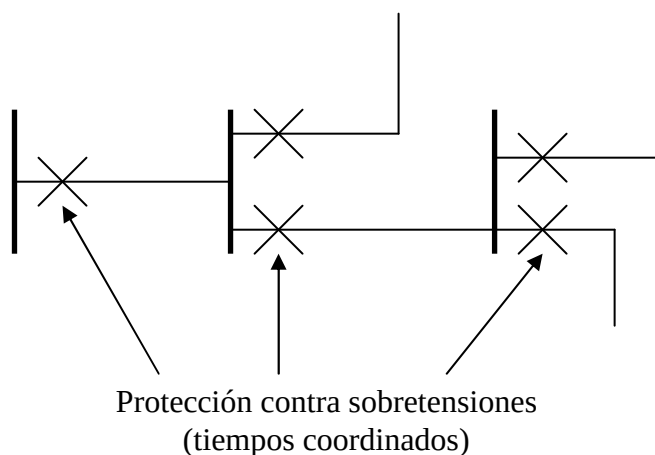


Figura 6.73. Sistema de distribución radial con subestaciones en cascada.

Así, podría decirse que una primera aplicación de los interruptores estáticos es la que se muestra en la *figura 6.74*, donde un SSB (*Solid State Breaker* o interruptor de estado sólido) se emplea para proporcionar una interrupción extremadamente rápida de corriente, tanto en condiciones normales como en condiciones de carga. El interruptor estático actúa como un interruptor normal del circuito que interrumpe, de un modo casi instantáneo, el suministro hacia la carga para corrientes por encima de ciertos valores predeterminados.

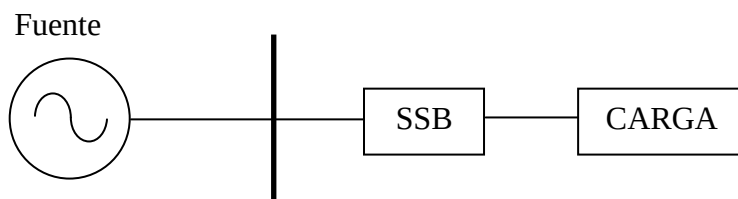


Figura 6.74. SSB como carga o interruptor de corriente de falta.

Por lo general se emplean tiristores o una combinación en paralelo de tiristores y GTO (tiristores de desactivación por puerta). En este último caso, la corriente fluye a través de la rama formada únicamente por los GTO (ya que presentan una mayor eficiencia). Los tiristores se activan cuando el valor de la corriente supera un límite especificado (ya que los tiristores tienen mayores corrientes de pico que los GTO), y los GTO pasan a estar en corte. Los tiristores interrumpirán esta corriente en el primer cruce por cero.

Otro uso posible se muestra en la *figura 6.75*, donde el SSB se utiliza para limitar la corriente de falta que fluye a través de una línea de alimentación de manera que los dispositivos de protección ubicados aguas abajo sean capaces de eliminar la falta. En esta aplicación se emplean dos ramas en paralelo y, después de que la falta sea detectada, se conmuta la corriente desde la rama directa (SSB 1, en la *figura 6.75*), hacia la rama secundaria (SSB 2, en la *figura 6.75*), donde el nivel de la corriente puede verse limitado mediante un diseño adecuado de la reactancia limitadora que acompaña al conjunto.

Por lo tanto, una aplicación ideal para el interruptor estático, incluso en sistemas de distribución ya existentes, es en la localización del nudo mostrado en la *figura 6.76*. Cuando una falta tiene lugar en una de las líneas situadas aguas abajo, el interruptor estático proporciona una rápida división de la barra, reduciendo así la corriente de falta.

La falta se elimina entonces mediante un dispositivo de protección ubicado aguas abajo, tal y como se ha comentado anteriormente. Las cargas que reciben el suministro a través del transformador adyacente experimentarán un profundo hueco de tensión de muy corta duración (del orden de milisegundos), seguido por un hueco más largo y de una magnitud superior. Además, para una falta en el transformador, el interruptor estático puede reconectarse rápidamente tras eliminar la falta, haciendo así que la interrupción padecida por las cargas alimentadas a través del transformador que presenta la falta, sea mucho más breve.

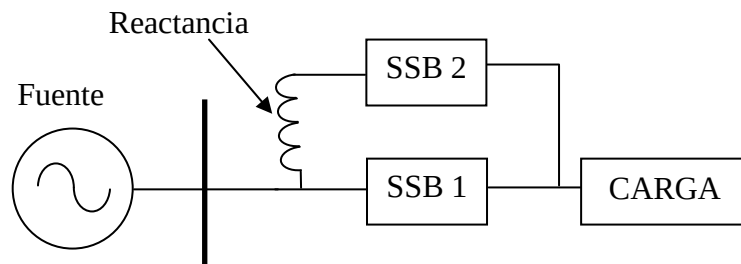


Figura 6.75. SSB como limitador de corriente de falta.

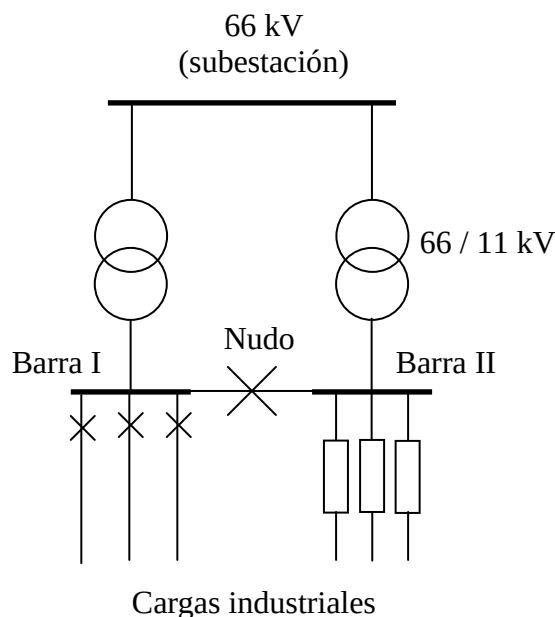


Figura 6.76. Sistema radial doble con interruptor estático en el nudo entre barras.

Por desgracia, estos dispositivos caracterizados por su elevada velocidad, no pueden usarse todavía en los sistemas de transmisión, aunque probablemente estén disponibles para mayores tensiones en el futuro. Los tiempos de eliminación de faltas en el sistema de transmisión se mantienen más bien bajos, raramente exceden de los 200 ms, dado que existen restricciones de estabilidad transitoria involucradas al respecto. Esto hace que una mayor reducción en dichos tiempos sea bastante complicado.

Finalmente, resultaría posible recurrir a la utilización de un SSB con el fin de transferir la alimentación de ciertas cargas sensibles, desde unos sistemas normales de suministro hacia otros sistemas de alimentación alternativos, cuando se detecta algún tipo de fallo en las condiciones de suministro de corriente. Esta conmutación debe ser llevada a cabo muy rápido (unos pocos milisegundos), de manera que la carga no experimente ningún problema en lo que a calidad de onda se refiere.

En la *tabla 6.8.*, se muestran algunas de las características de un SSB.

Tabla 6.8. Características de un SSB (Mitsubishi).

Tensión media	15 kV
Corriente media	600 A / 1200 A
Corriente de corte	12,5 kA / 25 kA
Corriente de cortocircuito	12,5 kA / 25 kA
Método de refrigeración	Natural
Característica de tiempo	< 1/4 de ciclo

6.17.11. Conmutación rápida

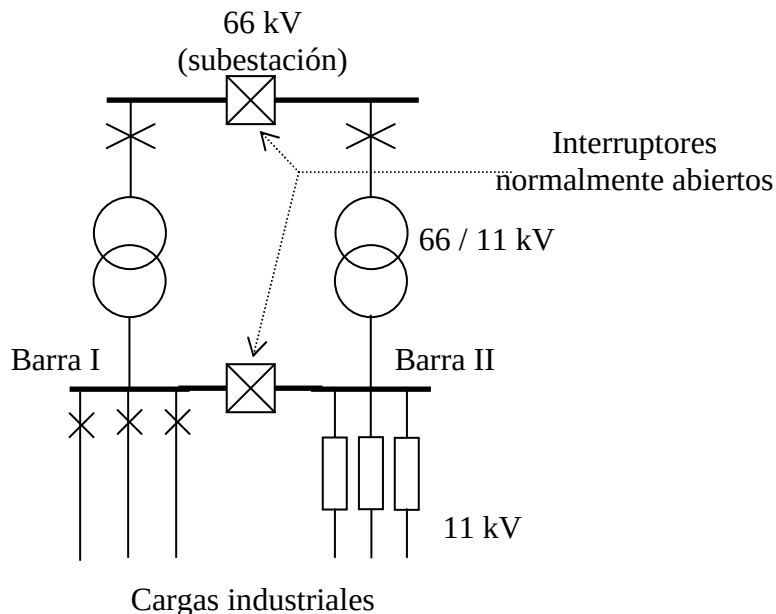


Figura 6.77. Redundancia del sistema mediante conmutación.

Una solución para mantener la operación del sistema radial, mientras se dispone de la redundancia en la red, es la conmutación rápida o sistema de transferencia de alta velocidad. Asumiendo que el sistema de la *figura 6.77.* funciona con el interruptor en los nudos normalmente abierto, se hace efectiva una alimentación alternativa mediante la conmutación de la totalidad de la carga, o parte de ella, desde la Barra I a la Barra II, en el caso de que una perturbación tuviese lugar, mientras el sistema funciona radialmente en condiciones normales. Esta clase de operación, tradicionalmente propuesta como una

contramedida frente a interrupciones largas, también reduce la severidad de los cortes breves y los huecos de tensión en las localizaciones propias de los usuarios, procurando que la conmutación se lleve a cabo con la suficiente rapidez.

Para este propósito, es posible utilizar un conmutador estático de transferencia (*Solid State Transfer Switch* o *SSTS*) compuesto por dos interruptores de estado sólido, que permite una transferencia rápida de las cargas sensibles desde una fuente primaria que sufre una perturbación, a una alimentación alternativa que no se ve afectada (*figura 6.78.*). La fuente en condiciones para funcionar puede ser tanto otra línea de distribución, como un sistema de suministro suplente o en reserva.

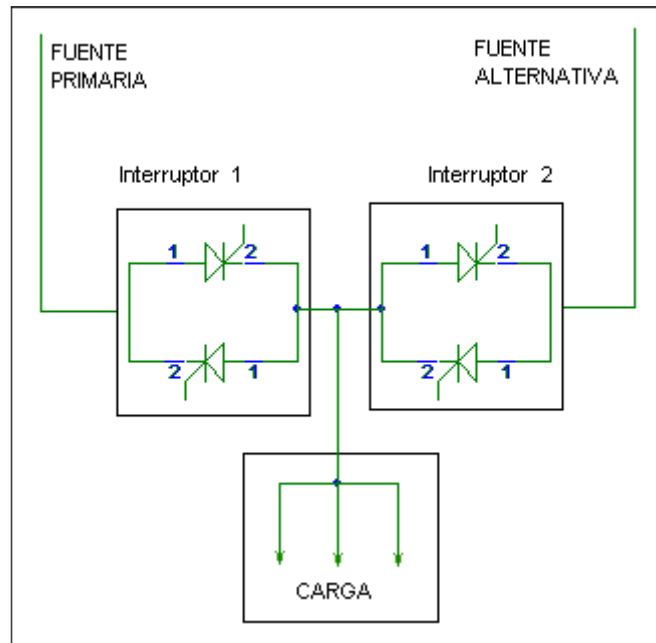


Figura 6.78. Conmutador estático de transferencia.

La operación extremadamente rápida de los conmutadores de estado sólido permite que una carga recupere potencia en un cuarto de ciclo aproximadamente (existen referencias de tiempos de transferencia de 4 ms). Esto da como resultado un método muy efectivo, en torno al 99%, de mitigar los efectos tanto de cortes como de huecos de tensión, limitando no su magnitud, sino su duración.

Es posible avanzar un paso más allá, recurriendo a la utilización de un sistema de transferencia híbrido. Se compone, básicamente, de dos IGCT en antiparalelo con su protección, una bobina para facilitar la conmutación de los IGCT y en paralelo con este conjunto, un interruptor mecánico y un AR (*Zinx Oxide Surge Arrester*), tal y como se puede ver en la *figura 6.80*.

En condiciones normales de funcionamiento, la corriente circulará por el interruptor mecánico, mientras que los IGCT se encontrarán apagados. En caso de falta, el interruptor se abre rápidamente, los IGCT se activan y empiezan a conducir la corriente bloqueándose justo en el instante en que esta pasa por cero. En la *tabla 6.8.*, se muestran las características técnicas de algunos interruptores.

Una alternativa atractiva, a los interruptores de transferencia de estado sólido (*Solid State Transfer Switch*, *SSTS*), en términos de coste y pérdidas, es el sistema de transferencia de alta velocidad (*High-Speed Transfer System*, *HSTS*), que dispone de un circuito de ruptura de conmutación rápida con actuadores magnéticos. Esta solución ofrece una elevada fiabilidad con una inversión limitada.

El HSTS conmuta a otra alimentación en un tiempo muy corto (típicamente menos de un período): En la *figura 6.79*, se puede ver un HSTS construido con dos elementos rápidos y un circuito de ruptura accionado magnéticamente y controlado por un sofisticado sistema de control que garantiza una transferencia rápida y segura.

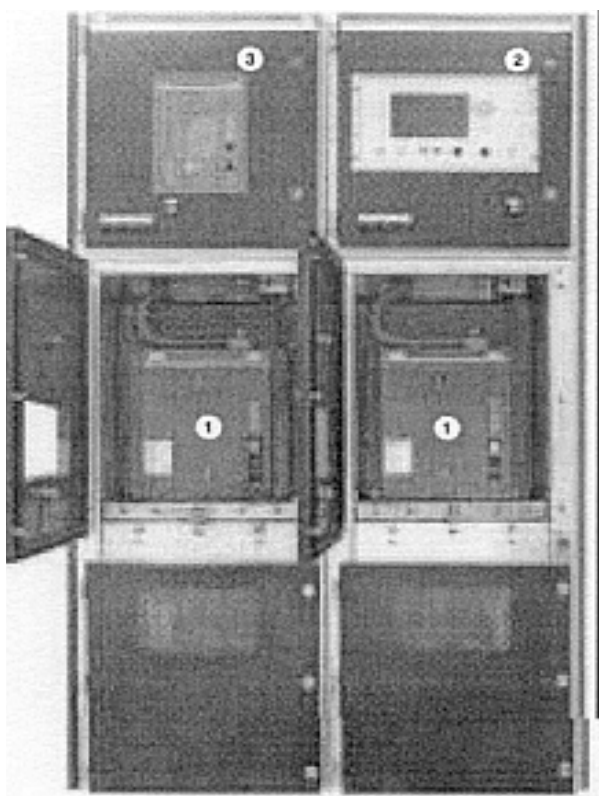


Figura 6.79. Sistema de transferencia de alta velocidad (High Speed Transfer System, HSTS), que consta de dos circuitos de ruptura de actuación rápida (tiempo total de transferencia < 30 ms). Tensión hasta 24 kV. Corriente de carga hasta 2.500 A. Corriente de cortocircuito hasta 40 kA.

En la figura:

1. Interruptor con actuador magnético.
2. Unidad de control del HSTS.
3. Centralita de la unidad de control.

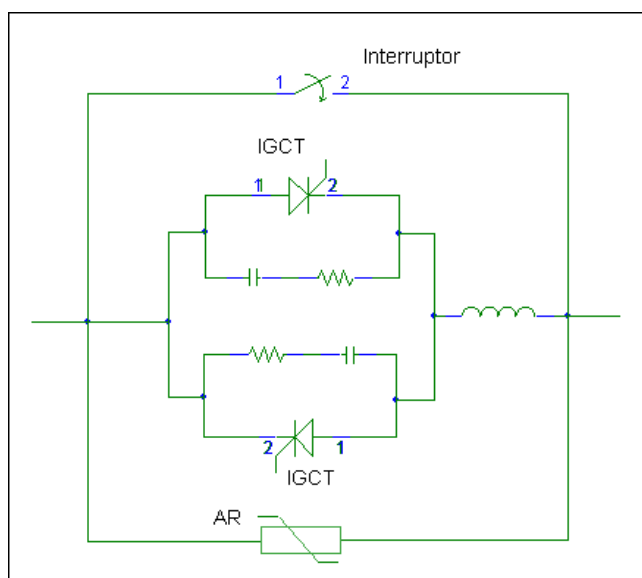


Figura 6.80. Esquema básico de un dispositivo de transferencia híbrido (Westinghouse).

Tabla 6.9. Características de los circuitos de interrupción más comunes.

Tipo de interruptor	Tiempo de desconexión
Interruptor mecánico	1-10 ciclos
Interruptor de estado sólido	$< 0,5$ ciclos
Conmutadores híbridos	≥ 1 ms

Por otro lado, el poder disponer de elementos que, añadidos a estos sistemas de transferencia híbridos, permitan reducir las corrientes de falta, resulta de gran interés práctico. Los dispositivos con funciones

limitadoras constan de semiconductores IGBT, puentes de diodos y resistencias (ver *figura 6.81.*). La conexión de los limitadores de corriente con los dispositivos de transferencia híbridos se puede realizar, básicamente, de dos formas:

- ◆ Conectando en serie con cada dispositivo de transferencia híbrido un limitador de corriente.
- ◆ Conectando en serie con cada dos dispositivos de transferencia híbridos un limitador de corriente.

El funcionamiento de este tipo de sistemas de transferencia híbridos con funciones de limitación de corriente está ampliamente probado. La corriente de falta puede verse limitada en un tiempo en torno a los 2 ms, incluyendo el intervalo de detección de la sobrecorriente, el tiempo de conmutación del interruptor mecánico, así como la conmutación desde el IGBT al limitador de corriente.

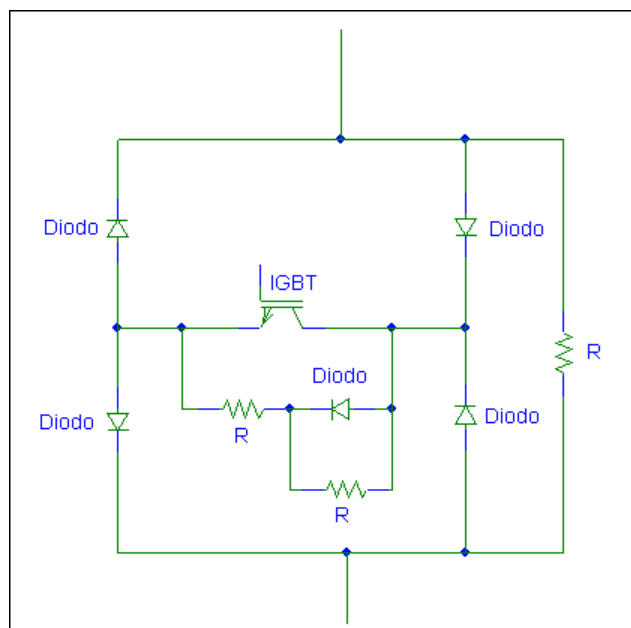


Figura 6.81. Dispositivo limitador de corriente de falta.

Un sistema alternativo de alimentación independiente puede estar también representado en la figura de un generador in situ, que sirve como respaldo en el caso de que el suministro principal se suspenda. Puede hacerse funcionar en modo de espera o “standby”, actuando sólo en el caso de que una interrupción fuese detectada.

Si la protección contra huecos de tensión y cortes breves se hace imprescindible, las cargas sensibles presentes en la planta deben tolerar las interrupciones debidas al arranque del propio generador y a la transferencia a una alimentación alternativa. Por otra parte, es posible hacer que el generador in situ funcione en paralelo con el suministro procedente de la red: en caso de un fallo por parte de esa alimentación principal, la planta se desconecta inmediatamente y pasa a operar en modo isla, con el generador actuando sobre todas las cargas o, al menos, sobre las más sensibles. Vemos pues que, en último término, las medidas para hacer frente a huecos de tensión y cortes breves, se enlazan nuevamente con los métodos que se hallan a disposición de los usuarios finales.

6.17.12 Actuación monofásica

La mayoría de los interruptores y reconectores trifásicos en los sistemas de distribución de las compañías eléctricas funcionan actuando sobre las tres fases simultáneamente. Una metodología que se ha sugerido para minimizar la exposición del consumidor frente a interrupciones momentáneas consiste en actuar solamente sobre la fase o fases que presenten la falta. Esta medida reduciría automáticamente en

unas dos terceras partes dicha exposición de los clientes cuando una falta tiene lugar. El principal problema radica en que es posible dañar algunas cargas trifásicas si, durante un cierto tiempo, se ven alimentadas por una sola fase. Por lo tanto, no es deseable emplear reconectores monofásicos en ramas trifásicas con cargas trifásicas importantes. Obviamente, esta medida resulta idónea para las cargas monofásicas conectadas al sistema de distribución.

Lo que realmente se necesita para las cargas trifásicas es la presencia de interruptores y reconectores trifásicos, capaces de actuar sobre cada fase, de manera independiente, hasta que se determina que la falta es permanente. Entonces, para prevenir una posible alimentación monofásica de las cargas trifásicas, el dispositivo debe cerrar las tres fases. Elementos de este tipo están disponibles en el mercado, aunque deben presentar una amplia gama de valores de funcionamiento, adecuados a sus aplicaciones concretas, y poder así extenderse copiosamente a lo largo del sistema con el fin de tener un auténtico impacto sobre la calidad de onda.

6.17.13. Fusibles limitadores de corriente

Se utilizan a menudo en equipos eléctricos donde la corriente de falta es muy elevada y la incidencia de una falta interna puede ocasionar un fallo catastrófico. Dado que son más caros que los modelos convencionales, su aplicación se limita por lo general a aquellos lugares donde la corriente de falta excede en unos 2.000–3.000A los valores normales. La *figura 6.82* muestra algunos ejemplos de este tipo de dispositivos. Existen varios diseños, pero la configuración básica consiste en un conductor delgado y alargado, arrollado en torno a un molde y encapsulado junto con un aislante arenoso. Este elemento se funde en varias partes a la vez y, merced a la fusión de esa sustancia arenosa, establece con rapidez una caída de tensión que se opone al flujo de corriente. La corriente se fuerza a cero en aproximadamente un cuarto de ciclo.

Los fusibles limitadores de corriente presentan un aspecto muy beneficioso en lo que a la calidad de onda se refiere: el hueco de tensión que resulta de la falta es muy breve, por lo que es muy poco probable que los procesos industriales se vean adversamente afectados. Por ello resultaría adecuado instalar dispositivos de este tipo en cada rama lateral de una sección del sistema de distribución donde tienen lugar con frecuencia faltas con altas corrientes asociadas, cerca de la subestación, con el fin de reducir el número de huecos que afectan a procesos de tipo industrial.

Cuando se instaló por vez primera este tipo de fusibles, y además en un número considerable, existió el temor a que el pico del arco transitorio de tensión, que excede el voltaje del sistema, causase daños en los pararrayos y aislamientos. No se ha probado que esto constituya un problema significativo. La sobretensión que se produce es del mismo orden que la que puede darse en una operación de conexión–desconexión de un condensador, algo que sucede varias veces al día en la mayoría de los sistemas sin que por ello se produzcan graves consecuencias.



Figura 6.82. Típicos fusibles limitadores de corriente utilizados en aplicaciones eléctricas.

Tabla 6.10. Tiempos de operación de diferentes dispositivos de eliminación de faltas.

Tipo de dispositivo de eliminación de faltas	Tiempo mínimo de eliminación en ciclos	Tiempo típico de retardo en ciclos	Posible número de reintentos
Fusible	0,5	0,5-120	0
Fusible limitador de corriente	< 0,25	0,25-6	0
Reconectador electrónico	3	1-30	0-4
Circuito interruptor (aceite)	5	1-60	0-4
Circuito interruptor (SF6 ó vacío)	2-3	1-60	0-4

6.17.14. Adaptación de las características de los dispositivos

Consiste en modificar las características de actuación de los elementos de protección contra sobrecorrientes con el fin de que se adapten a las condiciones presentes del sistema. Es posible habilitar y deshabilitar la característica de actuación rápida en estos dispositivos en respuesta a unas determinadas condiciones climáticas. Esto se realiza habitualmente a través de señales de radio o conexión por cable con el centro de control de la compañía eléctrica. También es posible llevar a cabo esta práctica con determinados dispositivos que poseen la habilidad de detectar la presencia de rayos o lluvia.

6.17.15. Prevención de faltas.

Teniendo siempre presente que las faltas no se pueden eliminar por completo, sí es cierto que existen algunas medidas que se pueden tomar para reducir de manera efectiva la incidencia de las faltas y que se detallan a continuación:

- ◆ Mantenimiento de las líneas aéreas.
 - ✦ Poda de árboles. Esta es una de las medidas más efectivas para reducir el número de faltas en las líneas aéreas. Constituye una auténtica necesidad, si bien es posible que con su ejecución se produzca, además, un impacto medioambiental y estético.
 - ✦ Limpieza de aislantes. Al igual que la poda de árboles en aquellas regiones con una vegetación densamente poblada, el correcto mantenimiento de los aislantes resulta esencial en regiones costeras (corrosión) o en aquellas otras con una presencia importante de arena o polvo. De lo contrario, los aislantes de los cables pueden perforarse incluso con una tormenta suave sin descargas atmosféricas.
 - ✦ Apantallamiento de los cables contra descargas atmosféricas. Es común en los sistemas de transmisión. No se aplica, por lo general, en los de distribución, excepto en donde las líneas presentan una incidencia, elevada e inusual, en lo que al impacto de rayos se refiere. Algunas eléctricas construyen sus líneas de alimentación con el neutro arriba, quizá incluso prolongando el poste, para proporcionar el apantallamiento. Ningún apantallamiento es perfecto.
 - ✦ Mejorar las puestas a tierra de los postes. Es una práctica que algunas eléctricas han llevado a cabo para mejorar la calidad de onda con respecto a las faltas (reduciendo, por ejemplo, la resistencia de la tierra en la base de la torre para líneas aéreas estáticas). Sin embargo, las razones que llevan a tomar esta medida no están del todo claras. Quizá pueda responder a un intento de facilitar la detección de faltas. Con apantallamiento apenas se percibe mejora. Y en cualquier caso, sin apantallamiento de los cables, sólo se manifiesta algún beneficio si este método se combina con la presencia de pararrayos.

- ✦ Variar el espacio entre conductores. Utilizando un diferente espaciado entre las líneas se puede incrementar, en algunas ocasiones, la capacidad de soportar chispazos o los efectos del contacto de árboles o ramas con las mencionadas líneas.
- ✦ Conductores aislados o especialmente protegidos. En áreas donde resulta imposible llevar a la práctica la poda de árboles, los conductores aislados o con algún tipo de protección o cubierta especial pueden reducir la probabilidad de que aparezcan faltas inducidas por los árboles o la vegetación circundante.

◆ Cables subterráneos.

Las técnicas de prevención de faltas en los cables subterráneos están relacionadas, por lo general, con el mantenimiento y protección del propio aislante contra las posibles sobretensiones. El aislante se degrada significativamente con el paso del tiempo, necesitando un esfuerzo creciente para mantener el cable en buen estado. Esto incluye esquemas de protección a base de pararrayos con el fin de desviar las sobretensiones debidas al impacto de descargas atmosféricas que vienen desde las líneas aéreas, aunque existe la opción de restaurar los niveles de aislamiento a través de la inyección de determinados fluidos dentro del cable.

Dado que casi todas las faltas en los cables de este tipo son permanentes, en lo que a la calidad de onda se refiere, resulta más efectivo recurrir a métodos que permitan encontrar con rapidez la localización de la falta para que el cable pueda así ser seccionado manualmente y reparado. Hay que tener en cuenta que, aunque la tasa de faltas en las líneas aéreas es muy superior a la de los cables subterráneos, el tiempo de reparación de estos últimos es mucho mayor.

◆ Pararrayos en las líneas

Para prevenir las faltas en las líneas aéreas, es preciso aumentar el nivel de aislamiento de la línea, tratar de evitar los impactos de los rayos sobre los cables o impedir que la tensión exceda el nivel de aislamiento. La tercera idea se está haciendo cada vez más popular con las sustanciales mejoras experimentadas en los diseños de pararrayos. Estos dispositivos se instalan cada dos o tres postes a lo largo de la línea de alimentación así como en los transformadores de distribución; algunas eléctricas los colocan en las tres fases mientras que otras lo hacen en aquella fase donde existe una mayor probabilidad de que impacte el rayo. La primera opción, pararrayos en cada fase y, además, en cada poste, parece la más aconsejable, hoy en día, para respaldar las recientes ideas acerca de la mejora en la calidad de onda.

Actualmente, la aplicación de pararrayos en las líneas, junto con los pararrayos normales en los transformadores, se lleva a cabo solamente en aquellas secciones de línea con un historial de faltas inducidas por descargas atmosféricas muy extenso. Sin embargo, algunas compañías afirman que los pararrayos en las líneas no sólo son más efectivos que el apantallamiento, sino también más baratos.

En algunas secciones urbanas y suburbanas de la línea de alimentación se conseguirá el objetivo de situar un pararrayos cada dos o tres postes dado que la densidad de carga presente requiere la instalación de un transformador de distribución al menos con esa frecuencia. Cada transformador dispondrá normalmente de un pararrayos principal en regiones proclives a tormentas eléctricas.

6.18 Experiencias prácticas

Experiencia práctica (6.1)

Tomando como partida una serie de medidas proporcionadas por una compañía española de distribución eléctrica, se ha realizado una clasificación de huecos de tensión y cortes breves, atendiendo a diferentes parámetros. Este estudio se ha llevado a cabo en baja, media y alta tensión.

Las medidas se efectuaron en distintos puntos a lo largo de toda Galicia entre el 24-12-1999 y el 17-2-2002, de acuerdo con un plan estratégico anual en el que se estudian diferentes puntos geográficos que pueden ser representativos de la calidad de onda en toda la red de distribución. Algunas de ellas, además, se realizaron como respuesta frente a reclamaciones de clientes industriales con el fin de buscar el origen de algún problema dentro de la planta y ayudar a solucionarlo o, simplemente, para conocer la calidad de la onda en el suministro. En cada localización objeto de estudio, se tomaron muestras durante una semana como mínimo (máximo de un mes). Por lo tanto, las medidas no se pueden hacer extensibles a la totalidad de un año, si bien sí nos dan una idea de la calidad de onda del sistema. Los resultados se muestran en las diferentes figuras (figuras 6.83, 6.84, 6.85 y 6.86).

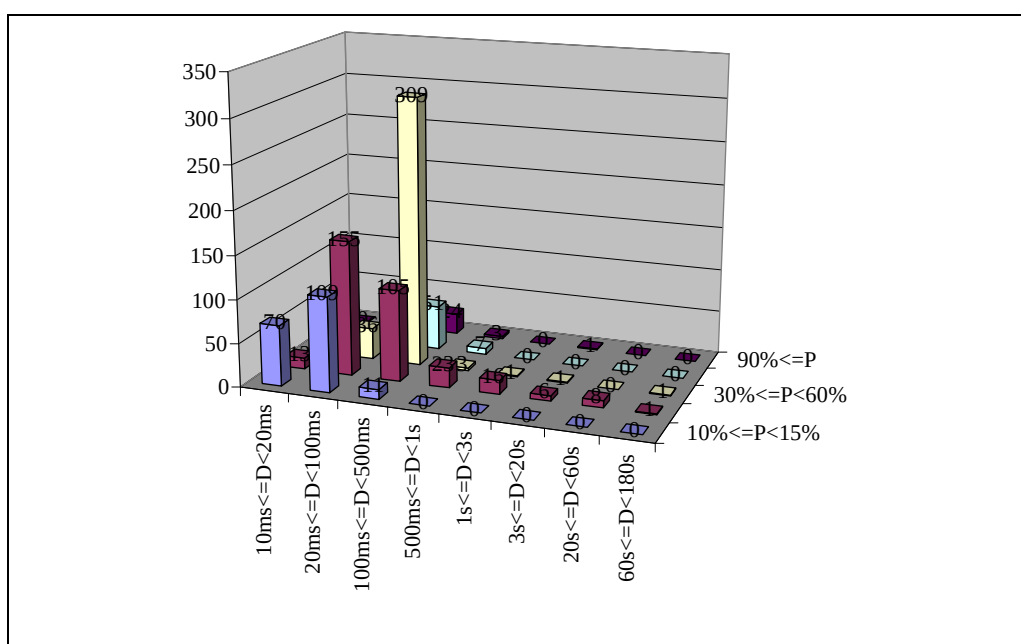


Figura 6.83. Huecos de tensión registrados durante el año 2000.

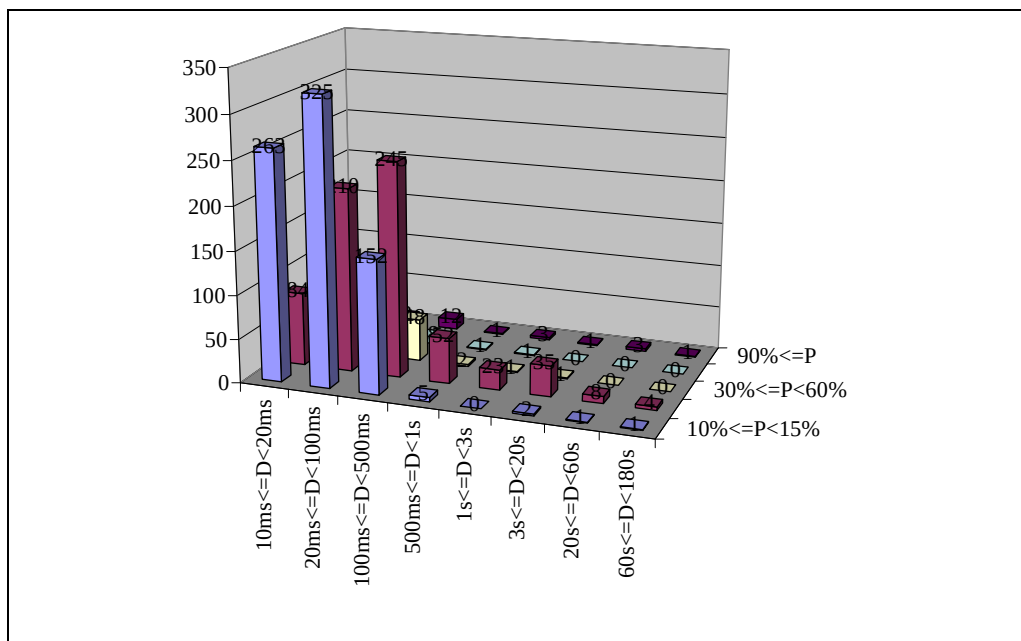


Figura 6.84. Huecos de tensión registrados durante el año 2001.

En cuanto a los criterios empleados para clasificar las medidas, se empieza a hablar de hueco a partir de una profundidad del 10%, mientras que el evento superior al 90% de profundidad se toma como corte breve. Por otra parte, se ha establecido como duración mínima del hueco un tiempo de 10 ms y como máxima 3 min; a partir de este tiempo la perturbación deja de considerarse como hueco. Se han eliminado del estudio las sobretensiones aisladas que se registraron. El instrumento de medida toma muestras cada medio ciclo en las tres fases. Si en el siguiente ciclo se detecta alguna perturbación en cualquiera de las fases, se considera dentro del mismo evento (hueco complejo); de lo contrario, se computa un nuevo hueco. Como profundidad se toma la máxima registrada dentro del evento.

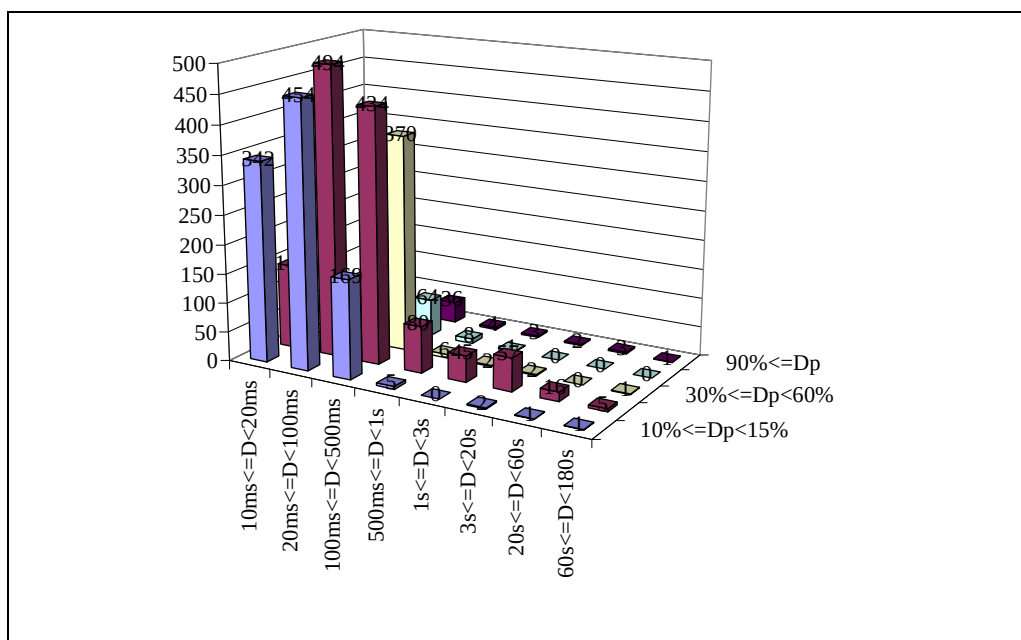


Figura 6.85. Huecos de tensión registrados durante todo el periodo de medida.

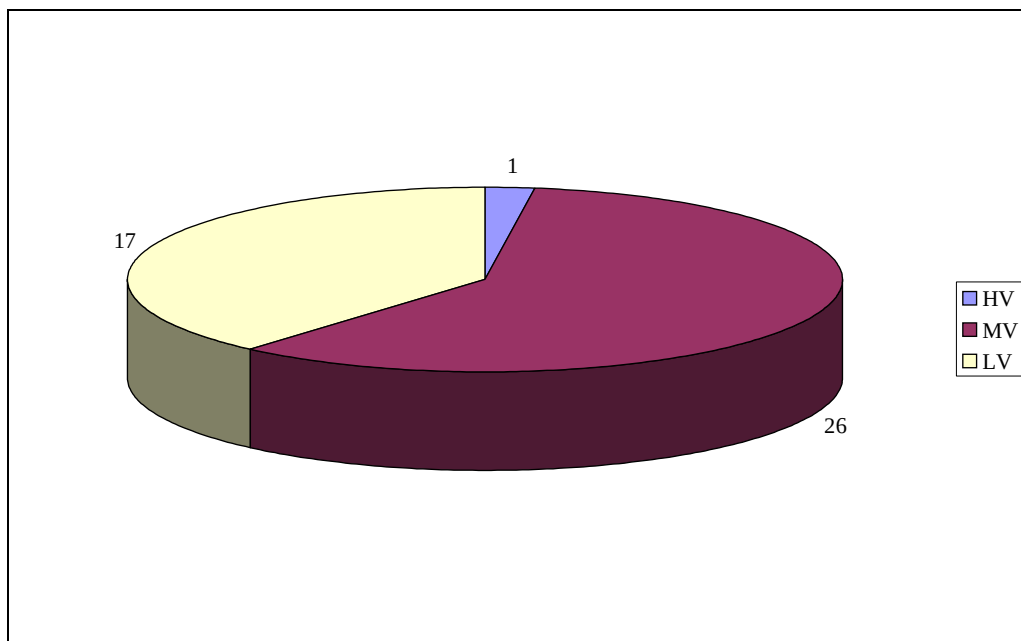


Figura 6.86. Cortes breves registrados durante todo el periodo de medida.

El equipo de medida empleado fue el MEMOBOX 682 (fabricado por LEM ELMES). Todas las medidas fueron posteriormente tratadas informáticamente para posibilitar su representación estadística.

Conclusiones en relación con las medidas.

- En general, resulta más económico atajar el problema en el nivel más bajo del sistema, es decir, lo más cerca posible de la carga.
- La mejor solución para hacer frente a problemas relacionados con huecos de tensión y cortes breves depende de las circunstancias particulares del consumidor y de las características de la red de distribución.
- Los límites recomendados por la ley española (máximo de 1000 huecos y 100 cortes breves por localización y año) no se exceden.
- La mayoría de los eventos registrados se hallan incluidos en un rango de profundidad del 10-60% y en un rango de duración de 10-500 ms.
- Aquellas localizaciones con un número excesivo de eventos fueron objeto especial de estudio: en estos casos, las causas más importantes de huecos de tensión y cortes breves fueron faltas en las líneas aéreas debidas a condiciones climáticas adversas, como descargas atmosféricas o la acción del viento, puestas a tierra defectuosas, o transmisión de eventos entre diferentes niveles de tensión. Diversas soluciones fueron asimismo propuestas.

6.19. Interrupción de tensión

Según la UNE-EN 50160 se define la interrupción como una disminución de la tensión de alimentación hasta un valor situado por debajo del 1% (10% RD 1955/2000) de la tensión nominal U_n o de la tensión declarada U_c seguida del restablecimiento de la tensión después de un instante de tiempo.

Son debidas fundamentalmente a las actuaciones de las protecciones debido a faltas en el sistema eléctrico.

Las interrupciones pueden ser programadas, en las que los clientes tienen conocimiento con antelación y permiten realizar trabajos de mantenimiento sobre la red; o imprevistas, que son realmente las que pueden considerarse como perturbaciones.

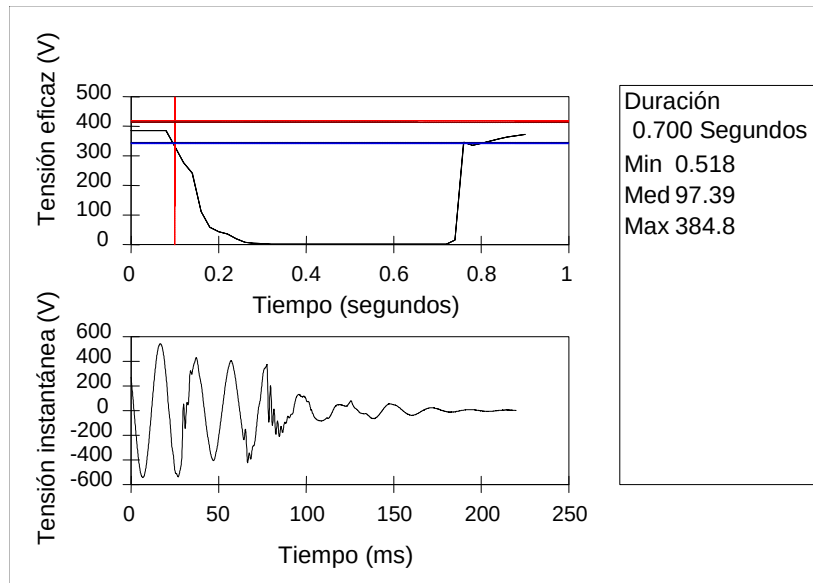


Figura 6.87. Representación gráfica de una interrupción de tensión.

6.19.1. Duración

La duración de la interrupción es el tiempo durante el cual la tensión es inferior al 1% (10% RD 1955/2000) de la tensión de referencia.

En el caso de líneas trifásicas la interrupción de tensión comienza cuando la tensión en las tres fases disminuye a un valor inferior al 1% de la tensión de referencia y termina cuando la tensión en una de las fases supera el 1% de la tensión de referencia.

Si la duración es inferior o igual a 3 minutos, se denomina interrupción breve de alimentación.

Por contraposición, si la duración es superior a 3 minutos, se denomina interrupción larga de alimentación.

6.19.2. Límites

Según la UNE-EN 50160, en condiciones normales de operación, el número anual de interrupciones breves de la tensión suministrada puede variar de algunas decenas a varias centenas. La duración de aproximadamente del 70% de las interrupciones breves es inferior a 1s.

En cuanto a interrupciones largas se indica que, en las condiciones normales de operación, la frecuencia anual de las interrupciones de tensiones que sobrepasan los 3 min puede ser inferior a 10 o alcanzar hasta 50, según las regiones.

6.19.3. Medida según la IEC 61000-4-30 (Clase A)

La medida básica será el valor eficaz de la tensión actualizado cada medio ciclo $U_{rms}(1/2)$

La exactitud en la medida de la duración de la interrupción es ± 2 ciclos.

6.20. Estudios en calidad de potencia

1. Estudio NPL (National Power Laboratories con el EPRI): este estudio monitoreo 24 compañías prestadoras del servicio eléctrico en USA, en 300 puntos de medición, durante 4 años entre los años 1990 - 1994, se obtuvieron como resultados generales, magnitud promedio de los huecos de tensión 0.78 p.u., tiempo promedio de los huecos de tensión 260 Milisegundos. 1994 [1].

2. Estudio Voltage Sag Index: presentado en el IEEE PES Las Vegas, en este se calculan indicadores para los huecos de tensión medidos en diferentes estados de los Estados Unidos, los valores promediados son: duración de los huecos de tensión, 350 milisegundos, y magnitud de los huecos es de 0.75 p.u. valores medidos entre los años 1999 - 2000 [2].

3. Estudio de la Canadian Electrical Association (CEA): realizado en 1991, en este trabajo se midieron 22 compañías prestadoras del servicio de energía eléctrica en Canadá, se monitorearon los huecos de tensión. Entre los resultados más importantes de las mediciones de este estudio se tienen las siguientes: i.) número de total de huecos monitoreados: 17, ii.) promedio de los huecos de tensión por fase: 5.67 y iii.) número total de huecos disruptivos: 5. De se debe resaltar que este artículo es de los pioneros en cuanto a la medición de huecos de tensión [3].

4. Estudio realizado en el año 2005 por el grupo PAAS, para la ciudad de Bogotá, en el cual de un número importante de mediciones se obtienen los siguientes resultados: una duración promedio de los huecos de tensión de 689 milisegundos y magnitud de los huecos de 0.78 p.u. [4].

5. Estudio de Calidad de tensión a partir de mediciones en Noruega del año 1992 a 1996, estudio de la EFI. En este trabajo se midieron sitios en baja tensión y se construyeron tablas acumuladas de huecos de tensión a partir de las mediciones [5],[6]

6. Comparing voltage dip survey results, artículo escrito por M. Bollen 2002. Este artículo presenta un resumen de mediciones de calidad de potencia en huecos de tensión. Entre los resultados que se presentan están las tablas de acumulación de huecos de tensión, curvas de contorno de las tablas de acumulación de los huecos de tensión y el cálculo de los índices SARFI [7].

7. Caracterización de huecos de tensión en circuitos de Codensa E.S.P. y planteamiento de soluciones. Proyecto de investigación Codensa E.S.P - Unisalle - Colciencias año 2010-2011. Este proyecto de investigación caracterizó 3 subestaciones de Codensa E.S.P, en lo relacionado con los huecos de tensión [8].

6.21. Estudios en Huecos de tensión

Esta área de la calidad de la potencia presenta diversos proyectos de investigación y artículos relacionados con la caracterización de la perturbación, a continuación se presentan algunos de los más representativos, es importante mencionar la experiencia del grupo Calposalle en esta área del conocimiento:

1. Characterization of three - phase unbalance dips (as easy as one-two-three), artículo escrito por M. Bollen y Styvaktakis, este artículo es un clásico en la literatura de huecos de tensión, puesto que presenta la metodología desarrollada por Bollen, para clasificar los huecos de tensión, este artículo fue escrito en el año 2000, y la norma IEC 61000-4-30, se basa en la medición del valor r.m.s [9].

2. A Method for Characterisation of Three-phase Unbalanced Dips (Sags) from Recorded Voltage Waveshapes, artículo escrito por L. Zhang y M. Bollen 1999, describe como caracterizar los huecos de tensión a partir de mediciones (monitoreo), al igual que al anterior es de los artículos pioneros en la caracterización de los huecos de tensión [10].

3. Dip Segmentation Method, artículo escrito por ?. Djoki ? y M. Bollen 2008. Este es un artículo muy actual el cuál describe no solo el comportamiento del hueco de tensión, en cuanto a su profundidad y duración, sino que también describe el evento prefalla antes del hueco, el evento, la recuperación de la tensión y el evento post-falla, hasta esta parte en la temática de los huecos de tensión, está en debate, y no está aún considerada en las normas [11].

4. Method of critical distances for stochastic assessment of voltage sags, este es un método desarrollado por M. Bollen 1998. Este método es desarrollado para sistemas de distribución y en particular para redes radiales, considera la S/E o PCC como un equivalente thévenin y calcula fallas a lo largo de la línea para establecer tensiones del hueco de tensión. Este método permite una precisión relativamente buena y es de fácil programación [12].

5. Stochastic Prediction of Voltage Sags in a Large Transmission System, este artículo es escrito por M. Qader, M. Bollen y N. Allan, 1999. Este artículo presenta de modo preciso y aplicado al sistema de transmisión del Reino Unido, el método de fallas deslizantes, para establecer tablas acumuladas de huecos de tensión, además de establecer el número de huecos de tensión esperados. En este estudio se presenta el desarrollo de las áreas de vulnerabilidad para el sistema de potencia bajo estudio [13].
6. Additions to the method of critical distances for stochastic assessment of voltage sags, artículo escrito por M. Bollen 1998, posterior al descrito anteriormente sobre distancias críticas. Este artículo contiene la información del método de distancias críticas que no estaba incluida en el artículo anterior. Es de mencionar que en este, se describen en detalle las fallas monofásicas y bifásicas [14].
7. Area of Vulnerability for Prediction of Voltage Sags by an Analytical Method in Indian Distribution systems por A. K. Goswami, C. P. Gupta and G. K. Singh, 2008. Este artículo presenta un estudio en el sistema de distribución de la India, en cuanto a las fallas deslizantes, este es un trabajo bastante descriptivo en el cuál se muestra la aplicación del método de las fallas deslizantes y sus resultados [15].
8. Indices Used to Assess RMS Voltage Variations, por D. Sabin de Electrotek Concepts. En una presentación de un reporte técnico el autor presenta una completa descripción de los índices de las variaciones de tensión, en cuanto a huecos de tensión, elevaciones de tensión e interrupciones de tensión [16].
9. System Voltage Sag Performance Estimation, artículo elaborado por J. Wang, S. Chen y T. Lie 2005. Este artículo presente un caso de aplicación en un sistema de distribución donde se obtienen los índices SARFI y analizan las protecciones del sistema de distribución [17].
10. Development and implementation of a methodology for the study of voltage dips in Bogota D.C., este artículo presenta algunos de los resultados más importantes de los resultados del proyecto de investigación 706 de 2009, Codensa E.S.P - Colciencias - Unisalle [18].

6.22. Referencias

- [1] Bingham, R. "Sags and swells". Documento disponible online.
www.epri.com.com/targethigh.asp?program=224900&value=01T016.2&objid=272558.
- [2] Bollen, M. Sabin, D. Thallam, R. "Voltage-sag indices-recent developments in IEEE PI564 task force". Quality and Security of Electric Power Delivery Systems, 2003. CIGRE/PES 2003. CIGRE/IEEE PES. International Symposium. 8-10 Oct. Page(s): 34-41. 2003.
- [3] Koval, D. Hughes, B. "Canadian national power quality survey: frequency of industrial and comercial voltaje sags". IEEE Transactions on industry applicattions. Vol 33. No. 3. Mayo - Junio 1997.
- [4] Cajamarca, G. Torres, H. Pavas, A. Urrutia, D. Gallego, L. Delgadillo, A. "Impact Assessment of Power Quality Limits in Colombia: a Regulatory Approach", Transmission & Distribution Conference and Exposition: Latin America, 2006. TDC '06. IEEE/PES.2006.
- [5] Seljeseth, H. Pley, A. "Spenningskvalitetsmålinger 1992 hasta 1996 (voltage quality measurements, 1992 to 1996, in Norwegian", report EFI TR A 4460 publishedby EFI, 7034 Trondheim, Norway. 1997.
- [6] Qader, M. "Stochastic assessment of voltage sags due to short circuits in electrical networks". PhD thesis, UMIST, Manchester, U.K. 1997.
- [7] Bollen, M. "Comparing voltage dip survey results". Power Engineering Society Winter Meeting. Vol 2. Páginas 1130 - 1134. 2002.
- [8] Pérez, J.J. Moreno, R. Tumialán, J. Correa, L. Moya, F. Muela, E. "Caracterización de huecos de tensión en Codensa E.S.P y planteamiento de soluciones", Julio de 2011. Proyecto de Investigación. Financiación Codensa E.S.P - Colciencias - Universidad de La Salle. 2011.

- [9] Bollen, M. "Characterization of three- phase unbalance dips (as easy as one-two-three?)." Power Engineering Society Summer Meeting, 2000. IEEE Volumen 2, 16-20 de julio. Page (s): 899-904 vol.2. 2000.
- [10] Zhang, L. Bollen, M. "A Method for Characterisation of Three-phase UnbalancedDips (Sags) from Recorded Voltage Waveshapes". Telecommunication Energy Conference, 1999. INTELEC '99. The 21st International. 1999.
- [11] Djokic, S. M. Bollen, M. "Dip Segmentation Method. Harmonics and Quality of Power". 2008. ICHQP 2008. 13th International Conference on Power Quality Harmonics. Páginas 1 - 8- 2008.
- [12] Yan, L. Jinyu, W. Yinyin, X. Xianggen, Y. "Method of critical distances for stochastic assessment of voltage sags in a meshed distribution systyems". Universities Power Engineering Conference, 2004. UPEC 2004. 39th International. Volumen 3. Páginas 953 - 956. 2004.
- [13] Bollen, M. "Additions to the method of critical distances for stochastic assessment of voltage sag". Power Engineering Society 1999 Winter Meeting, IEEE. Volumen 2. Páginas 1241 - 1246. 1999.
- [14] Bollen, M. Allan, R. "Stochastic Prediction of Voltage Sags in a Large Transmission". Industrial and Commercial Power Systems Technical Conference, 1998 IEEE Páginas: 8 - 18. 1998.
- [15] Goswami, A. Gupta, G. Singh, G. "Area of Vulnerability for Prediction of Voltage Sags by an Analytical Method in Indian Distribution systems". India Conference, 2008. INDICON 2008. Annual IEEE. Volumen 2. Páginas 406 - 411. 2008.
- [16] Brooks, D. Dugan, R. Wacławski, M. Sundaram, A. "Indices Used to Assess RMS Voltage Variations". IEEE Transactions on Power Delivery. Volumen 13. Páginas 254 - 259. 1998.
- [17] Wang, J. Chen, S. Lie, T. "System Voltage Sag Performance Estimation". Power Delivery, IEEE Trans on Power Delivery. Volumen 20. Páginas 1738 - 1747. 2005.
- [18] Pérez, J. Correa, L. Tumialán, J. Moya, F. Moreno, R. "Development and implementation of a methodology for the study of voltage dips in Bogotá D.C." International Conference and Exhibition on Electricity Distribution. Germany Frankfurt.
- [19] Roger C. Dugan. *Electrical Power Systems Quality*. Editorial McGraw–Hill, 1996.
- [20] Ministerio de Economía. *Real Decreto 1955/2000 por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica*. BOE, Diciembre 2000.
- [21] Comité técnico AEN/CTN 208 CEM. *Características de la tensión suministrada por las redes generales de distribución*. AENOR, Enero 2001.
- [22] Alex McEachern. *Sources of voltage sags*. Power Standards Testing Laboratory, 2000.
- [23] Pacific Gas and Electric Company. *Short duration voltage sags can cause disruptions*. PG&E, pp 1-12, Junio 2000.
- [24] Ambra Sannino. *Mitigation of voltage sags and short interruptions through distribution system design*. Dept. of Electrical Engineering University of Palermo, pp 1-6, 2000.
- [25] M. F. McGranaghan. *Voltage sags in industrial systems*. IEEE Trans., 29(2), pp 397-403, Abril 1993.
- [26] Eduardo Alegría. *Power conditioning using the STS and SVR*. PG&E Energy Services, Julio 1998.
- [27] California Distributed Energy Resource Guide. *Energy storage and UPS systems*, Enero 2002.
- [28] P. Dähler. *Requirements and solutions for DVR a case study*. ABB Industrie AG, pp 5-13, 2000.

- [29] Nicolas Louzán Pérez y Manuel Pérez Donsión *Technical Methods for Prevention and Correction of Voltages Sags and Short Interruptions inside the Industrial Plants and in the Distribution Networks*. International Conference on Renewable Energy and Power Quality (ICREPQ'03), ISBN:84-607-7173-3, Vigo 9-12 de abril 2003
- [30] J. Erwee. *Distribution system protection and reliability*. Electrical+Control, Abril 1997.
- [31] Westinghouse. *Custom Power Systems*. Power Generation, 1996.
- [32] Grupo de trabajo "Calidad de onda" de UNESA. *Guía sobre la calidad de la onda en las redes eléctricas*. UNESA, Comité de distribución-Comisión técnica, 1996.
- [33] Manuel Pérez Donsión. Conferencia: "Calidad de onda de los sistemas eléctricos de potencia". PROGRAMA ERASMUS, Oporto, Septiembre 2001.
- [34] M.F McGranaghan, D.R. Mueller y M.J. Samotyj, "Voltage sags in industrial systems," *IEEE Trans. on Industry Applications*, vol. 29, no. 2, pp. 397-403, March/April 1993.
- [35] J. Lamoree et al., "Voltage sag analysis case studies," *IEEE Trans. on Industry Applications*, vol. 30, no. 4, pp. 1083-1089, Julio/Agosto 1994.
- [36] R.C. Dugan, M.F. McGranaghan y H.W. Beaty, *Electrical Power Systems Quality*, McGraw-Hill, 1996, New York.
- [37] Math H.J. Bollen, *Understanding Power Quality Problems. Voltage Sags and Interruptions*, IEEE Press, 2000, New York.
- [38] J.C. Das, "Effects of momentary voltage dips on the operation of induction and synchronous motors," *IEEE Trans. on Industry Applications*, vol. 26, no. 4, pp. 711- 718, Julio/Agosto 1990.
- [39] T.S. Key, "Predicting behaviour of induction motors during service faults and interruptions," *IEEE Industry Applications Magazine*, vol. 1, no. 1, pp. 6-11, Enero/Febrero 1995.
- [40] H. Sarmiento y E. Estrada, "A voltage sag study in an industry with adjustable speed drives," *IEEE Industry Applications Magazine*, vol. 2, no. 1, pp. 16-19, Enero/Febrero 1996.
- [41] M.H.J. Bollen, "Characterisation of voltage sags experienced by three-phase adjustable speed drives," *IEEE Trans. on Power Delivery*, vol. 12, no. 4, pp. 1666-1671, Octubre 1997.
- [42] N.G. Hingorani, "Introducing Custom Power," *IEEE Spectrum*, vol. 32, no. 6, pp. 41-48, Junio 1995.
- [43] J.A. Martinez Velasco, "Simulación de dispositivos Custom Power" *Revista Iberoamericana del ATP*, vol. 2, no. 2, Julio 2000.
- [44] H. Sree y N. Mohan, "High-frequency-link cycloconverter-based DVR for voltage sag mitigation," *Conference Record of the 2000 Twenty-Fourth IEEE Power Modulator Symposium*, pp. 97-100, 2000.
- [45] O.C. Montero-Hernandez y P.N. Enjeti, "Application of a boost AC-AC converter to compensate for voltage sags in electric power distribution systems," *2000 IEEE 31st Annual Power Electronics Specialists Conference*, vol. 1, pp. 470-475, 2000.
- [46] A.J. Visser, H. du T. Mouton y J.H.R. Enslin, "Direct-coupled cascaded multilevel sag compensator," *2000 IEEE 31st Annual Power Electronics Specialists Conference*, vol. 1, pp. 463-469, 2000.
- [47] T. Wunderlin, O. Amhof, P. Dahler y H. Guning, "Power supply quality improvement with a dynamic voltage restorer (DVR)," *1998 Proceedings of EMPD '98*, vol. 2, pp. 518-525, 1998.

- [48] S.S. Choi, B.H. Li y D.M. Vilathgamuwa, "A comparative study of inverter- and lineside filtering schemes in the dynamic voltage restorer," *2000 IEEE Power Engineering Society Winter Meeting*, vol. 4, pp. 2967-2972, 2000.
- [49] M.H.J. Bollen, "Voltage, power and current ratings of series voltage controllers," *2000 IEEE Power Engineering Society Winter Meeting*, vol. 4, pp. 2910-2915, 2000.
- [50] S.S. Choi, B.H. Li y D.M. Vilathgamuwa, "On the injection transformer used in the dynamic voltage restorer," *2000 IEEE International Conference on Power System Technology Proceedings*, vol. 2, pp. 941-946, 2000.
- [51] S.W. Middlekauff y E.R. Collins, "System and customer: considerations for series custom power devices," *IEEE Trans. on Power Delivery*, vol. 13, no. 1, pp. 278-282, Enero 1998.
- [52] S.S. Choi, B.H. Li y D.M. Vilathgamuwa, "Dynamic voltage restoration with minimum energy injection," *IEEE Trans. on Power Systems*, vol. 15, no. 1, pp. 51-57, Febrero 2000.
- [53] M.H. Haque, "Voltage sag correction by dynamic voltage restorer with minimum power injection," *IEEE Power Engineering Review*, vol. 21, no. 5, pp. 56-58, Mayo 2001.
- [54] R. Tounsi, P. Michalak, H. Pouliquen y H. Foch, "Control laws for a voltage dip series compensator," *IEE Power Electronics and Variable Speed Drives*, conference publication no. 456, pp. 5-10, Septiembre 1998.
- [55] A. Sannino y J. Svensson, "A series-connected voltage source converter for voltage sag mitigation using vector control and a filter compensation algorithm" *Industry Applications Conference 2000*, vol 4, pp. 2476-2481, 2000.
- [56] J.A. Martinez Velasco y J. Martin Arnedo, "Desarrollo de una librería modular para análisis de calidad de servicio mediante el EMTP." *Revista Iberoamericana del ATP*, vol. 1, no. 3, Septiembre 1999.
- [57] J.A. Martinez Velasco y J. Martin Arnedo, "Aplicación del paquete ATP en el análisis de huecos de tensión." *Revista Iberoamericana del ATP*, vol. 3, no. 2, Julio 2001.