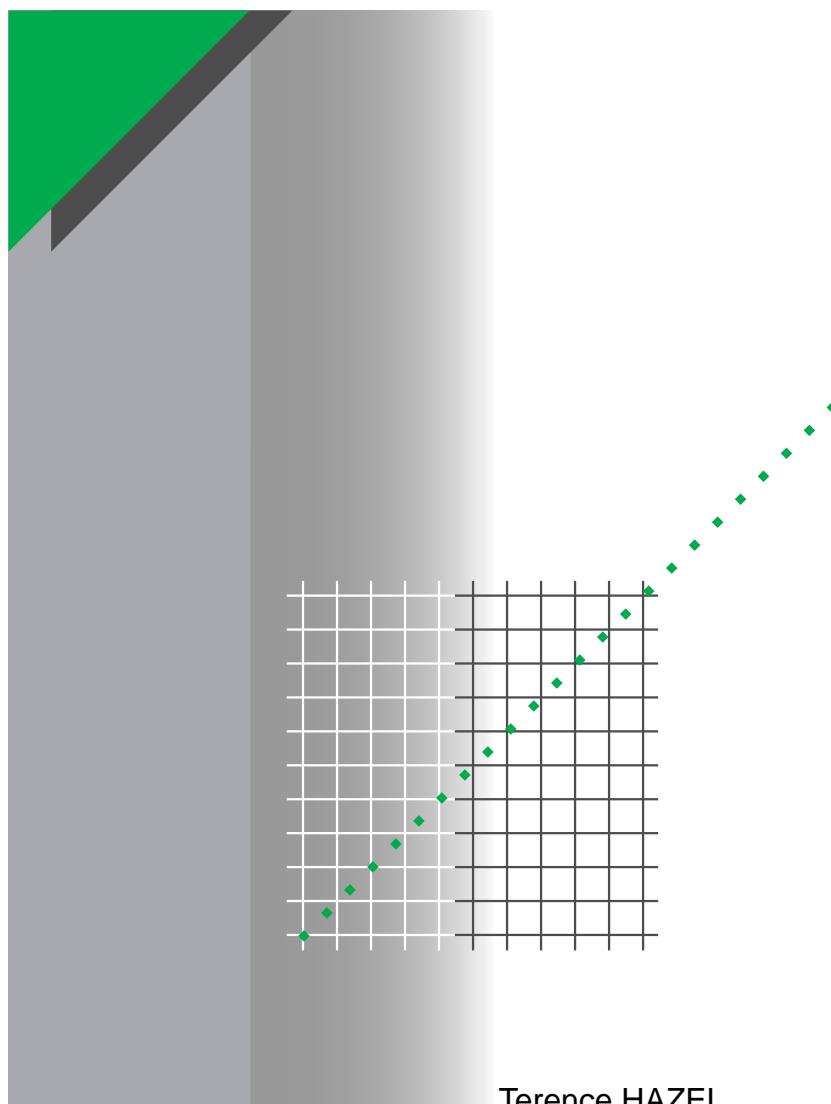


Cuaderno Técnico nº 196

Producción de energía eléctrica integrada en emplazamientos industriales y edificios comerciales



Terence HAZEL

	Merlin Gerin
	Eunea Merlin Gerin
	Modicon
	Telemecanique
	Mesa
	Himel
	Square D

La **Biblioteca Técnica** constituye una colección de títulos que recogen las novedades electrotécnicas y electrónicas. Están destinados a Ingenieros y Técnicos que precisen una información específica o más amplia, que complemente la de los catálogos, guías de producto o noticias técnicas.

Estos documentos ayudan a conocer mejor los fenómenos que se presentan en las instalaciones, los sistemas y equipos eléctricos. Cada uno trata en profundidad un tema concreto del campo de las redes eléctricas, protecciones, control y mando y de los automatismos industriales.

Puede accederse a estas publicaciones en Internet:

<http://www.schneiderelectric.es>

Igualmente pueden solicitarse ejemplares en cualquier delegación comercial de **Schneider Electric España S.A.** o bien dirigirse a:

Centro de Formación Schneider
C/ Miquel i Badia, 8 bajos
08024 Barcelona

Telf. (93) 285 35 80
Fax: (93) 219 64 40
e-mail: formacion@schneiderelectric.es

La colección de **Cuadernos Técnicos** forma parte de la «Biblioteca Técnica» de **Schneider Electric España S.A.**

Advertencia

Los autores declinan toda responsabilidad derivada de la incorrecta utilización de las informaciones y esquemas reproducidos en la presente obra y no serán responsables de eventuales errores u omisiones, ni de las consecuencias de la aplicación de las informaciones o esquemas contenidos en la presente edición.

La reproducción total o parcial de este Cuaderno Técnico está autorizada haciendo la mención obligatoria:
«Reproducción del Cuaderno Técnico nº 196 de Schneider Electric».

Cuaderno Técnico nº 196

Producción de energía eléctrica integrada en emplazamientos industriales y edificios comerciales



Terence HAZEL

Ingeniero diplomado en 1970 por la Universidad de Manitoba, Canadá, trabajó durante un año en Perth, Australia, como ingeniero de coordinación de energía y después en Francfort, Alemania, como consultor, antes de incorporarse a Merlin Gerin en 1980.

Después de haber sido durante 15 años responsable de los equipos técnicos de numerosos proyectos en el campo de la distribución eléctrica y el control de procesos industriales, está actualmente en la sección de estudios de ofertas del Departamento de Proyectos Industriales, lo que implica frecuentes encuentros con los clientes para los estudios preliminares de diseño y elección de los diversos sistemas de distribución.

Como miembro activo del IEEE, redacta artículos y participa en conferencias sobre la distribución de la energía eléctrica en la industria.

Trad.: J.M. Giró

Original francés: junio 2000

Versión española: febrero 2001



Arranque autónomo:

Capacidad de un grupo electrógeno de arrancar sin alimentación eléctrica externa.

Curva de carga:

Curva de la corriente en función del tiempo, que muestra el límite admisible antes de ser perjudicial para un equipo.

Conmutador estático:

Interruptor rápido, normalmente constituido por componentes de electrónica de potencia, que puede conmutar una carga alimentada por un ondulator o SAI sobre otra fuente de energía sin ocasionar retardo ni transitorios inaceptables.

Desenganche:

Desconexión voluntaria de cargas no preferentes cuando la potencia total disponible no es suficiente para alimentar la carga total de la explotación.

Distorsión de la onda de tensión:

Diferencia entre la forma de onda de la tensión real y la de la onda senoidal pura, normalmente expresada en términos de distorsión armónica total:

$$THD = \frac{\sqrt{\sum U_h^2}}{U_1},$$

en donde U_h es la tensión armónica y U_1 es la fundamental de la onda de tensión.

Estabilidad de red:

Una red se considera estable si una perturbación limitada a la entrada origina a la salida una perturbación también limitada. Si una red de distribución eléctrica es estable, las fluctuaciones de carga, los defectos, las conexiones y desconexiones del servicio no producirán fluctuaciones importantes de la tensión o de la frecuencia.

Estatismo de la frecuencia:

Variación absoluta de la frecuencia entre el régimen estabilizado en vacío y el régimen estabilizado a plena carga; suele ser del 4%. El aumento de la potencia suministrada provoca una bajada de la frecuencia en los grupos electrógenos que funcionan sólo de este modo.

Puesta en servicio de un equipo:

Desarrollo de ensayos y ajustes en el lugar de utilización hechos con la tensión real del equipo. Un ejemplo sería la puesta en servicio de un grupo electrógeno.

Puesta en servicio de un sistema:

Conjunto de ensayos y ajustes adicionales, hechos en el lugar de utilización de los equipos, una vez recibidos separadamente, para de asegurar el funcionamiento correcto del conjunto. Un ejemplo sería el verificar el

funcionamiento en paralelo de varios grupos electrógenos, incluidas funciones tales como la sincronización, la desconexión de cargas no preferentes, etc.

Razón X/R:

Es la razón que expresa, para una red determinada, la razón de su inductancia a su resistencia. Esta razón determina la constante de tiempo de la componente continua de la corriente de cortocircuito, que es un factor importante para determinar el calibre de los interruptores automáticos AT.

Regulación de velocidad isócrona:

Regulación de velocidad estabilizada que permite un margen muy pequeño de variación respecto al valor de referencia.

Relé de control de sincronismo (synchro-check):

Relé de verificación cuya misión es actuar cuando los vectores de dos tensiones de entrada están dentro de la tolerancia prevista.

Relé de corriente máxima manteniendo la tensión:

Relé de protección de corriente máxima con una entrada de tensión que contrasta la respuesta normal de un relé en una entrada de corriente. Se utilizan los alternadores debido a que éstos proporcionan una corriente de cortocircuito mucho menor que la de una conexión a red de potencia equivalente.

Reparto de carga:

Gestión centralizada y envío de órdenes de ajuste para cargar adecuadamente cada grupo electrógeno. Se trata de repartir la carga entre los grupos en función de sus potencias nominales.

Subestación de una unidad de proceso:

Centro de Transformación (CT) que contiene el equipo de distribución eléctrica necesario para la alimentación de cargas de un factoría o explotación industrial. Normalmente contiene la apartamentación MT, los transformadores de potencia y distribución y la apartamentación de BT.

Tensión residual:

Tensión de un juego de barras después de cortar la fuente de alimentación. Esta tensión proviene de las máquinas giratorias conectadas al juego de barras.

Reserva de energía mecánica giratoria:

Diferencia entre la potencia total de un conjunto de grupos electrógenos conectados a una red y la energía que suministran realmente.

Sincronoscopio:

Instrumento que permite indicar si dos tensiones alternas aguas arriba y aguas abajo de un interruptor automático tienen la misma frecuencia y están en fase.

Producción de energía eléctrica integrada en industrias y edificios comerciales

En las zonas industriales aisladas, los grupos electrógenos de corriente alterna se utilizan normalmente como fuente principal de energía eléctrica. Pero también se utilizan mucho, tanto en la industria como en el sector servicios, como fuente de energía de emergencia. Este Cuaderno Técnico cita la mayor parte de las cuestiones que deben de estudiarse cuando se hace una instalación de grupos electrógenos de corriente alterna de hasta 20 MW de potencia.

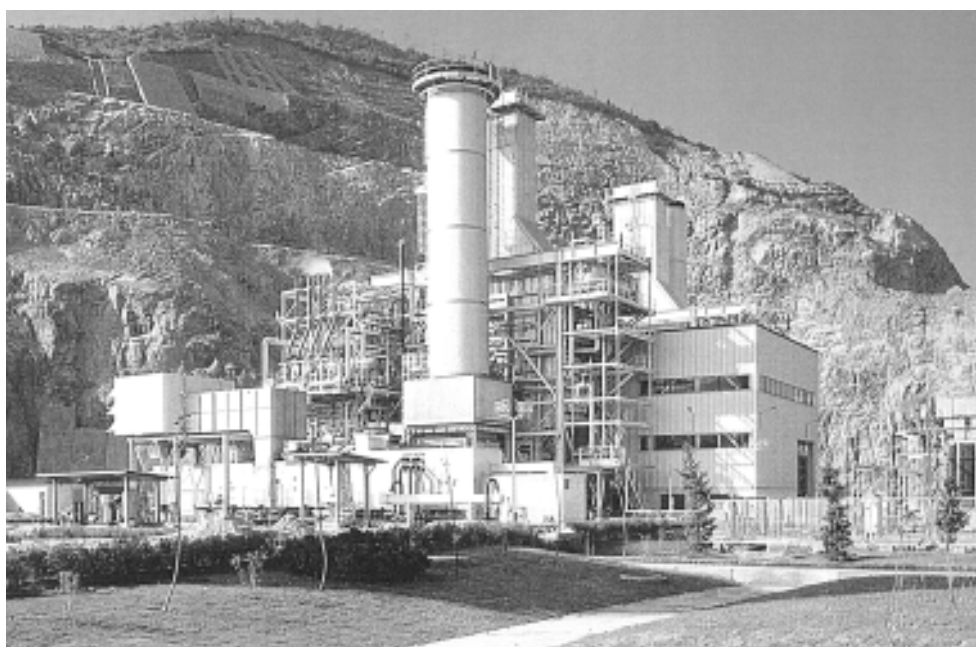
1	Tipos de grupos electrógenos	p. 6
2	Potencia nominal	p. 7
3	Ejemplos de aplicaciones	p. 9
	3.1 Grupos de emergencia	p. 11
	3.2 Grupos de generación o producción	p. 11
4	Funcionamiento de los grupos	p. 13
	4.1 Arranque y parada de los grupos electrógenos	p. 14
	4.2 Funcionamiento isócrono	p. 14
	4.3 Funcionamiento en paralelo con la red pública	p. 15
	4.4 Funcionamiento en paralelo de varios grupos electrógenos	p. 16
5	Esquemas de conmutación de alimentaciones y sincronización	p. 16
	5.1 Conmutación automática sin corte de red	p. 16
	5.2 Conmutación por retorno a la alimentación normal	p. 17
	5.3 Sincronización del interruptor del grupo de emergencia	p. 17
	5.4 Sincronización de los interruptores automáticos de acoplamiento de juego de barras o de entrada de red	p. 18
6	Protección del grupo electrógeno	p. 18
	6.1 Principio general de protección	p. 19
	6.2 Protección eléctrica	p. 21
	6.3 Protecciones del motor	p. 21
7	Conexión de grupos electrógenos a la red eléctrica	p. 22
	7.1 Conexión lado línea	p. 22
	7.2 Conexión lado neutro	p. 22
8	Desenganche	p. 23
9	Interfaces entre el grupo y la red	p. 24
	9.1 Reparto usual de funciones entre el fabricante del grupo electrógeno y el fabricante de la aparamenta eléctrica en general	p. 24
	9.2 Intercambios de información	p. 25
	9.3 Integración de grupo en el sistema de mando y control de la red eléctrica	p. 25
10	Instalación y mantenimiento de los grupos electrógenos	p. 26
	10.1 El emplazamiento	p. 26
	10.2 Entrada de aire y sistema de escape	p. 26
	10.3 Conformidad con la reglamentación local	p. 27
	10.4 Herramientas especiales y piezas de recambio	p. 27
11	Conclusión	p. 27
	Bibliografía	p. 28

1 Tipos de grupos electrógenos

El arrastre de grupos electrógenos utilizados para aplicaciones industriales o del sector terciario queda normalmente asegurado por motores diesel, turbinas de gas o máquinas de vapor. Las turbinas se utilizan principalmente para grupos electrógenos de centrales eléctricas de producción, mientras que se prefieren los motores diesel en la producción de energía eléctrica de emergencia.

Los temas estudiados en este Cuaderno Técnico no dependen del tipo de motor utilizado.

Por tanto, usaremos el término general de «grupo electrógeno» sin distinción del tipo de motor. La elección del motor queda determinada por elementos tales como la disponibilidad y condiciones de abastecimiento de un tipo determinado de fuel; consideraciones éstas que no entran en el marco de este Cuaderno Técnico. Sin embargo, debido a que la utilización de motores diesel está muy extendida, se darán con frecuencia datos específicos referidos a este tipo de grupos.



Sobre esta líneas, un ejemplo de un instalación muy compleja de tratamiento de aceite y producción de energía eléctrica. Cuenta con dos grupos electrógenos arrastrados por una turbina de gas con una potencia aproximada de 100 MW.

(Foto GE Energy Products France S.A.)

Sin embargo, en la mayor parte de instalaciones industriales, el objetivo principal no es la producción de la energía eléctrica. La instalación podrá tener uno o varios grupos electrógenos que producirán la energía eléctrica de emergencia necesaria y, a veces, la de consumo local. La foto de la derecha corresponde a un grupo electrógeno diesel de 1 MW.

(Foto Houtvenaghe/Hennequin S.A)



Fig. 1: Diferentes medios de producción local de electricidad.

2 Potencia nominal

La potencia útil de un grupo electrógeno es probablemente el criterio más importante a definir. La potencia obtenida de un grupo electrógeno se deduce normalmente a la vista del diagrama de las potencias activa/reactiva representado en la **figura 2**.

La potencia activa que suministra un grupo electrógeno depende del tipo de combustible utilizado, de las condiciones del lugar, incluida la temperatura ambiente, la temperatura del fluido de refrigeración, la altitud y la humedad relativa.

Depende también de las características de la carga, como son la posibilidad de sobrecarga y las variaciones de carga en el tiempo. La norma ISO 3046-1 indica, para motores diesel, tres variantes para la definición de la potencia nominal y concreta la definición de las diversas capacidades de sobrecarga.

Se definen, por tanto, estas nociones:

- **potencia continua:** el motor puede entregar el 100% de su potencia nominal durante un tiempo ilimitado. Es la noción utilizada para grupos de producción,

- **potencia principal (PRP):** el motor puede entregar una determinada potencia «base» durante un tiempo no limitado y el 100% de la potencia nominal durante un tiempo limitado. No todos los fabricantes entienden lo mismo por «potencia base». Un ejemplo típico sería una

potencia de base de un 70% de la nominal y un 100% de la carga nominal durante 500 horas al año,

- **potencia de emergencia:** es la potencia máxima que la máquina puede entregar durante un tiempo limitado, generalmente menos de 500 horas al año. Esta definición no debe de aplicarse a los grupos electrógenos que trabajan exclusivamente como emergencia. Puesto que el motor no está en condiciones de entregar una potencia superior, conviene aplicar un factor de seguridad de al menos un 10% para la determinación de la potencia de emergencia necesaria.

La capacidad de sobrecarga se define como la potencia adicional de un 10% durante 1 hora en un periodo de 12 horas de funcionamiento. Si la potencia nominal se determina por la potencia de emergencia, ya no queda margen para la sobrecarga.

La mayor parte de los fabricantes admite una sobrecarga normal respecto a la potencia continua y a la potencia principal, pero teniendo en cuenta las excepciones se aconseja siempre precisar la capacidad de sobrecarga necesaria y precisar la definición de potencia nominal. Por ejemplo, un mismo grupo diesel puede quedar definido por: una potencia continua de 1550 kW, una PRP de 1760 kW y una potencia de socorro de 1880 kW.

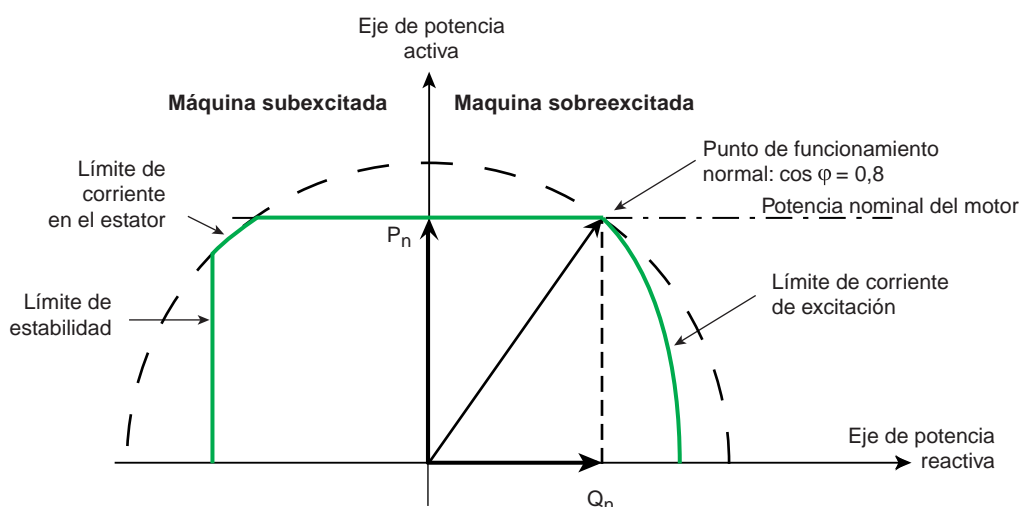


Fig. 2: Diagrama de las potencias activa/reactiva y sus límites de funcionamiento.

Cuando se utiliza un grupo electrógeno como fuente principal de energía eléctrica, conviene tener en cuenta los siguientes aspectos:

- capacidad para funcionar en paralelo con otros grupos y/o con la red,
- prever largos períodos de mantenimiento,
- asegurar el arranque autónomo,
- tener en cuenta la velocidad: una velocidad lenta aumenta la esperanza de vida del grupo (de ahí el límite de 750 rpm para los motores diesel).

Y, si el grupo se utiliza como grupo de emergencia:

- asegurar la rapidez y fiabilidad del arranque y de la conmutación de carga,
- efectuar la instalación de manera que se puedan desconectar las cargas no preferentes («desenganche», según la definición dada en la terminología) para evitar sobrecargas o pérdidas de sincronismo,
- permitir pruebas periódicas con carga,
- asegurar el funcionamiento en paralelo con la red si el grupo debe utilizarse para soportar los picos de demanda,
- proporcionar, si es necesario, la corriente magnetizante para los transformadores de distribución.

Una aplicación frecuente de los grupos electrógenos es alimentar los onduladores (normalmente llamados SAI o UPS) durante los cortes de la red pública. La impedancia relativamente elevada del grupo en comparación a la de la red puede provocar perturbaciones en la forma de la tensión debido a las corrientes armónicas producidas por los onduladores. Los fabricantes de grupos desclasifican generalmente sus máquinas hasta un 60% a fin de asegurar una forma de tensión correcta cuando han de alimentar onduladores no equipados con filtros antiarmónicos. La potencia necesaria viene dada por la fórmula:

$$P = \frac{P_{SAI} [kW] + P_{carga\ bats.} [kW]}{\text{Rendimiento}_{SAI}} + \text{cargas aux.}$$

En una primera aproximación, para determinar la potencia de grupo electrógeno sin conocer las características detalladas del ondulador, la potencia en kW de la carga de la batería se estimará como del 25% de la potencia en kW entregada por el ondulador. El rendimiento del ondulador se puede estimar de un 90%.

Las características definitivas de un grupo electrógeno se escogerán en función de las explicaciones que fijan los límites aceptables de distorsión de la tensión y las características reales del ondulador, tales como su rendimiento y las corrientes armónicas.

3 Ejemplos de aplicaciones

3.1 Grupos de emergencia

El esquema de la **figura 3** representa un ejemplo típico de alimentación de cargas preferentes en un edificio comercial, un pequeño emplazamiento industrial o una alimentación de socorro de una subestación de una unidad de proceso de un emplazamiento industrial importante.

En situación normal, tanto las cargas preferentes como las no preferentes, se alimentan directamente de la red. Cuando se produce un corte de red, el interruptor automático de acoplamiento Q3 abre, el grupo electrógeno arranca y después el interruptor automático Q2 conecta el alternador pasando la carga a ser alimentada por el grupo de emergencia.

Las cargas críticas no pueden soportar ningún corte, por breve que éste sea, y se alimentan de forma continuada mediante un ondulator.

El ondulator está equipado con un interruptor estático cuya misión (de by-pass) es la de conectar la carga directamente a la alimentación si aparece cualquier defecto de funcionamiento en el interior del ondulator.

Para este tipo de aplicaciones la potencia de los grupos electrógenos está normalmente entre los 250 y 800 kVA.

La ventaja de este esquema es su claridad y simplicidad. Todas las cargas preferentes están conectadas al mismo juego de barras que el grupo electrógeno, lo que evita la necesidad de desconexión y conexión. Por lo que se refiere a la autonomía del ondulator, puede ser de solamente 10 minutos, puesto que su alimentación queda garantizada por el grupo electrógeno. Se recomienda que el ondulator y el circuito by-pass estén alimentados por el mismo juego de barras preferente.

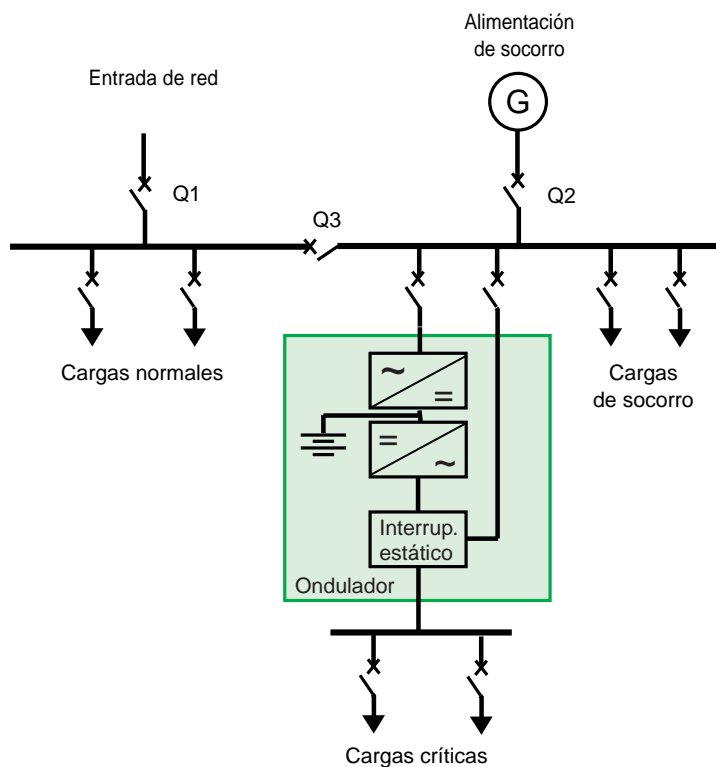


Fig. 3: Esquema típico de una red de alimentación eléctrica de una pequeña industria.

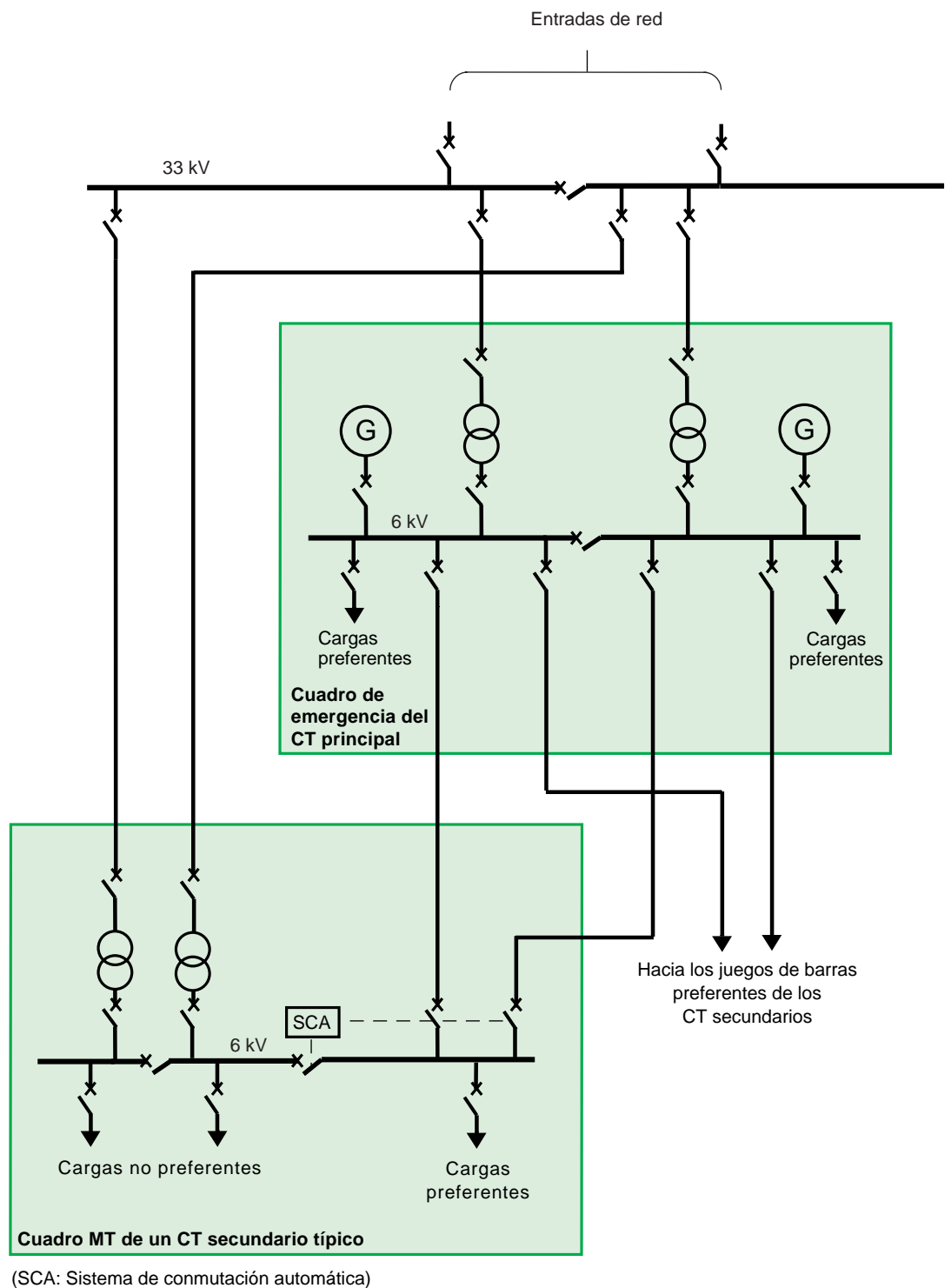


Fig. 4: Ejemplo de sistemas de alimentación de emergencia en una gran instalación industrial.

En un emplazamiento o polígono industrial importante, es normal tener un sistema de alimentación de emergencia centralizado, como el que se ve en la **figura 4**.

El cuadro de emergencia principal suele estar alimentado directamente por la red, aunque en ciertos lugares se puede alimentar desde un grupo electrógeno que funcione permanentemente. El cuadro de emergencia está diseñado de manera que permite a los grupos electrógenos funcionar en paralelo y también conectarse a la red pública.

La conmutación automática de la alimentación hacia alimentación de emergencia se hace en cada subestación. Puesto que el cuadro de emergencia está permanentemente alimentado, es posible conmutar rápidamente sin corte

de alimentación (tal como se describirá en apartado 5.1).

La utilización de una alimentación de emergencia centralizada tiene las siguientes ventajas:

- menos grupos electrógenos en la instalación (normalmente es suficiente con dos),
- el sistema de emergencia permanentemente alimentado permite utilizar esquemas de transferencia rápida,
- la disponibilidad de la alimentación de emergencia, incluso durante las operaciones de mantenimiento de un grupo.

Los grupos electrógenos utilizados para estas instalaciones suelen ser de 1 a 4 MW.

3.2 Grupos de generación o producción

En los emplazamientos aislados, no conectados a la red pública, la alimentación de energía eléctrica proviene de un cierto número de grupos electrógenos, como en el esquema de principio de la **figura 5**. El número de grupos, n , dependerá de la potencia necesaria, pero también de la necesidad de mantenimiento periódico de uno de ellos, por lo que la energía necesaria deberá poder quedar asegurada por $(n - 1)$ grupos, sin necesidad de desconexión de cargas.

La potencia de los grupos electrógenos debe escogerse de manera que éstos funcionen al menos a un 50% de su carga nominal. Una tasa de carga menor es perjudicial para el grupo. Por ejemplo, un grupo electrógeno diesel cargado a menos del 30% girará en frío, dificultando una buena combustión y provocando una degradación rápida del aceite de lubricación.

Conviene examinar también las condiciones de funcionamiento con $(n - 2)$, que podría ser el caso de avería de un grupo cuando uno de los grupos ya está parado por mantenimiento.

El mayor factor de carga inicial que puede utilizarse con n grupos instalados de manera que no se necesite la desconexión de cargas no prioritarias cuando $(n - 2)$ grupos funcionan, puede deducirse de la expresión:

$$F = \frac{n - 2}{n - 1}.$$

Así, por ejemplo, el factor de carga más elevado para $n = 6$ será de 80%.

La instalación de interruptores automáticos de acoplamiento entre los juegos de barras facilita las operaciones de mantenimiento.

Generalmente, durante el funcionamiento normal, todos estos interruptores automáticos están cerrados. Los cálculos de las corrientes de cortocircuito deben hacerse siempre teniendo en cuenta n grupos electrógenos, porque debe de ser posible conectar en paralelo un grupo electrógeno de reserva antes de parar otro por mantenimiento.

Una alimentación eléctrica producida a nivel local es normalmente mucho menos potente que la alimentación eléctrica de la red pública. Por lo tanto, si se quiere mantener la estabilidad del sistema durante las condiciones de defecto, es muy probable que sea necesario disponer de un sistema de desconexión automática de cargas o desenganche.

Para determinar la parte de la carga que hay que desenganchar es conveniente hacer una simulación dinámica de la red en diversas condiciones de defecto, por ejemplo, en caso de cortocircuito o de caída de un grupo electrógeno. Hay que determinar de antemano cuáles son las configuraciones de explotación válidas. El estudio detallado del desenganche, cerrando o sin cerrar los interruptores automáticos de acoplamiento, aumentaría la complejidad, sabiendo que haría falta definir criterios específicos para cada caso. Para la mayor parte de las instalaciones, la simulación dinámica y la definición de los criterios de desenganche puede limitarse al caso de la configuración habitual.

La **figura 5** muestra esquemáticamente cada grupo electrógeno alimentando en paralelo la red industrial a través de un transformador y de un interruptor automático de conexión. En un instante dado todos estos interruptores automáticos de conexión están cerrados, salvo el del grupo electrógeno en situación de mantenimiento. Un esquema de este tipo tiene las siguientes ventajas:

- flexibilidad en la elección de la tensión del alternador,
- reducción de la corriente de cortocircuito máxima en el cuadro principal,
- posibilidad de puesta a tierra del alternador mediante una impedancia elevada (lo que reduce los riesgos de perjudicar al alternador).

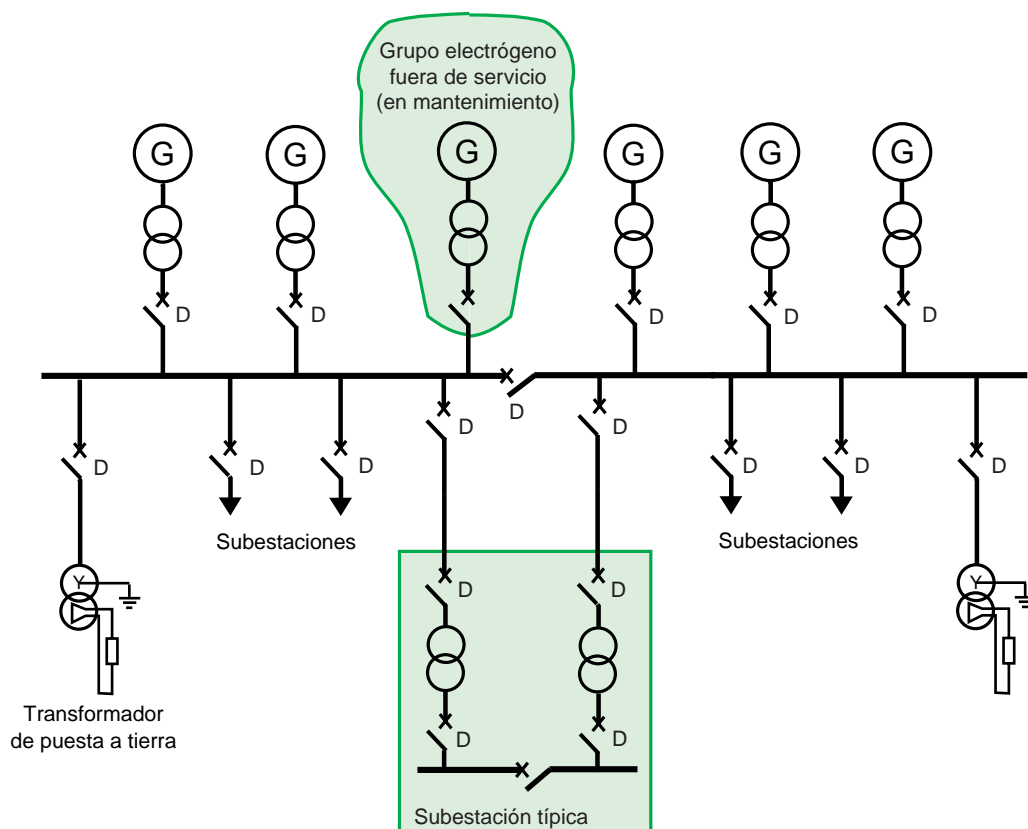


Fig. 5: Emplazamiento industrial sin conexión a la red general. Todos los interruptores automáticos identificados como «D» está normalmente cerrados.

4 Funcionamiento de los grupos electrógenos

4.1 Arranque y parada de los grupos electrógenos

Cuando se utilizan grupos electrógenos para suministrar la energía eléctrica en caso de emergencia, es importante tomar ciertas precauciones para asegurar su puesta en servicio y su conexión rápida y correcta en caso de necesidad.

Un ejemplo de las precauciones que hay que tener en cuenta son la lubricación y el mantenimiento de la temperatura del agua de refrigeración constante, cuando el grupo está parado. El fabricante del grupo debe entregar o proporcionar una lista de estas precauciones y el diseño de la instalación debe de prever la disponibilidad de todas las alimentaciones auxiliares necesarias durante los periodos en los que el grupo está parado.

El fabricante puede garantizar un tiempo de arranque de unos 15 segundos desde la orden de arranque hasta el cierre del interruptor automático del grupo. Hay que evitar pedir al suministrador un tiempo más corto porque esto aumenta mucho el coste del grupo sin aportar una ganancia de tiempo apreciable. En todos los casos las cargas críticas deben mantenerse alimentadas mediante onduladores.

Para el arranque de grupos electrógenos se utilizan normalmente dos técnicas: la batería de acumuladores y el aire comprimido, usándose esta última normalmente en grupos electrógenos de gran potencia. El sistema de arranque debe de estar diseñado para poder realizar 3 intentos consecutivos de arranque. Debe de tener un sistema de supervisión que permita un mantenimiento preventivo, evitando así el fallo en el momento del arranque. El motivo más frecuente de fallo en el arranque es el fallo de la batería. En algunos casos puede suponer una razón para escoger el arranque por aire comprimido.

Cuando un grupo electrógeno debe de funcionar en paralelo con otra fuente de energía hará falta sincronizar el grupo (según la descripción que se dará en el apartado 5.3) y cargarlo progresivamente.

Para un grupo electrógeno que funcione solo, la conexión de la carga al grupo podrá hacerse en uno o en varios escalones. Las variaciones de frecuencia y tensión dependerán de la

importancia de las cargas conectadas en cada paso. De hecho, a un grupo electrógeno se le puede aplicar un 90% de su capacidad, sin que su frecuencia varíe más de un 10% y su tensión más de un 15%.

Sin embargo, dependiendo el tipo de carga que hay que alimentar, se pueden citar otros condicionantes que también afectan a las variaciones de frecuencia y de tensión. Se determinarán las características de arranque de los motores, como las corrientes de arranque y el tipo (directo o en estrella-triángulo, etc. ...). También será necesario prever más escalones de conexión cuando las tolerancias en la fluctuación de tensión o frecuencia sean pequeñas.

Antes de parar un grupo electrógeno hay que reducir su carga a cero transfiriendo la carga a otras fuentes y después abrir el interruptor automático del grupo. El grupo deberá girar algunos minutos en vacío para permitir su refrigeración antes de pararlo. En ciertos casos es necesario continuar el sistema de refrigeración después de parado el grupo, para eliminar el calor latente de la máquina. Para dejar el grupo fuera de servicio, habrá que seguir las recomendaciones indicadas por el fabricante.

Las operaciones para poner un grupo en servicio o fuera de servicio de forma correcta deberán quedar aseguradas por el equipo de mando y control del grupo.

Es necesario hacer funcionar un grupo electrógeno periódicamente. Para una instalación que pueda soportar un corte breve, cuando abre el interruptor automático de alimentación normal se da automáticamente orden de arranque al grupo electrógeno, que toma entonces la carga, pasándose a la alimentación de emergencia. Después de un tiempo de funcionamiento determinado, se puede abrir el interruptor automático de alimentación de emergencia y cerrar el interruptor «normal».

En las instalaciones en las que cualquier interrupción de la alimentación podría provocar pérdidas inaceptables de la explotación, será necesario tener la posibilidad de proceder

ocasionalmente a un test o prueba de funcionamiento completa del grupo sin tener que provocar previamente el corte de la alimentación eléctrica. Para esto, es necesario utilizar un equipo de sincronización a fin de que el grupo, una vez en marcha, pueda, cuando esté preparado, asegurar la alimentación de la instalación tomando sobre sí la carga (ver párrafo 5.3). El interruptor automático del alternador (o el interruptor automático de acoplamiento de los juegos de barras, según el esquema) se cerrará y el grupo quedará puesto en paralelo con la alimentación principal. Esto provoca la apertura del interruptor automático de entrada de red pasando las cargas a ser alimentadas por el grupo electrógeno.

La transferencia de nuevo a la alimentación normal se hará de la misma manera, sin corte.

Puesto que el funcionamiento en paralelo sólo dura unas centésimas de milisegundo, no es necesario sobrecalibrar el cuadro para la potencia de cortocircuito acumulada correspondiente a la utilización simultánea de las dos alimentaciones (normal y de emergencia).

Evidentemente, cuando el equipo está previsto para funcionamiento permanente en paralelo, no es necesario abrir el circuito de alimentación normal después de que el grupo tome la carga.

En este caso, por el contrario, es necesario prever el cuadro para la potencia de cortocircuito total (alimentación normal + alimentación de socorro).

4.2 Funcionamiento isócrono

Los grupos electrógenos están diseñados normalmente para funcionar de modo aislado (llamado también modo isócrono o en isla). En este caso la frecuencia estará controlada por el regulador de velocidad del grupo. Las sobrecargas que sobrepasan la potencia máxima del grupo electrógeno (potencia de socorro tal como se ha definido en el apartado 2) provocan una disminución de la frecuencia, lo que podría hacer actuar el sistema de desconexión de algunos receptores (desenchado).

El regulador de tensión del grupo asegurará la estabilidad de la tensión del circuito alimentado.

Un grupo electrógeno está normalmente previsto para funcionar con un factor de potencia de 0,8 y puede, por tanto, alimentar la mayor parte de las cargas industriales sin añadir un equipo de compensación de potencia reactiva.

4.3 Funcionamiento en paralelo con la red pública

Como se ha indicado anteriormente, hay casos en los que debe de estar previsto el funcionamiento en paralelo. Puesto que la red pública tiene una potencia muy superior, su frecuencia y su tensión se van a imponer. El regulador de velocidad controlará la potencia activa entregada por el grupo electrógeno y el regulador de tensión la potencia reactiva. El equipo auxiliar del grupo electrógeno debe de estar programado, dependiendo de la

configuración, para poder activar los reguladores de velocidad y de tensión a fin de controlar la velocidad y la tensión en caso de funcionamiento aislado (isócrono), o controlar la potencia activa y reactiva en el caso de funcionamiento en paralelo. Las informaciones necesarias para este objetivo se toman de contactos auxiliares del cuadro general y se envían al grupo electrógeno.

4.4 Funcionamiento en paralelo de varios grupos electrógenos

Normalmente, para el funcionamiento en paralelo, se utilizan grupos electrógenos de potencias similares. Hay tres esquemas tipo:

a) Todos los grupos, salvo uno, están ajustados para suministrar una potencia activa y reactiva fijas. Un grupo trabaja en modo isócrono y entrega las potencias activa y reactiva necesarias para mantener la frecuencia y la tensión del sistema dentro de límites admisibles. Toda orden de modificación de la frecuencia de la tensión se enviará al grupo electrógeno que está en modo isócrono. Todas las fluctuaciones de potencia serán absorbidas por este grupo electrógeno únicamente y, por tanto, un esquema con esta configuración difícilmente será aplicable a instalaciones en las que hay grandes variaciones de carga.

b) Todos los grupos electrógenos están en modo «estadismo». Las potencias activa y reactiva están repartidas de igual forma entre los diferentes grupos electrógenos o proporcionalmente a su potencia nominal en el caso de que sean grupos de potencias nominales diferentes. Las fluctuaciones de carga provocan variaciones de tensión y

velocidad según una recta característica con pendiente negativa, perdiéndose en general un 4% para variaciones de carga comprendidas entre el 0 y el 100%. Puesto que la sincronización de grupos electrógenos con otra fuente de energía no puede hacerse ajustando esta recta característica, este esquema no puede normalmente utilizarse cuando se ha de funcionar en paralelo con otras fuentes de energía.

c) Todos los grupos electrógenos están conectados a una unidad de control de reparto de carga, de manera que se reparte la potencia activa y reactiva. La **figura 6** representa un ejemplo de esta configuración. El regulador de velocidad de cada grupo recibe la referencia de ajuste de la potencia activa del repartidor de potencia activa, el cual asegura también la regulación de la frecuencia.

De la misma forma, cada uno de los reguladores de excitación recibe la referencia de ajuste de la potencia reactiva del repartidor de potencia reactiva, asegurando a la vez la regulación de tensión. Este esquema permite una gran variación de la carga sin fluctuaciones de la frecuencia o de la tensión.

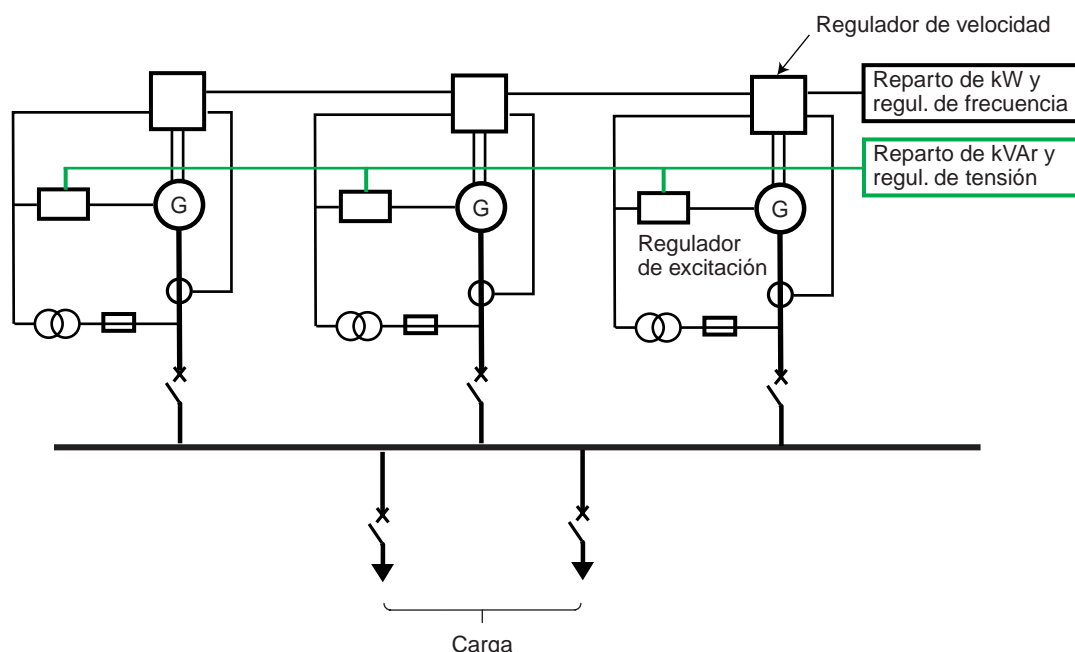


Fig. 6: Funcionamiento en paralelo utilizando un repartidor de carga.

5 Esquemas de conmutación de alimentaciones y sincronización

5.1 Conmutación automática sin corte de red

Se utiliza normalmente una conmutación automática cuando es necesario alimentar la carga mediante un sistema de emergencia en el menor tiempo posible cuando se produce un corte de red. La conmutación debe de ser imposible cuando la falta de alimentación se debe a un defecto en el juego de barras, porque con un defecto de este tipo, el cierre del interruptor de la alimentación de emergencia provocaría también la pérdida de esta alimentación y podría, además, ser perjudicial o peligroso para los equipos.

Normalmente se utilizan dos técnicas de conmutación según que la instalación pueda soportar o no una breve interrupción de la alimentación.

Conmutación con tensión residual

Este esquema de conmutación es el más utilizado y comprende las siguientes etapas:

- abrir el interruptor principal para separar la carga de la alimentación,
- arrancar el grupo electrógeno,
- desenganchar las cargas que el grupo electrógeno no podrá alimentar,
- cerrar el interruptor automático del grupo electrógeno cuando éste está en condiciones de soportar la carga y cuando la tensión residual en el juego de barras es inferior al 30%.

Conmutación rápida

Se utiliza un esquema de conmutación rápida cuando el sistema no tolera cortes en la alimentación.

En este caso, es necesario mantener disponible una alimentación de emergencia capaz de tomar la carga con energía suficiente antes de que los motores hayan tenido tiempo de pasar al ralentí. El intervalo de tiempo permitido para una conmutación de este tipo es de aproximadamente 150 ms.

Para evitar esfuerzos mecánicos y sobreintensidades durante las conexiones no sincronizadas, es necesario dar la orden de cierre al interruptor automático de alimentación de emergencia en el momento en el que la tensión suministrada por los motores que están desacelerando está casi en fase con la tensión de emergencia en el momento de cierre del interruptor automático.

La aparamenta utilizada en la conmutación debe de tener en cuenta el tiempo de cierre del interruptor automático para prever el momento adecuado de establecer la conexión. Si no se puede hacer en el intervalo de tiempo de unos 150 ms, debe de impedirse la conmutación rápida y sustituirse por una conmutación con tensión residual, con desenganche de cargas, si es necesario.

5.2 Conmutación por retorno a la alimentación normal

Cuando vuelve la red, es decir, cuando se restablece la alimentación normal, habrá que conmutar la carga de la alimentación de

emergencia a la alimentación normal. Esta operación suele iniciarse manualmente, según se ha descrito en la sección 4.1.

5.3 Sincronización del interruptor del grupo de emergencia

Cuando un grupo electrógeno debe de funcionar en paralelo, es necesario prever su sincronización con la red. La sincronización consiste esencialmente en ajustar la frecuencia y la tensión del grupo electrógeno a valores próximos a los de la red. Puesto que las

fluctuaciones de la frecuencia y la tensión de la red son porcentualmente pequeñas, para conseguir el sincronismo es necesario poder ajustar tanto la velocidad del motor como la tensión del alternador.

La velocidad del motor de arrastre y la tensión del alternador se ajustan cerrando momentáneamente los contactos conectados al regulador de velocidad y al regulador de tensión. Cuando la tensión del alternador está prácticamente en fase con la tensión de la red, el interruptor automático de grupo electrógeno recibe la orden de cierre.

Normalmente, la sincronización se realiza automáticamente, con la ayuda de relés que miden las tensiones, frecuencias y defasaje del grupo y de la red. El relé de sincronización ajusta automáticamente la velocidad y la tensión del grupo y cierra el interruptor automático cuando el defasaje entre la tensión del grupo y la tensión de la red es suficientemente pequeño.

Puede utilizarse un único equipo de sincronización automático para varios grupos electrógenos con la condición de ir seleccionado en cada momento el transformador de tensión correspondiente y distribuir las órdenes de ajuste de la tensión y la velocidad así como la

orden de cierre al interruptor automático correspondiente.

En todos los casos es aconsejable prever una sincronización manual, o bien para el caso de avería del sistema de sincronización automático, o para utilizarlo cuando la sincronización sólo se ha de efectuar en muy raras ocasiones. Para la sincronización manual, el operador utiliza botones-pulsadores para las órdenes de ajuste de la tensión y la velocidad.

Un sincronoscopio permitirá al operador saber cuándo la tensión de red y de grupo están suficientemente en fase para poder cerrar el interruptor automático. Para la sincronización manual se aconseja utilizar relés de protección «synchro-check» que impiden el cierre del interruptor automático si no se cumple el conjunto de condiciones de frecuencia, tensión y defasaje.

La sincronización del interruptor automático del grupo electrógeno es normalmente una función que incluye el equipo de control del grupo.

5.4 Sincronización de los interruptores automáticos de acoplamiento de juego de barras o de entrada de red

Cuando se utilizan varios grupos electrógenos diferentes es frecuente conectarlos a juegos de barras diferentes para facilitar las operaciones de mantenimiento. En este caso es posible tener durante algunos instantes grupos electrógenos que alimentan cargas de juegos de barras diferentes, no interconectadas. Para conectar entre sí los juegos de barras cuando sea necesario, habrá que proceder a la sincronización de los grupos de uno y otro lado del interruptor automático de acoplamiento.

En este caso, es necesario normalmente tener un equipo de sincronización específico, porque el equipo de grupo electrógeno permite en general sincronizar únicamente a un lado o al otro del interruptor automático.

Puede producirse una situación similar cuando, al estar la instalación alimentada por varios grupos electrógenos, es necesario conectar la carga también a la red de distribución pública. La sincronización deberá efectuarse para cerrar el interruptor automático de conexión a la red.

La sincronización necesita un ajuste de tensión y velocidad. Como se ha dicho anteriormente en la sección 4.4, la sincronización de un conjunto de grupos electrógenos es posible cuando uno de los grupos está en modo isócrono, o bien cuando hay una unidad de control de reparto de carga, pudiendo modificar la potencia entregada (y por tanto la velocidad) de todos los grupos.

Cuando un grupo electrógeno está en modo isócrono, las órdenes de reajuste de la tensión y de la velocidad se transmiten a este grupo y los otros grupos seguirán según sus características de estatismo. Cuando se utiliza una unidad de control de reparto de carga, las señales de frecuencia, en más o en menos, se enviarán al control de reparto de carga que, a su vez, enviará las señales adecuadas a los reguladores individuales de cada uno de los grupos.

Los reguladores de tensión utilizados en este caso están conectados a los transformadores de tensión del juego de barras con los que la sincronización deberá quedar asegurada y pueden también regular su excitación en consecuencia sin recibir una orden separada para el ajuste de la tensión.

En los dos casos de las figuras, se puede dar la orden de cierre al interruptor automático cuando la frecuencia, la tensión y el defasaje son correctos.

Ciertos fabricantes de unidades de control de reparto de carga ofrecen también la posibilidad de ajustar la tensión además de ajustar la velocidad. Por tanto, al redactar las especificaciones del equipo de sincronización es necesario dejar claras cuáles son las necesidades funcionales, permitiendo así a los suministradores ofrecer la mejor solución.

6.2 Protección eléctrica

La **figura 7** muestra las protecciones recomendadas que son las siguientes, enumeradas con sus códigos convencionales:

■ protecciones conectadas a transformador de corriente del neutro del alternador:

- 32P: relé direccional de potencia activa,
- 32Q: relé direccional de potencia reactiva para la pérdida de excitación (grupos > 1 MVA),
- 46: componente inversa (grupos > 1 MVA),
- 49: imagen térmica,
- 51: corriente máxima,
- 51G: defecto a tierra,
- 51V: corriente máx. manteniendo la tensión,
- 87G: protección diferencial del alternador (para grupos > 2 MVA).

(Nota: 46, 49, 32P y 32Q pueden también estar conectados a los transformadores de corriente de las fases).

■ protecciones conectadas a los transformadores de tensión:

- 25: «synchro-check» (únicamente para funcionamiento en paralelo),
- 27: falta de tensión,
- 59: sobretensión,
- 81: frecuencia fuera de límites (máxima y mínima).
- protecciones conectadas a los transformadores de corriente al lado de la línea (solamente para funcionamiento en paralelo):
- 67: corriente máxima direccional (no es necesario si se utiliza el 87G),

Protección	Ajuste	Acción
27	$0,75 U_n$, $T \approx 3$ s $T >$ tiempo de 51, 51V y 67	Parada general
32P	1-5% si es turbina, 5-20% si es diesel; $T = 2$ s	Parada general
32Q	$0,3 S_n$, $T = 2$ s	Parada general
46	$0,15 I_n$, curva tiempo inverso	Parada general
49	80% capacidad térmica = alarma 120% capacidad térmica = disparo constante de tiempo 20 minutos función constante de tiempo 40 minutos parada	Disparo sólo del interruptor automático, la sobrecarga puede ser temporal
51	$1,5 I_n$, 2 s	Parada general
51G	10 A, 1 s	Parada general
51V	$1,5 I_n$, $T = 2$ s	Parada general
59	$1,1 U_n$, 2 s	Parada general
81	Frecuencia máxima: $1,05 f_n$, 2 s frecuencia mínima: $0,95 f_n$, 2 s	Parada general
87G	$5\% I_n$	Parada general
67	I_n , 0,5 s	Parada general
67N	$I_{s0} \approx 10\%$ de la corriente de defecto a tierra, 0,5 s	Parada general
25	Frecuencia $< \pm 1$ Hz, tensión $< \pm 5\%$, ángulo de defasaje $< 10^\circ$	Impedir el cierre durante la sincronización
49T	120 °C	Disparo sólo del interruptor automático, la sobrecarga puede ser temporal
64F	10 A, 0,1 s	Parada general
Protección mecánica		Parada general sin bloqueo

Fig. 8: Regulación recomendada de los relés y actuación que producen.

□ 67N: corriente máxima direccional homopolar (sobre TI toroidal, para una mejor sensibilidad.

■ protecciones mecánicas generales de grupo, conectadas a los detectores:

□ 49T: temperatura del estator (recomendada para alternadores de más de 2 MVA),

□ 49T: temperatura de los cojinetes (recomendada para alternadores de más de 8 MVA),

□ 64F: protección de tierra del rotor.

La tabla de la **figura 8** da algunos ejemplos de ajustes típicos de cada una de estas protecciones e indica las acciones que desencadenan. Esta información ha de ser verificada con el fabricante de grupo electrógeno para cada aplicación. Una parada general significa la desconexión y bloqueo del interruptor automático del grupo, corte de la excitación y parada de la entrada de fuel o gasoil al motor.

Particularidades de las corrientes de cortocircuito con grupos electrógenos

Según la tabla anterior, el interruptor automático del grupo debe actuar para aislar eficazmente el grupo de la red. Teniendo presente los valores

relativamente bajos de las corrientes de cortocircuito transitorias y permanentes es conveniente prestar especial atención a la elección de los relés de protección y su ajuste. Por otra parte, para que las pérdidas en el alternador sean bajas, el fabricante procura que la resistencia estatórica sea baja. Todo esto implica un valor elevado de la razón X/R y por tanto, que la componente continua de la corriente de cortocircuito tenga una constante de tiempo muy larga.

La norma CEI 60056 define las condiciones de ensayo de los interruptores automáticos MT. Estas normas están dictadas para corrientes de cortocircuito que tengan una componente continua con una constante de tiempo de 45 ms. Ahora bien, debido a que la corriente de cortocircuito de un grupo electrógeno puede sobrepasar con mucho este valor, el fabricante del interruptor automático debe escogerlo adecuadamente y demostrar que es válido para esta aplicación.

Posible retardo del interruptor automático

La corriente de cortocircuito de un grupo puede tener además de una componente continua importante, la particularidad de no atravesar el

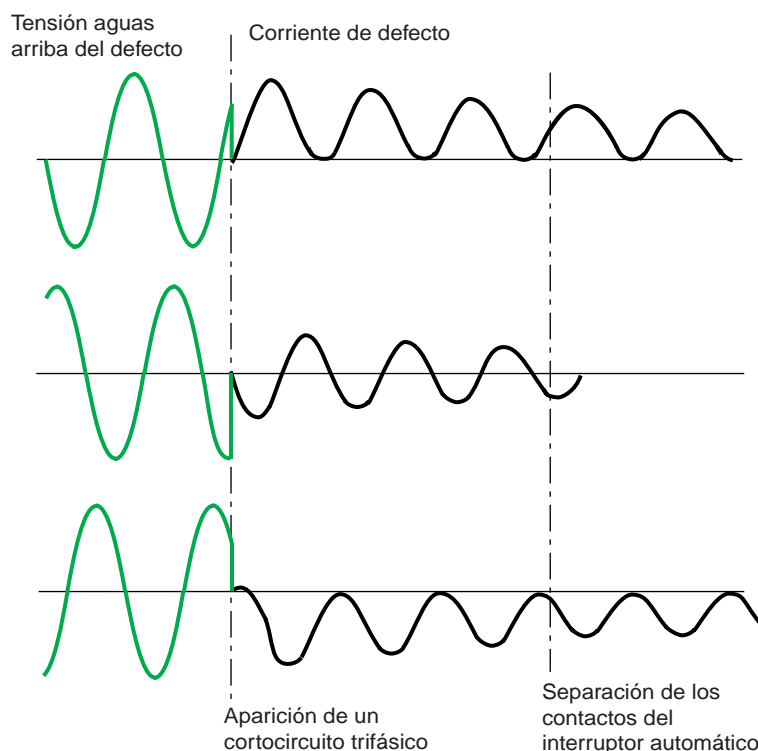


Fig. 9: Corriente de cortocircuito de un grupo electrógeno, con paso retardado del eje cero de las fases 1 y 3 (la fase 2 corta correctamente debido a que el cortocircuito se produce en ella cuando la tensión era máxima en esta fase; por tanto se tiene una corriente de cortocircuito, defasada 90° , que empieza desde cero, sin componente continua).

eje de cero después de varios períodos, lo que provoca una dificultad mayor para cortar la corriente de cortocircuito (**figura 9**). Esto se debe a que la componente alterna decrece mucho más rápidamente que la componente continua.

Para una interrupción correcta, los interruptores automáticos MT necesitan que la corriente de

cortocircuito sobrepase de forma natural el eje cero. Por tanto, en ciertos casos se debe retardar la apertura del interruptor automático el tiempo necesario para que se pueda sobrepasar el eje. Este retardo debe tenerse en cuenta en el estudio de la coordinación de los relés de protección y además podría reducir la estabilidad del sistema.

6.3 Protecciones del motor

El grupo electrógeno también debe de tener protección para la máquina de arrastre. Se trata, sobre todo, del nivel y la temperatura del aceite, el nivel y la temperatura del agua y la temperatura del escape. La protección del defecto a tierra del rotor está normalmente

integrada en estas protecciones debido a la necesidad de inyectar una corriente continua en el rotor. Cuando actúa una protección mecánica, la orden de parada deberá abrir el interruptor automático, pero sin permitir su rearme.

7 Conexión de grupos electrógenos a la red eléctrica

7.1 Conexión lado línea

Los grupos electrógenos tienen una capacidad limitada para soportar sobretensiones. Cuando se prevé el funcionamiento en paralelo de grupos electrógenos MT con la red, hay que prever también en los bornes del grupo una protección contra descargas de rayo.

Esta protección consiste normalmente en conectar condensadores de sobretensión (normalmente de 0,3 μ F) y pararrayos o limitadores de sobretensión fase-tierra en la caja de conexión del grupo. Estas precauciones no son necesarias en los grupos electrógenos BT porque éstos quedan protegidos contra las descargas de rayo por la presencia de los transformadores de suministro aguas arriba.

Cuando la protección contra sobretensiones está puesta en la caja de conexión del grupo

eléctrico, se recomienda instalar los transformadores de tensión también en esta caja. Si el espacio disponible dentro de la caja es insuficiente, podrán integrarse fácilmente los transformadores de tensión en el equipo de circuito aguas abajo.

Los transformadores de corriente deben instalarse en la caja de conexión del punto neutro del alternador. Si la protección diferencial del grupo excluye el cable (o las fundas de las barras) de conexión lado línea, los transformadores de corriente se instalan en la caja de conexión lado línea del alternador. Si la protección diferencial del grupo incluye el cable (o las fundas de las barras) de la conexión lado línea, los transformadores de corriente se instalan en el cuadro aguas abajo.

7.2 Conexión lado neutro

Grupo autónomo

Un grupo eléctrico que no funciona en paralelo con otra fuente, debe de estar conectado a tierra a través de una resistencia conectada entre el punto de neutro y la tierra. El fabricante del grupo eléctrico puede proporcionar una curva que indique la corriente de defecto que soporta en función del tiempo. La resistencia de conexión a tierra y los ajustes de los relés de protección deben de ser función de esta curva. En general la corriente de defecto de un grupo MT debe de mantenerse inferior a 30 A para evitar cualquier daño al estator.

Funcionamiento en paralelo con la red pública o con otros grupos eléctricos

Cuando varios grupos eléctricos funcionan en paralelo o en paralelo con la red, es difícil mantener la corriente de defecto de tierra dentro de valores aceptables.

La corriente máxima de defecto a tierra será la suma de las corrientes de defecto a tierra de todas las fuentes, por lo que fácilmente sobrepasará el valor dado en la curva de resistencia antes citada. Reducir este valor máximo limitando la corriente de defecto a tierra a un valor muy bajo para cada una de las fuentes tendría como consecuencia el reducir en

exceso la corriente de defecto de cada una de las fuentes cuando hay sólo uno o dos grupos funcionando. Por esto se aconseja no conectar a tierra los puntos neutros, sino utilizar transformadores de puesta a tierra en cada juego de barras como se ve en la **figura 5**.

Cuando se trabaja con el interruptor automático de acoplamiento de barras cerrado hay que dejar conectado a tierra uno solo de estos transformadores. En cambio cuando el interruptor automático de acoplamiento de los juegos de barras está abierto, habrá que conectar a tierra un transformador en cada uno de los juegos de barras. Esto permitirá tener un valor constante de corriente de defecto a tierra independientemente del tipo y número de fuentes utilizadas simplificando además mucho el sistema de protección a tierra.

Si se produce un defecto a tierra en uno de los transformadores de puesta a tierra habrá que aislarlo, pero no será necesario parar el funcionamiento de los grupos eléctricos conectados a este juego de barras. Funcionar provisionalmente con un sistema no conectado a tierra, no supone un peligro inmediato para los grupos. Será decisión del personal de mantenimiento decidir el funcionamiento posterior del sistema.

8 Desenganche

El desenganche es necesario normalmente para asegurar que los elementos esenciales de un proceso o de una industria disponen de suficiente energía durante los picos de consumo o cuando se producen perturbaciones en la red eléctrica. En un sistema de distribución eléctrica, la única energía adicional disponible es la que proporciona la reserva giratoria de las máquinas. Por tanto, los emplazamientos alimentados únicamente por grupos electrógenos tienen poca reserva y son muy sensibles a la inestabilidad producida por las perturbaciones como por ejemplo un defecto en el sistema de distribución eléctrica.

Hay que considerar la utilización del desenganche en tres casos diferentes:

- aumento progresivo de la carga,
- fallo de un grupo electrógeno,
- defectos eléctricos.

El desenganche en cada uno de los tres casos citados debe de estudiarse para conseguir una alimentación eléctrica fiable del equipamiento de una industria. En general el sistema de desenganche debe verificar permanentemente el equilibrio entre la carga y la potencia disponible para desconectar las cargas no preferentes y mantener de esta manera la estabilidad del sistema. A continuación se describen los efectos y los remedios de cada uno de los casos citados.

Aumento progresivo de la carga

Es posible que en ciertos períodos de tiempo la carga exceda de la potencia nominal disponible de grupos electrógenos. Como se ha dicho, los grupos electrógenos para la producción eléctrica están previstos para una sobrecarga del 10% durante una hora. Así, cuando se produce un aumento progresivo de la carga, el sistema de desenganche puede efectuar, en tiempo real, todos los cálculos y dar las órdenes de desenganche a las cargas no esenciales.

El operador puede reconectar las cargas no esenciales después de este período de sobrecarga.

Fallo de un grupo electrógeno

El fallo de un grupo electrógeno puede provocar bruscamente una reducción importante de la potencia disponible respecto a las necesidades de la carga. Por tanto, para asegurar la estabilidad de la red de distribución, es necesario provocar el desenganche inmediato de las cargas no preferentes. Sin este desenganche se producirá la desconexión por sobrecarga o por bajada de la tensión o de la frecuencia, produciendo, probablemente, un corte de toda la alimentación eléctrica.

El sistema de desenganche debe estar programado para enviar inmediatamente las órdenes de desconexión necesarias. El desenganche puede hacerse en menos de 200 ms, tiempo que es generalmente suficiente para impedir la pérdida de estabilidad del sistema, que podría llevar accidentalmente a una caída total de la red de distribución interna.

Defectos eléctricos

Los defectos eléctricos se detectan mediante los relés de protección, que provocan el disparo de los interruptores automáticos y aíslan de esta manera el equipo defectuoso. Durante el tiempo de eliminación del defecto, la tensión en una zona con defecto puede bajar prácticamente a cero, lo que puede provocar la ralentización de todos los motores de la instalación.

Al eliminar el defecto, los motores absorberán una corriente adicional para volver a alcanzar su velocidad normal. Esta corriente puede provocar una caída o una bajada de tensión importante en ciertas zonas de la instalación, haciendo disparar uno tras otro a los interruptores automáticos que alimentan las partes sanas de la instalación. Para impedir esta pérdida de estabilidad es necesario tener un sistema de desenganche que gestione las bajadas de tensión y/o de frecuencia.

Para determinar las cargas que hay que eliminar por desenganche, así como los valores de tensión y de frecuencia que lo provocan, es necesario efectuar un estudio de la estabilidad de la red. Este tipo de estudio modeliza la respuesta dinámica de los sistemas cuando se producen perturbaciones y permite preparar una estrategia de desenganche.

9 Interfaces entre el grupo electrógeno y la red

9.1 Reparto usual de funciones entre el fabricante del grupo electrógeno y el fabricante de la aparamenta eléctrica en general

Suele suceder que el grupo electrógeno lo proporciona una empresa diferente de la que suministra el cuadro eléctrico al que va conectado. Por tanto, es útil limitar al máximo posible los interfaces entre estos dos sistemas. Antes de acabar el diseño de la instalación es importante que los dos suministradores tengan una reunión de coordinación. Durante esta reunión determinarán el reparto de trabajos, las interconexiones y el intercambio de informaciones y se preparará un plan o programa general. Esta especie de pliego de condiciones técnicas deberá permitir a cada uno de los suministradores efectuar el estudio, la fabricación, el montaje, los ensayos y el envío al emplazamiento previsto de forma independiente. La recepción de los equipos respectivos se hará conjuntamente y después se efectuarán todas las interconexiones. Si se ha hecho el esfuerzo de conseguir interconexiones sencillas, es fácil definir con claridad las responsabilidades de cada uno.

Cada suministrador debe de ser responsable de la totalidad del equipo que entrega. Hay que evitar que el material proporcionado por un suministrador se instale en el equipo del otro proveedor.

Un ejemplo clásico es el módulo de excitación del grupo electrógeno; éste debe de estar entre el material proporcionado por el suministrador del grupo y no por el fabricante del cuadro eléctrico.

Cuando un grupo electrógeno puede funcionar en paralelo, es necesario instalar en la

aparamenta el conjunto de relés de protección que permiten eliminar los defectos que se producen entre el alternador y el cuadro eléctrico. Esta protección debe de figurar entre los materiales proporcionados por el fabricante del cuadro. La aparamenta de protección del alternador puede suministrarla tanto el fabricante del grupo como el del cuadro. Las dos soluciones son válidas y se necesita en los dos casos un intercambio de información, puesto que las diferencias de ajuste de los relés deben ser dadas por el fabricante del grupo mientras que las referencias de la protección general de la instalación deberá proporcionarlas el fabricante del cuadro.

Para una protección diferencial en el grupo, es muy frecuente que el transformador de corriente lado línea sea instalado en el cuadro y el del neutro en la caja de conexión de neutro del alternador. Las características de estos transformadores de corriente debe definir las el fabricante de los relés de protección diferenciales y cada uno de los fabricantes debe proporcionar el transformador de corriente a instalar en su equipo. No es necesario y ni siquiera recomendable por las razones indicadas que uno de los fabricantes proporcione los transformadores de corriente a instalar en el equipo del otro proveedor.

Las alimentaciones auxiliares del grupo deben de ser independientes de las del cuadro. El grupo debe de tener su propia alimentación de corriente continua de emergencia mediante una batería de acumuladores.

9.2 Intercambios de información

Los intercambios de información necesarios entre el grupo electrógeno y el cuadro eléctrico deben de reducirse al mínimo posible. Los intercambios se harán mediante contactos sin potencial y con señales analógicas de 4 a 20 mA.

El significado de cada señal (p. ej., cerrar para una acción como puede ser cerrado para el interruptor automático en posición «abierto») y la duración mínima de cada señal (p. ej., duración de la señal de cierre de 500 ms) debe quedar claramente indicada en la documentación que se refiere al sistema de interconexión.

Hay que utilizar circuitos de seguridad positiva. En estos circuitos se utilizan contactos que cierran para la acción y contactos normalmente abiertos que cierran para dar una autorización o permiso. Estos circuitos se llaman de «seguridad positiva» porque la ruptura de un hilo no provocará una acción o autorización no intencionada.

Para estar seguros de que los mecanismos escogidos son adecuados, debe de precisarse la tensión a aplicar a los contactos sin potencial así como la carga de estos contactos.

Con este tipo de sistema de interconexiones cada proveedor puede diseñar, fabricar y ensayar su equipo de forma independiente. Deben de evitarse las conexiones directas mediante circuitos serie debido a la dificultad de definición, de instalación y de reparación. El número de informaciones que hay que utilizar no justifica este tipo de interconexión. Las informaciones que normalmente hay que intercambiar entre el cuadro y el grupo son:

- informaciones del grupo electrógeno:
 - preparado para el arranque (información),
 - preparado para la carga (información),
 - orden de disparo por defecto,
 - alarma general (información),
 - tensión del alternador (del transformador de tensión, para sincronización),
- las informaciones hacia el grupo electrógeno son:
 - orden de arranque,
 - estado del interruptor automático, 0/1 (información),
 - tensión del juego de barras (del transformador de tensión para sincronización),
 - funcionamiento solo o en paralelo (información),
 - tipo de defecto (información)

9.3 Integración de grupo en el sistema de mando y control de la red eléctrica

Para evitar el corte de la alimentación eléctrica es necesario efectuar un mantenimiento preventivo.

Puesto que el objetivo es asegurar que el mantenimiento se efectuará antes de que se produzca un defecto, este mantenimiento preventivo puede ser muy eficaz con la condición de que se disponga de la información necesaria para llevarlo a cabo.

La información necesaria puede ser recogida y transmitida al operador mediante un sistema de mando-control de la red eléctrica. Esta información puede consistir en el tiempo de

funcionamiento de los grupos electrógenos, los valores de temperatura de los arrollamientos del alternador y de los cojinetes, así como el consumo de determinadas cargas.

El sistema de mando y control puede también proporcionar la información necesaria para los desenganches descritos en la sección 8 y para efectuar los cálculos necesarios para el reparto y distribución de cargas.

El sistema de mando y control permite también al operador reconfigurar su red interior de distribución, lo que es muy útil para efectuar rearranques de motores después de un incidente o defecto.

10 Instalación y mantenimiento de los grupos electrógenos

La instalación de grupos electrógenos exige una estrecha colaboración entre diversas áreas técnicas, como son la eléctrica, la de construcción, la de los procesos industriales de

fabricación y la mecánica. Cuando se estudia una instalación de grupos electrógenos hay que tener presentes las siguientes consideraciones.

10.1 El emplazamiento

Es conveniente que el emplazamiento de grupo esté próximo al lugar de utilización para reducir las caídas de tensión y las pérdidas en los cables.

Al estudiar el transporte e instalación de un grupo electrógeno hay que tener en cuenta sus dimensiones y su peso. En el edificio receptor de la instalación hay que prever también el espacio necesario para mantenimiento, incluido el desmontaje completo del grupo y disponer del equipo necesario encima del mismo para

poder levantarlo. El fabricante del grupo deberá indicar todas las exigencias que se refieren a las necesidades de espacio y de accesibilidad en los pliegos de especificaciones de la obra civil.

Normalmente, la emisión de ruido será un grave problema. La solución consiste en insonorizar el grupo o el emplazamiento o la obra civil o los dos a la vez. La insonorización es una incidencia significativa en el coste y por tanto debe de estudiarse y definirse antes de encargar el equipo. Se vigilará también que la base de apoyo del grupo no propague el ruido.

10.2 Entrada de aire y sistema de escape

Al definir la potencia de un grupo electrógeno es importante tener en cuenta las condiciones de la entrada de aire y de salida de humos de escape. En ciertos casos el emplazamiento del grupo obligará a utilizar largas canalizaciones y esto tendrá una importancia decisiva en la definición de la potencia nominal del motor.

Hay que prestar atención también a que la entrada de aire esté suficientemente alejada de la salida de humos.

Los grupos electrógenos de emergencia deben de ser capaces de funcionar en diversas condiciones. En ciertas regiones donde son frecuentes las tormentas de arena, la entrada de aire debe estar equipada de un filtro para la arena, lo que aumenta el precio del grupo.

10.3 Conformidad con la reglamentación local

En muchos países existe una reglamentación local especial. Además las exigencias relativas a las emisiones y las exigencias medioambientales obligarán al diseño del sistema de alimentación de carburante, incluida la capacidad máxima del depósito de uso diario y el sistema o foso de recogida de fugas (doble pared, etc. ...).

También es obligatorio respetar la normativa local que se refiere a la detección y protección contra incendios. Los detectores de incendio deben de instalarse en todos los locales que contengan los grupos electrógenos. La protección contra el fuego debe de ser automática donde sea posible. La lucha contra el fuego consiste normalmente en inundar el

emplazamiento o local con gas inerte. Esto debe unirse al cierre automático de las aberturas de ventilación, entradas de aire y puertas. La reglamentación local se refiere también a medidas como en número y emplazamiento de

los paneles de aviso, el emplazamiento del cuadro de mando de la centralita contra incendios, así como el tipo de gas inerte que se puede utilizar.

10.4 Herramientas especiales y piezas de recambio

Los grupos electrógenos requieren un mantenimiento periódico y, pasados algunos años de utilización, una revisión completa. En los dos casos, se necesitan herramientas especiales, que deben definirse en el pedido del grupo, debiendo después verificar su recepción

y que hay que comparar con las listas dadas en los manuales de mantenimiento. Las piezas de recambio necesarias para la primera revisión general deben de proporcionarse además de las necesarias para el funcionamiento normal.

11 Conclusión

Los grupos electrógenos formados por un motor y un alternador se instalan normalmente en emplazamientos industriales y edificios comerciales tanto para constituir el suministro principal de energía como para asegurar la alimentación de las cargas críticas esenciales cuando hay un corte en la red de distribución pública.

Es importante entender perfectamente las características eléctricas y mecánicas de los grupos electrógenos y conocer las normas que les afectan a fin de escoger correctamente el equipo.

La integración del grupo electrógeno en el sistema general de alimentación de un emplazamiento concreto tiene consecuencias que afectan en la elección de la mayor parte del equipamiento eléctrico. Por ejemplo, habrá que tener en cuenta el aporte de energía que proporcionan los grupos electrógenos para

calcular la potencia de cortocircuito total que hay que prever en la determinación de la aparamenta eléctrica.

Los sistemas de protección eléctrica de la instalación deben tener en cuenta las características peculiares de los grupos electrógenos para asegurar una protección correcta de las personas y de los bienes y para evitar los disparos intempestivos que provocan cortes inadecuados de la energía eléctrica. El sistema de mando y control debe de permitir diversas configuraciones de las conexiones de la red y de los grupos para asegurar una alimentación eléctrica fiable.

El ingeniero responsable del diseño del sistema global de distribución eléctrica debe resolver numerosos problemas. Un primer paso para asegurar que la red diseñada cumplirá con las exigencias necesarias es ser consciente de los problemas que se pueden presentar y de las soluciones que se les pueden aplicar.

Bibliografía

Normas

- IEC 60056: Interruptores automáticos de corriente alterna AT.
- IEC 60255: Relés eléctricos.
- IEC 60298: Aparataje bajo envoltura metálica para corriente alterna de tensiones asignadas superiores a 1 kV e inferiores o iguales a 52 kV.
- IEC 60439: Conjuntos de aparataje BT - Conjuntos serie o derivados de serie.
- ISO 3046: Motores alternativos de combustión interna.
- ISO 8528: Grupos electrógenos de corriente alterna arrastrados por motores alternativos de combustión interna.

Cuadernos Técnicos Schneider Electric

- Las perturbaciones eléctricas en BT. Cuaderno Técnico nº 141. R. CALVAS
- Armónicos: convertidores y compensadores activos. Cuaderno Técnico nº 183. E. BETTEGA, J-N. FIORINA.
- Interruptores automáticos de SF₆, Fluarc y protección de motores MT. Cuaderno Técnico nº 143. J. HENNEBERT y D. GIBBS.