

CONTENIDO

CAPÍTULO 1 DESCRIPCIÓN GENERAL DEL SISTEMA DE POTENCIA, TERMINOLOGÍA Y CONCEPTOS BÁSICOS

- ✓ *Objetivos del capítulo*
- ✓ *Descripción general de la historia del sistema de potencia eléctrica*
- ✓ *Terminología*
- ✓ *Generación de tensión CA*
- ✓ *Conexiones AC*
- ✓ *Tres tipos de carga eléctrica*

CAPITULO 2 GENERACION

- ✓ *Objetivos del capítulo*
- ✓ *Generación en tiempo real*
- ✓ *Plantas de energía y motores primarios*

CAPÍTULO 3 LINEAS DE TRANSMISIÓN

- ✓ *Objetivos del capítulo*
- ✓ *Líneas de transmisión*
- ✓ *Conductores*
- ✓ *Parámetros de diseño de la línea de transmisión (Lectura complementaria opcional)*
- ✓ *Transmisión Subterránea (Lectura complementaria opcional)*
- ✓ *Sistemas de transmisión de CC (Lectura complementaria opcional)*

CAPÍTULO 4 SUBESTACIONES

- ✓ *Objetivos del capítulo*
- ✓ *Equipo de subestación*
- ✓ *Transformadores*
- ✓ *Reguladores*
- ✓ *Interruptores*
- ✓ *Reconectores*

- ✓ **Seccionadores**
- ✓ **Descargador**
- ✓ **Bus eléctrico**
- ✓ **Bancos de capacitores**
- ✓ **Reactores**
- ✓ **Edificio de control de compensadores de variación estática**
- ✓ **Mantenimiento preventivo**

CAPÍTULO 5 DISTRIBUCIÓN

- ✓ **Objetivos del capítulo**
- ✓ **Sistemas de distribución**
- ✓ **Conexiones del transformador (lectura complementaria opcional)**
- ✓ **Fusibles y cortacircuitos**
- ✓ **Servicio subterráneo de elevadores o postes de inmersión**

5i

CAPÍTULO 6 CONSUMO

- ✓ **Objetivos del capítulo**
- ✓ **Consumo de energía eléctrica**
- ✓ **Eficiencia del sistema de potencia**
- ✓ **Factor de potencia**
- ✓ **Oferta y demanda**
- ✓ **Gestión del lado de la demanda**
- ✓ **Medición**
- ✓ **Tarifas basadas en el rendimiento**
- ✓ **Equipo de entrada al servicio**

CAPÍTULO 7 PROTECCION DEL SISTEMA

- ✓ **Objetivos del capítulo**
- ✓ **Dos tipos de protección**
- ✓ **Protección de sistemas**
- ✓ **Protección de distribución de conceptos y equipos**
- ✓ **Protección de transmisión**
- ✓ **Protección de subestación**

- ✓ *Protección del generador*
- ✓ *Sincronización del generador*
- ✓ *Protección general de la transmisión*
- ✓ *Automatización de la subestación*

CAPÍTULO 8 SISTEMAS DE ENERGÍA INTERCONECTADOS

- ✓ *Objetivos del capítulo*
- ✓ *Sistemas de energía interconectados*
- ✓ *El entorno regulatorio de las redes eléctricas de América del Norte*
- ✓ *Programación de intercambio*
- ✓ *Operaciones de sistemas interconectados*
- ✓ *Demanda del sistema y carga del generador*
- ✓ *Operaciones de red confiables*

CAPÍTULO 9 CENTROS DE CONTROL DE SISTEMAS Y TELECOMUNICACIONES

- ✓ *Objetivos del capítulo*
- ✓ *Centros de control del sistema eléctrico*
- ✓ *Control de supervisión y adquisición de datos (SCADA)*
- ✓ *Sistemas de gestión de energía*
- ✓ *Sistemas de monitoreo de área amplia (WAMS)*
- ✓ *Red inteligente*
- ✓ *Sistemas de comunicaciones de servicios públicos*

CAPÍTULO 10 PROTECCIÓN PERSONAL (SEGURIDAD)

- ✓ *Objetivos del capítulo*
- ✓ *Seguridad ELECTRICA*
- ✓ *Protección personal*
- ✓ *Arco eléctrico*

✓ *Seguridad eléctrica en el hogar*

APÉNDICE A LA DERIVACIÓN DE LA RAÍZ MEDIA AL CUADRADO

APÉNDICE B ANÁLISIS GRÁFICO DEL FACTOR DE POTENCIA

LECTURA RECOMENDADA

PREFACIO

ACERCA DEL LIBRO

Este documento está destinado a brindarles a los profesionales no eléctricos una comprensión fundamental de los grandes sistemas de energía eléctrica interconectados, mejor conocidos como la "Red Eléctrica" en lo que respecta a terminología, conceptos eléctricos, consideraciones de diseño, prácticas de construcción, estándares de la industria, operaciones de la sala de control para condiciones de emergencia, mantenimiento, consumos, telecomunicaciones y seguridad. Se proporcionan varios ejemplos prácticos, fotografías, dibujos e ilustraciones para ayudar al lector a obtener una comprensión fundamental de los sistemas de energía eléctrica. El objetivo de este documento es que el profesional no eléctrico obtenga un conocimiento profundo de cómo funcionan los sistemas de energía, desde la generación eléctrica hasta el cableado doméstico y el consumo a través de electrodomésticos conectados.

Este documento comienza con la terminología y los conceptos eléctricos básicos utilizados en la industria y luego avanza a través de la generación, transmisión y distribución de energía eléctrica. El lector está expuesto a todos los aspectos importantes de un sistema de potencia interconectado. Otros temas discutidos incluyen administración de energía, conservación de energía eléctrica, características de consumo y aspectos regulatorios para ayudar a los lectores a comprender los sistemas de energía eléctrica modernos para comunicarse de manera efectiva con ingenieros experimentados, fabricantes de equipos, personal de campo, funcionarios reguladores, políticos, abogados, etc. y otros que trabajan en la industria eléctrica.

Tener en cuenta que algunas secciones dentro de la mayoría de los capítulos desarrollan ciertos conceptos proporcionando detalles o antecedentes adicionales. Estas secciones están marcadas como "lectura complementaria opcional" y pueden omitirse sin perder valor para la intención de este documento.

Esta edición proporciona actualizaciones de energía renovable (principalmente solar y eólica), actualizaciones de fotografías de equipos, actualizaciones en temas regulatorios, nuevas medidas tomadas para mejorar la confiabilidad del sistema y más sobre tecnologías inteligentes utilizadas en el sistema de la red eléctrica.

RESUMEN DE CAPÍTULOS

A continuación se presenta una breve descripción de cada capítulo. Saber dónde y cuándo esperar temas específicos y saber cómo está organizada la información en este documento ayudará al lector a comprender el material más fácilmente. El lenguaje utilizado en este documento refleja la terminología real de la industria.

Capítulo 1: Descripción general del sistema, terminología y conceptos básicos

El documento comienza con una breve pero informativa discusión de la historia que condujo a los sistemas de energía que conocemos hoy. Luego, se presenta un diagrama de descripción general del sistema con breves discusiones de las principales divisiones dentro de un sistema de potencia eléctrica. Luego se discuten las definiciones básicas y la terminología común, como tensión, corriente, potencia y energía. Se discuten conceptos fundamentales como corriente continua y alterna (es decir, CC y CA), frecuencia, monofásica y trifásica, tipos de cargas y eficiencia del sistema de potencia para preparar el escenario para un aprendizaje más avanzado.

En este capítulo también se presenta cómo los generadores eléctricos producen electricidad. Las leyes físicas y los conceptos presentados en este capítulo sirven como base de todos los sistemas de energía eléctrica.

Algunas fórmulas eléctricas muy básicas se presentan en este capítulo y, en ocasiones, en otras partes del documento. Esto se hace intencionalmente para ayudar a explicar la terminología y los conceptos asociados con los sistemas de energía eléctrica. El lector no debe preocuparse por las matemáticas, está destinado a describir y explicar las relaciones.

Capítulo 2: Generación

En este capítulo se presentan los conceptos básicos de las distintas fuentes de generación eléctrica o centrales eléctricas. Estos conceptos incluyen subsistemas que diferencian las plantas en cuanto a recursos naturales, rotores giratorios o no giratorios, características operativas, efectos ambientales y eficiencias generales.

El lector se vuelve más conocedor de los diversos aspectos de la generación eléctrica, los diferentes motores primarios que se utilizan para rotar los ejes del generador y los bloques de construcción básicos que componen las distintas plantas de energía. Los principales motores discutidos incluyen turbinas de vapor, hidroeléctricas y eólicas. Algunas de las fuentes de energía eléctrica no rotantes también se analizan en este capítulo, como los sistemas solares fotovoltaicos y de bioenergía. Se discute el crecimiento de la energía renovable y su aplicación a las operaciones de la red eléctrica.

Se discuten los principales componentes o subsistemas del equipo asociados con cada tipo de planta de energía, tales como calderas, torres de enfriamiento, bombas de alimentación de calderas, sistemas de alta y baja presión. El lector adquiere una comprensión básica de los fundamentos de las centrales eléctricas a medida que lee este capítulo.

Capítulo 3: Líneas de transmisión

En este capítulo se explican las razones para utilizar líneas eléctricas de muy alta tensión en comparación con las líneas eléctricas de baja tensión. Se discuten los componentes fundamentales de las líneas de transmisión, como conductores, aislantes, espacios de aire y blindaje. Las líneas de transmisión de corriente continua (CC) y de corriente alterna (CA) se comparan junto con las subterráneas y las aéreas. El lector obtendrá una buena comprensión de los parámetros de diseño de la línea de transmisión y los beneficios de utilizar la transmisión de alta tensión para el transporte eficiente de energía eléctrica.

Capítulo 4: Subestaciones

Este capítulo cubre los equipos que se encuentran en las subestaciones que transforman la energía eléctrica de muy alta tensión transportada desde las instalaciones de generación en una forma de energía eléctrica más utilizable para su distribución y consumo. En este capítulo se analizan los equipos en sí (es decir, transformadores, reguladores, interruptores e interruptores de desconexión) y su relación con la protección del sistema, las operaciones de mantenimiento y el control del sistema. Este capítulo también incluye discusiones sobre nuevos equipos de subestaciones digitales que se utilizan para ayudar a modernizar las operaciones y la confiabilidad.

Capítulo 5: Distribución

Este capítulo describe cómo se diseñan, operan y utilizan los sistemas de distribución primaria, tanto aéreos como subterráneos, para servir a los consumidores residenciales, comerciales e industriales. El sistema de distribución entre la subestación y el punto de demarcación del consumidor (es decir, el equipo de entrada de servicio) es el foco. Se cubren las configuraciones de líneas aéreas y subterráneas, las clasificaciones de tensión y los equipos comunes utilizados en los sistemas de distribución. El lector aprenderá cómo se diseñan y construyen los sistemas de distribución para proporcionar energía eléctrica confiable a los usuarios finales.

Este capítulo se centra en los sistemas de distribución en general; la modernización de los sistemas de distribución, como la automatización de la distribución, los dispositivos electrónicos inteligentes, la gestión de interrupciones y los sistemas de información del cliente, se analizan en el Capítulo 9.

Capítulo 6: Demanda

El equipo ubicado entre la entrada de servicio al cliente (es decir, el punto de demarcación) y el cableado a los dispositivos de carga reales del consumidor se analizan en este capítulo. El uso de generadores de emergencia y sistemas de suministro de energía ininterrumpida (UPS) para mejorar el servicio de energía confiable se discute junto con sus problemas operativos. En este capítulo se tratan los medidores inteligentes, los indicadores de confiabilidad del servicio, los problemas comunes y las soluciones asociadas con los grandes consumidores de energía.

Capítulo 7: Protección del sistema

La diferencia entre "protección del sistema" y "protección personal" (es decir, seguridad) se explica primero. Luego, este capítulo está dedicado a la "protección del sistema" y cómo los sistemas de energía están protegidos contra fallas en los equipos, fallas en las líneas eléctricas, rayos, operaciones involuntarias y otros eventos que causan perturbaciones en el sistema. La "protección personal" se analiza más adelante en el capítulo 10.

Un servicio confiable depende de sistema de relés de

protección diseñados adecuadamente y probados periódicamente. Estos sistemas, y sus relés de protección, se explican para líneas de transmisión y distribución, subestaciones y unidades generadoras. El lector aprende cómo todo el sistema de potencia eléctrica está diseñado para protegerse a sí mismo de fallas de energía, rayos y para minimizar el impacto de las perturbaciones importantes del sistema.

Capítulo 8: Sistemas de Potencia interconectados

Este capítulo comienza con una discusión de las cuatro redes eléctricas principales en América del Norte y cómo estas redes se dividen, operan, controlan y regulan territorialmente. El énfasis está en explicar cómo las compañías eléctricas individuales están interconectadas para mejorar el rendimiento general, la confiabilidad, la estabilidad y la seguridad de toda la red eléctrica. Otros temas discutidos incluyen el equilibrio de carga de generación, la planificación de recursos y las limitaciones operativas en condiciones normales y de emergencia. Por último, se discuten los conceptos de apagones continuos, caídas de tensión, pérdida de carga y otros problemas de confiabilidad del servicio y los métodos utilizados para minimizar las interrupciones.

Capítulo 9: Centros de control de sistemas y telecomunicaciones

Los centros de control de sistemas son extremadamente importantes en el funcionamiento diario de los sistemas de energía eléctrica. Este capítulo explica cómo los operadores del centro de control del sistema monitorean y controlan el equipo de forma remota. Se discuten los programas informáticos avanzados y los sistemas de telecomunicaciones que se utilizan para controlar equipos eléctricos de forma remota en subestaciones, líneas eléctricas y el consumidor real. Estas herramientas permiten a los operadores de sistemas de energía distribuir energía de manera económica, satisfacer las demandas de energía del sistema y controlar el equipo durante condiciones normales y de emergencia. La explicación y el uso del SCADA (control de supervisión y adquisición de datos) y EMS (sistemas de gestión de energía) se incluyen en este capítulo.

Se discuten la funcionalidad y los beneficios de los diversos tipos de sistemas de comunicaciones utilizados para conectar los centros de control del sistema con unidades terminales

remotas. Estos sistemas de telecomunicaciones incluyen circuitos de fibra óptica, microondas, líneas eléctricas portadoras, radio y de cobre. Los métodos utilizados para proporcionar retransmisiones de protección de alta velocidad, centros de llamadas de servicio al cliente y servicios de comunicaciones digitales de datos/voz/video se tratan de manera fundamental.

En este capítulo se analiza la modernización de las herramientas del centro de control del sistema, como los sincrofasores y los sistemas de monitoreo de área amplia para mejorar la seguridad y confiabilidad del sistema. El control de distribución y la modernización del sistema también se tratan en este capítulo.

Capítulo 10: Protección personal (seguridad)

El documento concluye con un capítulo dedicado a la seguridad eléctrica: protección personal y procedimientos de trabajo seguros en y alrededor de los sistemas de energía eléctrica de alta tensión.

Se describen equipos de protección personal como productos aislantes de caucho y el equipo necesario para una conexión a tierra eficaz. Se discuten los procedimientos de seguridad comunes y los métodos de seguridad adecuados, incluida la "conexión a tierra equipotencial". La comprensión de "aumento de tensión de puesta a tierra", "tensión de contacto" y "tensión de paso" agrega un mensaje contundente al lector sobre las precauciones adecuadas necesarias al estar cerca de líneas eléctricas de alta tensión, subestaciones e incluso en el hogar.

Este capítulo incluye una discusión sobre el tema muy importante de la seguridad del arco eléctrico. La discusión incluye reglas y regulaciones gubernamentales, procedimientos de seguridad adecuados, responsabilidades y la ropa especial necesaria para protegerse del peligro de arco eléctrico en caso de que el equipo explote inesperadamente o provoque una exposición peligrosa al calor cuando eventos como este se producen en las proximidades de los trabajadores. El último tema que se analiza en este documento es la seguridad eléctrica en el hogar. Aunque la alta tensión es peligrosa, la tensión residencial normal en el hogar también es letal y la seguridad en el hogar también es un tema muy importante a tratar.

En resumen, el propósito de este documento es brindar a los lectores una descripción básica de cómo funcionan los sistemas de energía eléctrica, seguida de un capítulo sobre seguridad

elétrica en relación con los equipos de alta tensión y el hogar.

CAPÍTULO 1

RESUMEN DEL SISTEMA, TERMINOLOGÍA Y CONCEPTOS BÁSICOS

OBJETIVOS DEL CAPÍTULO

Después de completar este capítulo, se podrá:

- Explicar las diferencias entre tensión, corriente, potencia y energía.
- Se describe cómo se genera la electricidad utilizando las leyes físicas de la naturaleza.
- Describir los tres tipos de carga (consumo eléctrico) y sus características.
- Analizar los tres componentes principales de un generador.

HISTORIA DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA

Benjamin Franklin es conocido por su descubrimiento de la electricidad. Nacido en 1706, comenzó a estudiar electricidad a principios de la década de 1750. Sus observaciones, incluido su experimento con la cometa, verificaron la naturaleza de la electricidad. Sabía que los rayos eran muy poderosos y peligrosos. El famoso experimento de la cometa de 1752 tenía una pieza de metal puntiaguda en la parte superior y una llave de metal en el extremo de la base de la cuerda de la cometa. La cuerda atravesó la llave y se unió a un frasco de Leyden. (Una jarra de Leyden consta de dos conductores de metal separados por un aislante). Sostuvo la cuerda con una sección corta de seda seca como aislante de la energía del rayo. Luego voló la cometa en una tormenta eléctrica. Primero notó que algunas hebras sueltas de la cuerda de cáñamo estaban erguidas, evitándose unas a otras. (El cáñamo es una planta americana perenne utilizada en la fabricación de cuerdas por los nativos americanos).

Entre 1750 y 1850, Volta, Coulomb, Gauss, Henry, Faraday, Tesla y otros hicieron grandes descubrimientos en los principios de la electricidad y el magnetismo. Se encontró que la corriente eléctrica produce un campo magnético. Y se encontró que un campo magnético en movimiento cerca de un cable produce electricidad. Esto llevó a muchos inventos como la batería (1800), el generador (1831), el motor (1831), el telégrafo (1837) y el teléfono (1876), además de muchos otros

inventos intrigantes.

En 1879, Thomas Edison inventó una bombilla de luz más eficiente, similar a las que se utilizan hoy en día. En 1882, puso en funcionamiento la histórica planta eléctrica de vapor de Pearl Street y el primer sistema de distribución de corriente continua (CC) en la ciudad de Nueva York que alimentaba más de 10,000 bombillas eléctricas. A fines de la década de 1880, la demanda de energía para los motores eléctricos trajo un servicio de 24 horas y aumentó drásticamente la demanda de electricidad para el transporte y otras necesidades de la industria. A fines de la década de 1880, pequeñas áreas centralizadas de centros de distribución de energía eléctrica salpicaron las ciudades de Estados Unidos. Cada centro de distribución se limitó a unos pocos bloques debido a las ineficiencias de transmisión del uso de corriente continua. La tensión no se podía aumentar ni disminuir utilizando sistemas de corriente continua y era necesario transportar energía a distancias más largas.

Para resolver el problema del transporte de energía eléctrica a largas distancias, George Westinghouse desarrolló un dispositivo llamado "transformador". El transformador permitió que la energía eléctrica se transportara a largas distancias de manera eficiente al elevar la tensión para reducir las pérdidas. Esto permitió abastecer de energía eléctrica a hogares y comercios alejados de las plantas generadoras de electricidad. La aplicación de transformadores requería que el sistema de distribución fuera del tipo de corriente alterna (ca) opuesto al tipo de corriente continua (CC).

El desarrollo de la central hidroeléctrica de las Cataratas del Niágara en 1896 inició la práctica de colocar las plantas generadoras de energía eléctrica lejos de las áreas de consumo. La planta de Niágara produjo electricidad a Buffalo, Nueva York, a más de 20 millas de distancia. Con Niagara, Westinghouse, utilizando tecnología desarrollada por Nikola Tesla, quien demostró de manera convincente la superioridad de transportar energía a largas distancias con electricidad utilizando corriente alterna (ca) en lugar de corriente continua (CC). Niagara fue el primer gran sistema de potencia que suministró a varios grandes consumidores una sola línea eléctrica a larga distancia.

Desde principios de la década de 1900, comenzaron a aparecer sistemas de energía de corriente alterna en todo Estados Unidos. Estos sistemas de energía se interconectaron para formar lo que hoy conocemos como las cuatro principales redes eléctricas de Estados Unidos y Canadá.

Sin embargo, es interesante notar que los sistemas de corriente continua están regresando. Por ejemplo, la energía solar en los tejados, las líneas de transmisión de CC y otros dispositivos de carga y generación de CC están creciendo a un ritmo significativo.

El resto de este capítulo analiza los términos y conceptos fundamentales que se utilizan en los sistemas de energía eléctrica de hoy en día basándose en esta impresionante historia.

RESUMEN DEL SISTEMA

Los sistemas de energía eléctrica son sistemas de suministro de energía en tiempo real. La energía de significado en tiempo real se genera, transporta y suministra en el momento en que enciende el interruptor de la luz. Los sistemas de energía eléctrica no son sistemas de almacenamiento como los sistemas de agua y los sistemas de gas. En cambio, los generadores producen la energía según lo requiera la demanda.

La Figura 1-1 muestra los componentes básicos de un sistema de potencia eléctrica. Empezando con la *Generación*, donde la energía eléctrica se produce en la planta de energía y luego se transforma en la estación de energía en energía eléctrica de alta tensión que es más adecuada para un transporte eficiente de larga distancia.

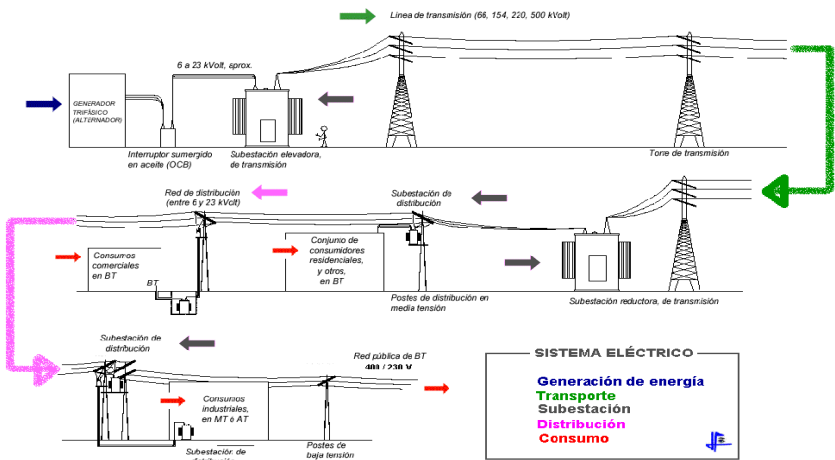


Figura 1-1 Vista de una Sistema Eléctrico de Potencia

Las centrales eléctricas también transforman otras fuentes

de energía en el proceso de producción de energía eléctrica. Por ejemplo, en la producción de energía eléctrica se utilizan fuentes de energía térmica, mecánica, hidráulica, química, solar, eólica, geotérmica, nuclear y otras. Las líneas eléctricas de alta tensión (HV o AT) en la *transmisión*, parte del sistema de potencia eléctrica, transportan eficientemente la energía eléctrica a largas distancias hasta los lugares de consumo. Finalmente, las *subestaciones* remotas son las encargadas de transformar esta energía eléctrica de AT para su entrega en líneas de más baja tensión denominadas “Feeders” que son más adecuadas para la *distribución* de energía eléctrica. Esta energía eléctrica se transforma nuevamente en servicios de tensión aún más bajo para *consumo* residencial, comercial e industrial.

Un sistema de potencia eléctrica interconectada real a gran escala es mucho más complejo que el que se muestra; sin embargo, los principios básicos, conceptos, teorías y terminologías son todos iguales. Comenzaremos con lo básico y agregaremos complejidad a medida que avancemos en el material.

TERMINOLOGÍA

Se comienza por desarrollar una buena comprensión de los términos y conceptos básicos que los profesionales y expertos de la industria utilizan con mayor frecuencia para describir y discutir problemas eléctricos en sistemas de energía de pequeños a grandes. Tomarse el tiempo necesario para comprender estos términos y conceptos básicos. Se utilizarán a lo largo de este documento para desarrollar un conocimiento práctico completo de los sistemas de energía eléctrica.

Tensión

El primer término o concepto a comprender es tensión. La tensión es la fuente de energía en un circuito eléctrico para hacer que las cosas sucedan. A veces se le llama fuerza electromotriz o FEM. La unidad de tensión es el **Volt**. El Volt fue nombrado en honor a Alessandro Giuseppe Antonio Anastasio Volta (1745-1827), el físico italiano quien también inventó la batería. La tensión eléctrica se identifica con el símbolo “e” o “E” (algunas referencias utilizan los símbolos “v” o “V”).

La tensión es la fuente de energía del sistema de potencia eléctrica. La tensión no hace nada por sí mismo, pero es un empujón o una fuerza. La tensión siempre aparece entre dos

puntos. La tensión es lo que empuja y tira de los electrones a través de los cables.

Normalmente, la tensión es constante (es decir, directa) o alterna. Los sistemas de energía eléctrica se basan en aplicaciones de *tensión alterna*, desde sistemas residenciales de baja tensión de 120 V hasta sistemas de transmisión de ultra alta tensión de 765,000 V.

Hay aplicaciones de tensión más baja y más alta involucradas en los sistemas de energía eléctrica, pero este es el rango comúnmente utilizado para cubrir la generación a través de la distribución y el consumo, en la mayor parte del planeta.

En los sistemas de agua, la tensión corresponde a la presión que empuja el agua a través de una tubería. Similar a la tensión en los cables, la presión está presente en las tuberías de agua aunque no circule agua.

Corriente

La Corriente es el flujo de electrones en un conductor (cable). Los electrones son empujados y tirados por la tensión a través de un circuito eléctrico o ruta de bucle o lazo cerrado. *Los electrones que circulan en un conductor siempre regresan a su fuente de tensión.* La unidad de corriente es amperio (también llamado amperes), el nombre de Andre-Marie Ampere, un físico francés. El número de electrones nunca disminuye en un bucle o lazo o circuito. *El flujo de electrones en un conductor produce calor a partir de la resistencia (es decir, fricción) del conductor.*

La tensión siempre intenta empujar o tirar de la corriente. Por lo tanto, cuando se proporciona un circuito completo o una ruta de circuito cerrado, la tensión hará que circule la corriente.

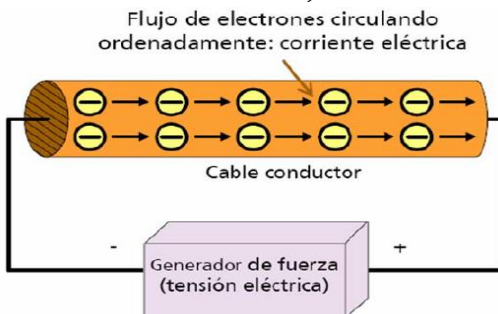


Figura 1-2 Flujo de Corriente

La resistencia en el circuito reducirá la cantidad de flujo de

corriente y provocará que se produzca calor. La energía de la fuente de tensión se convierte en energía cinética a medida que circulan los electrones. *La energía cinética es luego utilizada por la carga (es decir, dispositivo(s) de consumo), donde se convierte en trabajo útil.*

La corriente que pasa por un alambre tiene una dirección y una magnitud. El símbolo de la corriente eléctrica es la letra I y la unidad de corriente es el amper (A). El amper corresponde a una carga que se mueve con una rapidez de 1 C/s (un Coulomb por segundo) esto quiere decir que un amper se define como el flujo de 6.28×10^{18} electrones que pasan por un punto fijo de un conductor en un segundo, esta cantidad de 6.28×10^{18} electrones es el equivalente a un Coulomb.. Este movimiento de electrones en una dirección específica se llama Corriente. La corriente eléctrica se identifica con el símbolo "I."

Flujo de agujeros frente a flujo de electrones

Hay 2 maneras de representar la dirección de la corriente eléctrica:

1. Sentido real – físicamente, el sentido de la corriente eléctrica va de negativo (-) a positivo (+); o sea, el flujo de electrones parte del polo negativo del generador y se dirige, a través de las líneas de conducción, hacia el polo positivo del generador.
2. Sentido convencional - va al revés del sentido real; o sea, de positivo (+) a negativo (-). Esto es así porque en los principios del descubrimiento de la electricidad, se creía que éste era el sentido real de la corriente.

Posterioros descubrimientos demostraron que los electrones (cargas negativas) son realmente los que se mueven y su tendencia es ir hacia cargas de distinto signo (positivas).

Flujo de electrones es cuando los electrones van de un átomo al siguiente mientras se mueven hacia el lado positivo de la fuente de tensión. Cuando un electrón sale de un átomo y pasa al siguiente, deja un hueco o una vacante detrás. Los huecos que quedan se pueden considerar como una corriente de vacantes que se mueve hacia el lado negativo de la fuente de tensión. Por lo tanto, a medida que los electrones circulan en un circuito en una dirección, se crean agujeros en el mismo circuito que circulan en la dirección opuesta. La corriente se define como flujo de electrones o flujo de huecos. La convención estándar utilizada en los circuitos eléctricos es el flujo de agujeros. (Una razón de esto es que el concepto de terminales positivos (+) y negativos (-) en una batería o fuente de tensión se estableció mucho antes de que se descubriera el electrón. Los primeros experimentos simplemente definieron el flujo de

corriente como de positivo a negativo, ¡sin saber realmente qué se estaba moviendo realmente!). Un fenómeno importante sobre la corriente que circula en un cable, que se discutirá con más detalle más adelante, es el hecho de que "*una corriente que circula en un conductor produce un campo magnético!*" (ver Figura 1-3). Esta es una ley física, similar a la gravedad, siendo una ley física. Por ahora, solo tener en cuenta que cuando los electrones son empujados o tirados por la tensión a través de un alambre, se produce automáticamente un campo magnético alrededor del cable.

NOTA: La Figura 1-3 es un diagrama que corresponde a la dirección convencional de flujo de la corriente de acuerdo con la "Regla de la Mano derecha".

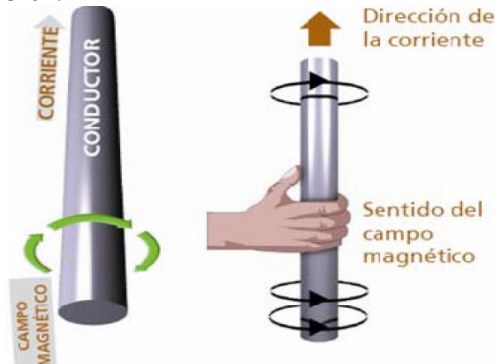


Figura 1-3 Corriente y campo magnético

Potencia

La unidad de potencia es el W, llamado así por James W (1736–1819), también inventor de la máquina de vapor. La tensión por sí sola no hace ningún trabajo real. La corriente por sí sola no hace ningún trabajo real. Sin embargo, *la tensión y la corriente juntas pueden producir un trabajo real*. El producto de la tensión y la corriente es la potencia. *La potencia se usa para producir trabajo real*.

Por ejemplo, *la energía eléctrica se puede usar para generar calor, hacer girar motores, lámparas de luz, etc.* El hecho de que la potencia sea parte tensión y parte corriente es que la potencia es igual a cero si la tensión o la corriente es cero. Puede aparecer tensión en un tomacorriente de pared en su hogar y una tostadora enchufada en el tomacorriente, pero hasta que alguien enciende la tostadora no circula corriente y, por lo tanto, no se produce energía hasta que se enciende el interruptor y la corriente circula a través de los cables de alta resistencia creando calor.

Energía

La Energía Eléctrica es el producto de la potencia eléctrica y el tiempo. La cantidad de tiempo que una carga está encendida (es decir, la corriente circula) multiplicada por la cantidad de energía utilizada por la carga (es decir, W) es energía. La medida de energía eléctrica es W-hora. Las unidades de energía más comunes en los sistemas de energía eléctrica son los kW-hora (kWh, es decir, 1000 W-hora) para aplicaciones residenciales y los MWh-hora (MWh, es decir, 1,000,000 W-hora) para las grandes aplicaciones industriales o las propias compañías eléctricas.

Tensión y corriente CC

La corriente continua (DC o CC) es el flujo de electrones en un circuito que siempre está en la misma dirección. La corriente continua (es decir, la corriente en una dirección) ocurre cuando la tensión se mantiene constante, como se muestra en la Figura 1-4.

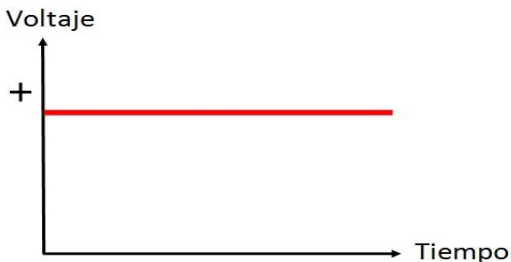


Figura 1-4 Directa (dc Tensión)

Una batería, por ejemplo, produce corriente continua cuando se conecta a un circuito. Los electrones salen del terminal negativo de la batería y se mueven a través del circuito hacia el terminal positivo de la batería. Los agujeros, sin embargo, circulan en la dirección opuesta.

Tensión y corriente alterna (CA)

Cuando los terminales de la fuente de energía tensión (es decir, tensión) alternan positivo y negativo, la corriente que circula en el circuito eléctrico también alterna positivo y negativo (o en sentido horario y anti-horario en el circuito cerrado). Por lo tanto, la corriente alterna (ca) ocurre cuando la fuente de tensión se alterna.

La Figura 1-5 muestra el aumento de tensión de cero a un valor de pico positivo, luego disminuye a través de cero a un valor de pico negativo y regresa a cero de nuevo completando un ciclo o en términos matemáticos; esto describe una onda sinusoidal.

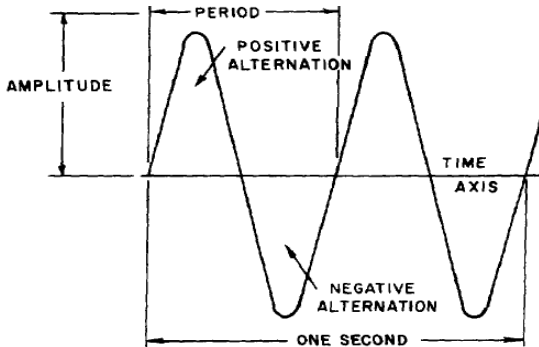


Figura 1-5 Alterna (Tensión alterna)

La onda sinusoidal puede repetirse muchas veces en un segundo, minuto, hora o día. *El tiempo que lleva completar un ciclo en un segundo se llama período del ciclo.*

Comparación de tensión y corriente CA y CC

Las cargas eléctricas tales como bombillas, tostadoras y calentadores de agua pueden ser alimentadas por tensión y corriente CA o CC. Sin embargo, las fuentes de tensión de CC continuamente suministran calor en la carga, mientras que las fuentes de tensión de CA hacen que el calor aumente y disminuya durante la parte positiva del ciclo, luego aumente y disminuya nuevamente en la parte negativa del ciclo. En los circuitos de CA, en realidad hay momentos en los que la tensión y la corriente son cero y no se produce un calentamiento adicional.

Es importante tener en cuenta que existe una tensión y una corriente de CA equivalentes que producirán el mismo efecto de calentamiento en la carga eléctrica que si la fuente fuera tensión y corriente de CC. *Las tensiones y corrientes equivalentes se denominan valores raíz cuadrada media, RMS, valores eficaces. La razón por la que es importante comprender este concepto es que todos los equipos del sistema de potencia eléctrica (incluidas las líneas de alta tensión) están clasificados en tensiones y corrientes RMS.*

Por ejemplo, el tomacorriente de pared de 120 (220) Vca es en realidad el valor eficaz. Teóricamente, se podría conectar

una tostadora de 120 (220) Vca a una fuente de batería de 120 (220) Vcc y cocinar la tostada en la misma cantidad de tiempo. El valor de CA RMS tiene el mismo efecto de calentamiento que su valor de CC equivalente.

(Lectura complementaria opcional) El Apéndice A explica cómo se deriva el RMS.

Frecuencia

Frecuencia es el término utilizado para describir el número de ciclos de ondas sinusoidales en un segundo. El número de ciclos por segundo también se llama Hertz. Hertz recibió su nombre de Heinrich Hertz (1857–1894), un físico alemán. *Nota: la corriente continua (CC) no tiene frecuencia, por lo tanto, la frecuencia es un término que se usa solo para circuitos de CA.*

Para los sistemas de energía eléctrica en los Estados Unidos, la frecuencia estándar es 60 ciclos/segundo o 50/60 Hz. Los países europeos han adoptado 50 Hz como frecuencia estándar. Los países fuera de Estados Unidos y Europa utilizan 50 y/o 50/60 Hz. (Tener en cuenta que en un momento los Estados Unidos tenían sistemas de 25, 50 y 50/60 Hz. Estos luego se estandarizaron a 50/60 Hz).

Ángulo de fase

En los sistemas de alimentación de CA, la tensión y la corriente tienen la misma frecuencia pero tienen diferentes amplitudes y ángulos de fase. El ángulo de fase entre tensión y corriente se muestra en la Figura 1-6.

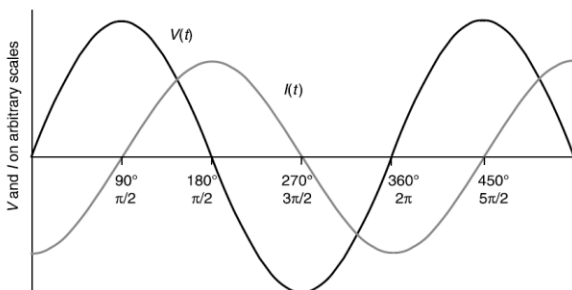


Figura 1-6 Ángulo de fase en tensión y corriente

Observe en esta Figura que la onda de corriente cruza el eje horizontal después de la onda de tensión y, por lo tanto, dicha corriente se retrasa con respecto a la tensión. Se

consideran los dispositivos de carga que hacen que la tensión de retraso actual inductivo (más adelante, más sobre esto).

Tener en cuenta también que la amplitud de la corriente al mismo tiempo que la tensión alcanzó su punto máximo es menor que la corriente máxima. Esta diferencia en la amplitud de la corriente tiene una gran importancia cuando se trata de minimizar las pérdidas de energía y maximizar la eficiencia del sistema de potencia en general. *En otras palabras, la reducción del ángulo de fase reduce la cantidad de corriente necesaria para que las cargas realicen la misma cantidad de trabajo.* Por ejemplo, agregar capacitores (dispositivos que se comportan opuestos a los inductores y discutidos con más detalle más adelante) a los motores reducen la corriente total requerida de la fuente de generación. *Reducir la corriente total reduce las pérdidas del sistema y mejora la eficiencia general del sistema de potencia.*

GENERACIÓN DE TENSIÓN AC

Básicamente, existen dos leyes físicas que describen cómo funcionan los sistemas de energía eléctrica. (La gravedad es un ejemplo de una ley física). *Una ley tiene que ver con generar una tensión a partir de un campo magnético cambiante y la otra tiene que ver con una corriente que circula a través de un cable creando un campo magnético.* Ambas leyes físicas se utilizan en todo el sistema de potencia eléctrica desde la generación hasta la transmisión, distribución y consumo. La combinación de estas dos leyes hace que nuestros sistemas de energía eléctrica funcionen. *La comprensión de estas dos leyes físicas permitirá al lector comprender y apreciar completamente los conceptos fundamentales detrás del funcionamiento de los sistemas de energía eléctrica.*

Ley física # 1

La tensión de CA se genera en los sistemas de energía eléctrica por una ley física muy fundamental llamada Ley de Faraday. La Ley de Faraday representa el fenómeno detrás de cómo giran los motores eléctricos y cómo los generadores eléctricos producen electricidad. La Ley de Faraday es la base de los sistemas de energía eléctrica.

La ley de Faraday establece: "Se produce una tensión en cualquier conductor en un campo magnético cambiante". Al principio, puede resultar difícil captar el significado completo de esa afirmación. Sin embargo, es más fácil comprender el significado y la importancia de esta declaración a través de

gráficos, imágenes y animaciones.

En esencia, esta afirmación dice que si uno toma una bobina de alambre y la coloca junto a un imán en movimiento o giratorio, se producirá una tensión medible en esa bobina. Los generadores, por ejemplo, usan un imán giratorio (es decir, un rotor) junto a una bobina de alambre para producir tensión. Esta tensión luego se distribuye por todo el sistema de potencia eléctrica.

Ahora estudiaremos cómo funciona un generador. *Tener en cuenta que prácticamente todos los generadores en servicio en la actualidad tienen bobinas de alambre montadas en carcasas estacionarias, llamadas estatores, donde se produce tensión debido al cambio del campo magnético proporcionado por el arrollamiento del rotor.* El rotor a veces se llama campo porque es responsable de la parte del campo magnético del generador. El fuerte campo magnético del rotor pasa por los devanados del estator (bobinas), produciendo o generando así una tensión alterna (ca) en los cables del estator que se basa en la ley de Faraday. Este principio se mostrará y describirá en las siguientes secciones.

La amplitud de la tensión de salida del generador se puede cambiar cambiando la fuerza del campo magnético del rotor. Por lo tanto, la tensión de salida del generador se puede reducir reduciendo la fuerza del campo magnético del rotor. Los medios por los cuales se cambia realmente el campo magnético en el rotor se discutirán más adelante en este documento cuando se discuta la Ley Física # 2.

Generación de tensión CA monofásico

Colocar una bobina de alambre (es decir, un conductor) en presencia de un campo magnético en movimiento produce una tensión como lo descubrió Faraday. Este principio se presenta gráficamente en la Figura 1-7.

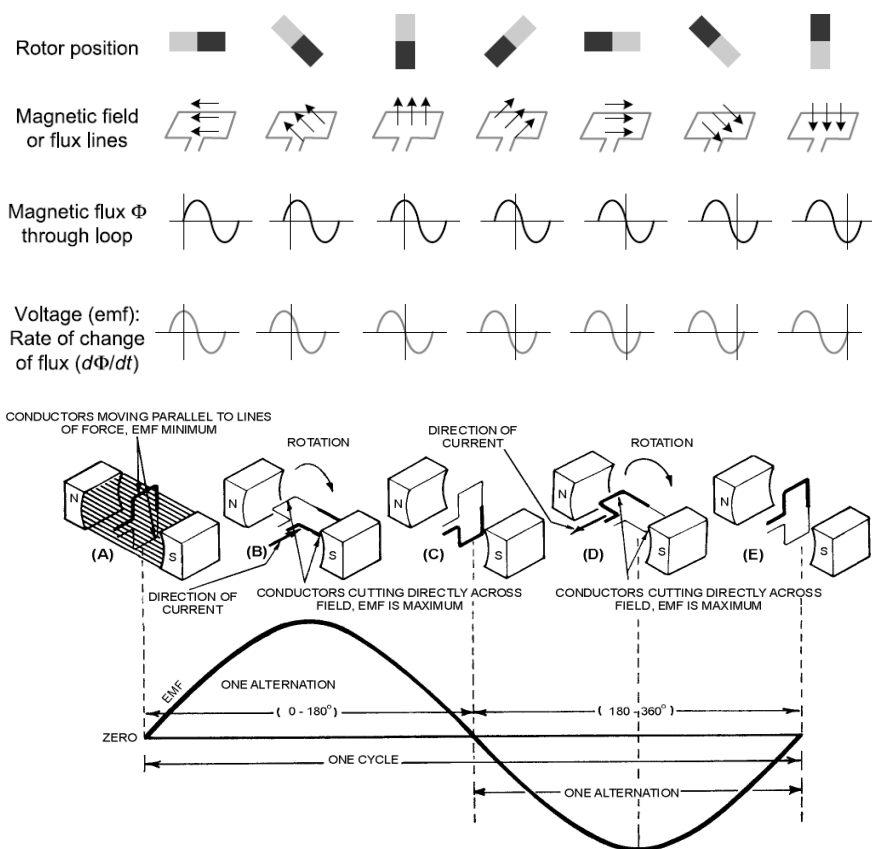


Figura 1-7 Onda Seno de Tensión

Mientras se revisa el dibujo, tener en cuenta que cambiar la velocidad del rotor cambia la frecuencia de la onda sinusoidal. También se reconoce el hecho de que al aumentar el número de vueltas (bucle o lazos) de conductor o alambre en la bobina, aumenta la tensión de salida resultante.

Generación de tensión CA trifásica

Cuándo se colocan tres grupos de bobinas de alambre en presencia de un campo magnético cambiante, se producen tres tensiones independientes. Cuando las bobinas están separadas 120 grados en un círculo de 360 grados, se produce tensión de CA en las tres fases o trifásica. Como se muestra en la Figura 1-8, la generación trifásica se puede ver como tres generadores monofásicos separados, cada uno de los cuales está desplazado 120 grados y todos comparten el mismo campo

magnético del rotor.

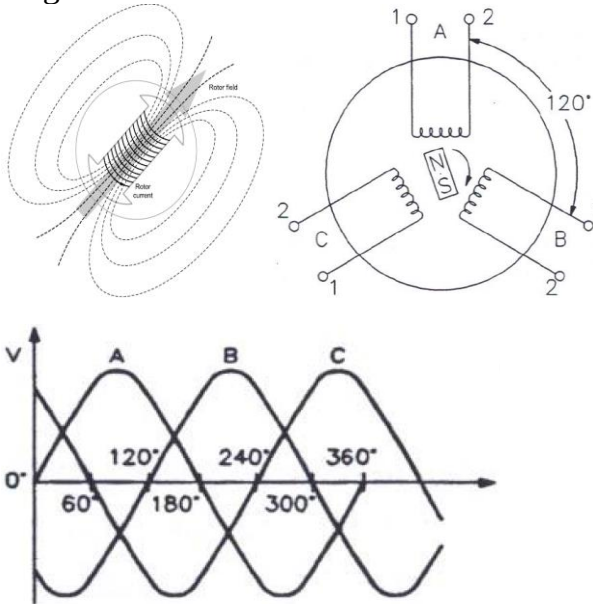


Figura 1-8 Producción de tensión trifásica.

El generador de CA trifásico

Los generadores grandes y pequeños que están conectados al sistema de la red eléctrica tienen tres componentes básicos; estator, rotor y excitatriz. Esta sección analiza estos tres componentes básicos.

El estator

Un generador de CA trifásico tiene tres devanados monofásicos. Estos tres devanados están montados en la parte estacionaria del generador, denominado estator. Los devanados están físicamente espaciados de modo que el campo magnético cambiante que se presenta en cada devanado esté desfasado 120 grados con respecto a los otros devanados. En la Figura 1-9 se muestra un dibujo simplificado de un generador trifásico.



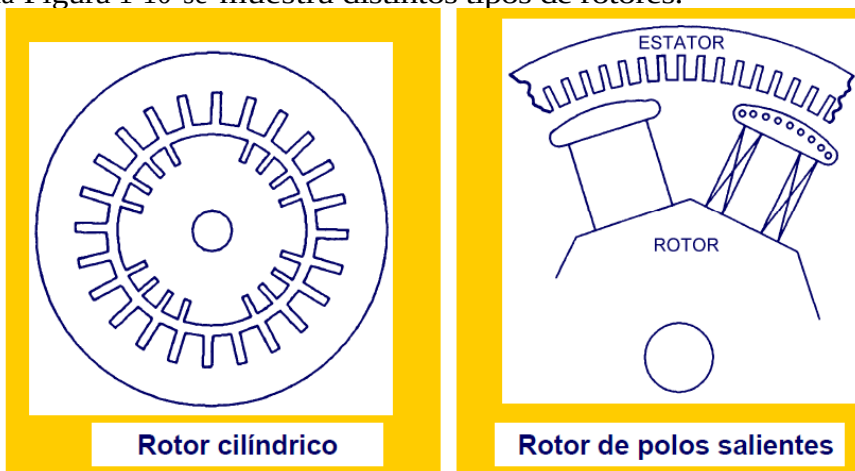
Figura 1-9 Generador-estator trifásico.

El rotor

El rotor es el componente central que cuando gira, se mueve el campo magnético. Un rotor podría tener un imán permanente o un electroimán y seguir funcionando como un generador.

Los generadores de una gran planta de energía usan electroimanes para que la fuerza del campo magnético puede ser variado.

La variación del campo magnético del rotor permite que los sistemas de control de generación ajusten la tensión de salida de acuerdo con la demanda de carga y las pérdidas del sistema. En la Figura 1-10 se muestra distintos tipos de rotores.



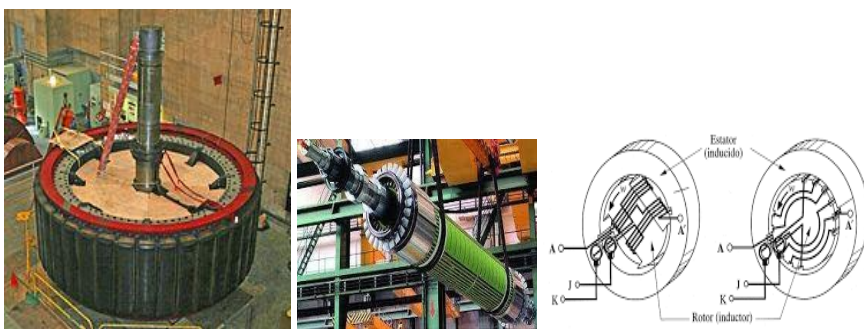


Figura 1-10 Electroimán y anillos colectores.

El funcionamiento de los electroimanes se describe en la Ley física n° 2.

Ley de Ampere y ley de Lenz (Ley física n° 2), es la segunda ley física básica que explica cómo funcionan los sistemas de energía eléctrica y es el hecho de que la corriente que circula por un cable produce un campo magnético. La ley de Ampere y Lenz establece que "una corriente que circula en un cable produce un campo magnético alrededor del cable." Estas leyes juntas describen la relación entre la producción de campos magnéticos y la corriente eléctrica que circula en un cable. En esencia, cuando la corriente circula a través de un cable, un campo magnético rodea al cable.

Electroimanes. La aplicación de una tensión (por ejemplo, una batería) a una bobina de alambre produce un campo magnético. El campo magnético de la bobina tendrá un polo norte y uno sur, como se muestra en la Figura 1-10. Aumentar la tensión o el número de vueltas en el devanado aumenta el campo magnético. Por el contrario, disminuir la tensión o el número de vueltas en el devanado disminuye el campo magnético. Anillos colectores son contactos eléctricos que se utilizan para conectar la batería estacionaria al rotor giratorio, como se muestra en la Figura -10.

Polos de rotor. Aumentar el número de polos magnéticos en el rotor permite que las velocidades del rotor sean más lentas y aún así mantener la misma frecuencia de salida eléctrica. Los generadores que requieren velocidades de rotor más lentas para funcionar correctamente utilizan rotores de polos múltiples. *Por ejemplo, las plantas hidroeléctricas usan generadores con rotores de polos múltiples porque el motor principal (es decir, el agua) es muy densa, se mueve relativamente lenta en comparación con las turbinas de vapor*

de alta presión y más difícil de controlar que el vapor liviano. La relación entre el número de polos del rotor y la velocidad del eje se determina mediante la siguiente fórmula matemática:

$$\text{RPM} = 7200 / \text{N}^\circ \text{ POLOS}$$

La Figura 1-11 muestra el concepto de polos múltiples en un rotor de generador. Dado que estos polos se derivan de electroimanes, tener múltiples devanados en un rotor proporciona los múltiples polos.

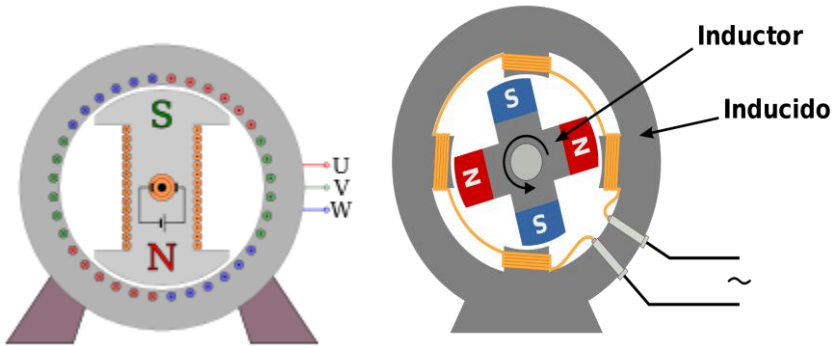


Figura 1-11 Polos del rotor.

Ejemplo 1. Un rotor de dos polos giraría 3600 rpm a 50/60 Hz.

Ejemplo 2. Algunos de los generadores de la presa Hoover, cerca de Las Vegas, Nevada, utilizan un rotor de 40 polos. Por lo tanto, la velocidad del rotor es de 180 rpm o 3 revoluciones por segundo, pero la frecuencia eléctrica sigue siendo de 60 ciclos/segundo (o 50/60 Hz). De hecho, se puede ver el eje girando a esta velocidad de rotación relativamente lenta.

La Excitatriz

La fuente de tensión de rotor que eventualmente crea el campo magnético del rotor se llama la excitatriz y la bobina en el rotor se llama el campo. Figura 1-12 muestra los tres componentes principales de un generador de CA trifásico; el estator, rotor y excitatriz.

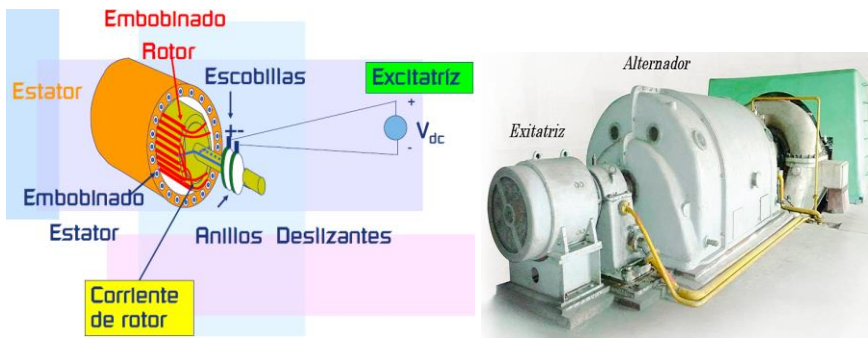


Figura 1-12 Excitatriz

La Figura 1-12 muestra los anillos colectores se utilizan para completar el circuito entre la fuente de tensión estacionaria de la excitatriz y la bobina rotante del rotor, donde el electroimán produce los polos norte y sur.

Nota: agregar carga a los devanados del estator de un generador reduce la velocidad del rotor debido a las fuerzas de repulsión entre el campo magnético del estator y el campo magnético del rotor, ya que ambos devanados tienen corriente eléctrica circulando a través de ellos. Por el contrario, quitar la carga de un generador aumenta la velocidad del rotor. Por lo tanto, la energía mecánica del motor primario, que es responsable de hacer girar el rotor, debe ajustarse para mantener la velocidad o frecuencia del rotor en condiciones de carga variables.

CONEXIONES DE AC

Hay dos formas de conectar los tres devanados que tienen un total de seis conductores (los extremos de los cables del devanado) simétricamente. Las dos configuraciones de conexión simétrica de un generador (o motor) trifásico se denominan Delta y wye. La Figura 1-13 muestra estos dos tipos de conexión.

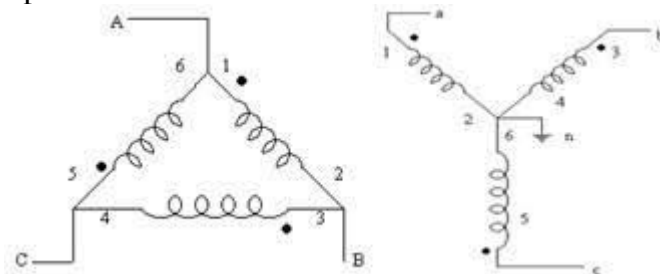


Figura 1-13 Configuraciones Delta y Wye.

Los generadores generalmente tienen su devanado de estator conectado internamente en una configuración Delta o Wye. La placa de nombre y datos del generador especifica qué configuración de devanado se utiliza en el estator.

Delta

Las configuraciones *Delta* tienen los tres devanados conectados en serie como se muestra en la Figura 1-13. Los cables de fase están conectados a los tres puntos comunes donde se unen los devanados.

Wye

La configuración en Wye conecta un cable de cada devanado para formar un punto común llamado neutro. Los otros cables trifásicos se sacan del generador por separado para las conexiones del sistema externo. El neutro es a menudo conectado a tierra a la red de puesta a tierra de la estación para fines de referencia de tensión y estabilidad. La puesta a tierra del neutro se analiza más adelante.

Conexiones del estator Wye y Delta

Los generadores de plantas de energía eléctrica utilizan conexiones de estator en Wye o en triángulo. Los cables de fase del generador están conectados a la planta transformador elevador (aún no mostrado), donde la tensión de salida del generador aumenta significativamente a niveles de tensión de transmisión para el transporte eficiente de energía eléctrica. Los transformadores elevadores se analizan más adelante en este documento. Las Figuras 1-14 y 1-15 muestran las conexiones del generador en Wye y Delta .

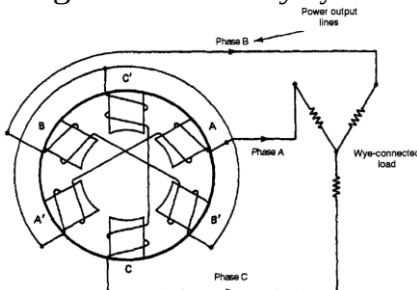


Figura 1-14 Generador conectado en Wye.

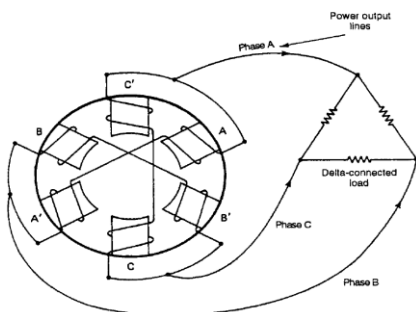


Figura 1-15 Generador conectado en triángulo.

TRES TIPOS DE CARGA ELÉCTRICA

Los dispositivos que están conectados al sistema de potencia se denominan carga. Una tostadora, un refrigerador, un eliminador de insectos, etc., se consideran carga eléctrica. *Hay tres tipos de carga eléctrica. Varían según su relación de tiempo o fase, en adelante o atraso, entre tensión y corriente. Los tres tipos de carga son resistivo, inductivo, y capacitivo.*

Cada tipo tiene características específicas que los hacen únicos entre sí. Comprender las diferencias entre estos tipos de carga ayuda a explicar cómo los sistemas de energía pueden funcionar de manera eficiente. Los ingenieros de sistemas de energía, los operadores de sistemas, el personal de mantenimiento y otros intentan maximizar la eficiencia del sistema de manera continua al comprender bien los tres tipos de cargas y cómo interactúan entre sí. Ellos comprenden cómo el hecho de que trabajen juntos de manera eficiente puede minimizar las pérdidas del sistema, proporcionar capacidad de equipo adicional y maximizar la confiabilidad del sistema.

Los tres tipos diferentes de carga, resistivo, inductivo y capacitivo se resumen a continuación. Las unidades de medida estándar están entre paréntesis y a continuación se muestran sus símbolos y abreviaturas.

Carga resistiva

La resistencia en un cable (es decir, conductor) causa fricción y reduce la cantidad de flujo de corriente si la tensión permanece constante. Los subproductos de esta fricción eléctrica son el calor y la luz. La unidad de resistencia es el ohm, que lleva el nombre de George Ohm, un matemático alemán y físico. La unidad de potencia eléctrica asociada con la carga resistiva es W. Los ejemplos de carga resistiva se muestran en la Figura 1-16;



Figura 1-16 Cargas resistivas

Las bombillas, los microondas, las planchas, etc..., son cargas resistivas.

Carga inductiva

Las cargas inductivas requieren un campo magnético para funcionar. Todas las cargas eléctricas que tienen una bobina de alambre para producir el campo magnético con el fin de funcionar se denominan cargas inductivas. *En la Figura 1-17 se muestran ejemplos de cargas inductivas; secadores de pelo, ventiladores, licuadoras, aspiradoras, taladros y muchos otros dispositivos motorizados.*

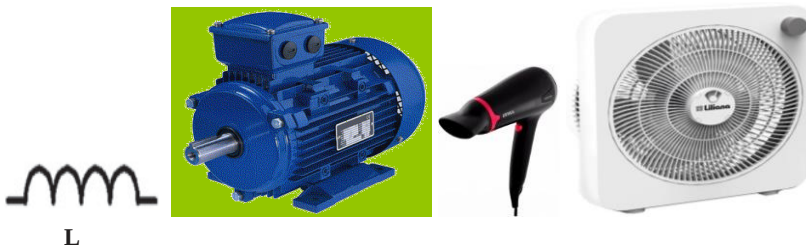


Figura 1-17 Cargas inductivas.

En esencia, todos los motores son cargas inductivas. La única diferencia de la carga inductiva, en comparación con los otros tipos de carga, es que la corriente en una carga inductiva retrasa respecto a la tensión aplicada. *Las cargas inductivas necesitan tiempo para desarrollar su campo magnético cuando se aplica la tensión, por lo que la corriente se retrasa.* La unidad de inductancia es Henry, llamado así por Joseph Henry, un físico estadounidense.

Con respecto a los motores eléctricos, la carga colocada en el eje giratorio para realizar funciones de trabajo atrae lo que se conoce como potencia activa o real (es decir, W) de la fuente de energía eléctrica, y, además de la potencia activa, lo que se conoce como reactivo. La energía también se extrae de la fuente de energía eléctrica para producir los campos

magnéticos en el motor. La potencia total consumida por el motor es, por tanto, la suma de la potencia activa y la reactiva. Las unidades de potencia eléctrica asociadas con la potencia reactiva se denominan VAR positivos. (El acrónimo VAR significa volt-amper-reactivo).

Carga capacitiva (Figura 1-18)

Un capacitor es un dispositivo hecho de dos conductores metálicos separados por un aislante, llamado dieléctrico (es decir, aire, papel, vidrio y otros materiales no conductores).

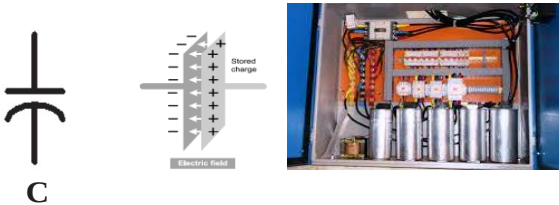


Figura 1-18 Cargas capacitivas.

Estos materiales dieléctricos se cargan cuando se aplica tensión a los conductores conectados. Los capacitores pueden permanecer cargados mucho tiempo después de que se haya quitado la fuente de tensión. Ejemplos de cargas de capacitores son los tubos de imagen de TV antiguos, los cables de extensión largos, los componentes discretos utilizados en dispositivos electrónicos y muchos otros dispositivos.

Frente a los inductores, la corriente asociada a los capacitores adelanta (en lugar de retrasar) respecto a la tensión aplicada debido al tiempo que tarda el material dieléctrico en cargar hasta la tensión total de la corriente de carga. Por lo tanto, se dice que la corriente en un condensador adelanta a la tensión. La unidad de capacitancia se llama Farad, que lleva el nombre de Michael Faraday, un físico británico.

Similar a los inductores, la potencia asociada con los capacitores también se llama potencia reactiva, pero tiene la polaridad opuesta. Por lo tanto, los inductores tienen VAR positivos y los capacitores tienen VAR negativos. Nota: los VAR negativos de los inductores pueden cancelarse mediante los VAR positivos de los capacitores para tener una resultante de potencia reactiva neta cero. Por lo tanto, cuando los VAR se cancelan, la potencia total es igual a la potencia activa solamente. Más adelante se discutirá cómo los capacitores cancelan los inductores en los circuitos eléctricos para mejorar la eficiencia del sistema.

Como regla general, las cargas capacitivas no son artículos que las personas compren en la tienda en magnitudes masivas como lo hacen las cargas resistivas e inductivas. Por esa razón, las compañías eléctricas instalan capacitores en sus sistemas de potencia de forma regular para mantener un equilibrio de potencia reactiva con la demanda inductiva típicamente alta.

Nota: es muy útil comprender cómo interactúan los tres tipos de carga (es decir, resistencias, inductores y capacitores) en los sistemas de potencia porque sus relaciones están siempre presentes en la carga del sistema, las pérdidas generales, los ingresos y la confiabilidad del sistema. Estos tipos de carga se describen con más detalle más adelante en este documento.

CAPÍTULO 2

GENERACION

OBJETIVOS DEL CAPÍTULO

Después de completar este capítulo, se podrá:

- Explicar qué se entiende por "Generaciones en tiempo real".
- Analizar la operación de varios tipos diferentes de plantas de generación (es decir, vapor, nuclear, eólica, etc.)
- Describir las consideraciones medioambientales para los diferentes tipos de centrales eléctricas
- Describir las estadísticas de crecimiento asociadas con los recursos de energía renovable

GENERACIÓN EN TIEMPO REAL

Las plantas de energía producen energía eléctrica en un tiempo real base. Los sistemas de potencia eléctrica no almacenan energía como la mayoría de los sistemas de gas o agua. Por ejemplo, cuando una tostadora está encendida y consume energía eléctrica del sistema, las plantas generadoras asociadas inmediatamente ven esto como una nueva carga adicional y una leve desaceleración. A medida que se enciende más y más carga (es decir, tostadoras, luces, motores, etc.), se debe aumentar la producción de generación y la energía del eje de rotación del motor primario o máquina de impulso para equilibrar la demanda de carga en el sistema. A diferencia de los sistemas de suministro de agua que almacenan agua en tanques ubicados en lo alto de colinas o estructuras altas para atender la demanda en tiempo real, los sistemas de energía eléctrica deben controlar la generación en tiempo real para equilibrar la carga según la demanda. El agua se bombea al tanque cuando el tanque está bajo, lo que permite que las bombas se apaguen durante los períodos de baja y alta demanda. La generación eléctrica siempre produce electricidad "según sea necesario". Tener en cuenta que algunas unidades

de generación se pueden desconectar durante condiciones de carga ligera, pero siempre debe haber suficiente generación en línea para mantener la frecuencia y la tensión durante condiciones de carga ligera y pesada.

Existen sistemas de almacenamiento de energía eléctrica, como las baterías, pero la electricidad que se encuentra en los sistemas de alimentación de CA interconectados son sistemas de suministro de energía en tiempo real y no sistemas de almacenamiento de energía. El desafío es proporcionar capacidad de almacenamiento de energía cuando la demanda lo requiera. Los sistemas de almacenamiento por bombeo (discutidos con más detalle más adelante) proporcionan ese almacenamiento de energía eléctrica a gran escala. La energía de la batería, un dispositivo de CC, debe convertirse en CA cuando se aumenta la demanda del sistema de potencia. Esto abre la puerta a la investigación de baterías o un mejor uso de los sistemas de baterías existentes. Por ejemplo, imaginar a todos tener coches eléctricos y sistemas solares fotovoltaicos en la azotea; la energía agregada de la batería del vehículo podría ser un sistema de almacenamiento, mientras que los inversores solares DC/AC se utilizan junto con sistemas de conexión a la red.

PLANTAS DE ENERGÍA Y MOTORES PRIMARIOS (tipos de máquinas de Impulso)

Las plantas de generación de energía producen la energía eléctrica que finalmente se entrega a los consumidores a través de líneas de transmisión, subestaciones y líneas de distribución. Las plantas de generación o centrales eléctricas constan de generador (es) trifásico, la fuerza motriz, la fuente de energía que sirve como motor principal, sala de control y subestación del generador. La parte del generador ya se ha discutido. Los principales motores y sus fuentes de energía asociadas son el tema central de esta sección.

El medio mecánico para hacer girar el rotor del generador se denomina motor principal. Las fuentes de energía del motor principal incluyen el proceso de conversión de combustible crudo, como carbón, al producto final que es vapor que hará girar la turbina. La mayor parte de la energía eléctrica producida en los sistemas eléctricos interconectados de hoy para los motores primarios se produce normalmente mediante un proceso de conversión de carbón, petróleo, gas natural y nuclear para turbinas de vapor y agua para turbinas hidráulicas. En menor grado, la energía eléctrica se produce a

partir de recursos energéticos eólicos, solares, geotérmicos y bioenergéticos.

Los tipos más comunes de recursos energéticos que se utilizan para generar electricidad y sus principales motores asociados que se analizan en este capítulo incluyen:

- Turbinas de vapor
 - Combustibles fósiles (carbón, gas, petróleo)
 - Nuclear
 - Geotermia
 - Vapor calentado por energía solar
- Turbinas Hidráulicas
 - Presa y río
 - Almacenamiento por bombeo
- Turbinas de combustión
 - Diesel
 - Gas natural
 - Ciclo combinado
- Energía renovable
 - Turbinas de viento
 - Solar Directo (Fotovoltaico)
 - Bioenergía (madera y residuos agrícolas)

Plantas de energía de turbinas de vapor

El vapor de alta presión y alta temperatura se crea en una caldera, horno o intercambiador de calor y se mueve a través de un generador de turbina de vapor (STG) que convierte la energía del vapor en energía de rotación en un eje, que hace girar el rotor del generador. El eje giratorio de la turbina de vapor está acoplado directamente al rotor del generador. La velocidad del eje STG está estrictamente controlada por válvulas reguladoras de vapor y reguladores, ya que está directamente relacionada con la frecuencia de la energía eléctrica que se produce.

El vapor de alta temperatura y alta presión se utiliza para hacer girar turbinas de vapor que, en última instancia, hacen girar el rotor del generador. Temperaturas del orden de 1000°F y presiones del orden de 2000 libras por pulgada cuadrada (psi) se utilizan comúnmente en grandes plantas de energía de vapor. El vapor a esta presión y temperatura se llama vapor supercalentado. Esta condición del vapor a veces se denomina

vapor seco.

La presión y la temperatura del vapor caen significativamente después de que se aplica a través de la primera etapa de álabes de la turbina. Los álabes de la turbina forman el rotor en forma de abanico hacia donde se dirige el vapor, girando así el eje. El vapor sobrecalentado se reduce en presión y temperatura después de pasar a través de la turbina. El vapor reducido se puede dirigir a través de una segunda etapa, conjunto de álabes de turbina donde se transfiere energía de vapor adicional al eje de la turbina. Este equipo de segunda etapa es significativamente más grande que la primera etapa para permitir una expansión adicional y transformación de energía. En algunas plantas de energía, el vapor que sigue a la primera etapa se redirige de regreso a la caldera donde se recalienta y luego se envía de regreso a la segunda etapa de la turbina para una transformación de energía más eficiente.

Una vez que la energía del vapor se ha transferido al eje de la turbina, el vapor de baja temperatura y baja presión básicamente ha agotado su energía y debe ser completamente condensado, volver al agua antes de que pueda reciclarse. El proceso de condensación del vapor de nuevo al agua se logra mediante un condensador y/o torres de enfriamiento). Una vez que el vapor usado se condensa nuevamente en agua tibia, la bomba de alimentación de caldera (BFP) bombea el agua caliente de regreso a la caldera y se recicla en vapor sobrecalentado. Este es un proceso de ciclo cerrado. Se debe agregar algo de agua en el proceso debido a pequeñas fugas y evaporación.

El condensador toma agua fría de lagos, estanques, ríos, océanos, pozos profundos, torres de enfriamiento y otras fuentes de agua cercanas y la bombea a través de tuberías en el condensador. El vapor usado pasa por las tuberías de agua relativamente fría del condensador y hace que se produzcan goteos. Las gotas se recogen en la base del condensador (el pozo) y el BFP las bombea de regreso a la caldera.

La eficiencia general de la planta de generación de vapor para convertir la energía térmica del combustible en energía de rotación mecánica y luego en energía eléctrica varía entre el 25% y el 35%. Aunque es un sistema de eficiencia relativamente baja, la generación de turbinas de vapor es muy confiable y se usa comúnmente como unidades de generación de carga base en grandes sistemas de energía eléctrica.

La mayor parte de la ineficiencia en las plantas de

generación de turbinas de vapor proviene de la pérdida de calor a la atmósfera en el proceso del horno/caldera.

Plantas de energía de combustibles fósiles

Las plantas de energía de combustibles fósiles utilizan turbinas de vapor que queman carbón, petróleo, gas natural o casi cualquier material combustible como recurso combustible. Sin embargo, cada tipo de combustible requiere un conjunto único de equipos accesorios para inyectar combustible en la caldera, controlar el proceso de combustión, ventilar y expulsar gases, capturar subproductos no deseados, etc.

Algunas plantas de energía de combustibles fósiles pueden cambiar de combustible. Por ejemplo, es común que una planta petrolera se convierta en gas natural cuando los precios del gas son menos costosos que el del petróleo. La mayoría de las veces no es práctico convertir una central eléctrica de carbón en petróleo o gas a menos que ha sido diseñado para la conversión. Los procesos suelen ser lo suficientemente diferentes como para no ser rentables.

El carbón se quema de dos formas diferentes en plantas de carbón. Primero, en las plantas tradicionales de carbón, el carbón se coloca en cintas transportadoras metálicas dentro de la cámara del horno/caldera. El carbón se quema mientras está en la cinta y mientras la cinta atraviesa lentamente la parte inferior de la caldera. La ceniza cae a través de la cinta transportadora de cadena y se recoge debajo de donde generalmente se vende como subproducto útil en otras industrias.

En las centrales eléctricas de carbón pulverizado, el carbón se tritura en un polvo fino y se inyecta en el horno donde se quema de forma similar a un gas. El carbón pulverizado se mezcla con aire y se enciende en el horno. Los subproductos de la combustión incluyen residuos sólidos (cenizas) que se recolectan en el fondo del horno y gases que incluyen cenizas finas, NO₂, CO y SO₂ que se emiten a la atmósfera a través de la chimenea. Dependiendo de las regulaciones ambientales locales, es posible que se requiera e instale un depurador y equipo de cámara de filtros para recolectar la mayoría de estos subproductos antes de que lleguen a la atmósfera. Los depuradores se utilizan para recoger los gases indeseables y mejorar la calidad de las emisiones de salida de la chimenea. Las casas de bolsas se utilizan comúnmente para ayudar a recolectar cenizas volantes.

Algunos de los inconvenientes que se pueden encontrar con las centrales eléctricas de generación de vapor de carbón son:

- Preocupaciones ambientales por la quema de carbón (es decir, lluvia ácida)
- Problemas de transporte relacionados con los sistemas ferroviarios para la entrega de carbón
- Distancia de las líneas de transmisión a ubicaciones de plantas de energía remotas

La Figura 2-1 muestra el diseño de una planta de energía de vapor típica de carbón. Observe la línea de vapor utilizada para transferir el vapor sobrecalentado de la caldera a la turbina y luego a través del condensador donde se devuelve a un estado de agua y se recicla.

Observar que la turbina de vapor está conectada al generador. La velocidad de la turbina se controla por la cantidad de vapor aplicada para controlar la frecuencia. Cuando la carga aumenta en el sistema eléctrico, la velocidad del eje de la turbina se ralentiza y se ingresa más vapor a los álabes de la turbina para mantener la frecuencia.

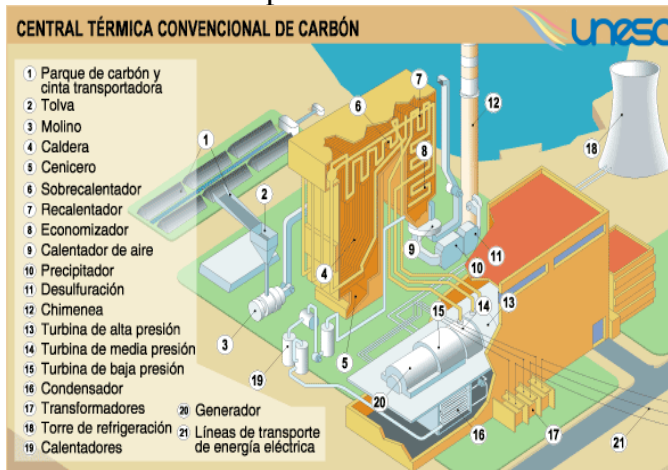


Figura 2-1 Planta de energía de vapor.

Observe cómo el carbón se entrega a la caldera y se quema. El escape se ventila a través de la chimenea. El depurador y las bolsas eliminan los subproductos antes de que entren a la atmósfera. El agua de un depósito cercano se bombea al condensador donde se utiliza para convertir el vapor en agua y reciclarlo.

La Figura 2-2 muestra una central eléctrica de turbina de vapor de carbón real.



Figura 2-2 Planta de energía real de carbón.

La rampa, en la parte delantera, eleva el carbón al pulverizador donde se tritura antes de inyectarlo en el horno/caldera, y se quema. Los operadores de la planta deben tener cuidado de no permitir que se produzca la combustión espontánea del carbón mientras se almacena en el patio.

Plantas de energía nuclear

Las plantas de energía nuclear, como el que se muestra en la Figura 2-3, utilizan una reacción nuclear controlada para generar calor a fin de producir el vapor necesario para impulsar un STG.

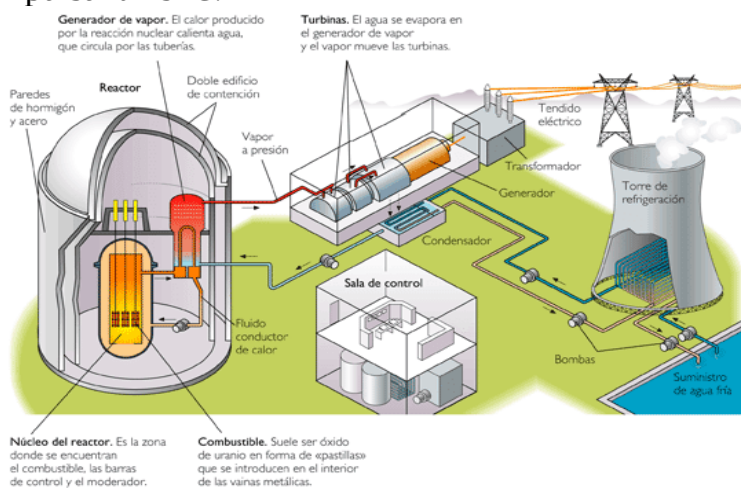


Figura 2-3 Planta de energía nuclear.

Todas las plantas nucleares en los Estados Unidos deben cumplir con las reglas y regulaciones de la Comisión Reguladora Nuclear. Se requiere documentación extensa para establecer que el diseño propuesto se puede operar de manera segura sin un riesgo indebido para el público. Una vez que la Comisión Reguladora Nuclear emite una licencia, el titular de la licencia debe mantener la licencia y el reactor de acuerdo con reglas estrictas, generalmente llamadas especificaciones técnicas. El cumplimiento de estas reglas y regulaciones junto con las inspecciones del sitio asegura que una planta de energía nuclear segura esté en operación.

Energía nuclear

Los átomos son los bloques de construcción a partir de los cuales se forma toda la materia. Todo está formado por átomos. Los átomos están formados por un núcleo (con protones y neutrones) y orbitan electrones.

El número de partículas atómicas (es decir, la suma de neutrones, protones y electrones) determina el peso atómico del átomo y el tipo de elementos de la tabla periódica. La energía nuclear está contenida dentro del centro de dichos átomos (es decir, el núcleo) donde existen los protones y neutrones del átomo. La naturaleza mantiene unidas las partículas dentro del núcleo del átomo mediante una fuerza muy fuerte. Si un elemento de núcleo grande (como el uranio 235) se divide en múltiples núcleos de diferentes composiciones de elementos, se liberan magnitudes generosas de energía en el proceso. El calor emitido durante este proceso (es decir, reacción nuclear) se utiliza para producir energía de vapor para impulsar un generador de turbina. Esta es la base de una planta de energía nuclear.

Básicamente, existen dos métodos que se utilizan para producir energía nuclear con el fin de producir calor para producir vapor. El primer proceso se llama fisión. La fisión es la división de átomos de núcleos grandes como el uranio dentro de un reactor nuclear para liberar energía en forma de calor que se utilizará para producir vapor para impulsar los generadores de energía eléctrica de turbinas de vapor. El segundo proceso se llama fusión. La fusión es la combinación de átomos de núcleos pequeños en otros más grandes, lo que da como resultado una liberación de energía (calor) concomitante. Sin embargo, los reactores de fusión aún no se utilizan para producir energía eléctrica porque es difícil superar

la fuerza de repulsión mutua natural de los protones cargados positivamente en los núcleos de los átomos que se combinan.

En el proceso de fisión, ciertos elementos pesados, como el uranio, se dividen cuando un neutrón los golpea. Cuando se separan, liberan energía en forma de energía cinética (calor y radiación). La radiación son partículas subatómicas u ondas de luz de alta energía emitidas por núcleos inestables. *El proceso no solo produce energía y radiación, sino también proporciona neutrones adicionales que pueden usarse para fisión de otros núcleos de uranio y, en esencia, iniciar una reacción en cadena. La liberación controlada de esta energía nuclear utilizando combustibles de calidad comercial es la base de la generación de energía eléctrica. La liberación incontrolada de esta energía nuclear utilizando combustibles más enriquecidos es la base de las bombas atómicas.*

El reactor está contenido dentro de un obvio caparazón de contención. Está hecho de hormigón extremadamente pesado y acero denso para minimizar la posibilidad de una recámara del reactor debido a situaciones accidentales. Las plantas de energía nuclear también tienen un esquema de respaldo de emergencia de inyección de boro en el refrigerante del reactor. El boro es un elemento que absorbe neutrones con mucha facilidad. Al absorber neutrones, los neutrones no están disponibles para continuar la reacción nuclear y el reactor se apaga.

El diseño más utilizado para los reactores nucleares consiste en un recipiente de presión de acero pesado que rodea el núcleo del reactor. El núcleo del reactor contiene el combustible de uranio. El combustible se forma en gránulos cerámicos cilíndricos de aproximadamente media pulgada de diámetro, que se sellan en tubos largos de metal llamados tubos de combustible. Los tubos se organizan en grupos para hacer un conjunto de combustible. Un grupo de conjuntos combustibles forma el núcleo del reactor.

El control de la producción de calor en los reactores nucleares se logra mediante el uso de materiales que absorben neutrones. Estos materiales o elementos de control se colocan entre los conjuntos combustibles. Cuando los elementos de control, o barras de control (como se les llama a menudo), se extraen del núcleo, hay más neutrones disponibles y la reacción en cadena aumenta, produciendo más calor. Cuando las barras de control se insertan en el núcleo, se absorben más neutrones y la reacción en cadena se ralentiza o se detiene, sin producir calor por completo. El sistema de impulsión de la barra de control controla la potencia de salida real de la planta de energía

eléctrica.

La mayoría de los reactores nucleares comerciales utilizan agua corriente para eliminar el calor creado por el proceso de fisión. Estos se llaman reactores de agua ligera. El agua también sirve para ralentizar, o moderar los neutrones en el proceso de fisión. En este tipo de reactores, se utilizan mecanismos de control de manera que la reacción en cadena no ocurrirá sin el agua que sirva como moderador. En los Estados Unidos, se utilizan dos tipos diferentes de diseños de reactores de agua ligera, el reactor de agua a presión (PWR) y el reactor de agua hirviendo (BWR). Tener en cuenta que hay aproximadamente un 70% más de plantas de energía nuclear PWR en los Estados Unidos que BWR.

Reactor de agua a presión (PWR)

El diseño básico de un reactor de agua a presión se muestra en la Figura 2-4.

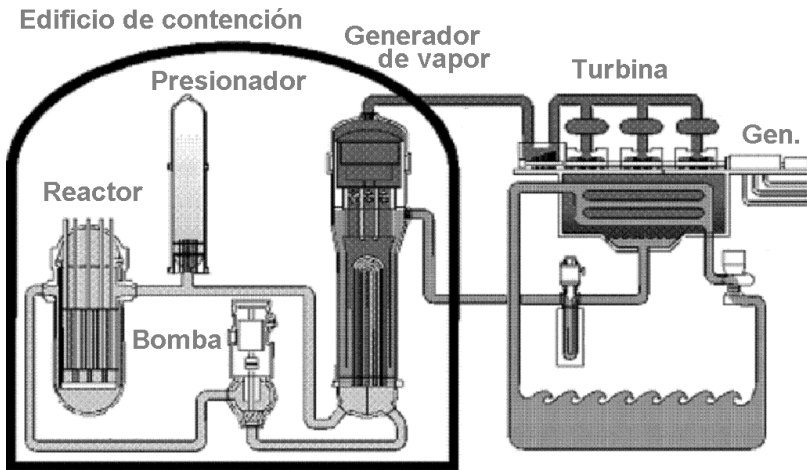


Figura 2-4 Reactor de agua a presión.

El reactor y el generador de vapor primario están alojados dentro de una estructura de contención. La estructura está diseñada para resistir eventos como choques de aviones pequeños. El generador de vapor PWR separa el agua radiactiva que existe dentro del reactor del vapor que va a la turbina fuera de la carcasa.

En un PWR, el calor se elimina del reactor mediante el agua que circula en un circuito cerrado presurizado. El calor se

transfiere a un segundo circuito de agua a través de un intercambiador de calor (o generador de vapor). El segundo circuito se mantiene a una presión más baja, lo que permite que el agua hierva y cree vapor, que se utiliza para hacer girar el generador de turbina y producir electricidad. Luego, el vapor se condensa nuevamente en agua y se devuelve al intercambiador de calor donde se recicla en vapor utilizable.

El control normal de la potencia de salida del reactor se realiza mediante el sistema de barra de control. Estas barras de control normalmente se insertan y controlan desde la parte superior del reactor. Debido a que las barras de control se insertan y controlan desde la parte superior del reactor, el diseño también incluye resortes especiales y mecanismos de liberación de modo que si se pierde toda la energía, la barra de control caerá dentro del núcleo del reactor por gravedad para apagar el reactor.

Ventajas y desventajas de PWR: Como con cualquier diseño, existen ventajas y desventajas de los PWR. Una de las principales ventajas del diseño es el hecho de que las fugas de combustible, como las barras de combustible rotas, están aisladas del núcleo y del circuito primario. Es decir, no se permite que el material radiactivo contenido dentro del combustible salga del caparazón de contención. El PWR se puede operar a combinaciones de temperatura/presión más altas, y esto permite un aumento en la eficiencia del sistema de generador de turbina.

Otra ventaja es que se cree que un PWR es más estable que otros diseños. Esto se debe a que no se permite que la ebullición tenga lugar dentro de la vasija del reactor y, por lo tanto, la densidad del agua en el núcleo del reactor es más constante. Al reducir la variabilidad de la densidad del agua, los controles se simplifican un poco.

La mayor desventaja parece ser el hecho de que el diseño del reactor es más complicado. Es necesario diseñar para presiones y temperaturas extremadamente altas con el fin de garantizar que no se produzca ebullición dentro del núcleo del reactor. El uso de recipientes de alta presión hace que la construcción del reactor en general sea algo más costosa. Finalmente, bajo ciertas circunstancias, el PWR puede producir energía a un ritmo más rápido de lo que el agua de enfriamiento puede eliminar el calor o condensar el agua. Si ocurre este evento, existe una alta probabilidad de que se dañe la barra de combustible.

Reactor de agua en ebullición (BWR)

La Figura 2-5 muestra el reactor de agua en ebullición (BWR).

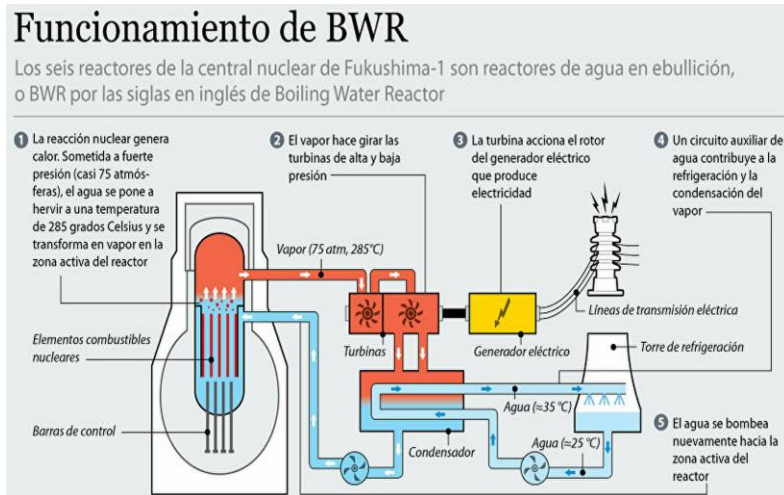


Figura 2-5 Reactor de agua en ebullición.

Nuevamente hay un edificio de reactor o carcasa de contención donde se ubican el reactor nuclear y algunos de sus equipos complementarios. La carcasa del reactor del BWR tiende a ser más grande que el PWR y parece casi una bombilla invertida.

En un BWR, el agua ebulle dentro del propio reactor y el vapor va directamente al generador de turbina para producir electricidad. Al igual que en otras plantas de energía de vapor, el vapor se condensa y se reutiliza. Tener en cuenta que el edificio de la turbina está estrechamente acoplado al edificio del reactor y existen limitaciones especiales para ingresar al edificio de la turbina porque el agua puede captar radiactividad.

Nota la Toro en el fondo del reactor. Si hubiera una ruptura del reactor, el agua dentro del reactor se convertirá en vapor y creará un aumento de presión muy alto en el edificio del reactor. El reactor Taurus está lleno de agua fría, que condensará instantáneamente el vapor. El sistema Torus asegura que la presión dentro de la cúpula de contención nunca exceda un nivel aceptable.

Al igual que con el PWR, la carcasa del reactor contiene el

núcleo de combustible y se suministra a las rutas de flujo de agua. El sistema de recirculación del reactor consta de bombas y tuberías que hacen circular el agua a través del reactor. El agua que circula a través del reactor en realidad ingresa a la turbina y luego el agua condensada regresa al reactor. El separador de vapor en la carcasa del reactor separa el agua del vapor y permite que el vapor pase al generador de vapor. El agua separada se devuelve al reactor para su recirculación.

El BWR utiliza un circuito de enfriamiento. Tanto el agua como el vapor existen en el núcleo del reactor (es decir, una definición de ebullición). La potencia del reactor se controla colocando las barras de control desde el inicio hasta aproximadamente el 70% de la potencia nominal. Del 70% al 100% de la potencia nominal, la potencia del reactor se controla cambiando el flujo de agua a través del núcleo. A medida que se bombea más agua a través del núcleo y se genera más vapor, se produce más energía. En el BWR, las barras de control se insertan normalmente desde la parte inferior. La parte superior de la vasija del reactor se usa para separar agua y vapor.

Ventajas y desventajas de BWR: Una ventaja importante del BWR es que la eficiencia térmica general es mayor que la de un PWR porque no hay un generador de vapor o intercambiador de calor separados. Controlar el reactor es un poco más fácil que un PWR porque se logra controlando el flujo de agua a través del núcleo. Aumentar el flujo de agua aumenta la energía generada. Debido a la naturaleza del diseño, la vasija del reactor está sometida a menos radiación, y esto se considera una ventaja porque algunos aceros se vuelven quebradizos con una radiación excesiva.

La mayor desventaja del BWR es que el diseño es mucho más complejo. Requiere un recipiente a presión más grande que el PWR debido a la cantidad de vapor que puede liberarse durante un accidente. Este recipiente a presión más grande también aumenta el costo del BWR. Finalmente, el diseño permite que una pequeña cantidad de contaminación radiactiva ingrese al sistema de turbina. Esta modesta radiactividad requiere que cualquier persona que trabaje en la turbina debe usar ropa protectora adecuada y utilizar el equipo adecuado.

Otros temas relacionados (lectura complementaria opcional)

La función general o el diseño de la parte no nuclear de una

planta de energía nuclear es del orden de complejidad al igual que las plantas de energía de combustibles fósiles. La mayor diferencia es el grado de documentación que debe mantenerse y presentarse a las autoridades reguladoras para comprobar que el diseño y la operación son seguros. En términos generales, hay alrededor de 80 sistemas separados en la planta de energía nuclear. Los sistemas más críticos son los que controlan la potencia y/o limitan la potencia de salida de la planta.

Ambiental Una de las mayores ventajas de una planta nuclear, especialmente con las preocupaciones actuales sobre el calentamiento global y la generación de dióxido de carbono debido a la combustión, es el hecho de que una planta nuclear esencialmente agrega cero emisiones a la atmósfera. ¡No hay chimenea!

Scram Un Scram de un reactor es una situación de parada de emergencia. Básicamente, todas las barras de control se introducen en el núcleo del reactor lo más rápido posible para apagar el reactor y detener la producción de calor. Un Scram ocurre cuando algún dispositivo de protección o sensor envía una señal al sistema de transmisión de la barra de control. Algunas señales de protección típicas que pueden iniciar o desencadenar un Scram incluyen un cambio repentino en la producción de neutrones, un cambio repentino en las temperaturas dentro de la carcasa del reactor, un cambio repentino en las presiones u otro mal funcionamiento tensión del sistema.

Al insertar las barras de control en el núcleo del reactor, la potencia del reactor se ralentiza y /o se detiene porque los materiales de las barras de control absorben neutrones. Si se absorben los neutrones, no pueden causar fisión en átomos de uranio adicionales.

Siempre que haya un Scram en el reactor, se debe identificar completamente la causa y se deben tomar las acciones correctivas apropiadas antes de que se pueda reiniciar el reactor. No hace falta decir que el Scram de un reactor generalmente genera una gran cantidad de papeleo para establecer el hecho de que el reactor se puede reiniciar de manera segura.

Hay varias teorías sobre el origen del término Scram. Una teoría dice que alrededor de la era de la Segunda Guerra Mundial, los reactores nucleares originales se controlaban manualmente. Como medida de seguridad, el reactor se diseñó para que las

barras de control cayeran por gravedad en el núcleo del reactor y absorbieran los neutrones. Las barras de control fueron sostenidas por una cuerda. En caso de emergencia, la cuerda debía cortarse para permitir que cayeran las varillas. La persona responsable de cortar la cuerda en caso de emergencia se llamaba Scram. Según la Comisión Reguladora Nuclear, Scram significa "varilla hacha de control de seguridad." Ahora, Scram significa cualquier parada de emergencia del reactor por cualquier motivo.

Vibración del equipo La vibración de los equipos es probablemente el mayor problema de las centrales nucleares. Cada componente individual es monitoreado por un sistema informático central para las indicaciones de vibración. Si se detecta una vibración excesiva, el sistema involucrado debe apagarse rápidamente. (*Nota: esto también es cierto para las plantas de vapor normales. Si se detecta una vibración excesiva en la turbina o el generador, se apagarán.*)

Las plantas de energía nuclear parecen ser particularmente susceptibles a problemas de vibración, especialmente en los paneles de relés de protección. La vibración excesiva puede causar operaciones de relé inadvertidas, apagando un sistema o la planta completa.

Los equipos de relés de protección basados en microprocesadores son básicamente inmunes a los problemas de vibración, pero existe la percepción de que los circuitos de estado sólido utilizados en dichos relés pueden resultar dañados por la radiación. *La mayoría de las plantas de energía nuclear todavía utilizan relés electromecánicos como respaldo de los relés de estado sólido o microprocesados.*

Centrales hidroeléctricas

Centrales hidroeléctricas aprovechan la energía del agua en movimiento. Hay varias formas de extraer energía hidroeléctrica. El agua que cae, como en una tubería forzada, un canal o una rueda hidráulica, se puede utilizar para impulsar una turbina hidráulica. La energía hidráulica se puede extraer del agua que circula, como la sección inferior de las presas, donde la presión fuerza el flujo de agua. La generación de energía hidroeléctrica es eficiente, rentable y cooperativa con el medio ambiente. La producción de energía hidroeléctrica se considera una fuente de energía renovable porque el ciclo del agua es continuo y se recarga constantemente.

El agua circula mucho más lento a través de una turbina

hidráulica que una turbina de vapor de alta presión. Por lo tanto, se utilizan varios polos magnéticos de rotor para reducir el requisito de velocidad de rotación del eje de la turbina hidráulica.

Las unidades hidráulicas tienen una serie de ventajas excelentes. La unidad hidráulica se puede poner en marcha muy rápidamente y cargarse a plena carga en cuestión de minutos. En la mayoría de los casos, se requiere poca o ninguna energía de arranque. Una central hidroeléctrica es casi por definición, arranque en negro de la unidad.

Arranque negro significa que no se necesita energía eléctrica primero para poner en marcha una central hidroeléctrica. Las plantas hidroeléctricas tienen una vida relativamente larga; son comunes los períodos de vida de 50 a 60 años. Algunas plantas de energía hidroeléctrica a lo largo del río Truckee en California han estado en funcionamiento durante más de 100 años. La Figura 2-6 muestra una planta de energía hidroeléctrica típica.



Figura 2-6 Energía hidroeléctrica.

La sección transversal de una instalación hidráulica de baja carga típica se muestra en la Figura 2-7.

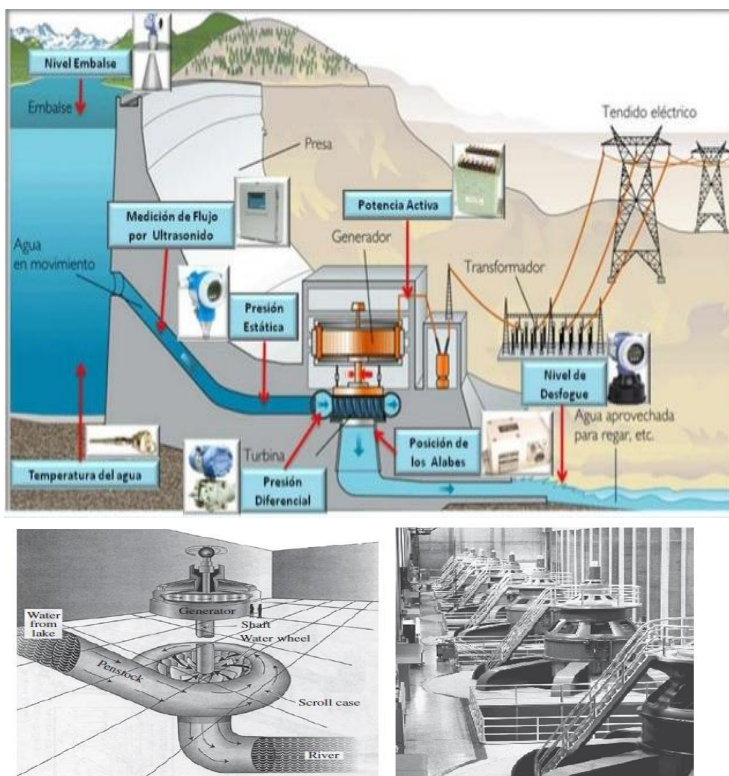


Figure 2-7 Hydro power plant.

Figura 2-7 Central Hidroeléctrica

Básicamente, el agua detrás de la presa se transporta a la turbina por medio de una compuerta. La turbina hace que el generador gire produciendo electricidad, que luego se envía al centro de carga a través de líneas eléctricas de alta tensión de larga distancia. El agua que sale de la turbina va al río.

Centrales hidroeléctricas de almacenamiento por bombeo

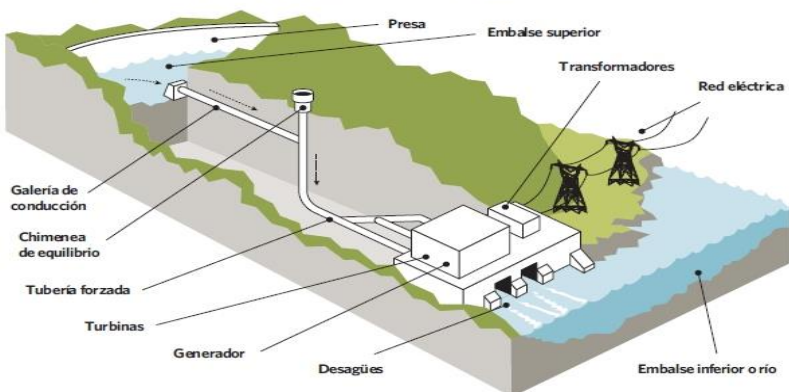
La producción de energía hidroeléctrica de almacenamiento por bombeo es un medio de ahorrar electricidad para uso futuro. La energía se genera a partir del agua que cae de un lago más alto a un lago más bajo durante los períodos de carga máxima. La operación se invierte durante las condiciones de menor actividad al bombear el agua desde el lago inferior hacia el lago superior. Una compañía de energía puede obtener energía de alto valor durante los períodos pico de generación de carga pagando el costo más bajo para bombear el agua de regreso durante los períodos de menor actividad. Básicamente,

la máquina del nivel inferior es reversible; por tanto, funciona como una unidad hidráulica o una unidad motobomba.

Uno de los problemas asociados con las unidades de almacenamiento por bombeo es el proceso de arranque del motor de bombeo. Arrancar el motor de bombeo usando las líneas de energía del sistema generalmente pondría una condición de caída de tensión a valores bajos en el sistema de potencia. La caída de tensión podría causar problemas en la calidad de la energía. En algunos casos, se utilizan dos turbinas en una instalación de almacenamiento por bombeo. Una de las turbinas se utiliza como generador para poner en marcha la otra turbina como bomba. Una vez que la turbina está girando, el impacto en el sistema de potencia es mucho menor, y la segunda turbina se puede encender como una motobomba.

La Figura 2-8 muestra una vista de una planta de almacenamiento por bombeo.

Funcionamiento de una central hidroeléctrica de bombeo



El túnel de acceso principal se utiliza para llevar todo el equipo a la casa de máquinas: la turbina, las bombas y el equipo auxiliar. Tener en cuenta que normalmente se instala un centro de visitantes en la cima de la montaña para que el público en general pueda ver la instalación.

Plantas de generación de turbinas de combustión

Turbina de combustión (CT) las plantas de energía queman combustible en un motor a reacción y usan los gases de escape calientes para hacer girar un STG. En el generador de turbina de combustión, el aire se comprime a una presión muy alta, luego se inyecta combustible en el aire comprimido y se enciende, produciendo gases de escape a alta presión y alta temperatura. El escape se mueve aunque los álabes de la turbina se mueven

de la misma forma que el vapor a través de los álabes de una turbina en una planta de energía a vapor. El movimiento de los gases de escape a través de la turbina de combustión da como resultado la rotación del rotor del generador, produciendo así electricidad. El escape del CT permanece a una temperatura y presión muy altas después de salir de la turbina.

La Figura 2-9 muestra un generador de turbina de combustión.

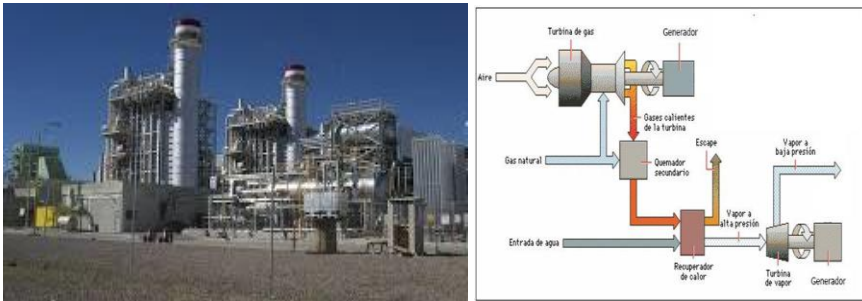


Figura 2-9 Planta de energía de turbina de combustión.

Una de las ventajas de las turbinas de combustión es que en realidad pueden diseñarse para ser controladas de forma remota en sitios no tripulados. Ofrecen tiempos de puesta en marcha rápidos y tiempos de instalación rápidos. En algunos casos, la compra del sistema generador de turbina de combustión puede ser “llave en mano”. Es decir, el propietario simplemente contrata una instalación completa y asume el control cuando la planta está terminada y lista para operar. En la mayoría de los casos, el paquete del generador de turbina de combustión es una unidad completamente autónoma. De hecho, algunos de los sistemas de menor capacidad están contruidos en remolques para que puedan trasladarse rápidamente a sitios que requieren generación de emergencia. Las turbinas de combustión pueden ser extremadamente sensibles a los cambios del sistema de potencia. Pueden pasar de sin carga a carga completa y viceversa en cuestión de segundos o en cuestión de minutos.

Las desventajas son las opciones limitadas de combustible (es decir, combustible Diesel, combustible para aviones o gas natural) y el uso ineficiente del calor de escape.

Hay varios problemas ambientales relacionados con el uso de turbinas de combustión. Sin un tratamiento adecuado, las emisiones de escape pueden ser muy elevadas en gases indeseables. Las altas temperaturas en la cámara de combustión incrementarán la producción de gases de óxido

nítrico y sus emisiones. Dependiendo del combustible utilizado, puede haber problemas de emisión de partículas. Es decir, las partículas u otros materiales tienden a aumentar la opacidad (es decir, el humo) de los gases. Los niveles de ruido alrededor de las instalaciones de turbinas de combustión pueden ser muy altos. Hay disponibles sistemas especiales de reducción de sonido y usado. (Tener en cuenta que las turbinas de combustión suelen ser motores a reacción muy similares a los que se escuchan en los aeropuertos).

La tasa de calor o la eficiencia de una turbina de combustión de ciclo simple no es muy buena. Las eficiencias se encuentran en el rango de 20 a 40% como máximo.

Una forma efectiva de superar algunos de los costos es incorporar un intercambiador de calor a los gases de escape para generar vapor que impulsará una turbina de vapor secundaria. Muchos TC se utilizan como "centrales eléctricas de ciclo combinado".

Centrales eléctricas de ciclo combinado (combustión y vapor)

El planta de poder de ciclo combinado consta de dos medios de generación; turbina de combustión y turbina de vapor. La turbina de combustión es similar a un motor a reacción cuyo escape a alta temperatura y alta presión hace girar una turbina cuyo eje está conectado a un generador. A continuación, el escape caliente se acopla a través de un generador de vapor de recuperación de calor (HRSG) que se utiliza para calentar agua, produciendo así vapor para impulsar un STG secundario. La turbina de combustión normalmente utiliza gas natural como combustible para impulsar los álabes de la turbina.

La ventaja de un sistema de ciclo combinado (CC) es que además de la energía eléctrica producida por el motor de combustión de combustible, el escape del motor también produce energía eléctrica. Otro beneficio tensión de las plantas CC es que el usuario final puede tener vapor disponible para ayudar a otras funciones, como el calor de la construcción, el agua caliente, y procesos de producción que requieren vapor (como las fábricas de papel cercanas). Por lo tanto, para una fuente de combustible (es decir, gas natural), se proporcionan muchos servicios de energía (energía eléctrica, vapor, agua caliente y calor de construcción). Algunos CC pueden alcanzar eficiencias cerca del 90%. La Figura 2-10 muestra una planta de energía de ciclo combinado.

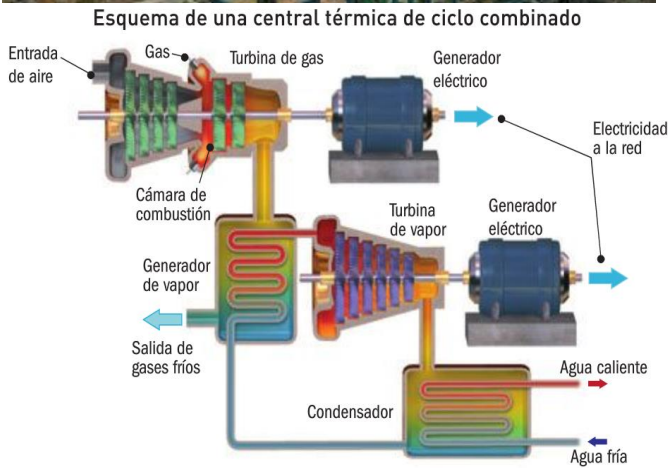


Figura 2-10 Planta de energía de ciclo combinado.

Energía renovable

La energía renovable se compone principalmente por los siguientes tipos de generación:

- Viento
- Solar fotovoltaica (PV)
- Concentración de energía solar (CSP)
- Geotérmico
- Biopower
- Hidráulica (ya discutido)

El gráfico en la Figura 2-11 muestra el crecimiento global en generación de energía renovable.

Porcentaje de EERR en la expansión anual de la capacidad instalada de generación

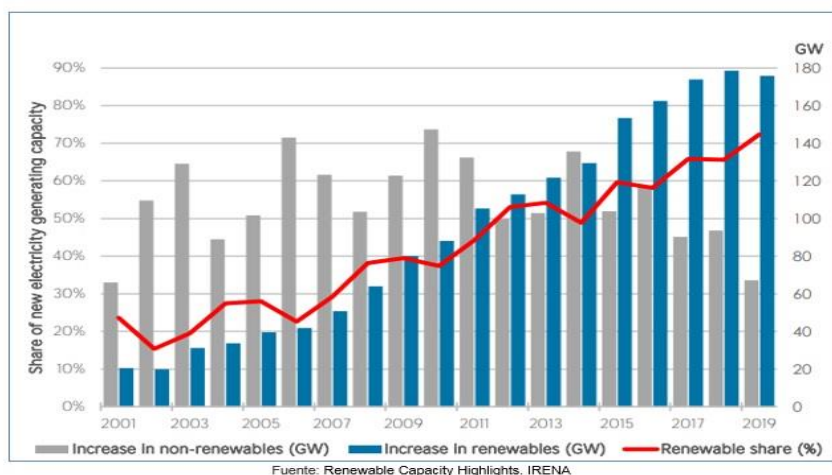


Figura 2-11 Crecimiento global en generación de energía renovable

Algunos de estos tipos de recursos de energía renovable tienen idiosincrasias que podrían tender a limitar el crecimiento. Por ejemplo, el crecimiento hidroeléctrico es limitado debido al hecho de que la mayoría de los ríos en los Estados Unidos ya han implementado completamente la generación hidroeléctrica. La geotermia tiene un índice de crecimiento limitado porque hay áreas limitadas en los Estados Unidos que pueden soportar este tipo de generación. La bioenergía (es decir, la biomasa), especialmente el tipo de residuo agrícola, requiere más investigación y técnicas de producción creativas para hacer de este recurso un aporte significativo en la demanda de energía de los Estados Unidos. *Esto deja al viento y a ambos tipos de energía solar (de espejos concentrados y fotovoltaica) que representen oportunidades de crecimiento a gran escala en los Estados Unidos.* Como se discutirá más adelante, las limitaciones operativas de tener demasiada energía eólica o solar en las redes eléctricas de nuestras naciones podrían limitar el crecimiento de estos recursos. Sin embargo, todavía hay espacio para dar cabida a un mayor crecimiento en la generación eólica y solar. La precaución entra en juego cuando grandes magnitudes de generación de carbón existente y otras plantas de combustibles fósiles se retiran y son reemplazadas por energía eólica y solar. Esto podría afectar la confiabilidad de la red eléctrica del país. Como discutiremos más adelante, *la inercia de rotación es crítica para mantener la confiabilidad del sistema y tanto la generación solar como la eólica pueden afectar este requisito*

si se usa demasiado para alimentar nuestras redes.

Generadores de turbina eólica

La generación eólica ha aumentado su popularidad y la tecnología ha mejorado enormemente durante la última década. En el año 2006, la capacidad instalada total de generación eólica estadounidense fue de aproximadamente 11.000 MW. En 2014, la cantidad de capacidad eólica instalada en los Estados Unidos es de 181,700 MW (NREL). Se siguen instalando aerogeneradores en tierra y en alta mar en todo el mundo. La capacidad instalada total en todo el mundo en 2014 es de aproximadamente 318,800 MW y el tamaño promedio de la turbina es de 1,94 MW (la Figura 2-12 muestra generadores eólicos típicos).



Figura 2-12 Energía eólica.

Aunque los generadores de turbinas de viento tienden a tener un alto costo por kWh producido, los precios de la energía eólica están disminuyendo y se está convirtiendo cada vez más en una opción de potencia competitiva. Con la mejora de la tecnología y las técnicas de ubicación, la energía eólica se está convirtiendo cada vez más en una de las formas de electricidad más asequibles de hoy.

Existe la preocupación por la disponibilidad de viento de forma constante. La mayoría de las compañías eléctricas no consideran que los generadores de viento son unidades de carga base. La carga base implica que se convierten fácilmente en parte del horario de producción de generación de 24 horas y se ponen en línea cuando están disponibles.

Básicamente, el concepto de energía eólica es que la energía eólica se convierte en energía eléctrica mediante modernas turbinas eólicas. Una característica interesante de la

energía eólica es el hecho de que la energía producida es proporcional al cubo de la velocidad del viento. En otras palabras, si la velocidad del viento se duplica, la potencia producida se triplica o aumenta en un factor de ocho. Por lo tanto, lo que a los humanos les puede parecer como fluctuaciones modestas en la velocidad del viento, o brisas, puede afectar severamente la producción de energía eólica y la estabilidad de la frecuencia del sistema.

La generación eólica marina como la que se muestra en la Figura 2-13 tiene atributos muy favorables cuando se trata de eficiencia y consistencia de la energía eólica.



Figura 2-13 Turbinas eólicas marinas.

La eficiencia de la energía eólica se clasifica al nivel del mar y disminuye a medida que aumenta la elevación debido a que la densidad del aire es mucho menor en las elevaciones altas. Cuanto mayor sea la densidad del aire (nivel del mar), mayor será la potencia de salida para la misma velocidad del viento. Sin embargo, la energía eólica marina tiene sus controversias sobre el impacto visual.

La instalación de generadores de energía eólica requiere la selección de sitios que estén relativamente libres de restricciones al flujo del viento, que tengan una alta densidad de aire (nivel del mar) y estén muy cerca de las líneas eléctricas adecuadas.

La energía eólica se considera una fuente de energía renovable ya que el viento se sustenta a sí mismo. La energía eólica se acepta como energía gratuita sin costos de combustible. Sin embargo, existe un límite en la cantidad de

energía eólica que se puede agregar a la red debido a las restricciones requeridas de estabilidad y confiabilidad del sistema. Esta preocupación se analiza más adelante en este documento.

Energía solar reflectante

La energía solar se divide en dos categorías generales; solar reflectante (espejos) y solar fotovoltaica (paneles). Ambas formas de producción de energía solar son respetuosas con el medio ambiente, ya que no producen contaminación y se consideran recursos energéticos renovables. Plantas de energía solar reflectante de gran escala (también llamado "energía solar de concentración" o (CSP) requieren una cantidad sustancial de terreno, así como una orientación específica con el sol para capturar la máxima energía posible con alta eficiencia.

La energía solar se refleja en los espejos y se concentra en un sistema de caldera centralizado. Los espejos tienen forma parabólica y están motorizados para enfocar la energía del sol hacia los tubos receptores en el área del colector de la caldera elevada. Los tubos del receptor contienen un fluido caloportador que se utiliza en el sistema de vapor-caldera-turbina. El área del colector que alberga los tubos receptores absorbe la energía solar enfocada para ganar entre 30 y 100 veces la energía solar normal. El fluido en estos tubos puede alcanzar temperaturas de funcionamiento superiores a 400°C. El vapor impulsa la turbina y luego pasa a través de un condensador para convertirse nuevamente en líquido antes de ser recalentado en el sistema de caldera.

En la Figura 2-14 se muestra una planta de energía solar reflectante típica.



Figura 2-14 Planta de energía solar reflectante.

Esta forma de energía solar ha crecido significativamente durante la última década. La capacidad de CSP de EE. UU. en 2014 ha aumentado a 1685 MW.

Generador solar directo

Las plantas fotovoltaicas (a veces llamada "PV") convierten la energía del sol directamente en energía eléctrica. En la Figura 2- 15 se muestra una planta fotovoltaica.



Figura 2-15 Energía solar fotovoltaica directa.

Este tipo de producción utiliza varios tipos de películas o materiales especiales (celda solar fotovoltaica) que convierten la luz solar en energía eléctrica de corriente continua (CC). Los paneles individuales se conectan en serie y en paralelo para obtener la tensión de salida de CC deseada y la distribución de corriente. Esta energía de CC se convierte luego en energía de CA de servicio público por medio de un dispositivo llamado *inversor*. La energía de CA del inversor está conectada a la red eléctrica. Algunos sistemas de inversores utilizan un dispositivo de almacenamiento de energía (es decir, una batería) para proporcionar energía eléctrica durante los períodos de mayor actividad sin sol.

Se puede imaginar cómo el futuro brinda muchas oportunidades interesantes para los clientes residenciales que tienen sistemas solares fotovoltaicos conectados a la red, vehículos eléctricos, iluminación de baja tensión, sistemas de administración de energía en el hogar y otros dispositivos de

tecnología de automatización y control nuevos. Muchos consumidores ya están empleando aplicaciones y dispositivos digitales que se pueden controlar a través de teléfonos inteligentes y otros dispositivos.

La celda solar fotovoltaica es de tamaño pequeño, típicamente hecha de celdas solares de 1.5 VDC capaces de producir aproximadamente 20 mA de corriente eléctrica cada una. Un panel solar fotovoltaico típico que se compone de varias celdas solares pequeñas que miden 4 pies de alto por 2 pies de ancho produciría aproximadamente 250 W de energía eléctrica. Por lo tanto, veinte de estos 4×panel de 2 pies, suministraría 5 kW de energía cada hora de luz solar, capaz de hacer funcionar varios electrodomésticos. Y, desde el punto de vista energético, si hay 5 horas de luz solar al día durante 30 días (1 mes), la energía producida por este sistema solar sería de aproximadamente 750 kWh. Ésta es una aplicación residencial típica. Entonces es una cuestión de qué estén disponibles incentivos estatales y federales para hacer de esta una opción viable. Se tiene que determinar si hay suficientes créditos fiscales federales, tasas especiales de préstamos bancarios, acuerdos atractivos de tarifas de conexión a la red de servicios públicos disponibles y otros incentivos alentadores que hacen que un proyecto solar residencial como este sea asequible y valioso. Este enfoque para aumentar la energía de los servicios públicos ya se está persiguiendo y sigue creciendo.

Las empresas de servicios públicos y los grupos de intereses especiales están construyendo o han construido varias granjas solares a gran escala para ayudar a satisfacer la creciente demanda de energía eléctrica. Este enfoque ambientalmente seguro para la producción de energía eléctrica está creciendo rápidamente. Tener en cuenta que, de manera similar a la generación eólica, existen algunos inconvenientes en tener demasiada energía solar en la red y esto se discutirá con más detalle más adelante en este documento bajo la sección de confiabilidad de la red. El gráfico de la Figura 2-16 muestra el crecimiento sustancial de la capacidad global instalada.

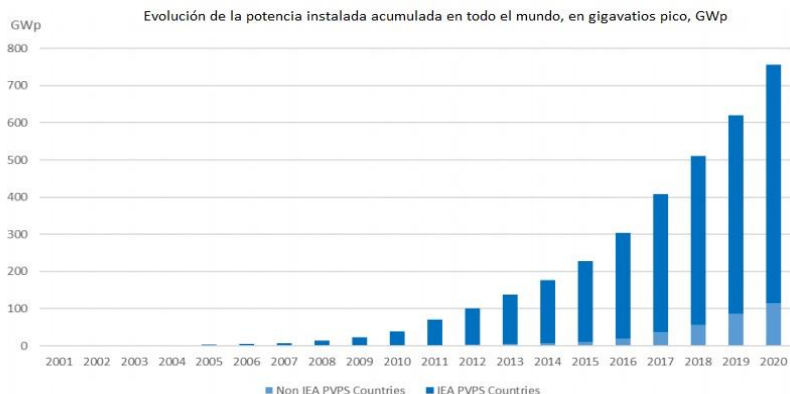


Figura 2-16 Evolución de la potencia instalada de generación de energía fotovoltaica

La energía solar es respetuosa con el medio ambiente ya que no produce contaminación. La tecnología de energía solar, la capacidad instalada, las operaciones de servicios públicos, los incentivos gubernamentales y la expansión a nuevas aplicaciones continúan progresando positivamente a medida que avanzamos hacia el futuro, equilibrando la generación y el consumo eléctricos.

Plantas de energía geotérmica

Las plantas de energía geotérmicas utilizan agua caliente y/o vapor ubicada debajo de la superficie de la tierra. El agua caliente y/o el vapor se llevan a la superficie donde se utilizan los intercambiadores de calor para producir vapor limpio en un sistema secundario para uso con turbinas. El vapor limpio no tiene un crecimiento de sedimentos dentro de tuberías y otros equipos minimizando así el mantenimiento. El vapor limpio se convierte en energía eléctrica de la misma manera que las típicas plantas de turbinas de vapor alimentadas con combustibles fósiles.

Si bien la geotermia se considera un buen recurso renovable de energía confiable, a algunos les preocupa que los efectos a largo plazo sobre el uso de este recurso geotérmico para las plantas de energía puedan reducirse con el tiempo (es decir, secarse, reducir la disponibilidad o perder presión). En la Figura 2-17 se muestra una planta de energía geotérmica típica.

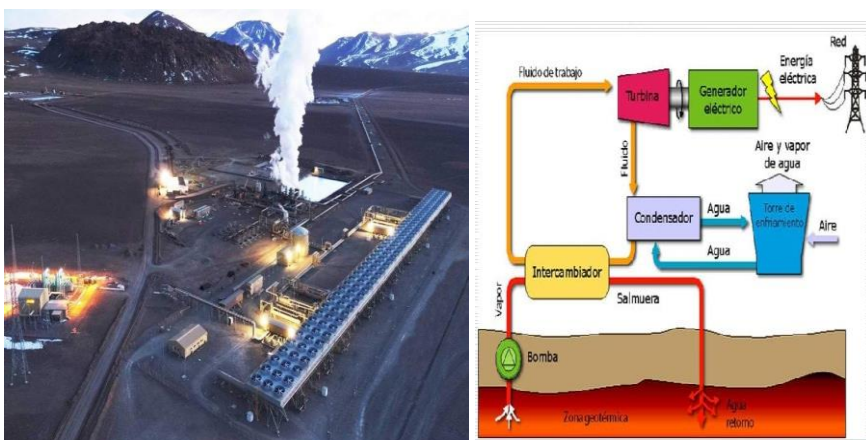


Figura 2-17 Plantas de energía geotérmica.

Bioenergía

Otra forma de energía renovable se llama "*bioenergía*". La bioenergía *proviene principalmente de la madera y los residuos agrícolas que se queman como combustible*. La bioenergía ha crecido de manera constante a lo largo de los años y aporta aproximadamente el 12% de toda la energía renovable generada en los Estados Unidos, o alrededor del 1.6% de la generación eléctrica total de los Estados Unidos de todas las fuentes.

La biomasa es materia orgánica derivada de organismos vivos o recientemente vivos que se puede utilizar como fuente de energía en la combustión o indirectamente en forma de biocombustible. El gráfico que se muestra en la Figura 2-18 proporciona, como ejemplo, la imagen de crecimiento en los Estados Unidos para la bioenergía.

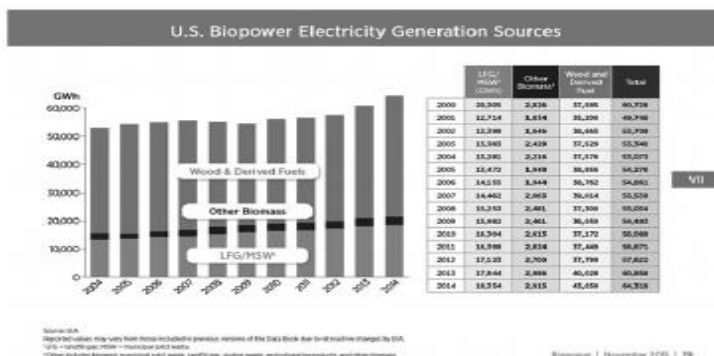


Figura 2-18 Crecimiento de la bioenergía en Estados Unidos.

Como resumen, en el gráfico de la *Figura 2-19* muestra el crecimiento estimado de generación de energías renovables hasta el 2040.

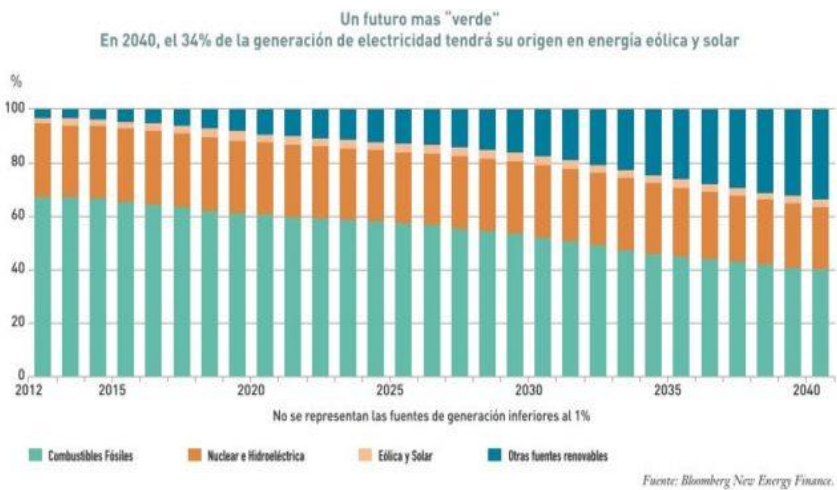


Figura 2-19 Crecimiento estimado de generación de energías renovables.

CAPÍTULO 3

LINEAS DE TRANSMISIÓN

OBJETIVOS DEL CAPÍTULO

Después de completar este capítulo, se podrá:

- Explicar por qué se utilizan líneas de transmisión de alta tensión.
- Explicar los diferentes tipos, tamaños, materiales y configuraciones de conductores.
- Describir las características de diseño eléctrico de las líneas de transmisión (aislamiento, espacios de aire, rendimiento de rayos, etc.)
- Explicar las diferencias entre el diseño, la confiabilidad, las aplicaciones y los beneficios de las líneas de transmisión de CA y CC.
- Hablar sobre los sistemas de transmisión aéreos y subterráneos.

LINEAS DE TRANSMISIÓN

¿Por qué líneas de transmisión? La mejor manera de responder a esa pregunta es que las líneas de transmisión de alta tensión transportan energía a largas distancias de manera mucho más eficiente que las líneas de distribución de tensión más baja por dos razones principales.

- *Primero, las líneas de transmisión de alta tensión aprovechan la ecuación de potencia. Es decir, la potencia es igual a la tensión multiplicada por la corriente. Por lo tanto, aumentar la tensión disminuye la cantidad de corriente necesaria para transportar la misma cantidad de energía. Dado que la corriente al cuadrado es el factor principal en el cálculo de las pérdidas de energía, bajar la corriente reduce drásticamente las pérdidas de transporte.*
- *En segundo lugar, aumentar la tensión para reducir la corriente permite utilizar tamaños de conductores más pequeños o tener más capacidad de conductor disponible para el crecimiento.*

La Figura 3-1 muestra una línea de transmisión trifásica de 500 kV con dos conductores por fase. La opción de dos conductores por fase se llama empaquetados.



Figura 3-1 Línea de transmisión.

Las compañías eléctricas agrupan varios conductores por fase para duplicar, triplicar o aumentar más la capacidad de transporte de energía de una línea eléctrica, reducir las pérdidas y mejorar otras características operativas de la línea, como los campos electromagnéticos y el ruido audible.

El tipo de aislamiento utilizado en esta línea se denomina aislamiento V-string. Aislamiento V-string, en comparación con la I-string, proporciona estabilidad en condiciones con viento. Esta línea también tiene dos cables estáticos en la parte superior para protegerse de los rayos. Los cables estáticos en este caso no tienen aisladores, sino que están conectados directamente a las torres de metal para que los rayos se conecten inmediatamente a tierra. Con suerte, este blindaje evitará que los conductores principales de energía experimenten transitorios de alta tensión causados por rayos directos.

Aumento de tensión para reducir la corriente

El aumento de tensión para reducir la corriente reduce el tamaño del conductor y aumenta los requisitos de aislamiento. Se ve nuevamente la ecuación de potencia:

$$\text{Potencia} = \text{Tensión} \times \text{Corriente}$$

$$\text{TensiónIn} \times \text{CorrienteIn} = \text{TensiónOut} \times \text{CorrienteOut}$$

De la ecuación de potencia anterior, aumentar la tensión significa que la corriente se puede reducir para la misma cantidad de potencia. El propósito de los transformadores elevadores en las centrales eléctricas, por ejemplo, es aumentar la tensión para reducir la corriente para el transporte de energía a largas distancias. Luego, en el extremo receptor de la línea de transmisión, se utilizan transformadores reductores para reducir la tensión y facilitar la distribución.

Por ejemplo, la magnitud de corriente necesaria para transportar 100 MW de potencia a 230 kV es la mitad de la magnitud de corriente necesaria para transportar 100 MW de potencia a 115 kV. En otras palabras, duplicar la tensión reduce la corriente requerida a la mitad.

Las líneas de transmisión de alta tensión requieren estructuras más grandes con cadenas de aisladores más largas para tener mayores espacios de aire y el aislamiento necesario. Sin embargo, generalmente es mucho más barato construir estructuras más grandes y derechos de transmisión más amplios para las líneas de transmisión de alta tensión que pagar el costo continuo de las altas pérdidas asociadas con las líneas eléctricas de más baja tensión. Además, para transportar una determinada cantidad de energía desde el punto "a" hasta el punto "b", una línea de tensión más alta puede requerir mucho menos tierras con derechos de paso que sus múltiples líneas equivalentes de tensión más baja.

Aumento de tensión para reducir pérdidas

El costo de las pérdidas disminuye drásticamente cuando se reduce la corriente. Las pérdidas de potencia en los conductores se calculan mediante la fórmula I^2R . Si la corriente (I) se duplica, las pérdidas de potencia se cuadruplican para el mismo valor de resistencia del conductor (R). Nuevamente, es mucho más rentable transportar grandes magnitudes de energía eléctrica a largas distancias utilizando líneas de transmisión de alta tensión porque la corriente es menor y las pérdidas son mucho menores. Por ejemplo, cuando la corriente se reduce a la mitad, las pérdidas se reducen a un cuarto de lo que se habrían basado en que las pérdidas fueran una función de la corriente al cuadrado. En otras palabras, duplicar la corriente cuadruplica las pérdidas. Las pérdidas son costosas de

generar y utilizar una valiosa capacidad de generación.

Conductores agrupados

La agrupación de conductores aumenta significativamente la capacidad de transferencia de energía de la línea. El costo relativamente pequeño adicional de agregar conductores agrupados a una nueva línea en construcción se justifica fácilmente ya que el agrupamiento de conductores aumenta significativamente la capacidad de transferencia de energía de la línea y reduce las pérdidas. (Tener en cuenta que existe un límite de fenómenos prácticos y eléctricos para el número total de conductores en un paquete). Por ejemplo, suponer que se ha asegurado un derecho de paso para una nueva línea de transmisión en particular. El diseño de líneas de transmisión para que tengan varios conductores por fase aumenta significativamente la capacidad de transporte de energía de esa línea por un costo total adicional mínimo.

CONDUCTORES

Las características del material, el tipo, el tamaño y la corriente nominal del conductor son factores clave para determinar la capacidad de manejo de energía de las líneas de transmisión, líneas de distribución, transformadores, cables de servicio, etc. Un conductor se calienta cuando la corriente circula a través de él desde su resistencia. La resistencia por milla es constante para un conductor. Cuanto mayor sea el diámetro del conductor, menor será la resistencia al flujo de corriente.

Los conductores se clasifican según la cantidad de corriente que hace que se calienten hasta una cantidad predeterminada de grados por encima de la temperatura ambiente. La cantidad de aumento de temperatura por encima de la temperatura ambiente (es decir, cuando no circula corriente) determina la clasificación de corriente de un conductor. Por ejemplo, cuando un conductor llega a 70°C por encima de la temperatura ambiente, se dice que el conductor está a plena carga. La compañía eléctrica selecciona el aumento de temperatura por encima de la ambiente para determinar las clasificaciones aceptables de los conductores. La compañía eléctrica puede adoptar una clasificación de corriente diferente para condiciones de emergencia o cuando el clima es extremadamente frío.

La magnitud de corriente que hace que aumente la

temperatura depende del tipo y tamaño del material conductor. El tipo de conductor determina su fuerza y aplicación en sistemas de energía eléctrica. Repasemos algunos de los materiales conductores comunes que se utilizan en las líneas eléctricas.

Material del conductor

Las empresas de servicios públicos utilizan diferentes materiales conductores para diferentes aplicaciones. El cobre, el aluminio y el acero son los principales materiales conductores utilizados en los sistemas de energía eléctrica. Otros tipos de conductores, como la plata y el oro, son en realidad mejores conductores de electricidad; sin embargo, el costo prohíbe el uso generalizado de estos materiales.

Cobre

El cobre es un excelente conductor y es muy popular. El cobre es muy duradero y no se ve afectado significativamente por el clima.

Aluminio

El aluminio es un buen conductor, pero no tan bueno ni tan duradero como el cobre. Sin embargo, el aluminio cuesta menos. El aluminio es resistente a la oxidación y pesa mucho menos que el cobre.

Acero

El acero es un mal conductor en comparación con el cobre y el aluminio, sin embargo, es muy fuerte. Las hebras de acero se utilizan a menudo como núcleo en conductores de aluminio para aumentar la resistencia a la tracción del conductor.

Tipos de conductores

Los conductores de la línea de alimentación son sólidos o trenzados. Los conductores rígidos, como los tubos huecos de aluminio, se utilizan como conductores en las subestaciones debido a la resistencia adicional contra el pandeo en las subestaciones de bajo perfil cuando el conductor solo se apoya en ambos extremos. Las barras colectoras de cobre rígidas se utilizan comúnmente en equipos de conmutación de baja tensión debido a su alta clasificación de corriente y distancias

relativamente cortas.

A continuación se muestran los tipos de conductores de líneas de alimentación más comunes:

Sólido

Sólido Los conductores, Figura 3-2, son típicamente más pequeños y más fuertes que los conductores trenzados.



Figura 3-2 Conductor sólido.

Los conductores sólidos suelen ser más difíciles de doblar y se dañan fácilmente.

Trenzado

Como se muestra en la Figura 3-3, los conductores trenzados tienen tres o más hebras de material conductor retorcido para formar un solo conductor. Los conductores trenzados pueden transportar altas corrientes y generalmente son más flexibles que los conductores sólidos.

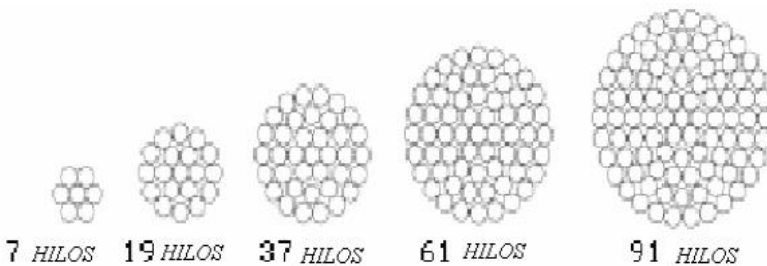


Figura 3-3 Conductor trenzado.

Conductor de aluminio reforzado con acero (ACSR)

Para agregar resistencia a los conductores de aluminio, la Figura 3-4 muestra hebras de acero que se utilizan como núcleo de los conductores trenzados de aluminio.

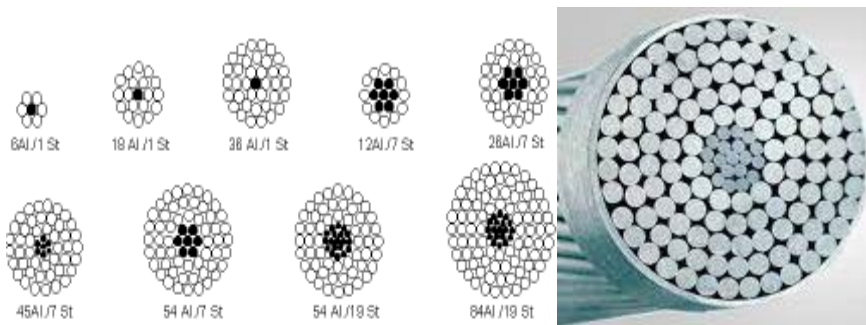


Figura 3-4 Conductor ACSR.

Estos conductores de alta resistencia se utilizan normalmente en tramos largos, para aplicaciones de pandeo mínimo.

Tamaño del conductor

Hay dos estándares de tamaño de conductor que se utilizan en los sistemas eléctricos. Uno es para conductores de menor tamaño (Calibre de alambre americano) y las otras milésimas circulares son para conductores de mayor tamaño. La Tabla 3-1 compara los tamaños y estándares de conductores comunes.

TABLE 3-1 Typical ACSR Conductor Sizes

Cross section (inches)	Size (AWG or cmils)	Size Copper Equivalent	Ratio (Al to Steel)	Diameter (inches)	Current (A) (75°C rise)
0.250	4	6	7/1	0.250	140
0.325	2	4	6/1	0.316	180
0.398	1/0	2	6/1	0.398	230
0.447	2/0	1	6/1	0.447	270
0.502	3/0	1/0	6/1	0.502	300
0.563	4/0	2/0	6/1	0.563	340
0.642	266,000	3/0	18/1	0.609	460
0.783	397,000	250,000	26/7	0.783	590
1.092	795,000	500,000	26/7	1.093	900
1.345	1,272,000	800,000	54/19	1.382	1200

Calibre de cable estándar estadounidense

El indicador de alambre estándar estadounidense es un estándar antiguo que se utiliza para tamaños de conductores relativamente más pequeños. La escala está en orden inverso; en otras palabras, los números se hacen más pequeños a medida que los conductores se hacen más grandes.

Milésimas circulares

El estándar de medición circular en milésimas de pulgada se utiliza para conductores de gran tamaño. Los conductores superiores a AWG 4/0 se miden en milésimas de pulgada circulares. Un milímetro circular es igual al área de un círculo que tiene un diámetro de 0.001 pulgada (1 mil). Por ejemplo, el conductor ampliado en la Figura 3-5 tiene 55 milésimas de pulgada circulares.

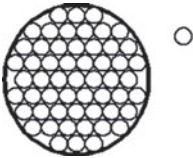


Figura 3-5 Milésimas de pulgada circulares.

En tamaño real, un conductor de 55 milésimas de pulgada circular es aproximadamente cuatro veces más pequeño que el punto al final de esta oración. Por lo tanto, los conductores dimensionados en milésimas de pulgada circulares generalmente se expresan en milésimas de milésimas de pulgada circulares (es decir, kcm).

La Tabla 3-1 muestra los tamaños de conductores típicos y las clasificaciones de corriente asociadas para conductores ACSR desnudos para exteriores que tienen una clasificación de corriente de 75°C, que se elevan por encima de la temperatura ambiente. La tabla también muestra el conductor de tamaño de cobre equivalente.

Aislamiento y cubiertas exteriores

Estos conductores de transporte de corriente de alambre metálico pueden estar aislados o no aislados cuando se usan. Los conductores no aislados (es decir, los cables desnudos), normalmente usan lo que se llama "aisladores" como los medios para separar los cables desnudos de las estructuras con conexión a tierra. Los conductores aislados usan plástico, caucho u otros materiales para el aislamiento eléctrico. Los conductores aislados de alta tensión se utilizan normalmente en sistemas subterráneos. Los cables de servicio aislados de baja tensión se usan a menudo para escuchas residenciales y líneas subterráneas.

En la década de 1800, Ronalds, Cooke, Wheatstone, Morse y Edison hicieron los primeros cables aislados. Los materiales de aislamiento disponibles en ese momento eran sustancias naturales, como algodón, yute, arpillera, madera y papel impregnado en aceite. Con el desarrollo de compuestos de caucho y la invención del plástico, el aislamiento para cables subterráneos se ha vuelto mucho más confiable, rentable y eficiente.

Clases de tensión

La Tabla 3-2 muestra las diversas tensiones del sistema de transmisión y subtransmisión utilizados en América del Norte.

TABLE 3-2 Transmission Voltages

Voltage Class	Voltage Category	System Voltage
69,000	Extra high voltage (EHV)	Sub-transmission
115,000		
138,000		
161,000		
230,000		
345,000	Transmission	
500,000		
765,000		
Above 1,000,000	Ultra high voltage (UHV)	

Esta tabla no es absoluta; algunas compañías eléctricas designan las tensiones de sus sistemas de manera un poco diferente. Tener en cuenta que es bastante común usar tensiones de subtransmisión para transportar energía a distancias medias (es decir, a través de grandes áreas pobladas) o para transportar energía a largas distancias si el requisito de corriente total es bajo, como para servir a áreas menos pobladas que están lejos.

Las tensiones más altas del sistema de transmisión tienden a estar más estandarizados en comparación con las tensiones de distribución más bajas. Hay muchas variaciones sutiles en las tensiones de distribución que en la transmisión.

Clase de tensión es el término que los fabricantes de equipos y las compañías eléctricas utilizan con frecuencia para identificar la tensión al que se conectará el equipo. Un fabricante puede usar la clase de tensión para identificar la tensión de funcionamiento del sistema previsto para su equipo. Una compañía eléctrica podría usar la clase de tensión como

referencia al sistema que se discutió en una conversación. Una clase de tensión puede incluir varias tensiones nominales de funcionamiento. Las tensiones nominales son las tensiones reales normales cotidianas. Por ejemplo, un interruptor podría ser un equipo de clase de tensión de 125 kV que esté operando a una tensión nominal de 115 kV.

La Categoría de tensión se utiliza a menudo para identificar un grupo de clases de tensión. Por ejemplo, "tensión extra alta" (o EHV) es un término que se utiliza para indicar si un fabricante de equipos construye equipos de transmisión en lugar de equipos de distribución que se clasificarían como "equipos de alta tensión" (o HV).

Tensión del sistema es un término que se utiliza para identificar si se hace referencia a distribución, transmisión o secundaria. Por ejemplo, las empresas de energía normalmente distinguen entre departamentos de distribución y transmisión. Una compañía eléctrica típica puede distinguir entre cuadrillas de líneas de distribución, cuadrillas de líneas de transmisión, etc. La tensión del sistema secundario generalmente se refiere a las tensiones de servicio al cliente.

PARÁMETROS DE DISEÑO DE LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN (LECTURA COMPLEMENTARIA OPCIONAL)

Esta sección analiza con más detalle los parámetros de diseño relacionados con las líneas de transmisión de alta tensión.

Aislamiento

Los requisitos mínimos de aislamiento para una línea de transmisión se determinan primero evaluando individualmente los requisitos mínimos para cada uno de los siguientes factores.

Cualquiera de los criterios de aislamiento enumerados a continuación podría dictar los requisitos mínimos de separación y aislamiento para la línea de transmisión.

Separación de aire para tensión de frecuencia de 50/60 Hz

El aire libre tiene una clasificación de tensión de descarga disruptiva. Una regla general es un pie de espacio de aire por cada 100 kV de tensión. Se encuentran disponibles tablas de referencia detalladas para determinar los requisitos de espacio de aire adecuados según la tensión de funcionamiento, la elevación y las condiciones de exposición.

Niveles de contaminación

Las líneas de transmisión ubicadas cerca de océanos, salares alcalinos, fábricas de cemento, etc..., requieren un aislamiento adicional para que las líneas funcionen correctamente en entornos propensos a la contaminación. La mezcla de sal con humedad, por ejemplo, puede provocar corrientes de fuga y posibles descargas eléctricas de aislamiento no deseadas. A menudo se requiere aislamiento adicional para estos entornos propensos a la contaminación. Este aislamiento adicional podría aumentar la separación mínima del espacio de aire.

Condiciones de sobretensión de sobretensión de conmutación esperadas

Cuando funcionan los interruptores del sistema de potencia, o arrancan motores grandes, o se producen perturbaciones en la red eléctrica, pueden producirse tensiones transitorias que pueden provocar descargas disruptivas en el aislamiento o el espacio de aire. El ingeniero de diseño estudia todas las posibles condiciones transitorias de conmutación para asegurarse de que se proporciona el aislamiento adecuado en la línea en todo momento.

Espacio de trabajo seguro

El Código Nacional de Seguridad Eléctrica (NESC) especifica las distancias mínimas de espacio de aire entre fases y fase a tierra para todas las líneas eléctricas y equipos de subestaciones. Estos espacios libres NESC se basan en requisitos de espacio de trabajo seguro. En algunos casos, se aumenta el espacio libre mínimo de espacio de aire eléctrico para cumplir con los requisitos de NESC.

Performance bajo descargas atmosféricas

Las líneas de transmisión utilizan con frecuencia cables de protección o guardia para mejorar su rendimiento operativo en condiciones de caídas de rayos. Estos cables blindados (a veces llamado cables estáticos, de guardia o cables de puesta a tierra) sirven como cables de puesta a tierra a gran altura para atraer rayos. Cuando un rayo cae en el cable blindado, la corriente de descarga circula a través de los cables, torres, varillas de puesta a tierra, y finalmente en la tierra donde se disipa

la energía. A veces, se necesita un espacio de aire adicional en las torres para superar la posibilidad de que la torre vuelva a descargar hacia los conductores de energía cuando se disipa la energía del rayo. Esta condición se mitiga con buenas prácticas de puesta a tierra de torres.

Ruido audible

El ruido audible también puede desempeñar un papel en el diseño de líneas eléctricas de alta tensión. El ruido audible del mal tiempo, generado por la tensión eléctrica, la descarga de corona y el zumbido de baja frecuencia puede resultar problemático si no se evalúa durante el proceso de diseño. Hay formas de minimizar el ruido audible, la mayoría de las cuales tienden a aumentar el tamaño del conductor y/o el espacio de aire intermedio.

TRANSMISIÓN SUBTERRÁNEA (LECTURA COMPLEMENTARIA OPCIONAL)

La transmisión subterránea suele ser 3-10 veces más costosa debido al derecho de paso, los obstáculos y los costos de materiales. Normalmente se usa en áreas urbanas o en los aeropuertos cercanos donde las aéreas no es una opción. Los cables de transmisión subterránea más modernos están hechos de materiales de polietileno dieléctricos sólidos y pueden tener calificaciones en el orden de 400 kV. La Figura 3-6 muestra una línea de transmisión subterránea de 230 kV.

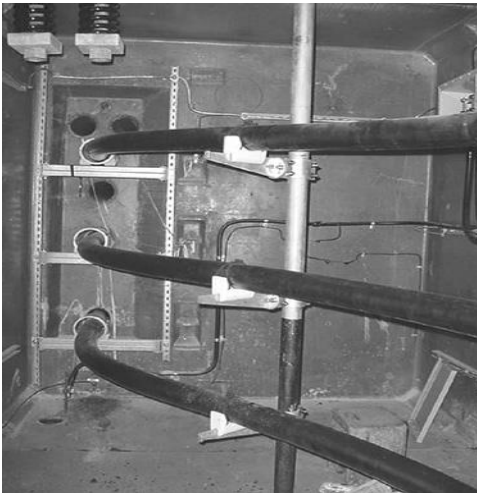


Figura 3-6 Transmisión subterránea.

SISTEMAS DE TRANSMISIÓN DC (LECTURA COMPLEMENTARIA OPCIONAL)

Los sistemas de transmisión de CC se utilizan por razones económicas, beneficios de sincronización del sistema, interconexión de sistemas de 50/60 Hz con 50 Hz y control del flujo de energía. La línea de transmisión de CA trifásica se convierte en una línea de transmisión de CC de 2 polos (más y menos) mediante rectificación bidireccional en estaciones convertidoras en ambos extremos de la línea de DC. Las estaciones convertidoras convierten la potencia de CA en CC y viceversa. La energía de CA reconstruida debe filtrarse para mejorar el rendimiento de la calidad de la energía antes de conectarse al sistema de CA.

Las líneas de transmisión de CC no tienen fases, sino *polos* positivos y negativos. La línea de transmisión de CC del noroeste del Pacífico que se muestra en la Figura 3-7, por ejemplo, opera en ± 500 kV o 1 millón de Volt de polo a polo.



Figura 3-7 Transmisión aérea.

No hay problemas de sincronización con las líneas de CC. La frecuencia de transmisión de CC es cero y, por lo tanto, no se preocupan por las variaciones de frecuencia entre los sistemas interconectados. Un sistema de 50/60 Hz se puede conectar a un sistema de 50 Hz mediante una línea de CC.

Por razones económicas, la línea de CC puede tener ventajas sobre la línea de CA en el sentido de que las líneas de CC tienen solo dos conductores frente a tres conductores en las

líneas de CA. El costo total para construir y operar una línea de CC, incluidas las estaciones convertidoras, puede costar menos que una línea de CA equivalente debido a los ahorros en un conductor menos, los derechos de paso más estrechos y las torres menos costosas. Esta suele ser la situación para líneas de más de 300 millas de longitud.

CAPÍTULO 4

SUBESTACIONES

OBJETIVOS DEL CAPÍTULO

Después de completar este capítulo, se podrá:

- Identificar y describir las operaciones de todos los equipos principales utilizados en las subestaciones
- Explicar la operación y la necesidad de reguladores de tensión y cambiadores de tomas
- Discutir cómo se utilizan los interruptores y los interruptores de desconexión para aislar el equipo.
- Explicar el propósito de los capacitores, reactores y compensadores VAR estáticos que se utilizan en los sistemas de energía eléctrica.
- Describir los programas de mantenimiento preventivo eficaces que se utilizan para los equipos de la subestación.

EQUIPO DE SUBESTACIÓN

En este capítulo se analizan los principales tipos de equipos que se encuentran en la mayoría de las subestaciones de transmisión y distribución. Se explican el propósito, la función, las características de diseño y las propiedades claves. Después de discutir y planificar el equipo, se discuten las técnicas esenciales de mantenimiento predictivo. El lector debe obtener una buena comprensión fundamental de todos los aspectos importantes de los equipos principales que se encuentran en las subestaciones y cómo se utilizan y operan.

El equipo de la subestación que se analiza en este capítulo incluye:

- Transformadores
- Reguladores
- interruptores y reconectores
- interruptores de desconexión de aire

- Descargador
- Bus eléctrico
- Bancos de capacitores
- Reactores
- Compensadores VAR estáticos
- Edificio de control

TRANSFORMADORES

Los Transformadores son componentes esenciales en los sistemas de energía eléctrica. Vienen en todas las formas y tamaños. Los transformadores de potencia se utilizan para convertir energía de alta tensión en energía de baja tensión y viceversa. La energía puede circular en ambas direcciones en un transformador; del lado de alta tensión al lado de baja tensión o del lado de baja tensión al lado de alta tensión. Las plantas de generación utilizan grandes transformadores elevadores para elevar la tensión de la energía generada para el transporte eficiente de energía a largas distancias. Entonces los transformadores reductores convierten la potencia a niveles de tensión de subtransmisión como se muestra en la Figura 4-1 o tensiones de distribución como en la Figura 4-2 para obtener más energía de transporte para el consumo.

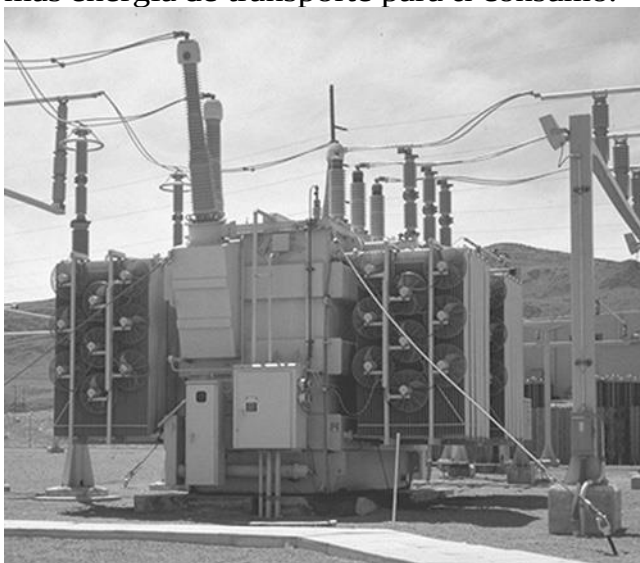


Figura 4-1 Transformador reductor.



Figura 4-2 Transformador de potencia de distribución.

Los transformadores de distribución se montan en postes aéreos de distribución o en pedestales subterráneos para convertir aún más las tensiones de distribución a tensiones adecuadas para consumo residencial, comercial e industrial (ver la Figura 4-3).

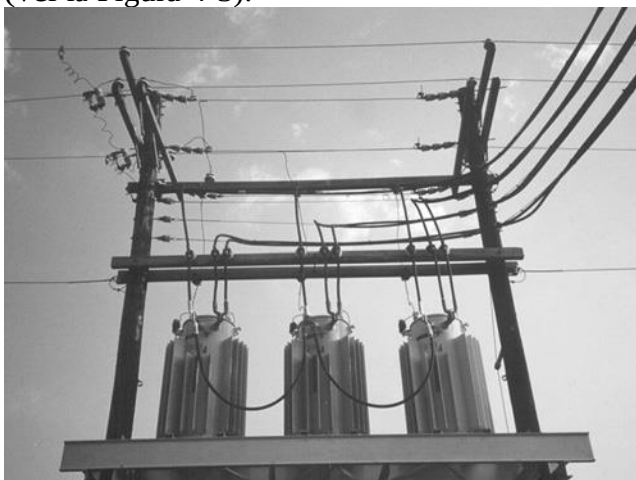


Figura 4-3 Banco de transformadores.

Hay muchos tipos de transformadores utilizados en sistemas de energía eléctrica. A través del uso de factores de escala, los transformadores de instrumentos se utilizan para conectar equipos de alta potencia a instrumentos electrónicos de baja potencia para monitorear tensiones del sistema, corrientes y energía a niveles convenientes.

- ✓ Los transformadores de instrumentos incluyen transformadores de corriente (CTs) y transformadores tensiones (PTs)). Estos transformadores de instrumentos se conectan a la medición, el relé de protección y los equipos de telecomunicaciones.
- ✓ Los transformadores de regulación se utilizan para mantener las tensiones de distribución adecuados para que los consumidores tengan tensión de salida estable.
- ✓ Los transformadores de cambio de fase se utilizan para controlar el flujo de energía sobre las líneas de interconexión.

Los transformadores pueden ser únicos, tres fases o en banco juntos para operar como una sola unidad. La Figura 4-3 muestra un banco de transformadores trifásicos.

Fundamentos del transformador

Los transformadores funcionan combinando las dos leyes físicas que se discutieron anteriormente en el Capítulo 1. Como repaso; La ley física n° 1 establece que se produce una tensión en cualquier conductor en un campo magnético cambiante. La ley física n° 2 establece que una corriente que circula por un cable produce un campo magnético. Los transformadores combinan estos dos principios mediante el uso de dos bobinas de alambre, que tienen una fuente de tensión cambiante y una corriente correspondiente a la carga. La corriente que circula en la bobina de un lado del transformador induce una tensión en la bobina del otro lado. (Por lo tanto, las dos bobinas están acopladas por campos magnéticos).

Este es un concepto muy importante porque todo el sistema de potencia eléctrica depende de estas relaciones. Mirándolos de cerca; la tensión en el lado opuesto de un transformador es proporcional a la relación de vueltas del transformador. Y, la corriente en el otro lado del transformador es inversamente proporcional a la relación de vueltas del transformador.

Por ejemplo, el transformador de la Figura 4-4 tiene una relación de vueltas de 2:1. Suponga que el transformador de relación de espiras 2:1 de la Figura 4-4 tiene 240 Vca a 1 A aplicados en su devanado primario (lado izquierdo); producirá 120 (220) Vca a 2 A en su devanado secundario (lado derecho) como se ve en la Figura 4-5.

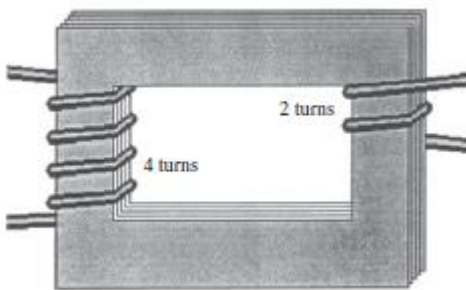


Figura 4-4 Devanados del transformador. Cortesía de Alliant Energy.

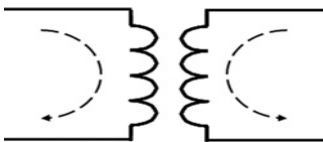


Figura 4-5 Relación de vueltas del transformador.

Tener en cuenta que la potencia es igual a 240 W en cualquier lado (es decir, tensión $\times$ corriente). Como se discutió anteriormente, aumentar la tensión (es decir, como en las líneas de transmisión) reduce la corriente y, por lo tanto, reduce significativamente las pérdidas del sistema.

Transformación de energía

La Figura 4-6 muestra el interior de un gran transformador de potencia. Los transformadores de potencia constan de dos o más devanados para cada fase y estos devanados generalmente se enrollan alrededor de un núcleo de hierro.

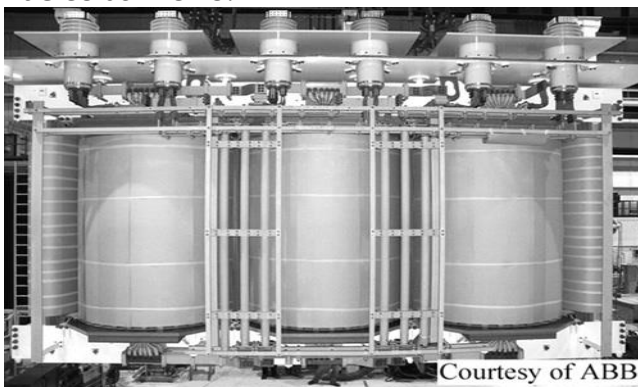


Figura 4-6 Núcleo y bobinas del transformador. Cortesía de ABB.

El núcleo de hierro mejora la eficiencia del transformador al concentrar el campo magnético en el circuito de hierro y reducir las pérdidas del transformador. Los devanados de alta y baja tensión tienen un número único de vueltas de arrollamientos. La relación de espiras entre los arrollamientos dicta las relaciones de tensión y corriente entre los lados de alta y baja tensión.

Bushings

Los bushings se utilizan en transformadores, interruptores y muchos otros tipos de equipos de energía eléctrica como puntos de conexión. Los bushings conectan los conductores externos a los conductores internos del equipo. Los bushings proporcionan aislamiento entre el conductor energizado y el tanque de metal conectado a tierra que rodea al conductor. Los conductores dentro de los bushings son normalmente varillas de cobre sólidas rodeadas de aislamiento de porcelana. Por lo general, se agrega un dieléctrico de aislamiento, como aceite o gas, dentro del bushing entre el conductor de cobre y la carcasa de porcelana para mejorar sus características de aislamiento. Aceite mineral y gas de hexafluoruro de azufre (SF₆) son materiales dieléctricos comunes para aumentar el aislamiento.

Tener en cuenta que los transformadores tienen bushings grandes en el lado de alta tensión de la unidad y bushings pequeños en el lado de baja tensión. En comparación, los interruptores tienen pasatapas del mismo tamaño en ambos lados de la unidad. Las Figuras 4-7 y 4-8 son ejemplos de aisladores de transformadores típicos.



Figura 4-7 Indicador de nivel de aceite del Bushing

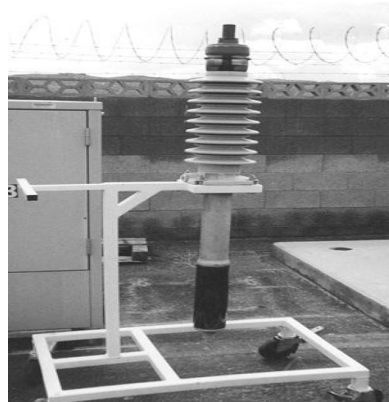


Figura 4-8 Bushing de transformador.

Observe el nivel de aceite a través de la porción de vidrio en la parte superior del bushing. A veces, los medidores de nivel de aceite se utilizan para inspecciones de nivel de aceite.

La parte del bushing que está expuesta a la atmósfera exterior generalmente tiene faldones, o a veces llamadas **costillas** para reducir las corrientes de fuga no deseadas. El propósito de los faldones es aumentar la distancia de la corriente de fuga para disminuir la misma. La limpieza de la porcelana exterior también es importante. Los casquillos contaminados o sucios pueden causar arcos eléctricos que pueden resultar en descargas eléctricas, especialmente durante condiciones de lluvia ligera o niebla.

TRANSFORMADORES DE INSTRUMENTOS

El término transformador de instrumentos se refiere a transformadores de corriente y tensión que se utilizan para escalar las magnitudes reales del sistema de potencia para la medición, el relé de protección y/ el equipo de monitoreo del sistema. La aplicación de transformadores de corriente y tensión proporciona magnitudes reducidas para la información de energía y potencia.

Transformadores de corriente

Los transformadores de corriente o CT se utilizan para escalar la alta magnitud de la corriente que circula en los principales conductores de alta tensión a un nivel mucho más fácil de trabajar con seguridad. Por ejemplo, es mucho más fácil de trabajar con la corriente de 5A en el circuito secundario de los CTs de lo que es trabajar con 1000 A de corriente en el circuito primario de los CTS.

La Figura 4-9 muestra un diagrama de conexión de un CT típico.

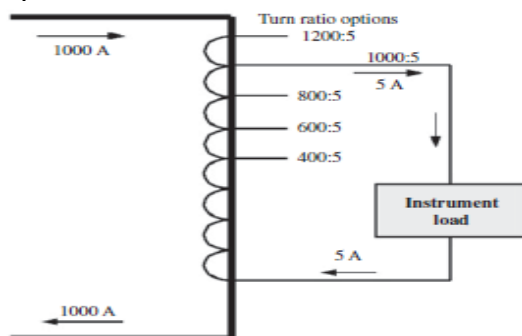


Figura 4-9 Conexiones de un TC.

Usando de la relación de nro de espiras de los CTs como un factor de escala, se proporciona el nivel de corriente requerido del instrumento de monitoreo; sin embargo, se está midiendo la corriente ubicada en el conductor de alta tensión.

Los TAPs (o puntos de conexión a la bobina) se utilizan para permitir varios factores de escala de relaciones de transformación para que coincidan mejor la corriente de operación con los requerimientos de corriente del instrumento. La mayoría de los CT se encuentran en los bushings de los transformadores e interruptores, como se muestra en la Figura 4-10.

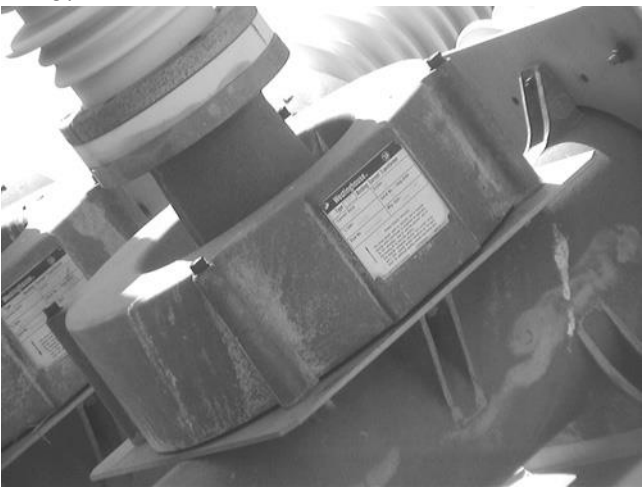


Figura 4-10 CT de Bushing.

La Figura 4-11 muestra una TC de baja tensión. La Figura 4-12 muestra una TC independiente de alta tensión.



Figura 4-11 CT de baja tensión

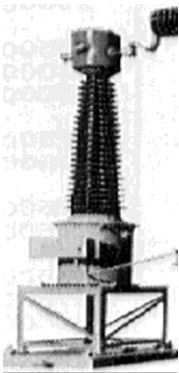


Figura 4-12 HV CT Externo

Transformadores de tensión

Similarmente, los transformadores de tensión (PTs) se utilizan para reducir tensiones muy altas a niveles con los que se pueden trabajar con seguridad. Por ejemplo, es mucho más fácil trabajar con 115 Vac que 69 kVac. La Figura 4-13 muestra cómo se conecta un PT de 69 kV.

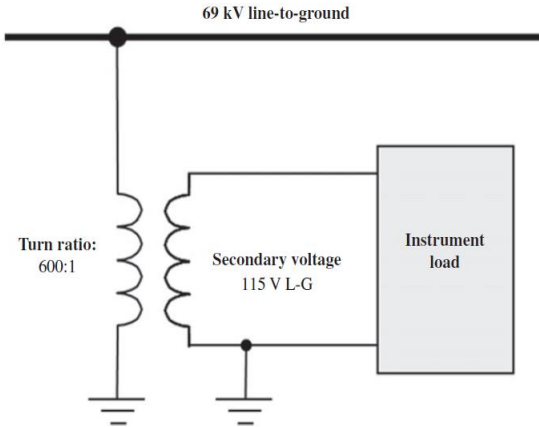


Figure 4-13 PT connections.

La relación de espiras de 600:1 o el factor de escala se tienen en cuenta en los cálculos de la tensión real. Los PTs también se utilizan para equipos de medición, relés de protección y monitoreo de sistemas. Los instrumentos conectados del lado secundario del PT están programados para tener en cuenta el factor de escala de la relación de nro de espiras. Como la mayoría de PTs, se utilizan TAPs para permitir opciones de varias relaciones de nro de espiras para hacer cumplir mejor los requerimientos de nivel de tensión de los instrumentos.

Un ejemplo de un PT de baja tensión se muestra en la Figura 4-14 y un PT de alta tensión en la Figura 4-15.



Figura 4-14 PT de baja tensión.
Cortesía de Alliant Energy.



Figura 4-15 PT de alta tensión
Cortesía de Alliant Energy

Autotransformadores (lectura complementaria opcional)

Los autotransformadores son una variación especial de construcción a dos transformadores regulares de devanados. Autotransformadores comparten un devanado. Los autotransformadores monofásicos contienen un devanado primario y un devanado secundario en un núcleo común. Sin embargo, parte del devanado de alta tensión se comparte con el devanado de baja tensión, como se muestra en la Figura 4-16.

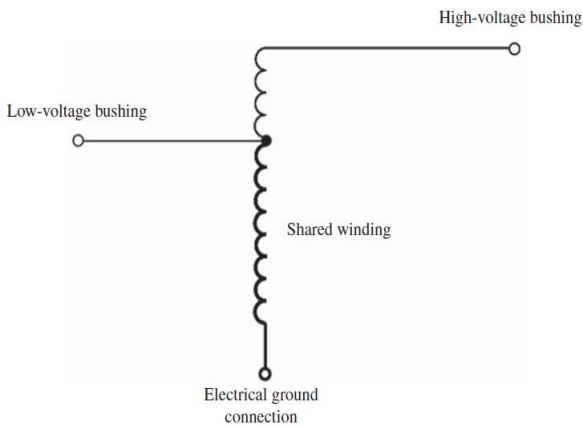


Figura 4-16 Autotransformador.

Los autotransformadores funcionan mejor con las relaciones pequeñas de espiras (es decir, menos de 5:1). Los autotransformadores se usan normalmente para aplicaciones de transmisión de tensión muy altas. Por ejemplo, los autotransformadores se encuentran comúnmente coinciden con tensiones del sistema de 500-230 kV o 345-120 kV. El ahorro de costos del material es una ventaja de los autotransformadores. La reducción de tamaño es otra ventaja de los autotransformadores.

La Figura 4-16 muestra cómo se conecta un autotransformador. La apariencia física se ve igual que cualquier otro transformador de potencia. Una persona necesita revisar la placa de identificación del transformador para saber si es un autotransformador o un transformador convencional.

NOTA, En condiciones de "sin carga", la tensión del lado de alta, será la suma de las tensiones del arrollamiento primario y

compartido, y la tensión del lado de baja será igual a la tensión del aroamiento compartido.

REGULADORES

Es importante que las empresas de servicios eléctricos proporcionen a sus clientes una tensión regulada o constante en todo momento, de lo contrario, podrían ocurrir varias condiciones indeseables. Normalmente, 120 (220) Vca residencial es regulado a $\pm 5\%$ (es decir, 126 Vac $\leftrightarrow$ 114 Vac). El primer cliente residencial fuera de la subestación no debe tener una tensión superior a 126 Vca y el último cliente al final del alimentador de distribución no debe tener tensión inferior a 114 Vac. Las compañías eléctricas intentan regular la tensión de distribución para que esté dentro de un valor nominal de 124-116 Vca.

Pueden ocurrir problemas de servicio al cliente si las tensiones son demasiado altas o demasiado bajas. Por ejemplo, la baja tensión puede hacer que los motores se sobrecalienten y se quemen. Las altas tensiones pueden hacer que las bombillas se quemen con demasiada frecuencia o causar otros problemas con los electrodomésticos. Las empresas de servicios públicos utilizan reguladores de tensión para mantener el nivel de tensión dentro de un rango o ancho de banda aceptable o controlado.

Los reguladores de tensión son similares a los transformadores. Los reguladores tienen varios grifos en sus devanados que se cambian automáticamente bajo condiciones de carga por un sistema de control impulsado por motor llamado cambiador de tomas de carga o LTC. La Figura 4-17 muestra un regulador de tensión trifásico de subestación y la Figura 4-18 muestra un regulador monofásico.

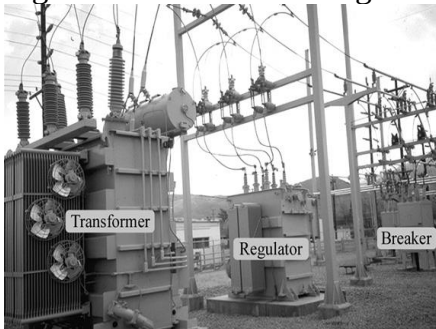


Figura 4-17 Regulador trifásico.

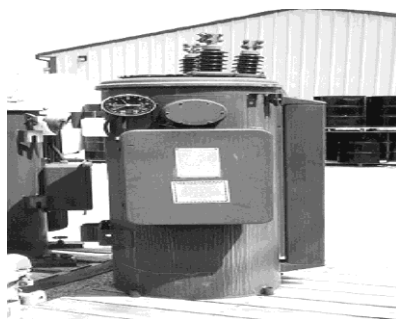


Figura 4-18 Regulador monofásico.

Se pueden usar tres reguladores monofásicos en una subestación o en una línea de distribución.

Teoría de operación

Normalmente, un regulador se especifica como $\pm 10\%$ de la tensión del alimentador de distribución que sale del regulador de la subestación se puede aumentar hasta un 10% o reducirse hasta un 10%. Hay 16 posiciones diferentes del TAP en los lados de subida o bajada de la posición neutra. Hay un interruptor de inversión dentro del LTC que controla si se deben usar las conexiones del TAP para aumentar la tensión del alimentador de salida o usarlas para reducir la tensión del alimentador de salida. Por lo tanto, el regulador de tensión típico tiene "33 posiciones" (Es decir, 16 para subir, 16 para bajar, más neutro). La Figura 4-19 muestra las 33 posiciones en el dial.



Figure 4-19 Regulator dial. Courtesy of Alliant Energy.

Cada posición puede cambiar la tensión de distribución primaria en un $5/8\%$ (es decir, un 10% dividido por 16 tomas).

Por ejemplo: un típico regulador de distribución de 7200 V, $\pm 10\%$ tendría 33 posiciones de toma. Cada derivación podría aumentar o disminuir la tensión de distribución primaria en 45

V (es decir, el 10% de 7200 equivale a 720 V y 720 V dividido por 16 derivaciones equivale a 45 V por derivación). Esta variación en la tensión del alimentador da mucho espacio para que el transformador de servicio al cliente regule el 5% requerido.

Se utilizan **Bobinas de reactores** para reducir el número de TAPs reales a 8 en lugar de 16. Las bobinas del reactor permiten que el contactor de salida del regulador se coloque entre dos tomas de devanado al mismo tiempo por la mitad de la tensión de la toma. La Figura 4-20 muestra el mecanismo del cambiador de tomas con la bobina del reactor conectando el primero con el neutro, proporcionando así una media tensión de toma.

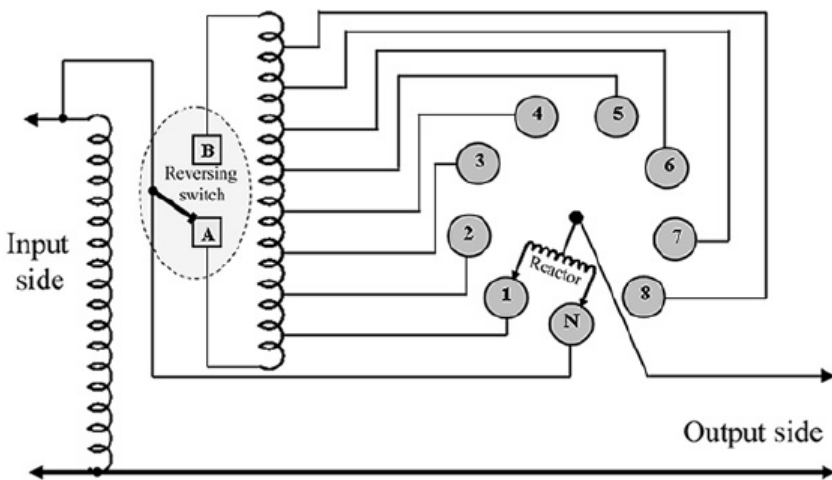


Figure 4-20 Load tap changer.

Los Reguladores de línea a veces se utilizan cerca del final de los alimentadores de distribución largos para volver a regular la tensión a los clientes aguas abajo del regulador de la subestación. Los reguladores de línea permiten extender la longitud de los alimentadores de distribución necesarios para atender a los clientes a grandes distancias de la subestación.

La Figura 4-21 muestra un mecanismo LTC trifásico dentro de un regulador. La Figura 4-22 muestra los contactos del interruptor.

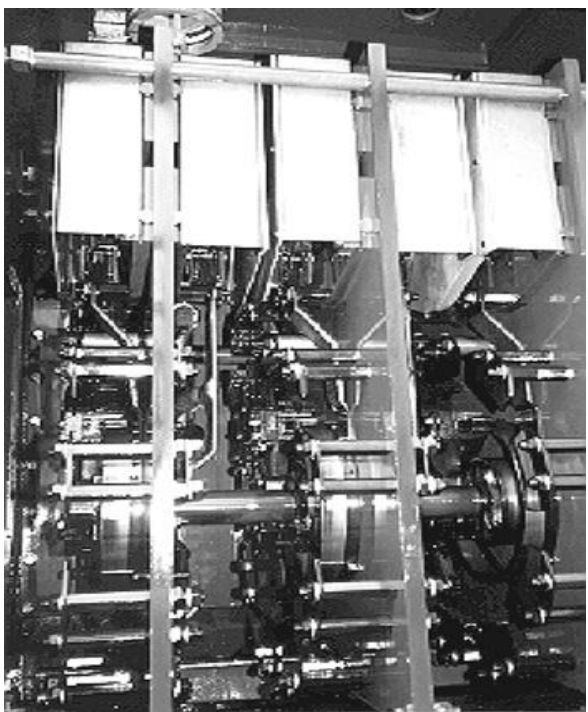


Figura 4-21 Cambiador de tomas.

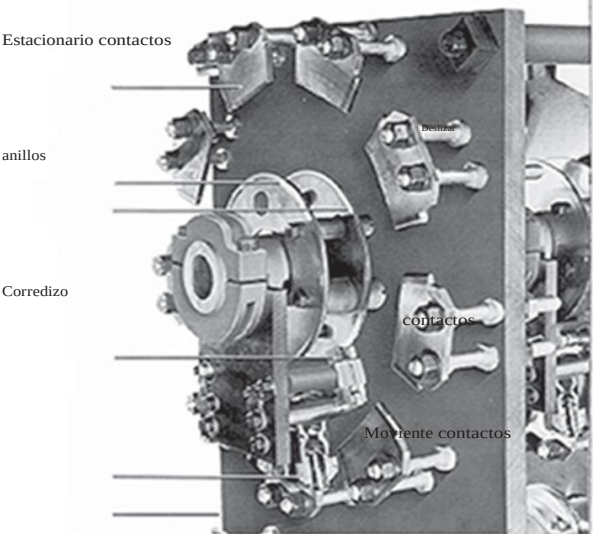


Figura 4-22 Contactos del interruptor. Cortesía de IliantEnergy.

La Figura 4-23 muestra un transformador de cambio de toma de carga (Transformador LTC).

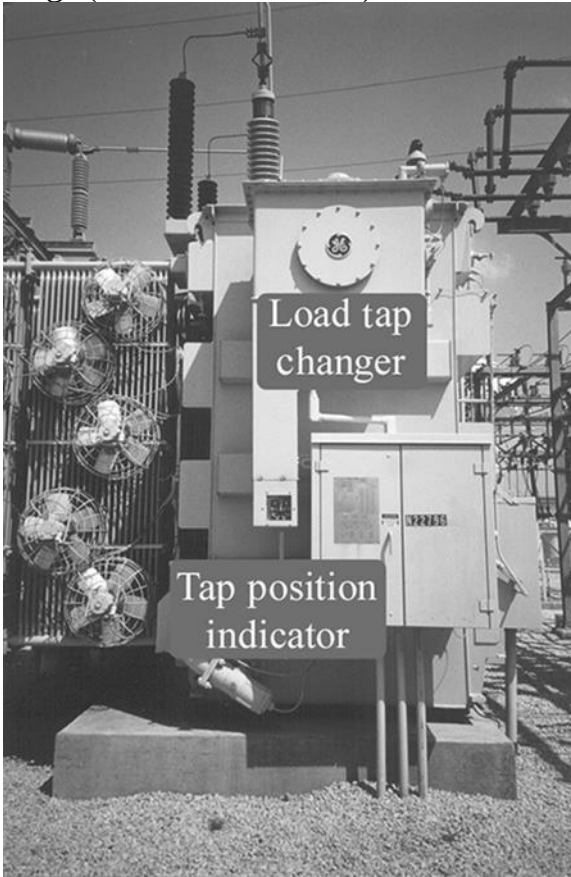


Figura 4-23 Transformador de cambio de toma de carga.

Los transformadores LTC combinan un transformador reductor con un regulador de tensión. Los transformadores LTC ofrecen ventajas de ahorro de costos. Sin embargo, normalmente se requieren dos transformadores LTC por subestación para tener capacidades de transferencia de carga para fines de mantenimiento del regulador.

Controles del regulador (Lectura complementaria opcional)

Los reguladores de tensión utilizan un esquema de control electrónico para operar automáticamente el cambiador de tomas de subida/bajada. Se usa un transformador de tensión (PT) para ingresar tensión real a los circuitos de control. Se

utiliza un transformador de corriente para determinar la cantidad de carga en el regulador. El circuito de control monitorea constantemente el nivel de tensión en el lado regulado y envía comandos al circuito del operador del motor del cambiador de tomas para aumentar o disminuir la tensión regulado según los ajustes de control. Los ajustes de control son programables por el ingeniero. Las configuraciones comunes son las siguientes:

Tensión base

Este es el ajuste de referencia de tensión deseado que se usa para establecer la tensión de salida base (por ejemplo, 122 V es común). Cuando el PT del regulador detecta que la tensión de salida está por encima o por debajo de este ajuste base, se ordena al motor del cambiador de tomas que aumente o baje la tensión de salida hasta que alcance el ancho de banda deseado de la tensión base.

Banda ancha

La tensión base banda ancha El ajuste controla la cantidad de tolerancia de tensión por encima y por debajo del ajuste de tensión base. El regulador no cambia de derivación a menos que la tensión de salida real se salga de este ajuste de ancho de banda (por ejemplo, el ancho de banda de 2 V es normal). Por ejemplo, si la tensión base se establece en 122 Vac, la tensión de distribución tendría que elevarse por encima de 124 Vac para provocar un comando para reducir la tensión regulado. De manera similar, la tensión del regulador de distribución tendría que descender por debajo de 120 (220) Vca para hacer que el LTC aumente la tensión regulado.

Tiempo de retardo

El tiempo de retardo El ajuste evita cambios momentáneos de tensión y, por lo tanto, reduce el desgaste del LTC. Por ejemplo, la tensión de distribución real tendría que exceder el ancho de banda durante un tiempo de retardo preestablecido (es decir, 60 segundos) antes de que el cambiador de tomas motorizado comience a operar.

Manual/Automático

Por motivos de seguridad, el interruptor manual/automático se utiliza para desactivar el control automático del regulador para el personal que trabaja en equipos asociados.

Compensación

El ajuste de la compensación se utiliza para controlar la regulación de tensión según las condiciones a cierta distancia en la línea. Suponga que el área de carga de correo que se va a regular está a 10 millas del regulador. La configuración de compensación se ajusta para que la fuente de tensión se regule en función de las condiciones que ocurren a 10 millas de distancia. Esto puede provocar problemas de alta tensión para el primer cliente fuera de la subestación. El control está configurado para compensar una caída de tensión estimada en la línea de distribución.

Tensión base

Esta es la configuración de referencia de tensión deseada utilizada para establecer la tensión de salida de la base del regulador (por ejemplo, 122 V es común). Cuando el regulador PT percibe la tensión de salida para estar por encima o por debajo de esta configuración de la base, se le ordena al motor del cambiador de tomas para subir o bajar la tensión de salida hasta que entre en el ancho de banda deseado de la tensión de la base.

Banda ancha

La configuración del ancho de banda de tensión de la base controla la cantidad de tolerancia de tensión por encima y por debajo de la configuración de tensión de la base. El regulador no cambia los TAPs a menos que la tensión de salida real quede fuera de esta configuración de ancho de banda (por ejemplo, el ancho de banda 2 V es normal).

Por ejemplo, si la tensión de la base se establece para 122 Vca, la tensión de distribución tendría que aumentar por encima de 124 Vca para hacer que un comando baje la tensión regulada.

De manera similar, la tensión del regulador de distribución tendría que ir por debajo de 120 VCA para que el LTC aumente la tensión regulada.

Tiempo de retardo

La configuración de retardo de tiempo evita cambios de la tensión momentáneos y, por lo tanto, reduce el desgaste del LTC. Por ejemplo, la tensión de distribución real tendría que exceder el ancho de banda durante la duración de un retardo de tiempo preestablecido (es decir, 60 segundos) antes de que el cambiador de TAPs motorizado comenzaría a funcionar.

Manual/Automático

Con fines de seguridad, el interruptor manual/automático se utiliza para deshabilitar el control automático del regulador para que el personal funcione en el equipo asociado.

Compensación

La configuración de compensación se utiliza para controlar la regulación de la tensión en función de las condiciones de alguna distancia en la línea. Supongamos que el área de carga de correo a regularse está a 10 millas del regulador. Las configuraciones de compensación se ajustan de manera que la fuente de la tensión esté regulada en función de las condiciones que se presentan a 10 millas de distancia. Esto puede llevar a problemas de alta tensión para el primer cliente fuera de la subestación. El control se establece para compensar una caída de la tensión estimada en la línea de distribución.

INTERRUPTORES

El propósito de un interruptor consiste en interrumpir el flujo de corriente en una línea, transformador, bus u otro equipo cuando ocurre un problema y se debe desconectar la energía. La interrupción de la corriente puede ser normal, corriente de carga demasiado alta, alta corriente de falla (corriente de cortocircuito o problema en el sistema) o simplemente disparado por el equipo de relés de protección en anticipación de un evento o perturbación indeseable. Un interruptor logra esto separando mecánicamente los contactos eléctricos dentro de una cámara, provocando que se produzca un arco que es inmediatamente suprimido por el medio de alta capacidad dieléctrica dentro del interruptor. Los interruptores se activan para abrirse o cerrarse mediante equipos de protección de relés que utilizan el sistema de batería de la subestación.

Los tipos más comunes de dieléctrico utilizados como medios para extinguir el arco dentro del interruptor se enumeran a continuación:

- aceite (mineral limpio)
- gas (SF₆ o hexafluoruro de azufre)
- soplado de aire
- aire

Estos medios dieléctricos también clasifican el interruptor, como el interruptor de aceite (OCB), el interruptor de gas (GCB) y el interruptor de potencia (PCB).

Otros comentarios con respecto a los interruptores incluyen: en comparación con los fusibles, los interruptores tienen la capacidad de abrirse y cerrarse repetidamente mientras un fusible abre el circuito una vez y debe ser reemplazado. Los fusibles son dispositivos monofásicos, mientras que los interruptores normalmente son dispositivos

trifásicos operados en grupo. Los interruptores pueden interrumpir magnitudes de corriente muy elevadas. Los interruptores pueden cerrarse en una falla y volver a abrirse. Los interruptores se pueden controlar de forma remota. Los contactos necesitan un mantenimiento periódico.

Interruptores de aceite

El interruptor de circuito de aceite (a veces llamado OCB) interrumpe los arcos en aceite mineral limpio.

El aceite proporciona una alta resistencia entre los contactos abiertos para detener el flujo de corriente.

La Figura 4-24 muestra un OCB. Los contactos de interrupción (conocidos como interruptor) están dentro de los tanques llenos de aceite.

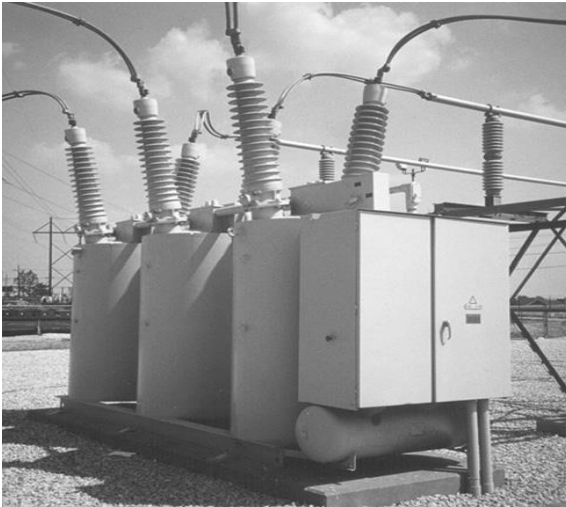


Figura 4-24 Interruptor de aceite.

Se proporcionan placas de inspección para permitir una vista cercana de los contactos de interruptor para determinar los requisitos de mantenimiento.

Los interruptores de circuitos de aceite tienen la capacidad de ser utilizado en sistemas que van desde baja a muy alta tensión. El aceite tiene una alta resistencia dieléctrica en comparación con el aire. Los bushings generalmente se conectan en ángulo para permitir espacios en las áreas de aire libre donde hay conductores, y espacios más pequeños en las áreas encerradas en aceite. La principal desventaja de usar el aceite es el peligro ambiental si se derrama. Una preocupación de mantenimiento para los interruptores de

aceite es que el aceite se contamina con gases durante la supresión del arco. El aceite debe filtrarse o reemplazarse periódicamente o después de un número específico de operaciones para asegurarse de que el aceite mantiene una alta resistencia dieléctrica.

La Figura 4-25 muestra los contactos del interruptor de aceite trifásico de un solo tanque.

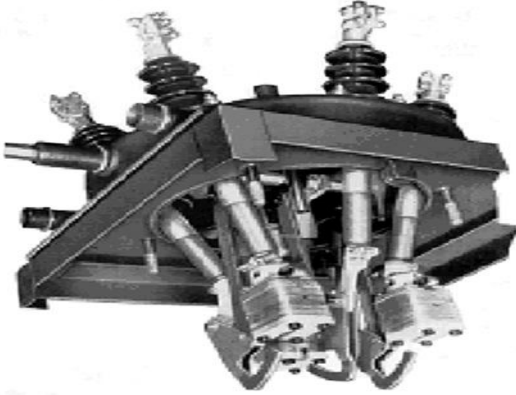


Figura 4-25 Contactos del interruptor.

Tener en cuenta el amplio espacio de conductores para los componentes de aire y el pequeño espaciado de conductores en los componentes inmersos de aceite. La tensión de operación de este interruptor es lo suficientemente baja como para tener las tres fases en un tanque.

Interruptores de gas SF₆

Los interruptores de hexafluoruro de azufre (a veces llamado SF₆ o GCBs) tienen sus contactos encerrados en una cámara de interrupción sellada llena de gas SF₆. El gas SF₆ es un gas inerte no inflamable que tiene una rigidez dieléctrica muy alta, mucho mayor que el aceite. Los gases inertes son incoloros, inodoros e insípidos y es difícil combinar con otros compuestos químicos. Estas propiedades permiten que el interruptor interrumpa la corriente rápidamente y mantengan dimensiones relativamente pequeñas del equipo. La desventaja operativa de usar interruptores de gas SF₆ es que el gas se convierte en líquido a -40°C o -40°F . Mantener la presión de gas correcta también es una preocupación operativa. Los calentadores generalmente se envuelven alrededor de las cámaras de interrupción en entornos de clima extremadamente frío para mantener la temperatura y la presión adecuadas. Las Figuras 4-

26, 4-27 y 4-28 son fotografías de interruptores de gas SF₆.

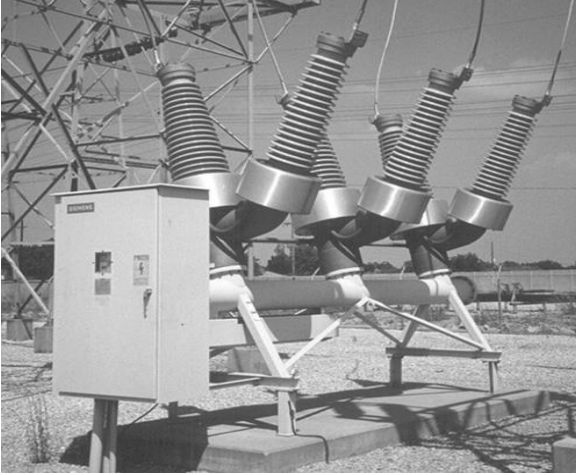


Figura 4-26 Interruptor de gas.



Figura 4-27 345 kV

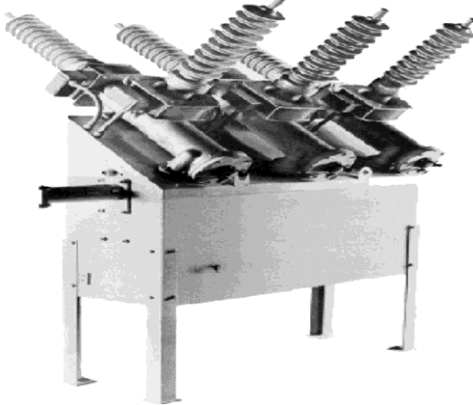


Figura 4-28 Interruptor de gas de 161 kV. Cortesía de Alliant Energy.

Interrupidores de Vacío

Los interruptores de vacío (VCBs) extinguen el arco abriendo los contactos en vacío. (El vacío tiene una rigidez dieléctrica más baja que el aceite o el gas SF₆, pero más alta que el aire). Estos interruptores automáticos son más pequeños y livianos que los interruptores automáticos de aire y, por lo general, se encuentran en subestaciones de distribución de tensión o aparamenta menor a 35 kV. La Figura 4-29 muestra un VCB típico.

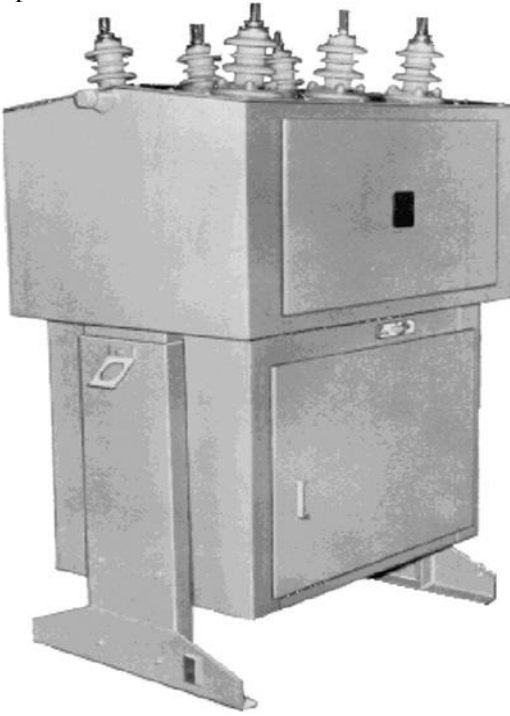


Figura 4-29 Interruptor de vacío. Cortesía de Alliant Energy.

Los contactos están encerrados en una botella o ampolla en vacío donde no puede circular corriente nominal cuando los contactos se separan. Cuando se abre el interruptor, el arco se apaga de forma sencilla y rápida.

Interrupidores de Aire

Dado que la rigidez dieléctrica del aire es mucho menor que la del aceite o gas SF₆, los interruptores de aire son relativamente grandes y por lo general se encuentran en instalaciones de baja

tensión, tales como equipos de distribución “blindados”. La Figura 4-30 muestra un interruptor de aire de 12 kV utilizado en un equipo de conmutación.

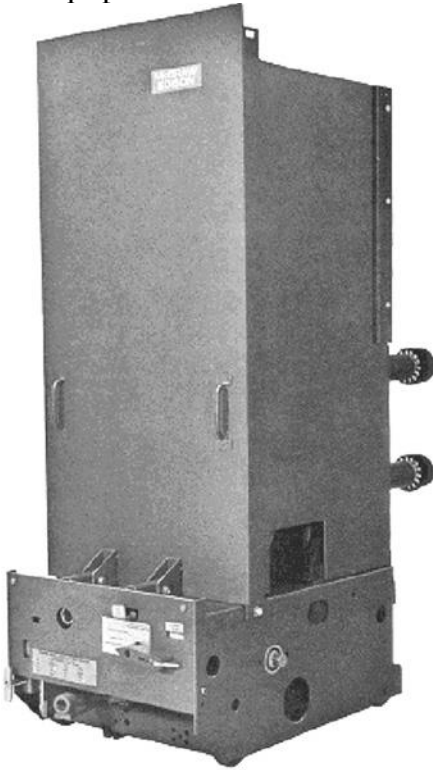


Figura 4-30 interruptor de aire. Cortesía de Alliant Energy.

El interruptor automático de soplado de aire de muy alta tensión (no mostrado) es otro tipo de interruptor automático que se usa para tensiones de sub-transmisión. Los interruptores de soplado de aires utilizan una explosión comprimida de aire a través de los contactos de interrupción para ayudar a extinguir el arco.

La mayoría de los interruptores automáticos de soplado de aire se consideran viejos u obsoletos y han sido reemplazados.

RECERRADORES O RECONECTADORES

Similar a los interruptores, los reconectores brindan funcionalidad de interruptor automático y también incluyen equipos de relés de protección del sistema básico para controlar la apertura y reconexión automática de los circuitos de alimentación de distribución. Los reconectores se utilizan

con mayor frecuencia en los sistemas de distribución y ofrecen ventajas económicas sobre los interruptores automáticos estándar que requieren equipos de relés de protección separados.

El equipo de relés de protección incorporado en el restaurador se puede programar para que se dispare en condiciones específicas de sobrecorriente y se vuelva a cerrar en intervalos de tiempo específicos. Después de un disparo de circuito y un retardo de tiempo programable, el reconectador automáticamente vuelve a energizar el circuito. (Tener en cuenta que la función de reconexión automática de los reconectadores puede desactivarse mientras los miembros de la cuadrilla realizan el mantenimiento de la línea).

Los reconectadores son responsables de volver a energizar un alimentador después de rayos, accidentes de automóviles con postes, etc. Los reconectadores se usan comúnmente como interruptores en líneas de distribución (ver Figuras 4-31 y 4-32) o en subestaciones más pequeñas (ver Figura 4-33) que tienen bajas corrientes de falla.



Figura 4-31 Reconectador moderno.

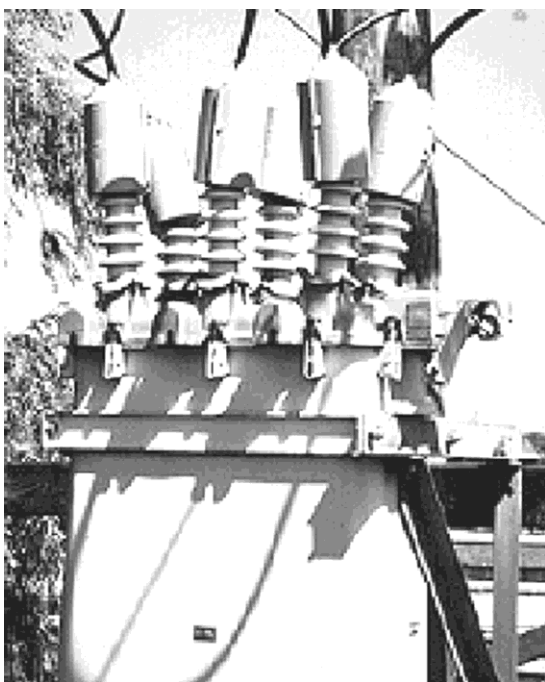


Figura 4-32 Reconector de líneas de distribución más antiguo. Cortesía de Alliant Energy.

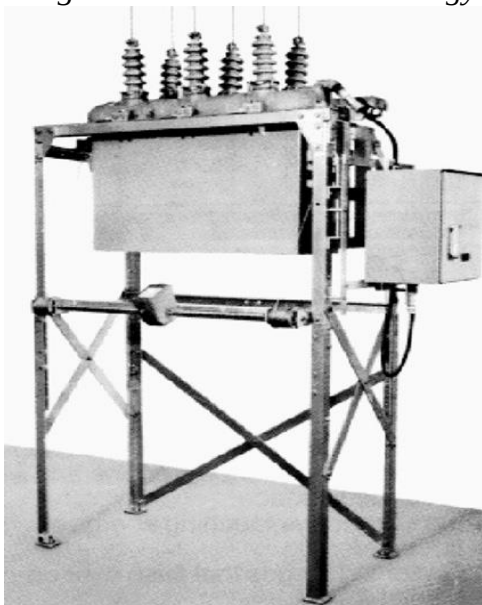


Figura 4-33 Reconector de Subestación más antiguo. Cortesía de la energía Alliant

Los reconectadores normalmente se configuran para dispararse y volver a cerrarse dos o tres veces antes de ocurrir la condición de bloquearse. Bloqueo significa que el reconectador pasó por su ciclo de aperturas y recierres y se bloquea solo para la apertura. Una persona que trabaja en la línea debe restablecer manualmente el bloqueo del reconectador para que se restablezca la energía. Si la condición de falla desaparece antes de que el restaurador se bloquee, el relé de protección se restablece al inicio de la secuencia después de un retardo de tiempo programado.

Los reconectadores también pueden activar manualmente o mediante control remoto. La capacidad de control remoto se utiliza en los centros de control para los operadores del sistema. Los reconectadores más nuevos funcionan en conjunto con la automatización de la distribución, que se analizará más adelante. Además, los reconectadores se pueden utilizar como seccionadores o seccionalizadores.

Seccionadores

Hay muchos propósitos para utilizar seccionadores en subestaciones y en líneas eléctricas. Se utilizan para aislar o desenergizar equipos con fines de mantenimiento, transferencia de carga de una fuente a otra en condiciones planificadas o de emergencia, proporcionar aberturas visuales para el personal de mantenimiento (un requisito de OSHA Administración de Salud y Seguridad Ocupacional), para la seguridad contra la activación accidental y otras razones. Los seccionadores tienen clasificaciones de interrupción de baja corriente en comparación con los interruptores. Normalmente, las líneas eléctricas se desenergizan primero mediante interruptores (debido a su capacidad de interrupción de alta corriente) seguido de la apertura de los seccionadores para el aislamiento.

Subestaciones

Hay muchos tipos de seccionadores de subestación, tales como apertura vertical y tipos de aperturas horizontales. Los seccionadores normalmente son operados por pandillas. El término pandilla se utiliza cuando las tres fases se operan con un dispositivo operativo. Los seccionadores de aire generalmente se abren y se cierran usando manijas de control montadas en la base de la estructura. A veces, los mecanismos del operador del motor están unidos a las barras de control para controlar de forma remota su funcionamiento. En la Figura 4-34 se muestra un interruptor de apertura vertical y en la Figura 4-35 se muestra un interruptor de apertura horizontal.



Figura 4-34 Rotura vertical. Cortesía de Alliant Energy.

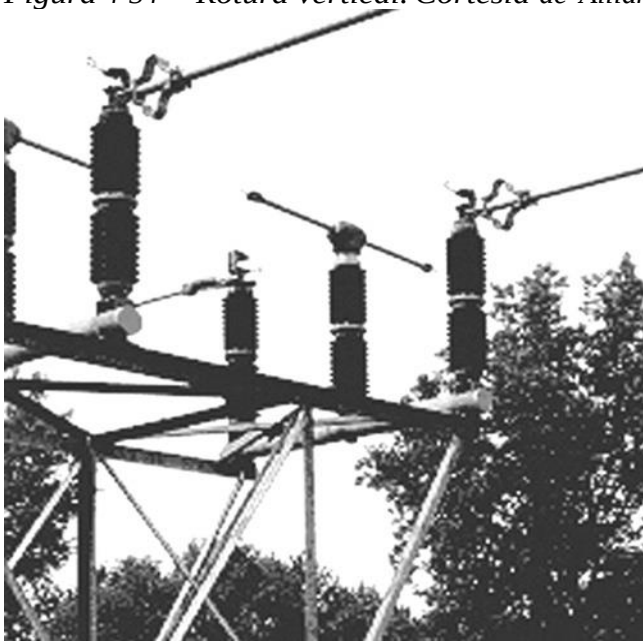


Figura 4-35 Rotura horizontal. Cortesía de Alliant Energy.

Algunos seccionadores, como el que se muestra en la Figura 4-36, usan dispositivos cargados por resorte llamados varillas de arco para ayudar a despejar los arcos de las pequeñas corrientes abriendo la conexión eléctrica después de que se hayan abierto los contactos principales del interruptor.

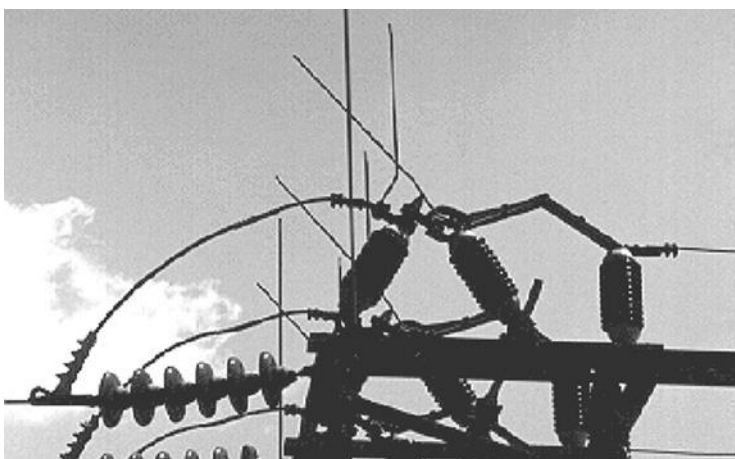


Figura 4-36 Varillas de arco.

Este dispositivo cargado por resorte también se conoce como látigo o cuerno arqueado. Las varillas de arco aumentan la capacidad de corriente de apertura del seccionador, pero generalmente no lo suficiente para abrir la carga normal. Pueden abrir una línea larga sin carga o quizás una operación de transferencia de carga paralela. Además, las varillas arqueadas son un sacrificio, ya que las varillas se pican en el proceso de apertura, en lugar de los contactos del interruptor principal. Las varillas son baratas y fáciles de reemplazar.

Seccionadores de línea

Los seccionadores de desconexión de línea se utilizan normalmente para aislar secciones de línea o transferir carga de un circuito a otro. La imagen de la Figura 4-37 es un ejemplo de un seccionador de línea de subtransmisión típico. Este seccionador en particular incorpora botellas de vacío para ayudar a extinguir los arcos de la interrupción de corrientes de carga ligera.



Figura 4-37 Seccionador de línea.

ARRESTER o DESCARGADORES (PARARAYOS)

Los descargadores están diseñados para limitar la tensión de la línea a tierra en caso de rayos o la aparición de otras condiciones de tensiones transitorias excesivas. Algunos de los arresters o descargadores de rayos de tipo de explosores más antiguos en realidad cortocircuitan la línea o el equipo, lo que hace que el interruptor automático actúe. El interruptor recuperará entonces el circuito cuando desaparezca la condición de sobretensión transitoria. El descargador limita la tensión en el equipo cerca del descargador que experimenta condiciones transitorias de alta tensión. Por lo tanto, las propiedades de aislamiento coordinan con la tensión de descarga de los arresters o descargadores de tales sobretensiones.

Por ejemplo, supongamos que se instaló un descargador de 11 kV en un sistema de 7.2 kV de línea a neutro. El descargador se activará si la tensión de línea a neutro excediera

aproximadamente 11 kV. El equipo conectado a este sistema de distribución puede tener un valor nominal de flashover de 90 kV. Por lo tanto, el arrester sujeta o limita el transitorio de alta tensión a la calificación del equipo y evita que el equipo experimente un flasheo o falla de aislamiento.

Los arresters o descargadores de sobretensiones más nuevos utilizan materiales semiconductores de óxido de metal para limitar la tensión. Estos nuevos diseños ofrecen un mejor control de tensión y tienen características más altas de disipación de energía.

Aparte de la calificación de tensión para la cual se aplica el arrester, los mismos se clasifican en diferentes clases de disipación de energía. Es posible que un arrester tenga que disipar energía hasta que el interruptor de circuito despeje la línea. Los **arresters o descargadores de clase de estación** (ver la Figura 4-38) son los tipos más grandes y pueden disipar la mayor cantidad de energía.



Figura 4-38 Clase de estación. Cortesía de Alliant Energy.

Usualmente están ubicados adyacente a grandes transformadores de potencia de subestación. **Los arresters o descargadores de la clase de distribución** (ver la Figura 4-39) se distribuyen a lo largo de sistemas de distribución aéreos, conocidos por tener una alta actividad de rayos. Se pueden encontrar cerca de transformadores de distribución, estructuras de transición de instalaciones aéreas a subterráneas, y a lo largo de líneas de

distribución largas.

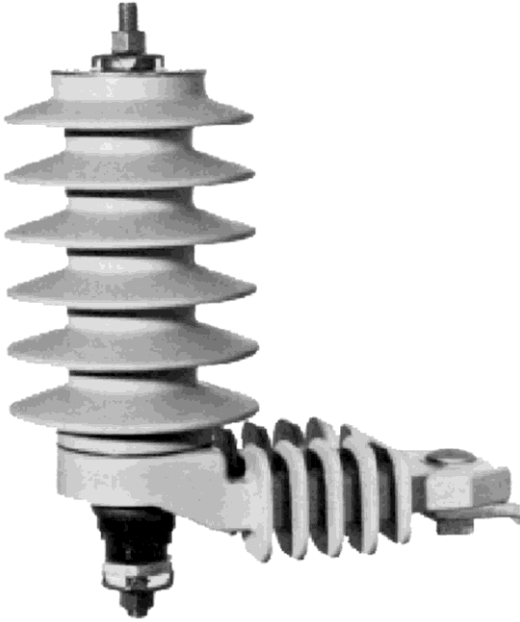


Figura 4-39 Descargadores Clase de Distribución

Los **arresters de clase intermedia** se usan normalmente en subestaciones que no tienen altas corrientes de cortocircuito. Los **clientes comerciales residenciales y pequeños pueden usar arresters o descargadores de clase secundaria** para proteger grandes motores, equipamiento electrónico sensible y otros dispositivos sensibles a sobretensiones conectados a su panel de suministro.

BARRA o BUS

El propósito de las barras en subestaciones es conectar equipos entre sí. La barra es un conductor, o grupo de conductores, que sirve como conexión común entre dos o más circuitos. La barra está sostenida por aisladores de poste de estación. Estos aisladores se montan en las estructuras de la barra. La misma se puede construir con tubos rígidos de aluminio de 3 a 6 pulgadas (llamada "barra rígida") o cables con aisladores en ambos extremos, llamados "barras de tensión."

El *buswork* consiste en acero estructural que soporta los aisladores que soportan los conductores energizados. El *buswork* también puede incluir a los seccionadores. Las configuraciones de barra especiales permiten transferir la

carga de un alimentador a otro y aislar el equipo para su mantenimiento.

La Figura 4-40 es un ejemplo de un bus rígido de bajo perfil típico que se encuentra en las subestaciones de distribución.



Figura 4-40 Ejemplo de bus típico.

BANCOS DE CAPACITORES

Los capacitores se utilizan para mejorar la eficiencia operativa de los sistemas de energía eléctrica y ayudar a la estabilidad de la tensión del sistema de transmisión y distribución durante perturbaciones y condiciones de carga alta. Los capacitores se utilizan para cancelar los efectos de corriente en atraso de motores y transformadores. Los capacitores pueden reducir las pérdidas del sistema y ayudar a proporcionar soporte de tensión. Otro beneficio del capacitor es cómo ellos pueden reducir la corriente total que circula a través de un cable, liberando así capacidad en los conductores para carga adicional.

Los bancos de capacitores se pueden dejar en línea continuamente para cumplir con los requisitos de potencia reactiva de estado estable del sistema o se pueden encender o apagar para satisfacer los requisitos dinámicos de reactivo. Algunos de los bancos de capacitores se cambian estacionalmente (por ejemplo, para adaptarse a la carga de aire acondicionado en el verano) y otros se cambian a diario para adaptarse a las cargas industriales.

Los bancos de capacitores se pueden cambiar de forma manual, automática, local y remota. Por ejemplo, los operadores de los centros de control del sistema comúnmente conectan y desconectan los bancos de capacitores de las subestaciones para cumplir con los requisitos de carga o los requisitos de demanda reactiva de estabilidad del sistema. Proporcionar soporte capacitivo mantiene una adecuada tensión del sistema, reduce las pérdidas del sistema y mejora la confiabilidad de contingencia.

Bancos de capacitores de subestación

La Figura 4-41 muestra un banco de capacitores de subestación típico. En realidad, esta imagen muestra dos bancos de capacitores trifásicos. Los interruptores verticales, bien a la derecha de la Figura, proveen la funcionalidad de switching de esos bancos de capacitores.

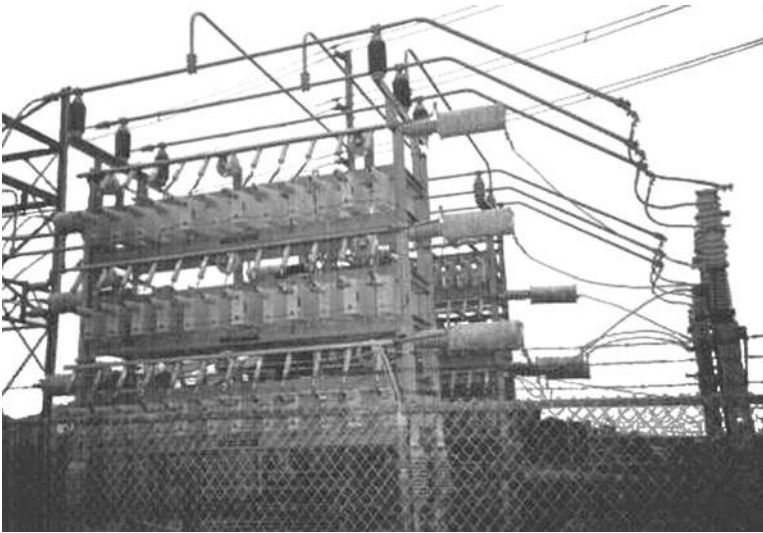


Figura 4-41 Banco de capacitores de la estación.

Banco de capacitores de distribución

Los bancos de capacitores se instalan en las líneas de distribución para reducir las pérdidas, mejorar el soporte de tensión y proporcionar capacidad de carga adicional en el sistema de distribución (ver la Figura 4-42). Tener en cuenta que reducir las pérdidas del sistema de distribución con capacitores es muy eficaz, ya que también reduce las pérdidas

de transmisión.



Figura 4-42 Banco de capacitores de distribución.

Cuanto más cerca esté instalado un capacitor de la carga inductiva real, más beneficioso será. Por ejemplo, si los capacitores se instalan directamente en los terminales del motor con una carga industrial, las pérdidas se reducen en las líneas que alimentan el motor, las pérdidas en la distribución se reducirían, las pérdidas de transmisión se reducirían y las pérdidas de generación también se reducirían.

REACTORES

Reactor es otro nombre para un inductor de alta tensión. Son esencialmente transformadores de un devanado. Los reactores se utilizan en sistemas de energía eléctrica por dos razones principales. Primero, los reactores se utilizan en una configuración de derivación (es decir, conexiones de línea a

tierra), para ayudar a regular la tensión del sistema de transmisión en condiciones de carga ligera absorbiendo el excedente de potencia reactiva (VAR) de carga de la línea. Carga de línea es el término que se usa para describir los efectos de capacitancia de las líneas de transmisión largas, ya que son esencialmente capacitores largos y delgados (es decir, dos conductores separados por un dieléctrico que es el aire). En segundo lugar, están conectados en serie para reducir las corrientes de falla en las líneas de distribución.

Los reactores pueden ser bobinas al aire libre o bobinas sumergidas en aceite. Los reactores están disponibles en unidades monofásicas o trifásicas.

Reactores shunt - transmisión

Las características eléctricas y el rendimiento de las líneas de transmisión largas de alta tensión se pueden mejorar mediante el uso de reactores en derivación. Reactores de derivación se utilizan en las líneas de transmisión para ayudar a reducir la tensión o equilibrar la potencia reactiva que circula en el sistema. Pueden utilizarse para absorber el exceso de potencia reactiva. Los reactores normalmente se desconectan durante condiciones de carga pesada y se conectan durante períodos de carga baja. Los reactores se conectan en línea durante condiciones de carga ligera (es decir, tarde en la noche o temprano en la mañana) cuando la tensión de la línea de transmisión tiende a subir. Por el contrario, los capacitores de derivación se agregan a las líneas de transmisión durante condiciones de alta carga para aumentar la tensión del sistema. En ambos casos, los reguladores de distribución proporcionan los ajustes precisos a la tensión de servicio a los clientes.

Otra aplicación de los reactores en derivación es ayudar a reducir la tensión de la línea de transmisión cuando se energiza una línea de transmisión larga. Por ejemplo, suponga que se va a energizar una línea de transmisión de 200 millas y 345 kV; el efecto de carga de la línea de esta larga línea de transmisión puede hacer que la tensión del extremo lejano sea del orden de 385 kV. Conectar un reactor de derivación en el extremo lejano de la línea antes de la energización puede reducir la tensión del extremo lejano a aproximadamente 355 kV. Esta tensión reducida en el extremo lejano dará como resultado una condición de tensión transitoria más baja cuando el interruptor del extremo lejano se cierra conectando la línea de transmisión al sistema cuando se permite que circule la corriente. Una vez

que la carga circula en la línea,

La Figura 4-43 muestra un reactor en derivación trifásico de 345 kV y 35 MVAR que se utiliza para ayudar a regular la tensión de transmisión durante condiciones de carga ligera y durante la activación de líneas de transmisión largas.



Figura 4-43 Reactor de 345 kV.

Reactores en serie-Distribución

Las subestaciones de distribución utilizan ocasionalmente reactores en serie para reducir las corrientes de falla. Las líneas de distribución conectadas a subestaciones que tienen varias líneas de transmisión, o que están cerca de una planta de generación, pueden tener disponible una corriente de falla de cortocircuito extremadamente alta si algo sucediera en la línea de distribución. Al insertar un reactor en serie en cada fase de cada línea de distribución, la corriente de falla disminuye debido al hecho de que se debe desarrollar un campo magnético antes de que circulen altas corrientes a través del reactor. Por lo tanto, el interruptor desconecta la línea de distribución antes de que la corriente tenga la posibilidad de alcanzar la magnitud total. De lo contrario, la alta corriente de falla podría causar daños excesivos al equipo eléctrico de los consumidores. Los reactores en serie se muestran en la Figura 4-44.



Figura 4-44 Reactores en serie.

COMPENSADORES VAR ESTÁTICOS

El compensador VAR estático (SCV) es un dispositivo utilizado en AC para controlar el flujo de potencia, mejora la estabilidad transitoria de redes de potencia, y reduce las pérdidas del sistema (ver Figura 4-45). El SVC regula la tensión en sus terminales controlando la cantidad de potencia reactiva inyectada o absorbida del sistema eléctrico.



Figura 4-45 Compensador VAR estático. Cortesía de Jeff Selman.

El SVC está compuesto por varios capacitores e inductores shunt (es decir, reactores) y un sistema electrónico de conmutación que permite aumentar o disminuir el soporte de potencia reactiva. Cuando la tensión del sistema es baja, el SVC genera potencia reactiva (es decir, SVC capacitiva). Cuando la tensión del sistema es alta, el SVC absorbe potencia reactiva (es decir, el SVC inductivo). La variación de la potencia reactiva se realiza mediante la conmutación de bancos de capacitores trifásicos y bancos de inductores conectados en el lado secundario de un transformador grande de acoplamiento.

EDIFICIO DE CONTROL

Los Edificios de Control se encuentran comúnmente en las subestaciones más grandes. Se utilizan para albergar el equipo asociado con el monitoreo, control y protección del equipo de la subestación (es decir, transformadores, líneas y barras). El edificio de control como en la Figura 4-46 contiene relés de protección, controles de interruptores, medición, comunicaciones, baterías y cargadores de baterías.



Figura 4-46 Edificio de control. Cortesía de Schweitzer Engineering Laboratories, Inc.

Los relés de protección, el equipo de medición y los interruptores de control asociados normalmente se montan en bastidores o paneles de relés dentro del edificio de control.

Estos paneles también incluyen indicadores de estado, registradores de secuencia de eventos (SOE), terminales de computadora para comunicaciones de control del sistema y otros equipos que requieren acondicionamiento ambiental. Los cables de CT y PT del equipo de patio exterior también terminan en el edificio de control en gabinetes o paneles de relés.

El acondicionamiento ambiental en un edificio de control generalmente consiste en iluminación, calefacción y aire acondicionado para mantener el funcionamiento confiable del equipo electrónico.

Los edificios de control albergan importantes registradores de secuencia de eventos (SOE) necesarios para rastrear con precisión la operación de toda la actividad del equipo de la subestación, principalmente justo antes, durante y después de las perturbaciones del sistema. Se colocan sellos de tiempo precisos en cada evento para un análisis de seguimiento. Algunos de los elementos monitoreados incluyen operaciones de relés e información de disparo del interruptor. El registrador produce un archivo de datos o un registro en papel de todos los eventos que ocurrieron en esa subestación durante una perturbación importante. Esta información se analiza posteriormente con datos de SOE de otras subestaciones (incluidas las de otras empresas de servicios públicos) para determinar qué salió bien, qué salió mal y qué cambios se necesitan para evitar perturbaciones similares en el futuro. Esta información tiene una marca de tiempo con relojes satelitales de alta precisión. Esto permite analizar una perturbación del sistema de potencia interconectada para determinar si el equipo funcionó correctamente y qué recomendaciones se necesitan.

Tener en cuenta que la “Automatización de subestaciones” o “Subestaciones inteligentes” se trata en el Capítulo 7 y el Capítulo 9.

MANTENIMIENTO PREVENTIVO

Los sistemas de energía eléctrica tienen muchas formas de realizar el mantenimiento preventivo. Los programas de mantenimiento programados, las inspecciones del sitio, la recopilación de datos de rutina y el análisis son muy efectivos. Un medio mejorado o más eficaz de realizar el mantenimiento preventivo es mantenimiento predictivo. A veces esto se llama "mantenimiento bajo condiciones" donde el mantenimiento se basa en una necesidad medida o calculada en lugar de solo un cronograma. El mantenimiento predictivo puede identificar

posibles problemas graves antes de que ocurran. Dos programas o procedimientos de mantenimiento predictivo muy efectivos son escaneo infrarrojo y pruebas de análisis de gas disuelto.

Tecnología infrarroja

Tecnología infrarroja ha mejorado significativamente los procedimientos de mantenimiento. Las cámaras sensibles a la temperatura se utilizan para identificar puntos calientes o hardware caliente. "Caliente" en este caso se refiere al calor excesivo en el equipo "energizado". Los conectores sueltos, por ejemplo, pueden aparecer de manera muy notable en los escaneos de infrarrojos. Las conexiones sueltas pueden estar muy calientes debido a la conexión de alta resistencia en comparación con la temperatura del hardware circundante, lo que indica que existe un problema. Los puntos calientes extremos deben tratarse inmediatamente antes de que ocurra la falla.

La tecnología infrarroja es muy eficaz como técnica mantenimiento predictivo. La mayoría de las empresas eléctricas utilizan programas de escaneo de infrarrojos. Escanear muchos tipos de equipos, como subterráneos, aéreos, transmisión, distribución, subestaciones y servicios al consumidor, es un medio rentable de mantenimiento preventivo.

Análisis de gases disueltos

Análisis de gases disueltos (DGA) es otro procedimiento de mantenimiento predictivo muy eficaz que se utiliza para determinar la condición interna de un transformador. Tomar pequeñas muestras de aceite periódicamente de transformadores importantes permite rastrear con precisión y, a través del análisis de tendencias, determinar si el transformador experimentó arcos, sobrecalentamiento, corona, chispas, etc. Estos tipos de problemas internos producen pequeños niveles de varios gases en el aceite. Cada condición problemática determinada genera gases específicos. Por ejemplo, si un análisis de aceite encuentra la existencia de niveles anormalmente altos de dióxido de carbono y gases de monóxido de carbono, esto podría indicar un sobrecalentamiento del aislamiento de papel utilizado alrededor de los cables de cobre en las bobinas del transformador. El gas acetileno puede indicar que se ha

producido un arco eléctrico dentro del transformador.

Las muestras se toman periódicamente y el análisis de gas se compara con muestras anteriores en un procedimiento de análisis de tendencias. Los cambios significativos en los valores de partes por millón (PPM) de los diversos gases podrían indicar que existen problemas dentro del transformador. Los transformadores críticos (es decir, transformadores de transmisión o elevadores de generadores) pueden tener equipos para monitorear continuamente o tal vez se tomen muestras cada 6 meses. A los transformadores menos críticos se les pueden tomar muestras cada año o dos.

Una vez que se ha determinado que un transformador tiene un problema de gas, se pone fuera de servicio inmediatamente y se inspecciona internamente. A veces, los problemas se pueden reparar en el campo; por ejemplo, se pueden apretar conexiones sueltas de bushings/puentes que causen sobrecalentamiento. A veces, el problema no se puede determinar adecuadamente en el campo, en cuyo caso, el transformador debe reconstruirse. La reparación de un transformador puede resultar muy costosa y llevar mucho tiempo. Sin embargo, es mucho menos costoso reparar un transformador en condiciones controladas que enfrentar las consecuencias de una falla importante del transformador mientras está en servicio.

CAPÍTULO 5

DISTRIBUCIÓN

OBJETIVOS DEL CAPÍTULO

Después de completar este capítulo, se podrá:

- Explicar los conceptos básicos de los sistemas de distribución aéreos y subterráneos
- Discutir cómo y por qué los alimentadores de distribución se operan radialmente
- Discutir las diferencias entre los alimentadores y laterales de distribución en Wye y Delta conectados a tierra
- Explicar las diferencias entre servicios monofásicos y trifásicos.

SISTEMAS DE DISTRIBUCION

Los Sistemas de Distribución son responsables de entregar energía eléctrica desde la subestación de distribución, como la que se muestra en la Figura 5-1, al equipo de entrada de servicio ubicado en las instalaciones de consumo residencial, comercial e industrial.



Figura 5-1 Subestación de distribución.

La mayoría de los sistemas de distribución en los Estados

Unidos operan a tensión primaria entre 12,5 kV y 24,9 kV. Algunos operan a 34,5 kV y algunos operan a tensión de distribución más bajos, como 4 kV. Estos sistemas de distribución de baja tensión se están eliminando gradualmente debido a su costo relativamente alto por pérdidas (el baja tensión requiere altas corrientes, lo que significa altas pérdidas).

Los transformadores de distribución montados en postes o pedestales subterráneos cerca de los centros de carga del cliente convierten el primario tensión a secundario tensión de consumo. Este capítulo analiza los sistemas de distribución entre la subestación y el transformador de servicio al consumidor.

Tensiones de distribución

La Tabla 5-1 muestra las diversas tensiones del sistema de distribución utilizados en América del Norte. Esta tabla no es absoluta; algunas compañías eléctricas pueden designar las tensiones de sus sistemas de manera diferente.

TABLE 5-1 Common Distribution Voltages

System Voltage	Voltage Class	Nominal Voltage (kV)	Voltage Category
Secondary	Under 600	0.120/0.240/0.208	
0.277/0.480	Low voltage (LV)		
Distribution	601–7200	2.4–4.16	Medium voltage (MV)
	15,000	12.5–14.4	High voltage (HV)
	25,000	24.9	
Distribution or	34,500	34.5	
sub-transmission			

Tensión del sistema es un término utilizado para identificar si se hace referencia a los sistemas secundarios o primarios de distribución. Residencial, comercial y cargas industriales pequeñas normalmente se sirven con tensiones por debajo de 600 V. Los fabricantes han estandarizado la provisión de cables aislados con una clasificación máxima de 600 Vac para servicios “secundarios”. Por ejemplo, los cables domésticos, como los cables de extensión, tienen una clasificación de aislamiento de 600 Vac. Además de cambiar los enchufes y enchufes en cada extremo, se podría usar este cable para tensiones secundarios más altos, como 240 Vac.

La tensión del sistema de 34,5 kV se utiliza de forma

diferente entre las empresas de energía eléctrica. Algunas empresas utilizan tensiones del sistema de distribución de 34,5 kV para conectar los transformadores de servicio con el fin de proporcionar tensiones secundarias a los consumidores, mientras que otras empresas utilizan líneas eléctricas de 34,5 kV entre subestaciones de distribución como una “subtransmisión” y no para los consumidores.

Hay varias tensiones de sistemas de distribución comunes que se utilizan en la industria entre secundarios y 34,5 kV. Por ejemplo, muchas compañías eléctricas se han estandarizado en 12,5 kV mientras que otras utilizan 25 kV. Algunas empresas utilizan 13,2 kV, 13,8 kV, 14,4 kV, 20 kV, etc. Hay varias áreas que todavía utilizan sistemas de 4,16 kV. Estos sistemas de distribución de menor tensión se están eliminando rápidamente debido a sus altas pérdidas y capacidades de corta distancia.

La categoría de tensión para la distribución suele ser alta tensión. Las empresas de servicios públicos a menudo colocan señales de advertencia de alta tensión en los postes de energía y otros equipos eléctricos asociados como medida de precaución de seguridad.

Alimentadores de distribución

Líneas de distribución o alimentadores, como el que se muestra en la Figura 5-2, están normalmente conectados radialmente fuera de la subestación.

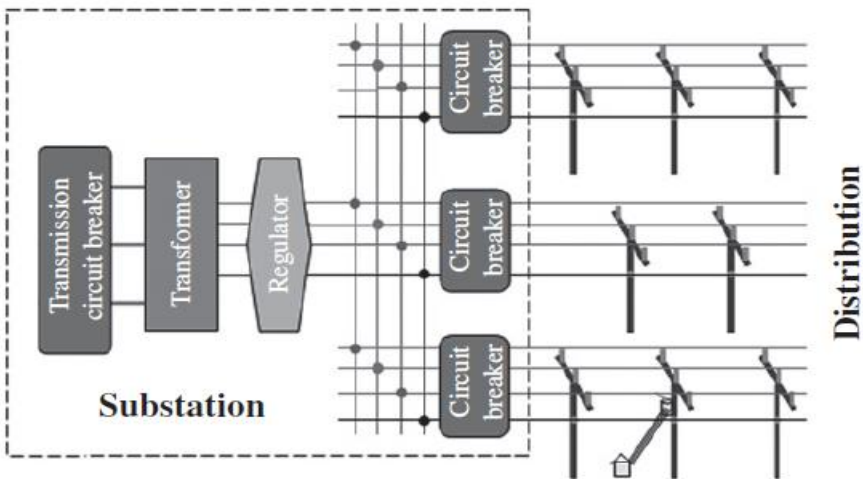


Figura 5-2 Alimentadores radiales de distribución.

Radialmente significa que solo un extremo de la línea de

distribución de energía está conectado a una fuente. Por lo tanto, si el extremo de la fuente se abre (es decir, se desenergiza), todo el alimentador se desenergiza y todos los consumidores conectados a ese alimentador quedan fuera de servicio.

El lado de transmisión de la subestación normalmente tiene múltiples líneas de transmisión que alimentan la subestación. En este caso, la pérdida de una sola línea de transmisión no debe desenergizar la subestación y todos los alimentadores de distribución radial deben tener una fuente de energía para servir a todos los consumidores. La palabra operativa es "debería". Por lo general, los relés de protección del sistema controlan la operación de conmutación de los interruptores automáticos de la subestación. Hay raras ocasiones en las que el equipo de relés de protección no funciona según lo previsto y se producen situaciones de corte inadvertido.

Los alimentadores de distribución pueden tener varios interruptores de desconexión ubicados en toda la línea. Estos interruptores de desconexión permiten la capacidad de transferencia de carga entre los alimentadores, el aislamiento de las secciones de línea para el mantenimiento y las aberturas visuales para fines de seguridad mientras trabajan en líneas o equipos. Aunque puede haber varias líneas e interruptores de desconexión abiertos/cerrados conectados a lo largo de un sistema de distribución, las líneas de distribución aún se operan o se alimentan radialmente.

Conexiones y alimentadores en Wye vs. Delta

Similar a lo que se discutió anteriormente para conectar generadores trifásicos a transformadores y líneas de transmisión, los alimentadores de distribución también usan configuraciones Wye y Delta.

Esta sección compara las dos alternativas de construcción de alimentación de distribución, Wye (Figura 5-3) y Delta (Figura 5-4). *La mayoría de los alimentadores de distribución trifásicos y conexiones del transformador utilizan la alternativa del sistema Wye debido a las ventajas sobre las desventajas.* Aunque existen sistemas de distribución Delta, gran parte de la distribución Delta se ha convertido en Wye.

Las configuraciones de Wye y Delta se muestran a continuación:

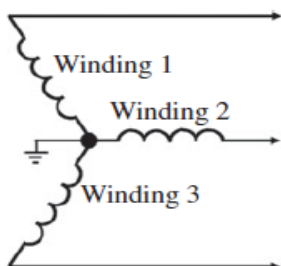


Figure 5-3 Wye connection.

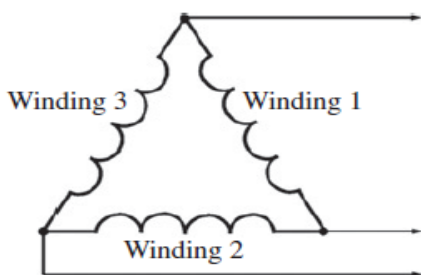


Figura 5-4 Conexión Delta .

El sistema conectado Wye tiene un cable de cada bobina conectada entre sí para formar el neutro. La mayoría de las veces este neutro está conectado a tierra. Conectado implica que los tres cables comunes están conectados entre sí y luego se conectan a tierra a través de una jabalina de tierra, una malla neutra primaria o tierra. El neutro conectado a tierra continuamente también se conoce como el "neutro a tierra" o "MGN". El sistema de conexión a tierra proporciona una conexión de baja resistencia a la tierra. La conexión a tierra le da a la tierra una referencia eléctrica, con suerte 0 V. En el caso de Wye, esta referencia neutral normalmente es 0 V.

(Capítulo 10: La seguridad cubre la conexión a tierra con más detalle e incluye importantes aspectos de seguridad asociados con la conexión a tierra adecuada).

La superficie de la tierra es conductora la mayor parte del tiempo. Dependiendo del tipo de suelo (suelo rico y fértil versus roca de granito) y la condición del suelo (húmedo versus seco), la tierra puede ser un muy buen conductor o un conductor muy pobre (es decir, un muy buen aislante) o ambos dependiendo de la temporada. Dar a la línea de distribución de energía una conexión a tierra confiable con la referencia de tensión cero neutro mejora aspectos como la seguridad, la estabilidad de la tensión, los parámetros de diseño del sistema de protección y otros factores operativos.

Hay muchas aplicaciones que utilizan la configuración Wye o Delta . Empezando por las subestaciones de distribución; el concepto de Wye o triángulo se aplica al lado de baja tensión del transformador de distribución de la subestación. (La mayoría de ellos están conectados a tierra en Wye). Lo siguiente es que el alimentador de distribución sea Wye o triángulo. (La mayoría son en Y, lo que indica una línea eléctrica de cuatro cables que tiene tensiones de "línea a línea" y tensiones de "línea a neutro"). Cada consumidor que tenga un transformador de servicio trifásico debe consultar el lado de alta tensión del banco de transformadores y las conexiones del lado de baja tensión. (El estándar común adoptado es el banco de transformadores de distribución de configuración Wye-Wye). La conexión adecuada de cargas trifásicas a un sistema de distribución implica saber cómo se supone que debe conectarse el equipo de carga según el fabricante (es decir, Wye o Delta) y cómo está configurada la línea de distribución (es decir, Wye o Delta). Hay varias formas de configurar equipos trifásicos; sin embargo, el medio preferido es tener un equipo en Wye de cuatro cables conectado a transformadores de distribución en Wye de cuatro cables en un primario en Wye de cuatro cables. Esta disposición proporciona un sistema de conexión a tierra del neutro común altamente preferido que ofrece un servicio seguro y confiable con problemas mínimos de calidad de energía.

Tanto las configuraciones en Wye como en triángulo tienen ventajas y desventajas distinguibles cuando se trata de sistemas de transmisión o distribución. Las líneas de transmisión y subtransmisión se construyen como líneas trifásicas de tres hilos. Los extremos de las líneas de transmisión están conectados a Delta o fuente con conexión a tierra en Wye Conexiones de transformador. La conexión en Wye con conexión a tierra de la fuente significa que el

transformador de transmisión en la subestación es un transformador en Wye de cuatro cables que tiene las tres fases conectadas a los conductores de línea y el neutro conectado a la malla de puesta a tierra de la subestación. El neutro no se proporciona en las líneas de transmisión. No es necesario proporcionar el neutro en las líneas de transmisión porque se supone que las tres fases tienen corrientes equilibradas y no habría corriente circulando en el conductor neutro cuando las corrientes están equilibradas. Con respecto a las líneas de distribución, la mayoría de los sistemas utilizan los cuatro cables (incluido el neutro) como conexiones en Wye con conexión a tierra y la corriente suele estar presente en el neutro porque las corrientes trifásicas normalmente no están equilibradas. Los sistemas de distribución tienen cargas monofásicas y por lo tanto introducen corrientes de neutro. Sin embargo, en la subestación, es de esperar que las corrientes trifásicas estén equilibradas y la corriente de neutro sea cero antes de la fuente de transmisión.

Las líneas de distribución Delta de tres cables todavía existen en muchas áreas. Aunque son comunes en áreas rurales donde no hay neutro, las líneas de distribución Delta también están presentes en áreas urbanas principalmente en California y, en menor grado, en algunos estados del medio oeste como Illinois, Ohio e Indiana. El norte del estado de Nueva York tiene una cantidad significativa de distribución Delta al igual que otros lugares identificables en los Estados Unidos. Esas líneas son más vulnerables a las corrientes parásitas y tensiones a través de la tierra cuando la tierra intenta manejar el flujo de distribución de corriente desequilibrada. El estándar preferido para la distribución es la configuración en Wye con conexión a tierra.

Desde la perspectiva de los sistemas de distribución, se aplican las siguientes ventajas y desventajas predominantes:

Ventajas de wye—a tierra:

- Referencia de puesta a tierra común

Significado: el neutro de distribución principal de la compañía eléctrica está conectado a tierra, el transformador de servicio está conectado a tierra y el equipo de entrada de servicio del cliente está conectado a tierra, todo en el mismo punto de tensión de referencia.

- Mejor estabilidad de tensión

Significado: la tierra común mejora la estabilidad de la tensión porque el punto de referencia es consistente. Esto

también mejora la calidad de la energía.

- Tensión de funcionamiento más bajo

Significado: el equipo está conectado a la tensión "línea a neutro (LN)" en lugar de a la conexión "línea a línea (LL)" de tensión más alto.

- Tamaño de equipo más pequeño

Significado: dado que el equipo está conectado a una tensión más baja (línea-neutro opuesto a línea a línea), los requerimientos de aislamientos, espaciamiento de espacios y aislamientos pueden ser todos más pequeños.

- Puede utilizar transformadores de bushing único

Significado: dado que un lado del devanado del transformador está conectado al neutro conectado a tierra, esa conexión no necesita un bushing. En cambio, los transformadores de bushing simple tienen una conexión interna al neutro, lo que ahorra dinero.

- Más fácil de detectar fallas de línea a tierra

Significado: si un conductor de fase cae al suelo, o un árbol entra en contacto con un conductor de fase, etc., el circuito de falla resultante circula a través del neutro de regreso a la subestación junto con la corriente de retorno a tierra. Por lo tanto, simplemente midiendo la condición de sobrecorriente de neutro del transformador de la subestación usando un transformador de corriente (CT), el relé de protección de falla a tierra puede detectar la falla de línea a tierra en la línea. Esta condición de sobrecorriente hace que el relé de protección inicie una señal de disparo al interruptor de circuito del alimentador correspondiente. (Tener en cuenta que en el caso de configuraciones de alimentador Delta, no hay neutro conectado a tierra y, por lo tanto, es mucho más difícil detectar fallas de línea a tierra).

- Mejor protección monofásica con fusibles.

Significado: los fusibles en los transformadores y las extensiones laterales del alimentador de distribución eliminan las fallas de manera mucho más confiable que los fusibles conectados en configuraciones Delta. Dado que los Delta tienen equipos conectados de línea a línea, una falla de línea a tierra podría hacer quemar uno o más fusibles. Una falla de línea a tierra en un alimentador Delta puede fatigar o debilitar los fusibles en otras fases. Por lo tanto, es una práctica común en los sistemas Delta reemplazar los tres fusibles en caso de que uno o más se debiliten debido a una falla de línea a tierra.

Desventajas de wye – a tierra :

- Requiere cuatro conductores

Los sistemas Delta requieren solo tres conductores para energía trifásica. Los primeros días de la electrificación de Estados Unidos utilizaron este enfoque de tres conductores en alimentadores de distribución por su ventaja de ahorro de costos, sin embargo, la mayoría de las empresas de servicios públicos reconsideraron más tarde agregar el cuarto cable y aprovechar los varios beneficios adicionales obtenidos al usar el enfoque de cuatro conductores. Hoy en día, la mayoría de estas líneas se han convertido en sistemas de Wye de cuatro cables por las ventajas que la Wye tiene sobre la Delta .

Ventajas de Delta

- Tres conductores versus cuatro (es decir, menos costoso de construir)
- Mejora de la calidad de la energía

Los armónicos de tercer orden se eliminan debido a una cancelación de neutro. En otras palabras, la onda sinusoidal de potencia de 50/60 Hz es más limpia por naturaleza. El cambio de fase de 120 grados entre fases actúa para cancelar algunos tensiones de interferencia no deseados.

- Rendimiento ante rayos

Se podría argumentar que a veces los conductores en Delta minimizan el efecto que tienen los rayos en un sistema. Sin embargo, los descargadores en los sistemas Delta igual están conectados de línea a tierra.

Desventajas de Delta

- Sin referencia de puesta a tierra

Significado; La tensión de servicio puede ser menos estable, la protección con fusibles puede ser menos efectiva y puede haber más problemas generales de calidad de energía.

- Corrientes de pérdidas

Los transformadores de distribución pueden hacer que circulen corrientes parásitas por tierra cuando su lado secundario de baja tensión está conectado a tierra. Aunque el lado primario del transformador de distribución no está conectado a tierra, el lado secundario está conectado a tierra. Por lo tanto, una tensión pequeña pero medible se conecta inadvertidamente a tierra, lo que provoca la existencia de corrientes parásitas. Esta situación empeora cuando hay rayos cercanos y fallas de energía.

- Corrientes desequilibradas

Los bancos de transformadores trifásicos pueden regular la tensión primaria o intentar igualar la tensión primaria. Las conexiones Delta en el lado secundario del transformador de servicio pueden hacer que la tensión primaria se iguale. Esto puede resultar en corrientes parásitas adicionales o corrientes desequilibradas en el alimentador. Esta situación se agrava a medida que aumenta la distancia entre la subestación y el transformador de servicio.

La localización de fallas es más complicada o compleja debido a la falta de un conductor neutro. A menudo, debe esperar hasta que haya una falla de dos fases para detectar que hay un problema.

Comparando todas las ventajas y desventajas, el método preferido es el de los alimentadores de distribución en Wye de cuatro hilos neutros con conexión a tierra múltiple. En la mayor parte de distribución Delta, las líneas han sido reemplazadas por sistemas de Wye conectados a tierra, sin embargo, existen algunos Delta s. La preferencia es que las compañías eléctricas utilicen sistemas en Wye con conexión a tierra en todos los sistemas de distribución. Convertir Delta en Wye requiere el costo de agregar un conductor. La conversión puede ser un proceso lento y generalmente se realiza con el tiempo a medida que se produce un aumento de carga en las áreas Delta.

Tensiones de línea a tierra frente a tensión de línea a neutro (Lectura complementaria opcional)

Los sistemas en Wye con conexión a tierra tienen tensiones disponibles para su uso. Estas dos tensiones son relacionadas matemáticamente por el $\sqrt{3}$. El equipo se puede conectar "línea a línea" (LL) o "línea a neutro" (LN). La tensión LN es menor que la tensión LL por el $\sqrt{3}$. El lado neutro de la tensión LN normalmente está conectado a tierra por medio de jabalinas de puesta a tierra o cables de puesta a tierra. La conexión LN de tensión más baja es la conexión que se usa normalmente. Por lo tanto, la energía de distribución se transporta de manera eficiente en sistemas de distribución en Wye, pero los transformadores de consumo están conectados a una fuente de tensión LN más baja. La intención es equilibrar todas las conexiones LN de manera que la carga, como la ve el transformador de la subestación, esté equilibrada entre las tres fases.

Por ejemplo, los sistemas de distribución LL de 12,5 kV tienen una tensión LN de 7,2 kV disponible, apto para conexiones de

transformadores. (Por lo tanto, 12,5 kV dividido por $\sqrt{3}=1.73$ es igual a 7,2 kV)

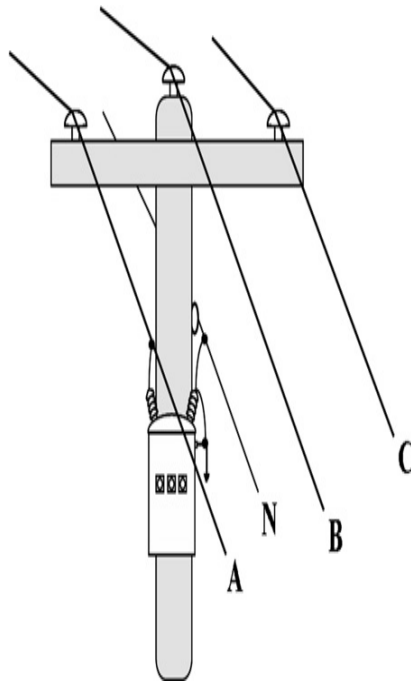
Por último, el término "línea" es intercambiable con el término "fase". Es correcto decir "línea a línea" o "fase a fase". También es aceptable decir los términos "línea a neutro" o "fase a neutro".

Sobrecarga de las líneas primarias en Wye

Líneas de distribución primaria conectadas en Wye constan de tres fases y un neutro, como se muestra en las Figuras 5-5 y 5-6.



Figura 5-5 Distribución en Wye



*Figura 5-6 Alimentador trifásico en Wye
Cortesía de Alliant Energy.*

El neutro está conectado a tierra en todos los postes en la mayoría de los sistemas (tener en cuenta que algunos sistemas rurales con conexión a tierra en Wye pueden tener una práctica local de conectar a tierra un mínimo de cinco conexiones por milla y no todos los postes). Considerando que, el Código Nacional de Seguridad Eléctrica (NEC) requiere 4 conexiones a tierra por milla y lo considera un neutro multigrado (MGN). Se puede identificar una configuración

primaria en Wye por la forma en que los transformadores monofásicos están conectados a la línea. Uno de los bushings del transformador estará conectado a tierra. Examinar cómo se conectan los cables a los bushings del transformador ayuda a determinar si el transformador está conectado de línea a tierra o de línea a línea. Algunos transformadores conectados en Wye solo tienen un bushing de alta tensión.

En ese caso, el lado neutro del devanado primario está conectado internamente al terminal de puesta a tierra del tanque que está conectado al neutro primario. (Nota especial, los transformadores monofásicos se pueden conectar de línea a línea, así como línea a neutro, siempre que tengan dos bushings, no tienen que estar conectados línea a neutro). En realidad, esta es una ocurrencia común donde una línea de distribución Delta se convierte a una línea Y conectada a tierra. El cuarto conductor (neutro) se agrega a los tres conductores Delta. Los viejos transformadores de línea a línea ahora están conectados línea a neutro. Por lo tanto, la tensión de línea a línea se incrementó en $\sqrt{3}$. Esto elevó la tensión del alimentador, que a su vez reduce las pérdidas del sistema.

Los alimentadores laterales monofásicos que se ramifican desde las primarias en Wye generalmente consisten en un conductor monofásico y un conductor neutro como se muestra en la Figura 5-7.

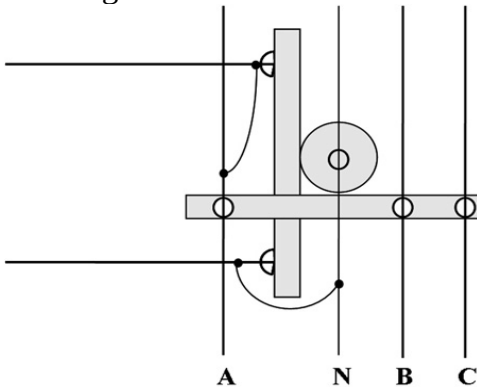


Figura 5-7 Lateral monofásico en Wye. Cortesía de Alliant Energy.

En el punto de ramificación, el neutro estará conectado a tierra y seguirá la práctica de conexión a tierra neutro de la compañía a lo largo del lateral. La Figura 5-8 muestra un transformador conectado a un lateral monofásico.

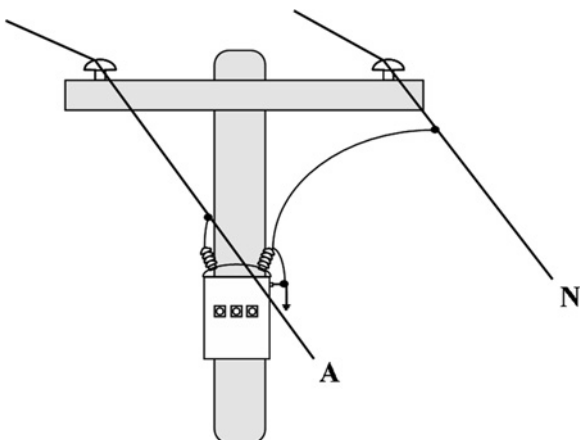


Figura 5-8 Lateral monofásico. Cortesía de Alliant Energy.

Primarios en Delta

Las líneas de distribución con primarios Delta utilizan tres conductores (uno para cada fase) y sin neutro (ver la Figura 5-9).



Figura 5-9 Distribución Delta .

Los transformadores monofásicos deben tener dos bushing de

alta tensión y cada bushing debe conectarse directamente a diferentes fases. Dado que los primarios en Delta no tienen neutros primarios, los terrenos de transformador y los terrenos de arrastre de rayos deben conectarse a una varilla de tierra en la base del poste con un cable a tierra a lo largo del lado del palo. Los primarios en Delta y los laterales con fusibles requieren transformadores de a fase a fase. Las Figuras 5-10 a 5-12 muestran líneas de distribución primaria en Delta .

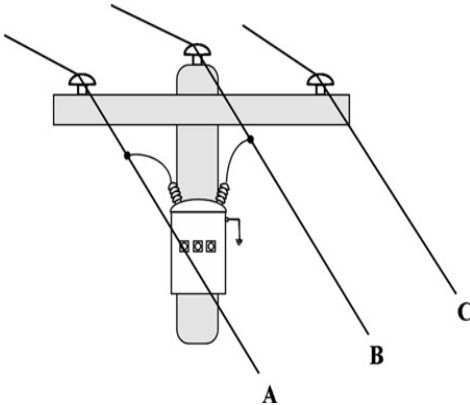


Figura 5-10 Alimentador trifásico Delta . Cortesía de Alliant Energy.

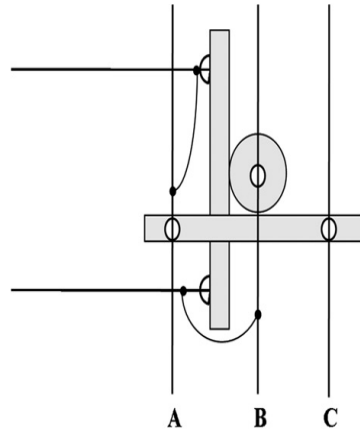


Figura 5-11 Lateral Delta monofásico. Cortesía de Alliant Energy.

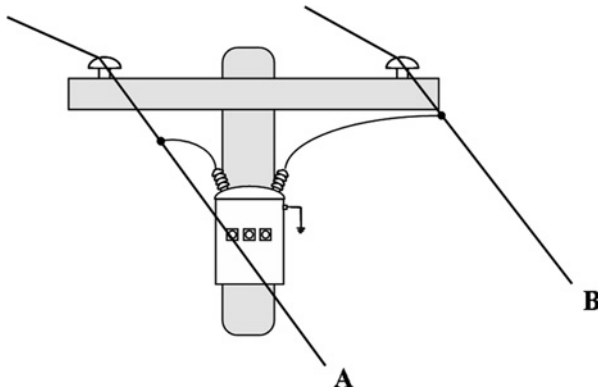


Figura 5-12 Lateral Delta monofásico. Cortesía de Alliant Energy.

Los laterales Delta monofásicos consisten en conductores de dos fases y sin eutro.

Esta sección analiza las configuraciones de transformadores más comunes; fase a neutro (es decir, línea a tierra) para conexiones monofásicas y Y-Y para conexiones de transformadores trifásicos. La conexión más común para un transformador de distribución, monofásico o tres fase, es fase a tierra (es decir, línea a tierra). La Figura 5-13 muestra una instalación de transformador de una fase.



Figura 5-13 Conexiones del transformador.

Transformadores de distribución: monofásicos

Dado que la tensión de servicio residencial estándar es 120/240 Vca, la mayoría de los transformadores de distribución tienen relaciones de espiras que producen 120/240 Vca en su lado secundario o de baja tensión. Los cables de servicio están conectados entre los bushings del lado secundario del transformador de distribución y el equipo de entrada de servicio del consumidor.

Conexiones secundarias del transformador: residencial

Para producir las dos fuentes de 120 Vca (para completar el servicio de 120 Vca y el de 240 Vca) para el consumidor residencial, el transformador de distribución tiene dos devanados secundarios.

La Figura 5-14 muestra cómo se proporciona el servicio de 120 Vca y 240 Vca desde el lado secundario de un solo transformador de distribución.

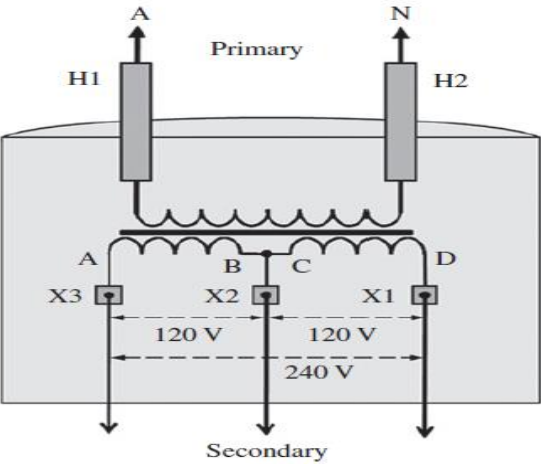


Figura 5-14 Transformador estándar de dos Bushing.

La Figura 5-15 muestra las conexiones del transformador. Esta es la configuración de conexión más estándar para consumidores residenciales.

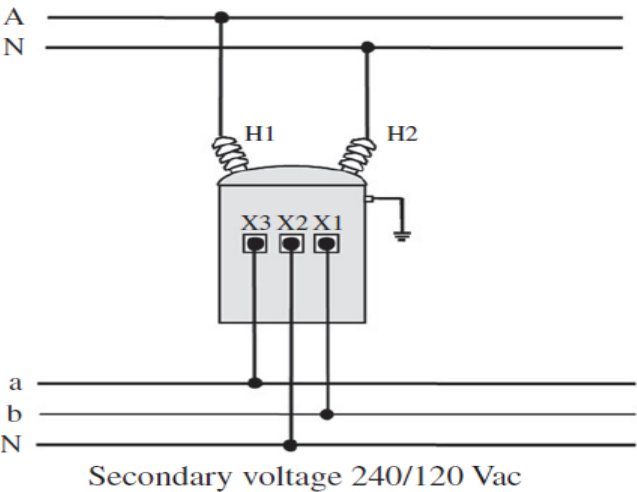


Figura 5-15 Conexiones de transformador de dos Bushing.

Este transformador monofásico tiene los dos terminales de baja tensión de 120 Vac conectados en serie con una conexión de neutro en el medio. Este transformador suministra servicio monofásico de 120/240 V a clientes residenciales. Tener en cuenta los dos devanados secundarios en serie y la nomenclatura de los bornes. Las marcas H1 y H2 identifican las conexiones laterales de alta tensión de conexiones laterales.

Por ejemplo, suponer que las tensiones del alimentador de distribución es de 12,5 kV de línea a línea, que tiene una tensión de línea a neutro de 7,2 kV (por lo tanto, dividir la tensión de línea a línea por la raíz cuadrada de tres). Usando transformadores con relaciones de transformación de 60: 1 en cada uno de los dos devanados secundarios, la tensión secundario se convierte en 120 V (7200 V dividido por 60). Los dos devanados secundarios juntos producen 240 V.

Transformador monofásico de un bushing

La Figura 5-16 también es un transformador monofásico, sin embargo, se ha eliminado un bushing del lado de alta.

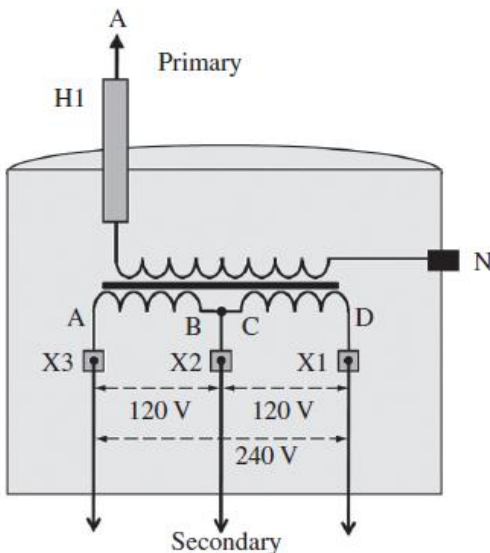
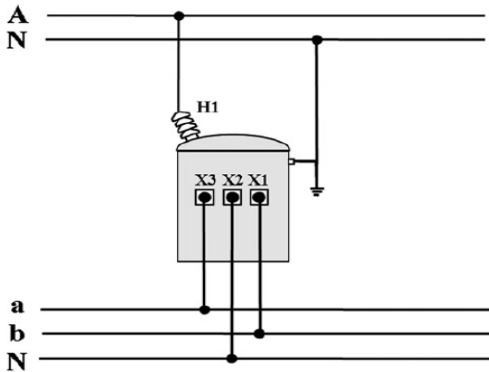


Figura 5-16 Transformador estándar de un Bushing.

Dado que un lado del devanado primario está conectado al neutro de todos modos (ver la Figura 5-17), la conexión se

realiza internamente.



Secondary voltage 240/120 Vac

Figure 5-17 One-bushing transformer connections.

Esto se conoce como transformador de bushing simple. Tiene un terminal para la conexión a tierra o neutro. En algunos transformadores, el bushing X2 también está conectado internamente a la conexión a tierra.

Transformadores de distribución trifásicos

Se utilizan tres transformadores monofásicos para producir un servicio trifásico para consumidores comerciales e industriales. Los pequeños consumidores comerciales e industriales ligeros normalmente reciben servicio trifásico de 208/120 Vac. Los consumidores comerciales e industriales más grandes normalmente reciben servicios trifásicos de 480/277 Vca. Esta sección analiza cómo se producen las tensiones de servicio trifásicos. La Figura 5-18 muestra un banco de transformadores trifásico típico de 208/120 Vca.



Figure 5-18 Three-phase transformer bank.

Conexiones internas del transformador

Los transformadores de distribución monofásicos estándar deben modificarse internamente para producir solo 120 Vca en lugar de 120/240 Vca si se van a utilizar en tres fases bancos de transformadores. En las Figuras 5-19 y 5-20 se muestran dos de las tres formas posibles de conectar internamente los dos devanados secundarios para producir solo 120 Vca. Estos transformadores solo suministran 120 V.

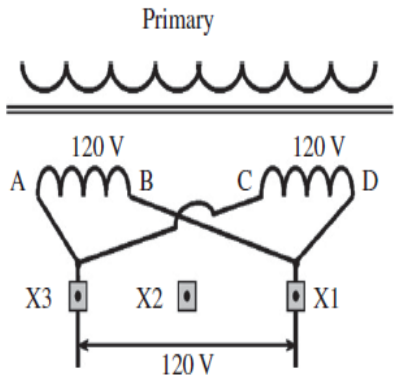


Figura 5-19 Conexión # 1 del banco de transformadores.

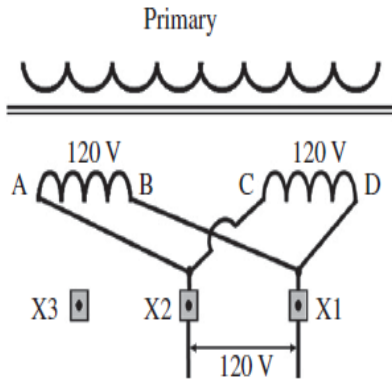


Figura 5-20 Conexión # 2 del banco de transformadores.

La razón por la que una compañía eléctrica preferiría la Figura 5-20 es su similitud con la conexión de un transformador estándar 120/240, en el sentido de que la conexión del bushing neutro del secundario central (neutro) está en la misma posición en ambos casos.

El banco de transformadores estándar trifásico Wye-Wye (208/120 Vca)

Tres transformadores monofásicos están conectados entre sí para formar un banco de transformadores. La configuración de banco de transformadores trifásicos más popular (es decir, Wye-Wye) se muestra en la Figura 5-21.

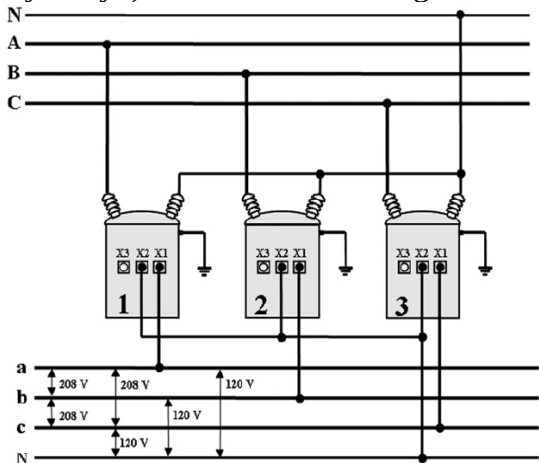


Figure 5-21 208/120 Vac, three-phase wye-wye connection diagram.

El banco de transformadores estándar trifásico Wye-Wye (480/277 Vca)

Los consumidores más grandes requieren energía trifásica de 480/277 Vca. La configuración del transformador trifásico que sigue los estándares actuales es la Wye-Wye de 480/277 Vca trifásica como se muestra en la Figura 5-22.

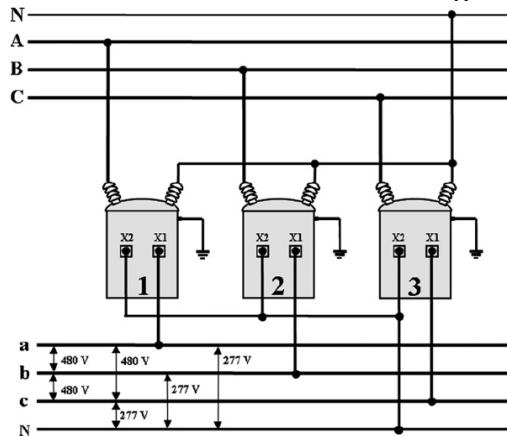


Figure 5-22 480/277 Vac, three-phase connection diagram.

Los consumidores industriales que tienen motores grandes, varios edificios de historia, varias luces, ascensores, etc., por lo general, requieren servicios más alto 480/277 VAC opuesto al servicio inferior de 208/120VAC. (Nota, nuevamente, el sistema de mayor tensión requiere corrientes más bajas, cables más pequeños, menos pérdidas, etc. para el mismo nivel de potencia. Por lo tanto, la capacidad de cable está disponible debido a la tensión más alta y menos actual.)

Conexiones Delta

Las configuraciones de banco de transformadores de distribución Delta -Delta, Wye-triángulo y Delta -Wye no son tan comunes como la configuración estándar Wye-Wye y, por lo tanto, no se tratan en este documento.

Transformadores en seco

Los consumidores que toman servicio en 480/277 Vac generalmente requieren transformadores en seco en sus instalaciones para proporcionar un servicio de 208/120 Vca para alimentar receptáculos estándar y otras necesidades básicas de 120 Vca. El seco implica que el transformador no contiene aceite aislante. Estos transformadores de paquete seco a menudo se encuentran en armarios o habitaciones pequeñas con letreros de advertencia de alta tensión colocados en la puerta. La Figura 5-23 es un ejemplo de un transformador de paquete seco.



Figura 5-23 Transformador de paquete seco. Cortesía de Alliant Energy.

La mayoría de grandes cargas de motor (es decir,

ascensores) en estos consumidores más grandes funcionan a 480 Vac trifásicos. Los grandes conjuntos de iluminación utilizan energía monofásica línea a tierra de 277 Vca. Por lo tanto, solo las cargas básicas de 120 V utilizan los transformadores de paquete seco.

Nota, 277 VAC Line-to-neutral es una tensión industrial muy común para muchos motores, luces, etc. Equipo 277 V no se puede encontrar en departamentos locales comunes.

FUSIBLES Y FUSIBLES DE EXPULSIÓN

Los propósitos de un fusible son interrumpir el flujo de energía al equipo cuando se produce una corriente excesiva y para proporcionar protección contra daños al equipo debido a cortocircuitos y fallas de energía. Los fusibles como el de la Figura 5-24 interrumpen el flujo de corriente cuando se excede la corriente máxima del fusible.



Figura 5-24 Fusible de distribución

El fusible tarda un período de tiempo muy corto en abrirse cuando se excede la clasificación de corriente. Cuanto mayor sea la corriente excesiva, más rápido se funde el fusible.

Los *Fusibles Cutout* como los que se muestran en la Figura 5-25, son los medios más comunes de dispositivos de protección en el sistema de distribución.



Figura 5-25 Fusible cutout

Se utilizan para proteger transformadores de distribución, alimentaciones subterráneas, bancos de capacitores, TP, energía de servicio de subestaciones y otros equipos. Cuando se funde, el brazo cortado con fusible se abre y proporciona una ruptura visible en el circuito para que los trabajadores de la línea la vean. Los brazos puerta con bisagras se abre y cuelga hacia abajo como se muestra en la Figura 5-26.



Figura 5-26 Puerta fusible. Cortesía de Alliant Energy.

A veces, el brazo no se abre; permanecen en contacto debido al hielo, la corrosión de la niebla salina u otras perturbaciones de funcionamiento mecánico. Los trabajadores de línea que patrullan en busca de un apagón normalmente pueden ver el fusible fundido desde la distancia.

Comparando los fusibles a los interruptores automáticos, los interruptores tienen la capacidad de abrir y cerrar los circuitos repetidamente, mientras que un fusible abre el circuito una vez y debe ser reemplazado. Los fusibles son dispositivos monofásicos, mientras que los interruptores normalmente son dispositivos trifásicos operados por otros dispositivos. Los interruptores pueden interrumpir magnitudes muy altas de la corriente.



Figura 5-27 Poste de inmersión o poste elevador.

Los interruptores se cierran en una falla y se abren de nuevo. Los interruptores se pueden controlar de forma remota. Y los contactos necesitan un mantenimiento periódico.

POSTE DE DIP

El propósito de un tubo ascendente o de inmersión es hacer la transición de una construcción aérea a una construcción subterránea. Algunas empresas eléctricas se refieren a ellos como postes de inmersión cuando la fuente de energía es el aéreo que sirve al subterráneo, y postes elevadores cuando la fuente es subterránea y sirve a las líneas aéreas. De cualquier manera, representan una transición aérea a subterránea. En la Figura 5-27 se muestra un ejemplo de un poste de transición típico.



Figure 5-27 Dip pole or riser pole.

SERVICIO SUBTERRANEO

La construcción subterránea suele ser entre 3 y 5 veces más costosa que la construcción aérea. La mayoría de la gente prefiere la construcción subterránea en lugar de la aérea por razones estéticas. Los sistemas subterráneos no están

expuestos a pájaros, árboles, viento, rayos, etc., y deberían ser más fiables. Sin embargo, se producen fallas en los sistemas subterráneos debido a fallas de cables, codos, empalmes, excavaciones y conectores. Cuando los sistemas subterráneos tienen fallas, generalmente causan daños importantes. *Por lo tanto, los alimentadores subterráneos generalmente no se recierran en forma automática.*

Cable de distribución primaria

Los Cables subterráneos primarios son una de las partes más importantes de cualquier sistema subterráneo. Si ocurre una falla en un cable subterráneo, el alimentador o la sección con fusibles de la línea queda fuera de servicio hasta que una cuadrilla pueda aislar la sección defectuosa del cable y realizar la conmutación de transferencia de carga necesaria para restaurar la energía. Tener en cuenta que la automatización de la distribución (discutida más adelante) haría esta actividad automáticamente, reduciendo así significativamente el tiempo de interrupción.

La mayoría de los cables de distribución primarios, como el que se muestra en la Figura 5-28, constan de dos conductores (conductor central principal y conductor neutro concéntrico) con capas de aislamiento y envolturas semiconductoras.

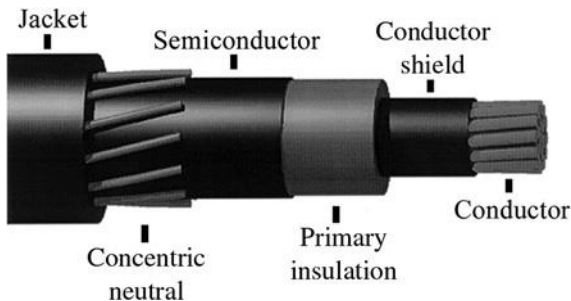


Figura 5-28 Cable de distribución principal de un solo conductor. Cortesía de Alliant Energy.

El conductor central principal es de cobre o aluminio. El conductor exterior es el neutro concéntrico y suele ser de cobre. La cubierta exterior está hecha de polietileno, cloruro de polivinilo (PVC) o material termoplástico.

El neutro concéntrico ayuda a disparar un interruptor o fusible rápidamente si una retroexcavadora u otro tipo de

excavación lo daña. Si un operador de retroexcavadora perfora el cable, la hoja se conecta a tierra primero con el neutro concéntrico antes de golpear el conductor central energizado. Esto permite que la corriente de cortocircuito circule y dispare el interruptor sin dañar al operador del equipo.

Los cables subterráneos tienen una cantidad significativa de capacitancia. Cuando los cables están desenergizados, pueden mantener o almacenar una carga de tensión peligrosa. Se requieren procedimientos de seguridad especiales cuando se trabaja con cables subterráneos desenergizados debido a la carga de tensión almacenada o atrapada que puede estar presente.

Codo de rotura de carga

Codos de rotura de carga se utilizan para conectar cables subterráneos a transformadores, interruptores y otros dispositivos del gabinete. Como su nombre lo indica, los codos de ruptura de carga están diseñados para conectar y desconectar las líneas energizadas del equipo. También se pueden energizar y desenergizar cables subterráneos con codos de ruptura de carga. Sin embargo, las prácticas de trabajo seguras normalmente requieren que el personal de operación use protección de goma aislante y herramientas de fibra de vidrio para garantizar que se utilicen condiciones de trabajo seguras al instalar o quitar los codos. Los operadores normalmente desenergizan el equipo antes de conectar o quitar los dispositivos de ruptura de carga. La Figura 5-29 muestra a un trabajador de línea con guantes de goma que quitan un codo de cable subterráneo con una herramienta aislada de fibra de vidrio.



Figura 5-29 Conexiones de ruptura de carga. Cortesía de Alliant Energy.

Las Figuras 5-30 y 5-31 muestran conectores de codo de ruptura de carga típicos.

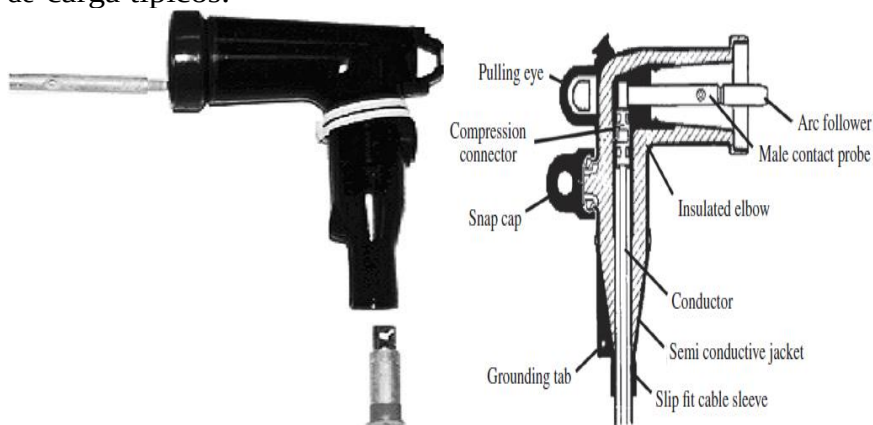


Figura 5-30 Codo de rotura de carga. Figura 5-31 Ruptura de Carga de carga.

Empalmes

Los Empalmes subterráneos se utilizan para conectar los extremos de los cables. Normalmente se utilizan para extender cables o reparaciones de emergencia. *Es preferible no utilizar empalmes. Ellos, como cualquier otra cosa, agregan un elemento de exposición al fracaso.*

Las Figuras 5-32 y 5-33 muestran empalmes típicos usados en sistemas de distribución subterráneos.



Figura 5-32 Undergrot Energía.

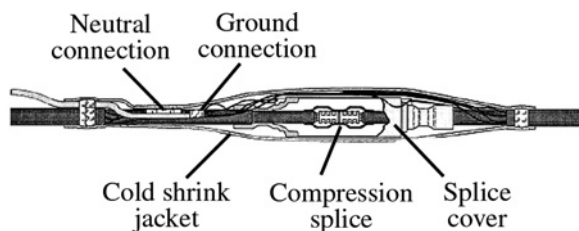


Figura 5-33 Empalme subterráneo primario 3M. Cortesía de Alliant Energy.

Tener en cuenta que todas las conexiones subterráneas, especialmente los codos y empalmes, requieren procedimientos de instalación especiales para asegurar resultados de alta calidad para un rendimiento confiable a largo plazo. Los equipos subterráneos son susceptibles a daños por agua y roedores; por lo tanto, se debe tener mucho cuidado al realizar el empalme de cables.

Conexión estándar monofásica subterránea

La Figura 5-34 muestra un transformador monofásico tipo pedestal de 7.2 kV-120/240 Vac, 25 kVA. Los dos conectores de alta tensión están a la izquierda y los conectores de baja tensión están a la derecha. Los dos conectores de alta tensión permiten encadenamiento de secuencia de transformadores en serie para dar servicio a múltiples residencias en una disposición de bucle o lazo.



Figura 5-34 Transformador de conmutación. Cortesía de Alliant Energy.

Conexiones subterráneas trifásicas estándar Wye-Wye

La Figura 5-35 muestra cómo un transformador subterráneo de pedestal trifásico está conectado a un primario en Wye de cuatro cables y a un secundario en Wye de cuatro cables. Esto es muy similar a la configuración de Wye en Wye. Esta conexión suministra al consumidor un servicio trifásico de 208/120 Vac.

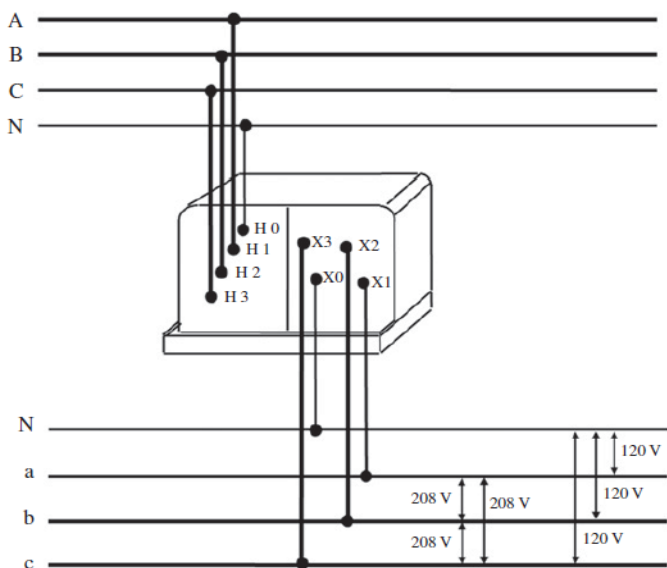


Figura 5-35 Diagrama de conexión Y-Y subterránea

Sistema subterráneo de circuito abierto monofásico

Un sistema típico de distribución subterráneo monofásico que sirve a una pequeña subdivisión se muestra en la Figura 5-36.

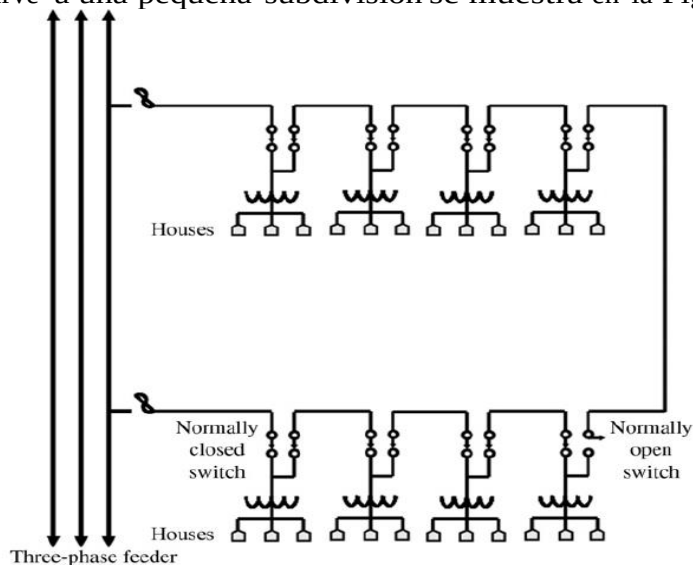


Figura 5-36 Bucle primario de distribución.

Proporciona una operación de bucle o lazo confiable a varios consumidores. Observe los interruptores normalmente

cerrados y abiertos. Este diseño de bucle o lazo utiliza "encadenado de Transformadores" tipo pedestal con interruptores incorporados para proporcionar la capacidad de transferencia de carga y aislamiento del equipo durante las actividades de resolución de problemas y mantenimiento. Configuraciones como esta permiten aislar rápidamente una sección de cable con fallas y restaurar el servicio mientras se repara o reemplaza el cable.

Cable de servicio secundario

La compañía eléctrica es responsable del cable de servicio entre el lado secundario del transformador de distribución y el equipo de entrada de servicio de los consumidores.

En la Figura 5-37 se muestran ejemplos de cable de servicio secundario. Los cables secundarios vienen aislados.

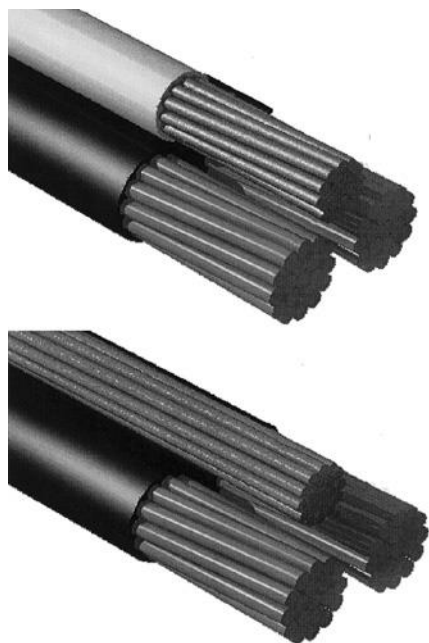


Figura 5-37 Cable secundario.

El nivel de aislamiento es mucho más bajo que el del cable primario. La mayoría de los cables de distribución secundaria constan de dos conductores aislados y un neutro. En el Servicio aéreo los cables normalmente tienen el conductor neutro desnudo, mientras que los cables de servicio subterráneo están

todos aislados.

El aislamiento del conductor es de polietileno o de caucho y suele tener una potencia nominal de 600 Vac. Los conductores suelen ser de aluminio o cobre. El neutro suele tener el mismo tamaño que el conductor de fase.

Ejemplos de cables aéreos y subterráneos se muestran en la Figura 5-37.

(Nota, los cables Quadraplex se utilizan para servicios trifásicos). Para reducir el espacio libre necesario para los conductores desde el poste de servicio hasta la entrada de servicio, los conductores pueden aislarse y trenzarse junto con un neutro. Para el servicio monofásico, como el alumbrado público, un conductor aislado se trenza junto con un neutro no aislado y se denomina cable dúplex.

CAPÍTULO 6

CONSUMO

OBJETIVOS DEL CAPÍTULO

Después de completar este capítulo, se podrá:

- - Explicar las diferentes categorías de consumo energético (residencial, comercial e industrial) y sus características.
- - Explicar cómo se relacionan el factor de potencia y la eficiencia del sistema
- - Discutir la medición, la gestión del lado de la demanda y el consumo inteligente
- - Explicar cómo cablear paneles residenciales, iluminación, receptáculos, interruptores GFCI y circuitos de 240 Vca.
- - Explicar los problemas comunes asociados con el arranque de motores grandes y cómo los diversos tipos de equipos de arranque suave ayudan a reducir el parpadeo.
- - Describir los tipos de problemas y resoluciones de la calidad de la energía.
- - Describir cómo funcionan los equipos de entrada de servicios industriales, los generadores de emergencia y los sistemas de suministro de energía ininterrumpida (UPS).

CONSUMO DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Consumo es la energía eléctrica utilizada por todas las diversas cargas del sistema eléctrico. El consumo también incluye la energía utilizada para transportar y entregar la energía. Por ejemplo, las pérdidas por calentamiento de conductores en líneas eléctricas, transformadores, etc..., se consideran consumo.

La electricidad se consume y mide de varias formas diferentes dependiendo de si la carga es residencial, comercial o industrial y si la carga es resistiva, inductiva y capacitiva. Las empresas eléctricas consumen electricidad solo para producirla y transportarla a los consumidores. En todos los casos, se mide y contabiliza la producción y el consumo de energía eléctrica. La energía eléctrica producida debe ser igual a la energía eléctrica consumida. Este capítulo analiza el lado del consumo de los

sistemas de energía eléctrica. También explora los tipos de carga, sus requisitos de energía asociados y cómo se mide y mantiene la eficiencia del sistema.

En el consumo eléctrico Residencial, los mayores usuarios de energía eléctrica son elementos como unidades de aire acondicionado, refrigeradores, estufas, calefacción de espacios, calentadores eléctricos de agua, secadoras de ropa y en menor grado iluminación, radios y televisores. Por lo general, todos los demás electrodomésticos y equipos de oficina en el hogar usan menos energía y, por lo tanto, representan un pequeño porcentaje del consumo residencial total. El consumo residencial ha crecido de manera constante a lo largo de los años y parece que esta tendencia continúa. El consumo de energía residencial se mide en kiloW-hora (kWh).

El consumo eléctrico Comercial también está creciendo constantemente. Las cargas comerciales incluyen mercancía y servicios, operaciones de oficina, depósito y almacenamiento, educación, servicios públicos, hospedaje, atención médica y venta y servicios de alimentos. El consumo comercial incluye iluminación, calefacción, aire acondicionado, aparatos de cocina y cargas de motor a gran escala, como ascensores y equipos de manipulación de ropa de gran tamaño. Típicamente, se usa una medición especial para el registro de demanda pico (en kW) junto con el consumo de energía en kWh.

El consumo eléctrico Industrial parece ser constante. Las cargas industriales generalmente involucran motores grandes, maquinaria pesada, sistemas de aire acondicionado de alto volumen, etc., donde se utilizan equipos de medición especiales como factor de potencia, demanda y energía. Normalmente, el consumo es lo suficientemente grande como para usar CT (transformadores de corriente) y PT (transformadores de tensión) para reducir las magnitudes eléctricas de los equipos de medición estándar.

La Medición primaria se utiliza para grandes consumidores de energía eléctrica (es decir, bases militares, refinerías de petróleo, industria minera, etc.) para medir su consumo. Estos grandes consumidores normalmente tienen sus propias instalaciones de subtransmisión y/o distribución primaria que incluyen subestaciones, líneas y equipos de protección eléctrica.

Características de consumo

La combinación de los tres tipos de carga (es decir, resistencias, inductores y capacitores) que trabajan juntas en los sistemas de

potencia, influyen en las pérdidas del sistema, la estabilidad de la tensión, los ingresos y la confiabilidad. Esta sección explica cómo interactúan estas cargas y cómo su interacción mejora (o disminuye) el rendimiento general de las operaciones del sistema de potencia eléctrica.

Circuitos básicos de ca

Los tres tipos básicos de circuitos de CA son resistivos, inductivos y capacitivos. Estos tipos de circuitos con fuentes de alimentación de CA se muestran en la Figura 6-1.

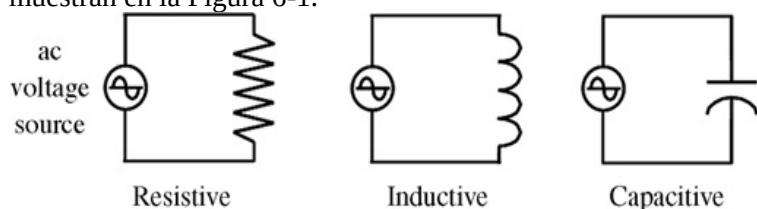


Figura 6-1 Tipos de circuitos.

Dependiendo del tipo de carga conectada a una fuente de tensión de CA, existe una diferencia de ángulo de tiempo entre la tensión y la corriente. Esta diferencia de tiempo también es referida a como ángulo de fase (en adelante o retraso) entre la tensión y la corriente. El ángulo de fase generalmente se mide en grados, ya que hay 360 grados en un ciclo completo.

Comparaciones de ángulo de fase entre tipos de carga

El ángulo de fase entre la tensión y la corriente es diferente para cada tipo de carga básica. La Figura 6-2 muestra los tres ángulos de fase del tipo de carga.

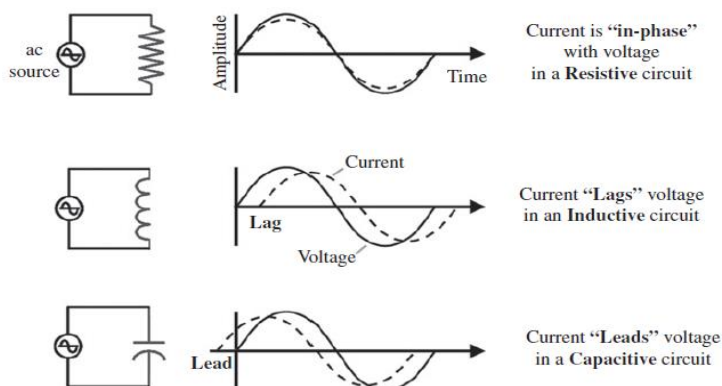


Figura 6-2 Relaciones de tensión y corriente.

Combinando tipos de carga

Cuando tanto las cargas inductivas como las cargas de los capacitores están conectadas juntas, sus ángulos de fase se combinan. La Figura 6-3 muestra este concepto.

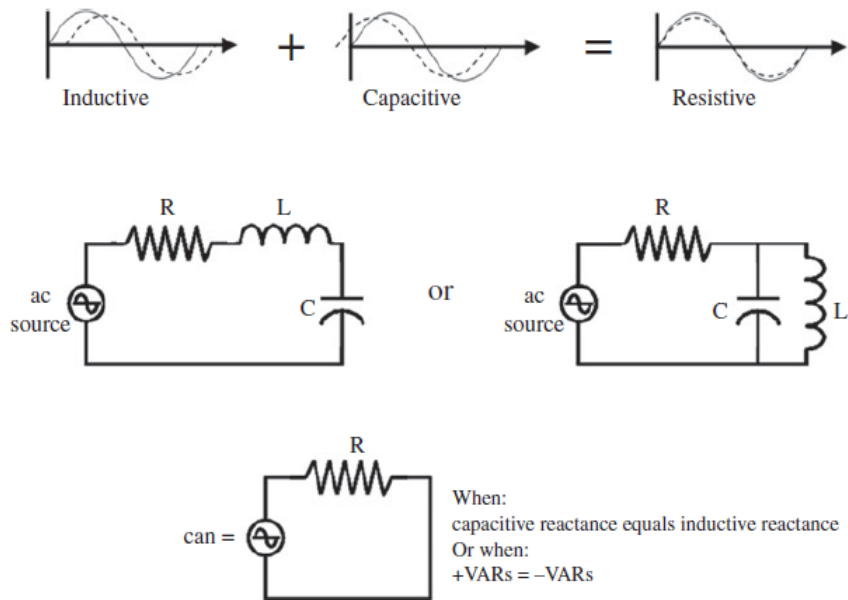


Figura 6-3 Circuitos equivalentes.

La Parte A muestra cómo el ángulo de fase inductivo retrasado sumado al ángulo de fase capacitivo principal se combinan y se vuelve igual al ángulo de fase de las cargas resistivas. No es necesario que el ángulo de fase se cancele por completo; el resultado neto puede ser un retardo inductivo o un adelanto capacitivo.

Parte B muestra dos formas en que los capacitores y los inductores se pueden conectar entre sí para combinar sus ángulos de fase.

Parte C muestra el circuito resistivo equivalente cuando se combinan estos dos componentes eléctricos con cancelación total.

EFICIENCIA DEL SISTEMA DE POTENCIA

La eficiencia de un sistema de potencia se maximiza cuando la carga total combinada es puramente resistiva. Por lo tanto, cuando la carga total en el sistema se acerca puramente a la resistencia, los requisitos y pérdidas de corriente total son mínimas. La potencia total que debe producirse se minimiza cuando la carga es puramente resistiva. La potencia total se convierte en Potencia Activa " (Potencia en W) solamente.

Cuando se maximiza la eficiencia del sistema (es decir, la potencia

mínima requerida para servir todas las cargas), se realizan dos beneficios significativos.

1. Las pérdidas de potencia se minimizan.
2. La capacidad adicional está disponible en las líneas de transmisión, las líneas de distribución, los transformadores y otros equipos de subestación porque este equipo se califica en la cantidad de capacidad de transporte de corriente total. Si el flujo de corriente es menor, el equipo tiene más capacidad disponible para servir una carga adicional.

Una forma de medir la eficiencia del sistema de potencia es calculando el factor de potencia.

FACTOR DE POTENCIA

La eficiencia de un sistema de potencia se puede ver como: *cuánta potencia total (es decir, potencia "Activa" más potencia "reactiva") se requiere para realizar el trabajo "real" ?*. El Factor de potencia es un cálculo que se basa en la relación entre la potencia activa y la potencia total, como se muestra a continuación:

$$\text{Power factor} = \frac{\text{Real power}}{\text{Total power}} \times 100\%$$

Normalmente, los factores de potencia superiores al 95% se consideran "buenos" (es decir, altos) y los factores de potencia inferiores al 90% se consideran "pobres" (es decir, bajos). Algunos motores, por ejemplo, operan en el rango bajo de factor de potencia del 80-85% y la adición de capacitores mejoraría la eficiencia general de la fuente de alimentación del motor.

Por ejemplo, suponga que intenta cruzar un río desde el punto "A" al punto "B", como se muestra en la Figura 6-4.

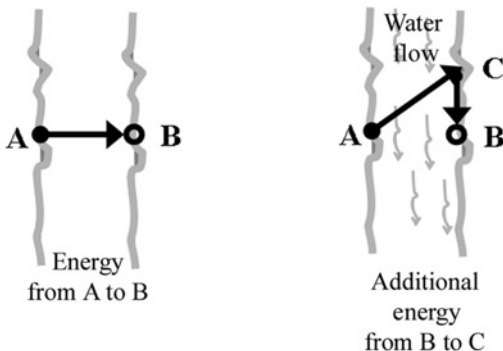


Figura 6-4 Interpretación del Factor de potencia.

El camino más corto que requiere la menor cantidad de energía sería nadar en línea recta, como se muestra en la imagen de la izquierda. Sin embargo, suponga que el agua circula hacia abajo, lo que hace que nade un poco río arriba hacia el punto "C" para llegar al punto "B". La energía extra ejercida de "C" a "B" se consideraría un desperdicio. En los circuitos eléctricos, esta energía opuesta derrochadora se llama "energía reactiva". *Tener en cuenta que la potencia reactiva es necesaria para que los motores y otras cargas inductivas produzcan sus campos magnéticos. Agregar capacitores en los terminales del motor para compensar la potencia reactiva que necesita el motor significa que el generador ya no necesita potencia reactiva y se reducen las pérdidas generales del sistema.*

(Lectura complementaria opcional)

Ver el Apéndice B un análisis gráfico del factor de potencia.

OFERTA Y DEMANDA

Se pone el sistema de potencia en la perspectiva adecuada; Primero viene la tensión, luego la carga, luego la corriente, luego la potencia y luego la energía. Mientras tanto, se producen pérdidas del sistema que requieren un aumento de la oferta para lograr el equilibrio entre la generación (oferta) y el consumo (demanda). Durante este proceso, las empresas eléctricas tratan de mantener una buena tensión y frecuencia reguladas para todos los tipos y niveles de consumo. Los consumidores extraen la corriente, utilizan la potencia y la energía del sistema. Los consumidores y las pérdidas del sistema dictan la demanda. Los productores de energía deben abastecer esta demanda a través de sistemas de transmisión y distribución a los consumidores con buena tensión y frecuencia. Y todo esto se hace en "tiempo real".

Los sistemas de energía eléctrica funcionan en tiempo real. A medida que aumenta la carga, la generación debe aumentar para abastecer la demanda o caídas de frecuencia. Además, a medida que aumenta la carga, la generación y el tratamiento de la línea (capacitores conmutados) deben proporcionar una buena tensión. De lo contrario, la tensión colapsaría, la frecuencia disminuiría, las luces del consumidor se atenuarían y los motores se sobrecalentarían porque el equipo de carga está diseñado para una tensión y frecuencia determinadas.

Desde la perspectiva del generador, para aumentar la frecuencia, el motor principal, que hace girar el rotor de la turbina/generador, debe aumentar su potencia. Para aumentar la tensión, la excitatriz del generador (la corriente de campo en el rotor del generador que produce el campo magnético) debe aumentar. La tensión también se puede aumentar conectando capacitores en derivación o desconectando reactores en derivación.

GESTIÓN DEL LADO DE LA DEMANDA

Dado que la cantidad de carga (es decir, la demanda) determina la cantidad de generación (es decir, el suministro), la mejor manera de minimizar la necesidad de suministro adicional es reducir o controlar la demanda, especialmente durante las horas pico. Los programas de gestión del lado de la demanda (DSM) se están implementando en todas partes para ayudar a gestionar el crecimiento de la carga y lograr la estabilidad económica. Los programas de Gestión del lado de la demanda están diseñados para brindar asistencia a los consumidores con el fin de ayudar a reducir su demanda de energía, controlar su costo de energía y retrasar la construcción de nuevas instalaciones de generación, transmisión y distribución. Estos programas de DSM brindan asistencia mediante la realización de auditorías energéticas, el control de los equipos de consumo (condiciones del aire, calefacción, etc.) o al proporcionar incentivos económicos (es decir, tarifas de tiempo de uso). Estos programas están diseñados para consumidores residenciales y comerciales.

Los tipos de incentivos proporcionados dependen del tipo de consumidor como se describe a continuación:

Residencial

Los programas de DSM que pertenecen principalmente a cargas residenciales y pequeñas empresas incluyen lo siguiente:

- ✓ Iluminación (es decir, cupones de descuento, descuentos por bombillas de luz de alta eficiencia, diseños de iluminación eficientes y otros incentivos de reducción de energía)
- ✓ Lavadoras, secadoras de ropa y refrigeradores de alta eficiencia (reembolsos)

- ✓ Auditorías de energía en el hogar (para identificar patrones de uso que se pueden mejorar)
- ✓ Actualizaciones de aislamiento
- ✓ Gestión de dispositivos (o control inteligente)
- ✓ Control de algunos equipos para que solo funcionen durante los períodos de menor actividad (calentadores de agua, bombas de piscina, bombas de riego, etc.)

Comercial

Los programas de DSM que involucran a consumidores comerciales están más orientados hacia la eficiencia general de las operaciones, por ejemplo:

- El diseño eficiente de edificios, actividades de remodelación o renovación utilizando productos y tecnologías más eficientes energéticamente sin aumentar los costos del proyecto. Esto incluiría; iluminación, calefacción, aire acondicionado más eficientes, actualizaciones de motores, variadores de velocidad y otros equipos eléctricos más eficientes.
- Incentivos de reemplazo para eliminar equipos más antiguos y de menor eficiencia
- Programas de análisis de consumo de energía para fomentar mejores métodos operativos dentro de una empresa u organización, como los capacitores de corrección del factor de potencia.

Industrial

Los programas DSM para consumidores industriales se centran en iniciativas energéticas, por ejemplo,

- ✓ Programas de incentivos de recursos de energía renovable para aumentar la utilización de energía eólica, energía solar, celdas de combustible, etc. para generar electricidad para sus propias instalaciones.
- ✓ La incorporación de perfiles de carga de energía en línea y la información de la tasa de energía en tiempo real se utilizan para diseñar estrategias de conservación y patrones de

carga eficientes.

- ✓ Encuestas o estudios de consumo de energía para proporcionar recomendaciones para la reducción de carga, cogeneraciones que utilizan generadores de emergencia de reserva durante los picos de demanda.

Hay otros incentivos del lado de la demanda que están disponibles para ayudar a reducir el consumo de energía eléctrica, como cortinas exteriores o interiores, toldos, acristalamientos de paredes, reflectores de calor, dispositivos de control automático y sistemas de administración de energía para el hogar o el edificio.

Existe un esfuerzo concertado en la industria eléctrica para enfocarse en formas de hacer que el consumo de energía eléctrica sea más eficiente, menos exigente y menos dependiente de los recursos energéticos extranjeros. Los costos de producción, transmisión y distribución de energía, especialmente las pérdidas operativas, la expansión y la dependencia del combustible, se originan con el consumo. El control del consumo a través de programas de “gestión del lado de la demanda” es una de las mejores formas de posponer nuevos proyectos de generación, mantener o reducir los costos de los servicios eléctricos y conservar energía.

MEDICIÓN

La medición eléctrica es el proceso de medición directa del consumo de energía. Las magnitudes eléctricas que se miden dependen del tipo de consumidor y del nivel de consumo. En los consumidores residenciales se miden el consumo la energía en kiloW-hora (kWh). Los pequeños comercios y la industria ligera pueden tener un medidor de demanda como parte de su paquete de medición. Los grandes consumidores industriales pueden tener medición de energía (kWh), demanda (kW pico) y medición de Factor de Potencia (% PF). Los mayores consumidores de electricidad pueden recibir su energía a niveles de tensión primaria de distribución, subtransmisión o transmisión donde se requiere medición primaria.

Medición residencial

El tipo más común de medidor eléctrico es el medidor de kiloW-hora, como los que se muestran en las Figuras 6-5 y 6-6.

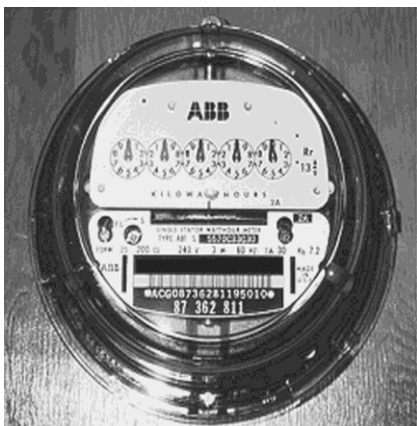


Figura 6-5 Contador de kWh electromecánico.



Figura 6-6 Medidor de kWh de estado sólido.

Estos medidores miden la energía eléctrica. La energía es producto de la potencia y el tiempo. Tener en cuenta que, dado que se miden únicamente los “W”, la potencia total no se mide (es decir, la potencia total incluiría la potencia reactiva en VAR). Por lo tanto, las unidades medidas son W-hora. Para fines de escalado, se utilizan kilowatio-horas (kWh) como unidad estándar para medir la energía eléctrica para clientes residenciales.

Los medidores de kWh de tipo dial más antiguos (Figura 6-5) miden el flujo de energía activa en los cables de servicio de tres conductores del transformador de distribución de la red eléctrica.

La corriente que circula en ambos tramos (es decir, cada conductor de 120 Vca) y la tensión entre los dos tramos proporcionan la información necesaria para registrar el consumo de energía residencial. La carga residencial conectada a 240 Vca también se mide porque su corriente también circula a través de los dos conductores de servicio.

Los diales giran en proporciones de 10:1. En otras palabras, el dial de la derecha hace 10 giros antes de que el siguiente dial en su izquierda se mueva una indicación, y así sucesivamente. La diferencia entre las lecturas de dial es el consumo de energía para ese período. Los medidores electrónicos o de estado sólido (Figura 6-6) registran información adicional, como el tiempo de uso y, en la mayoría de los casos, pueden comunicar de forma remota la información a otras ubicaciones a través de líneas telefónicas, señales de radio, líneas eléctricas o a pequeñas unidades de grabación de mano .

Medición de la demanda

Pequeñas cargas industriales comerciales y ligeras podrían tener medidores de demanda incorporados en sus equipos de medición eléctrica. El cliente se cobra por el uso máximo deslizante sostenido más alto de 15 minutos dentro de un período de facturación. Este tipo de medición se llama medición de demanda. Algunos medidores de energía de tipo reloj tienen una demanda de barrido. Brazo, que muestra la demanda máxima de 15 minutos para ese ciclo de facturación. La Figura 6-7 muestra la aguja y la escala de la demanda. La Figura 6-8 muestra un medidor de energía de tipo reloj tradicional.

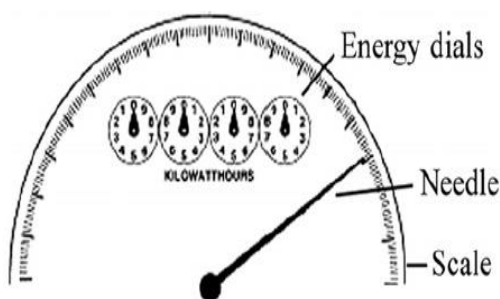


Figura 6-7 Aguja de demanda y escala. Cortesía de Alliant Energy.



Figura 6-8 Medidor de demanda. Cortesía de Alliant Energy.

Los lectores de medidores deben restablecer manualmente el brazo de barrido del medidor de demanda en cada ciclo de facturación. Ahora hay versiones electrónicas de estado sólido de los medidores de demanda en uso. Algunos medidores electrónicos comunican electrónicamente esta información a la empresa eléctrica, que forma parte de la infraestructura de medición avanzada (AMR).

Medidores de tiempo de uso

Una variación en la medición de la demanda es la de tiempo de uso (TOU) medición. Mientras que los medidores de demanda miden la demanda máxima para cada ciclo de facturación, los medidores TOU registran la demanda y el consumo de energía durante las diferentes partes del día. La medición TOU permite a la empresa de servicios públicos cobrar diferentes tarifas para diferentes momentos del día. Por ejemplo, durante la parte del

día en que el consumo de energía es más alto con la máxima generación en línea, o en los períodos pico, las tasas de TOU son más altas que en las horas de menor actividad. Durante la parte del día en que el consumo de energía es más bajo, o fuera de las horas pico, las tarifas de TOU son mucho más bajas. Estas tarifas variables proporcionan incentivos para desalentar el consumo durante las horas pico y fomentar el consumo durante las horas no pico. Estas unidades son casi siempre medidores electrónicos de estado sólido con capacidad de comunicación.

Consumo inteligente

Los medidores inteligentes, como el que se muestra en la Figura 6-9, usan comunicaciones bidireccionales para ayudar a la empresa de suministro, comprender las características de la carga del consumidor residencial, el servicio de control remoto de activación/desactivación, medir el consumo basado en el tiempo de uso y, finalmente, ofrecerá más posibilidades.



Figura 6-9 Contador inteligente residencial.

E incentivos para interconectarse con las "redes de área de origen" del consumidor (HAN).

La domótica está disponible para que el consumidor controle el consumo mediante el control de su propia carga, como la temperatura ambiente, los sistemas de rociadores, la iluminación y los electrodomésticos inteligentes. Los incentivos son la conveniencia al tiempo que reducen la factura de energía y contribuyen a reducir el consumo general de la red eléctrica.

Los electrodomésticos inteligentes disponibles hoy en día permiten a los consumidores optimizar el consumo de energía, al mismo tiempo que brindan comodidad y accesibilidad. Por ejemplo, los termostatos inteligentes en viviendas residenciales permiten a los usuarios controlar su calefacción y aire acondicionado de forma remota o desde la cama. El usuario

puede ajustar el clima según sea necesario en lugar de ciclos diarios fijos. La automatización de la cocina permite a los usuarios controlar de forma remota, entre otros elementos, refrigeradores, lavavajillas y estufas. A través de aplicaciones móviles y conectividad inalámbrica en Internet de los dispositivos, estos dispositivos inteligentes brindan un control de proceso oportuno con actualizaciones de progreso, lo que permite al usuario llevar a cabo las actividades de la vida normal. Los usuarios pueden precalentar, iniciar, pausar, detener y ajustar la configuración de temperatura, y el tiempo de cocción, todo desde un teléfono inteligente. Los lavavajillas inteligentes envían alertas cuando finaliza un ciclo, cuando se requiere reposición de detergente, y puede reordenar consumibles automáticamente. Las pantallas de visualización en las puertas del refrigerador permiten a los usuarios monitorear el estado de todos los dispositivos inteligentes domésticos, mostrar citas del calendario, listas de compras y hacerlo a través de comandos de voz. Cuantos más usuarios controlen su carga de manera eficiente a través de dispositivos inteligentes, más energía de la red se conserva y todos se benefician. Además, las empresas de servicios públicos habilitadas pueden controlar dispositivos inteligentes, especialmente dispositivos de alto consumo, como calentadores de agua y condiciones del aire, cuando se declaran alertas de emergencia de energía. Cuantos más usuarios controlen su carga de manera eficiente a través de dispositivos inteligentes, más energía de la red se conserva y todos se benefician. Además, las empresas de servicios públicos habilitadas pueden controlar dispositivos inteligentes, especialmente dispositivos de alto consumo, como calentadores de agua y del aire acondicionado, cuando se declaran alertas de emergencia de energía.

La Figura 6-10 muestra cómo los HAN pueden conectar varios dispositivos inteligentes de CA y CC para crear el mejor sistema de utilización de energía eléctrica residencial.

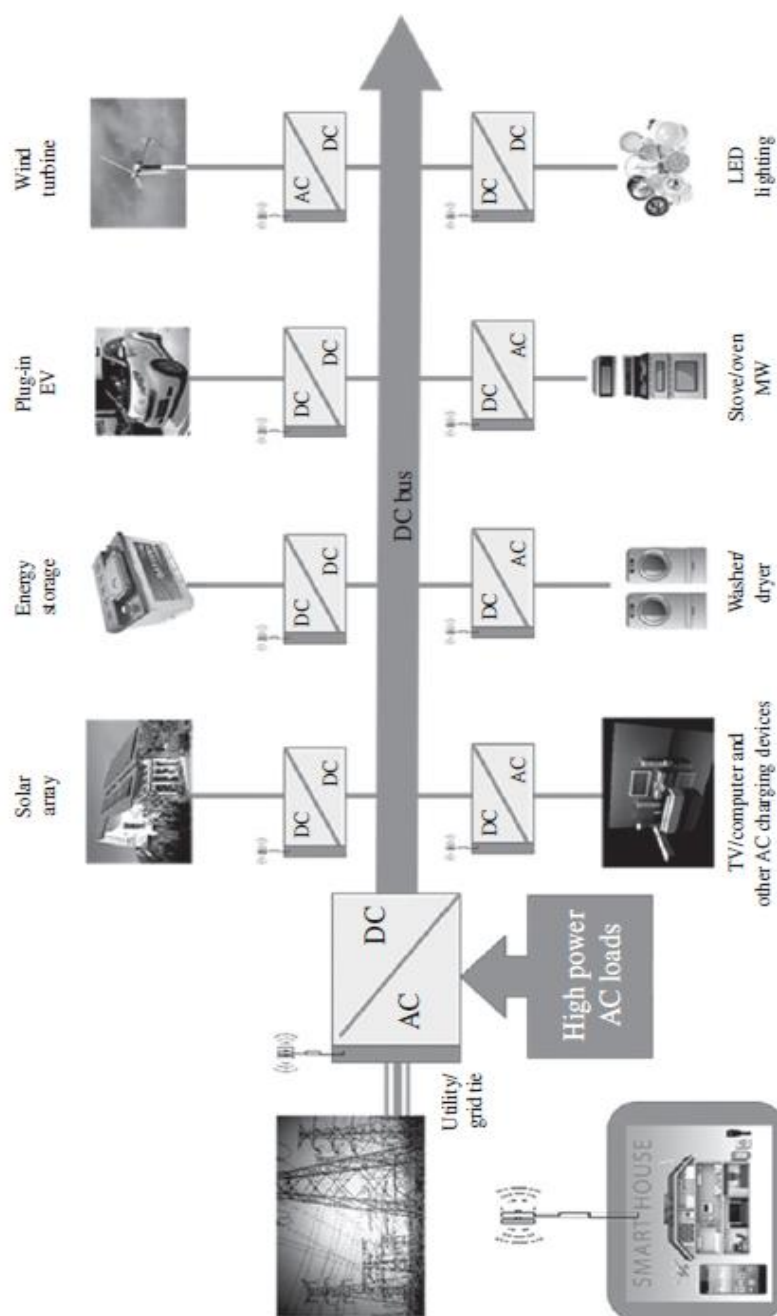


Figura 6-10 Red de área doméstica.

Este sistema incorpora la red eléctrica con generación doméstica (por ejemplo, solar en la azotea), automatización de carga controlable, vehículos eléctricos y mucho más. El futuro presenta nuevas y emocionantes formas de reducir el consumo de energía a través de dispositivos habilitados para generación y carga inteligente.

Medidores de reactivo

Un medidor de W-hora no está diseñado ni diseñado para medir potencia reactiva. Sin embargo, al cambiar el ángulo de fase de la carga de CT (transformador de corriente), se puede conectar un segundo medidor de W-hora a esta carga con cambio de fase que puede medir el consumo de energía reactiva. La fase generalmente se cambia con un circuito de capacitores-resistencias en sistemas monofásicos y con transformadores de cambio de fase en sistemas trifásicos. El dispositivo de cambio de fase ayuda a medir la potencia reactiva del circuito en kilo-VAR-horas (kVAR), o en unidades de 1000 VAR-horas. Cuando se conecta de esta manera, el segundo medidor de kVAR-hora se llama medidor de reactivo. La empresa de electricidad puede calcular el factor de potencia promedio basándose en la información de kWh y kVARh. Algunas empresas de servicios públicos emplean medidores de lectura directa del factor de potencia donde se proporciona información sobre el factor de potencia pico.

Medición primaria

Algunos clientes tienen cargas muy grandes para su operación y requieren servicio de tensión de distribución primaria. Se requiere una medición de tensión primaria especial o una medición a tensiones superiores a 600 V. El personal de medición instala lo que se conoce como equipo de medición primaria, cuando no sea práctico realizar la medición a niveles de tensión secundaria. El equipo primario de medición incluye transformadores de tensión de alta precisión (es decir, TP de clase de medición) y transformadores de corriente de alta precisión (es decir, TC de clase de medición). Se requieren estructuras especiales, gabinetes para equipos o bastidores para equipos con este tipo de instalación de medición.

Hay muchas formas posibles de construir carcasas de equipos de medición primarios según el tipo de aplicación. Por ejemplo, el equipo de medición primario puede aplicarse a instalaciones

subterráneas (Figura 6-11), aéreas (Figura 6-12), subestaciones o industriales.



Figura 6-11 Medición primaria subterránea. Cortesía de Alliant Energy.



Figura 6-12 Medición primaria aérea.

TARIFAS BASADAS EN EL RENDIMIENTO

Algunas empresas de servicios públicos regulados (es decir, las empresas de distribución) se enfrentan a tarifas basadas en el rendimiento. Es decir, la Comisión de Servicio Público u otra agencia reguladora ha establecido ciertos criterios de desempeño relacionados con la confiabilidad del servicio al cliente y el desempeño de confiabilidad de una empresa de servicios públicos se toma en consideración cuando se solicitan aumentos de tarifas. Si la empresa de servicios públicos cumple o excede los criterios establecidos, generalmente se le permite cobrar una "bonificación" sobre la tarifa base. Por otro lado, si la empresa no cumple con los criterios establecidos, la empresa puede ser penalizada con una tasa de retorno más baja. Corresponde a las empresas de servicios públicos (y clientes) mejorar su rendimiento de confiabilidad.

Algunos de los índices de tasas basados en el desempeño incluyen:

- ☐✓ SAIFI, que significa índice de frecuencia de interrupción promedio del sistema.

☐✓ SAMI, que significa índice de interrupción momentánea promedio del sistema.

☐✓ SAIDI, que significa índice de duración de interrupción promedio del sistema.

Todas estas y otras medidas se centran en un servicio confiable para el cliente. Estos índices se derivaron originalmente de forma manual sobre la base de informes de interrupciones diarias y ahora los proporcionan las computadoras del centro de control del sistema.

La confiabilidad y estabilidad del sistema general de la red eléctrica que involucra generación y transmisión se analiza más adelante en el Capítulo 8.

EQUIPO DE ENTRADA DE SERVICIO

La compañía eléctrica conecta sus cables de servicio al equipo de entrada de servicio del consumidor. El Código Eléctrico Nacional (NEC) tiene reglas, regulaciones y requisitos muy específicos sobre cómo se debe diseñar, instalar, conectar e inspeccionar el equipo de entrada de servicio. En esta sección se analizan los diseños de equipos básicos, las conexiones del lado de la demanda y las características especiales de carga que se utilizan para los consumidores residenciales, comerciales e industriales.

Equipo de entrada de servicio residencial

El equipo de entrada de servicio real puede variar de un fabricante a otro, sin embargo, los diseños y conceptos básicos son estándares. El concepto es proporcionar un estándar y medios prácticos para conectar el servicio monofásico de 120 /240 Vca de la compañía eléctrica que tiene dos líneas activas y un cable neutro a las cargas residenciales en todas las instalaciones.

El panel estándar de servicio de distribución generalmente está diseñado para fomentar el equilibrio de las patas calientes de 120 V con las cargas conectadas. Estos diseños generalmente hacen que sea conveniente conectar cargas de 240 V con un interruptor combinado. Dado que cada espacio consecutivo de interruptor se conecta a líneas activas opuestas, dos espacios de interruptores adyacentes conectan convenientemente ambas líneas calientes para aplicaciones de 240 Vca. Por lo

tanto, una conexión de 240 Vca se logra conectando dos interruptores adyacentes de 120 V y proporcionando un clip de puente a través de los dos interruptores de 120 V, lo que hace que ambos interruptores se disparen si ocurre un problema en cualquiera de las ramas calientes. En la Figura 6-13 se muestra un panel típico de 120/240 Vca, observar el enchufe del medidor. La Figura 6-14 muestra el mismo panel residencial sin la cubierta exterior, exponiendo los espacios del enchufe del medidor y del interruptor.

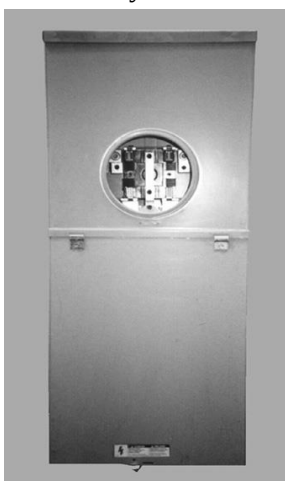


Figura 6-13 Panel básico.

Figura 6-14 Se quitó la cubierta

La Figura 6-15 muestra el panel sin la cubierta del espacio del interruptor. Este panel está listo para el cableado.

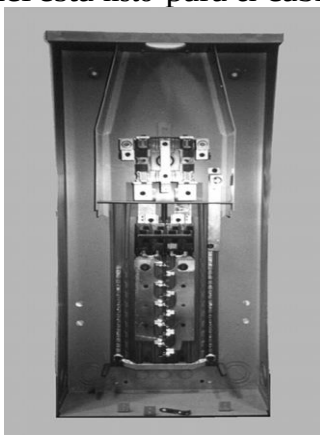


Figura 6-15 Se quitó del medidor la cubierta del interruptor.

El panel de la izquierda muestra la ubicación del medidor de kWh. El panel central muestra las conexiones del enchufe del

medidor. El panel de la derecha muestra los espacios de posición de los interruptores individuales (sin los interruptores). Tener en cuenta que el centro de la parte inferior tiene las pestañas de metal que se alternan de izquierda a derecha. Esto permite que los interruptores automáticos adyacentes verticalmente se conecten a patas opuestas para un servicio de 240 V.

Panel de entrada de servicio

El dibujo de la Figura 6-16 muestra cómo las dos patas calientes y el neutro están conectadas dentro de un panel de distribución típico.

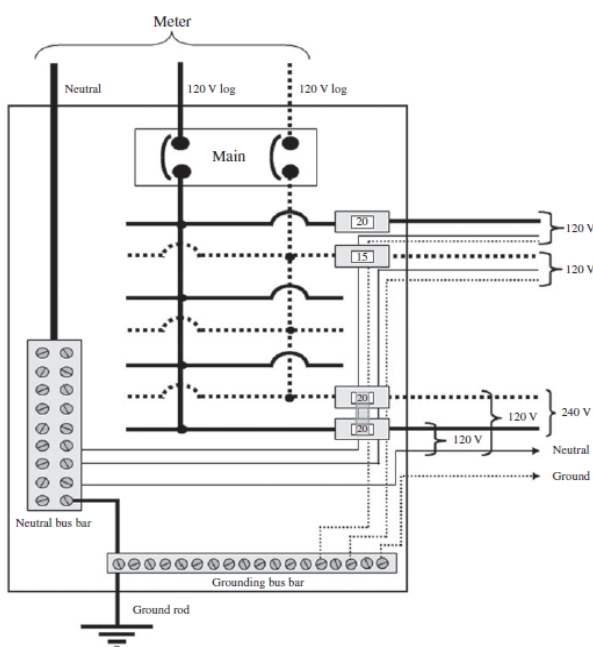


Figura 6-16 Cuadro eléctrico – residencial.

El neutro primario está conectado a la barra de bus neutro. El barra colectora de puesta a tierra del panel de servicio está conectado al sistema de electrodos de puesta a tierra. Un cambio reciente del NEC permite el uso de electrodos revestidos de hormigón (también conocidos como tierras de Ufer en honor a su desarrollador Herbert G. Ufer), que a menudo se encuentran en la base de una estructura, como parte del sistema de electrodos de puesta a tierra. Esta conexión a tierra común mejora la estabilidad de la tensión, la efectividad del equipo de protección y la seguridad. Es más eficaz con los sistemas de distribución primaria conectados en

Wye a diferencia de los sistemas conectados en triángulo.

Las dos patas calientes de los conductores de entrada de servicio se conectan primero al interruptor principal. Observar cómo los interruptores adyacentes se conectan a las patas opuestas de los cables de servicio de 120/240 Vca. Esta disposición fomenta el equilibrio de la carga. Además, las conexiones a dos interruptores adyacentes proporcionan la fuente de 240 Vca. Tener en cuenta que los dos interruptores involucrados en el suministro de servicio de 240 V tienen un clip de plástico en sus palancas de modo que si una pierna se dispara, ambas piernas se disparan.

Interruptor de luz

La Figura 6-17 muestra cómo se conecta un circuito de interruptor de luz estándar. Se establece el estándar de código de color NEC.

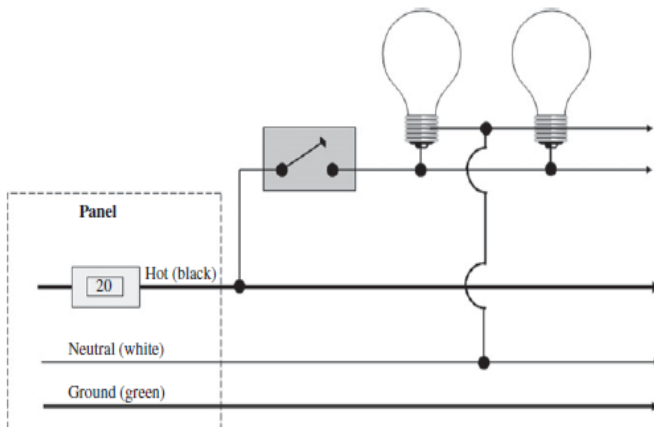


Figura 6-17 Circuito de luces.

Observar cómo se pueden extender los cables para conectar cargas adicionales para un solo interruptor. El cable de puesta a tierra verde se utiliza para conectar el metal de la lámpara a tierra. También observe cómo el cable de puesta a tierra verde y el cable neutro blanco eventualmente se conectan a la misma tierra en el panel de servicio. La razón para conectar los dos cables juntos es para proporcionar una conexión a tierra del electrodoméstico, en caso de que un cable caliente se deshilache y se produzca un cortocircuito con el metal del electrodoméstico. El cable caliente expuesto se pone en cortocircuito con los cables calientes y de puesta a tierra del aparato de metal y dispara el interruptor del panel, eliminando así una situación potencialmente peligrosa.

Receptáculo

La Figura 6-18 muestra las conexiones básicas de un receptáculo estándar de tres conductores.

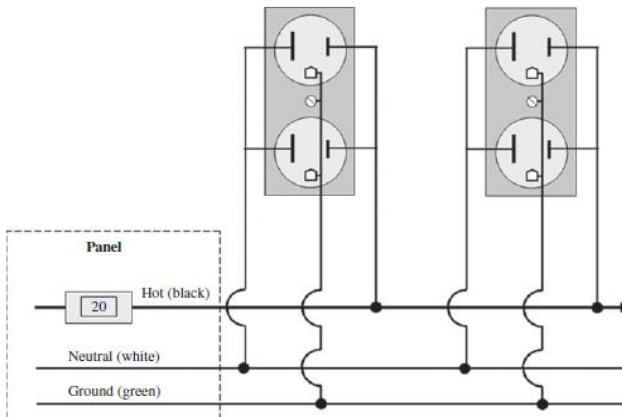


Figura 6-18 Circuito del receptáculo.

Tener en cuenta que el cable caliente está conectado a la "ranura corta" en el receptáculo y el cable neutro está conectado a la "ranura larga". Eso también es un requisito de NEC. El cable de puesta a tierra está conectado a los orificios redondos en el receptáculo, el orificio del tornillo que sostiene hacia abajo la placa de cubierta y el soporte que monta el receptáculo en la caja de conexiones. Por lo tanto, el tornillo de la placa de cubierta es una conexión directa a tierra. Esta conexión por tornillo es muy importante para conectar a tierra de forma segura dispositivos que utilizan adaptadores para conectar enchufes de estilo antiguo.

Receptáculos del interruptor de circuito de falla a tierra

La Figura 6-19 muestra conexiones estándar básicas para un interruptor de circuito de falla a tierra (Receptáculo GFCI).

El propósito del GFCI es interrumpir el flujo de corriente, en caso de que la cantidad de corriente que circula hacia el lado caliente (negro) no coincida con la corriente que regresa por el neutro (blanco). La diferencia solo tiene que ser del orden de 5 mA (0,005 A) para disparar el interruptor.

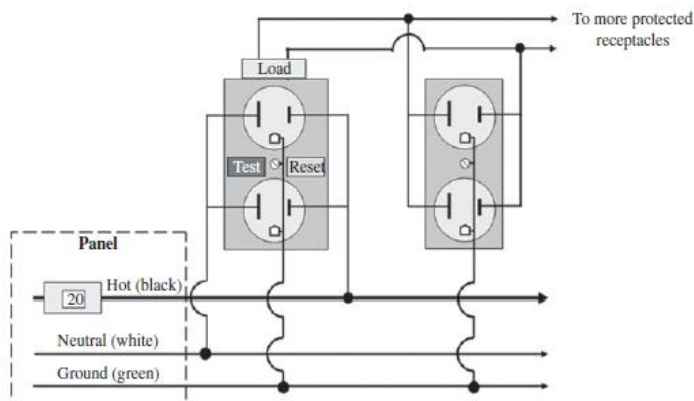


Figura 6-19 Circuito GFCI

El GFCI es un dispositivo de seguridad esencial. El NEC requiere que se proporcione protección GFCI en todos los baños, cocinas (receptáculos a menos de 3 pies del fregadero), receptáculos al aire libre y de garaje. La mayoría de los receptáculos GFCI ofrecen un juego adicional de tornillos para las conexiones de carga a receptáculos adicionales para ser protegidos por el mismo GFCI.

El NEC se modificó en 2000 para exigir que, después de 2003, todos los circuitos de "dormitorios" en una instalación residencial se sirvan desde un interruptor de falla de arco (AFI) tipo de interruptor ubicado en el panel de servicio. Este requisito surgió debido a la preocupación por la cantidad de incendios causados por mantas eléctricas y otros dispositivos de calentamiento que han deteriorado el aislamiento y los termostatos de arco eléctrico. La mayoría de las veces, el aislamiento deteriorado y los termostatos de alta actividad permitían que se produjeran arcos eléctricos y chispas, pero no había suficiente corriente para disparar un interruptor estándar. En otras palabras, algunos termostatos formaban arco con demasiada frecuencia al decidir si los elementos calefactores deberían estar encendidos o apagados, lo que provocaba incendios. El AFI detecta lo que se denomina ruido eléctrico generado por arcos eléctricos y chispas, y por lo tanto dispara y abre el interruptor. (Tener en cuenta que, para evitar discusiones, normalmente se asume que si una habitación tiene un armario, o es capaz de tener un armario, debe considerarse un dormitorio para cumplir con el código, y los enchufes de la habitación deben ser atendidos a través de dispositivos AFI.). Desde entonces, el NEC se ha modificado para requerir un AFI básicamente en todas las ramas de 15 y 20 A que abastecen enchufes en cocinas, salas familiares,

comedores, salas de estar y salas de recreación en una vivienda.

Cargas de 240 voltios

La Figura 6-20 muestra el cableado de conexión básica de las cargas estándar de 240 V (es decir, secadores de ropa, estufas y calentadores de agua).

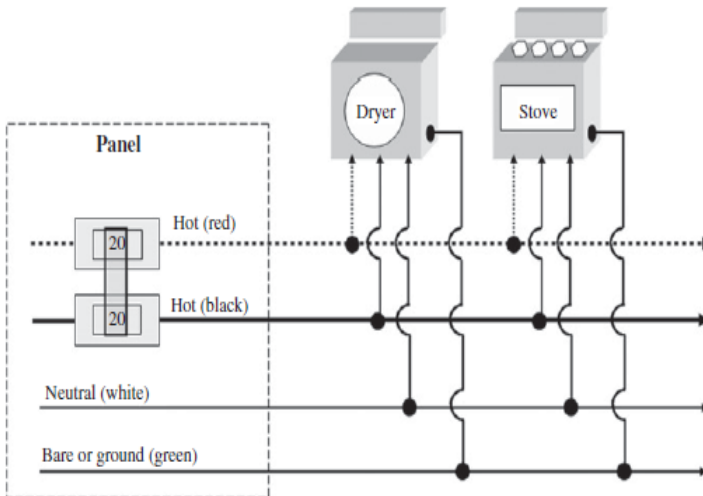


Figura 6-20 Circuito de 240 V.

Tener en cuenta que los dos interruptores de 120 V se levantan junto con una tapa de plástico para que ambos desconecten. En muchos casos, se usa una sola caja moldeada para albergar el mecanismo de interruptores de 240 V. En este caso, hay dos interruptores automáticos dentro de la caja, pero solo un mango de interruptor de control.

El cable neutro (blanco) se lleva al aparato de 240 V que se utilizará para cualquier carga de 120 V, como luces, relojes, temporizadores. El cable de tierra (verde) está conectado al aparato de metal. El cable de tierra verde hará que el interruptor del panel de 240 V se tropiece, debe una refriega al alambre caliente o el cortocircuito al aparato de metal.

Equipo de entrada de servicio comercial e industrial

El equipo de entrada de servicio comercial e industrial como el que se muestra en la Figura 6-21 normalmente consta de equipo de medición (incluidos los TC), un interruptor principal,

un interruptor de desconexión, varios interruptores de alimentación y, a veces, capacitores de corrección del factor de potencia, generador de emergencia con interruptor de transferencia y un Sistema de suministro de energía ininterrumpida (UPS).



Figura 6-21 Panel industrial.

Algunas instalaciones industriales tienen motores muy grandes que requieren un equipo de arranque suave (a veces llamado "arranque a tensión reducida") para reducir la alta corriente de entrada a los motores al arrancar.

Corrección del factor de potencia

Las cargas de bajo factor de potencia, como motores, transformadores y algunas cargas electrónicas no lineales, requieren energía reactiva o "VAR" de la empresa de servicios públicos para funcionar correctamente. La demanda excesiva de energía reactiva debe reducirse o minimizarse con la instalación de capacitores para mejorar el soporte de tensión, reducir las pérdidas, reducir las facturas de energía (en algunos casos) y mejorar la eficiencia energética general (en ambos lados del medidor).

El factor de potencia es la relación entre la potencia activa (es decir, W) y la potencia total (es decir, la magnitud de los W más VAR). La parte reactiva de la potencia total se puede reducir o eliminar con la aplicación de capacitores en derivación. La información del factor de potencia del consumidor se utiliza para calcular los requisitos del condensador.

Una manera fácil de comprender el significado de la

potencia "reactiva" o los requisitos de energía es considerar un motor que requiere campos magnéticos para funcionar. Un motor está formado por bobinas de cables y un gran rotor de metal que gira para producir trabajo mecánico. La corriente que pasa a través de los cables produce los campos magnéticos necesarios para hacer girar el motor. La energía utilizada para crear los campos magnéticos sólo para hacer girar el rotor es energía "reactiva" y esta energía reactiva no proporciona un trabajo útil por sí misma. El componente "activa" de la potencia total produce el trabajo útil. La instalación de capacitores para contrarrestar la necesidad de potencia reactiva del motor reduce, minimiza o elimina el componente reactivo de la potencia total de la fuente de energía. La instalación de capacitores en derivación puede ayudar a satisfacer los requisitos reactivos del motor (es decir, cargas inductivas) en lugar de que provengan de los generadores. El factor de potencia mejorado de la instalación de capacitores en derivación en el centro de carga se mide mediante el equipo de medición del factor de potencia.

Para corregir los factores de baja potencia, el cliente y/o la empresa de servicios públicos instalan los capacitores. Cuando la empresa de servicios públicos instala los capacitores, el consumidor paga una tarifa de energía reactiva porque la potencia reactiva todavía circula a través del medidor. Cuando el consumidor instala capacitores en su lado del medidor, ya no paga las tarifas adicionales de servicios públicos. Tener en cuenta que no todos los servicios públicos cobran por factores de potencia bajos.

Corrección excesiva del factor de potencia con capacitores

La corrección excesiva de factores de potencia con capacitancia excesiva aumenta la corriente que circula en las líneas por encima del mínimo. Al igual que cuando la carga inductiva hace que la corriente total aumente por encima del mínimo, los capacitores que corrigen en exceso el factor de potencia también pueden aumentar el flujo de corriente total por encima del mínimo. Cuando el consumidor corrige en exceso, la potencia reactiva adicional circula a través del equipo de medición, hacia la red de distribución y hacia las cargas inductivas de los consumidores adyacentes; reduciendo así la necesidad de la empresa de instalar capacitores.

En algunos casos, el consumidor que suministra la capacidad adicional recibe un crédito de su empresa de servicios públicos por la potencia reactiva excesiva que ingresa al sistema de servicios públicos. Esta potencia reactiva extra la

utilizan realmente los consumidores adyacentes. La empresa de servicios públicos no tiene que instalar tantos capacitores del sistema. Como resultado, el consumidor puede obtener un crédito en su factura de energía. Tener en cuenta que demasiada sobrecorrección puede causar condiciones de alta tensión y problemas de calidad de la energía que pueden debilitar el aislamiento, acortar la vida útil del equipo y causar otros problemas en el sistema.

Los bancos de capacitores se pueden conectar o desconectar según los requisitos de carga, la hora del día, el nivel de tensión u otra condición apropiada para adaptarse a la demanda de potencia reactiva de la carga. La aplicación de capacitores conmutados mejora aún más el sistema de potencia y el rendimiento de la carga.

Ubicación de los capacitores de corrección del factor de potencia

Normalmente, las empresas de servicios públicos no distinguen entre la ubicación de los capacitores de corrección del factor de potencia en el lado de la demanda del medidor. Sin embargo, cuanto más cerca estén instalados los capacitores de la carga en sí, más beneficiosos serán los resultados para el consumidor. Por ejemplo, el banco de capacitores puede ubicarse en el lado de la demanda del medidor y hacer que la medición reactiva registre un buen factor de potencia para la red o los capacitores pueden ubicarse adyacentes a los terminales de conexión de carga reduciendo el flujo de corriente en el sistema eléctrico del consumidor. Por lo general, la empresa de servicios públicos solo está interesada en el factor de potencia del cliente en el medidor. El cliente se beneficia al colocar los capacitores lo más cerca posible de la carga para minimizar las pérdidas en el sistema de cableado del edificio y mejorar la tensión de los terminales para que el equipo pueda funcionar de manera más eficiente.

Técnicas de arranque de motores (lectura complementaria opcional)

Cuando se arrancan motores grandes, se nota caídas de tensión o puede ocurrir parpadeos en el sistema de cableado de los consumidores que también puede afectar las cargas vecinas y el sistema de la empresa de servicios públicos.

Dependiendo de la sensibilidad a la tensión de otras cargas conectadas, estas caídas de tensión pueden ser imperceptibles,

molestas o dañinas para el equipo. Por ejemplo, las bombillas pueden atenuarse y resultar molestas para el personal de la oficina; sin embargo, las caídas de tensión pueden hacer que otras cargas del motor se desaceleren, se sobrecalienten y posiblemente fallen. El equipo de arranque de motor se usa a menudo para minimizar las caídas de tensión y el parpadeo.

El núcleo de hierro y los cables de cobre de los motores grandes deben magnetizarse antes de funcionar a máxima velocidad. La corriente de entrada requerida para arrancar motores grandes crea los campos magnéticos que requieren que las corrientes de arranque sean tan altas como 7-11 veces la corriente de carga plena del motor. Por lo tanto, cuando arrancan motores grandes, a menudo causan condiciones de baja tensión en los conductores debido a flujos de alta corriente. Las empresas de servicios públicos normalmente adoptan pautas o políticas para arrancar motores grandes. Cuando arrancar un motor excede el requisito de la empresa para caída de tensión o parpadeo (generalmente se establece alrededor del 3% al 7%), entonces generalmente se requieren técnicas especiales de arranque del motor.

Existen varios métodos para reducir la caída de tensión y el parpadeo del arranque de motores grandes. Equipo de arranque de motor de tensión reducido (es decir, arranque suave) tales como capacitores, transformadores, conexiones especiales de bobinado y otros dispositivos de control se utilizan comúnmente en los circuitos del motor para reducir los requisitos de corriente de entrada de los motores grandes durante las condiciones de arranque.

Los tres medios más comunes de proporcionar un arranque suave o arrancadores de tensión reducida en motores grandes son los siguientes:

1. Una resistencia se coloca temporalmente en serie con los contactos o contactor del interruptor del arranque del motor para hacer que la corriente reducida circule al motor inicialmente cuando se arranca, luego las resistencias se cortocircuitan para la tensión completa de funcionamiento. Este enfoque puede reducir la corriente de entrada a menos de cinco veces la corriente de plena carga. Una vez que el motor alcanza la velocidad máxima, las resistencias se cortocircuitan dejando conductores sólidos que satisfacen los requisitos de potencia del motor.
2. Wye-Delta El cambio de conexión en los devanados del motor es otra forma muy eficaz de reducir la corriente de irrupción. Los devanados del motor se conectan primero en

Wye, donde la tensión aplicada es solo de fase a tierra, luego los devanados del motor se conectan en triángulo para obtener la tensión total y la potencia de salida.

3. A veces se utilizan autotransformadores para aplicar una tensión reducida a los terminales cuando se arranca y luego se cambian a tensión completa después de que el motor alcanza la velocidad máxima. Este esquema se puede utilizar con motores que no tienen acceso externo a los devanados internos.

Generadores de emergencia de reserva

Los sistemas de transferencia de energía de emergencia se utilizan comúnmente para proporcionar energía de emergencia local en caso de pérdida de energía de la red pública. En caso de pérdida de energía de la red pública, el generador, como el que se muestra en la Figura 6-22, se enciende inmediatamente y se permite que alcance la velocidad y se caliente antes de que el interruptor de transferencia conecte la carga.

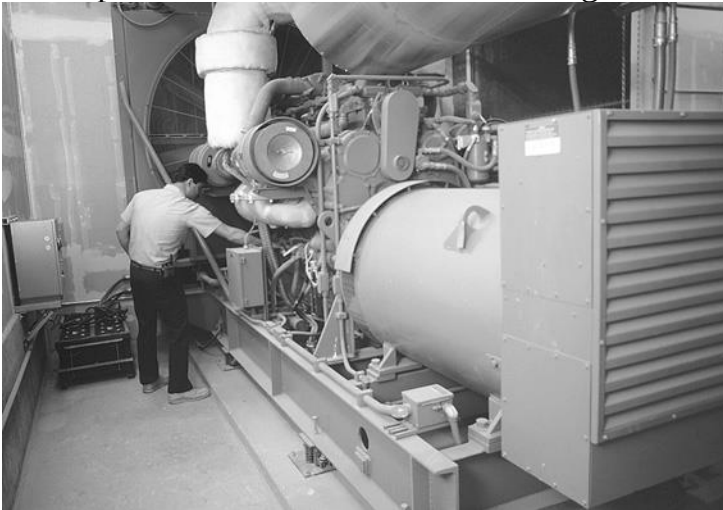


Figura 6-22 Generador de emergencia.

Los transformadores de tensión (PT) se utilizan en el interruptor de transferencia para detectar cuándo la energía de la red pública está activa y fuera de servicio. Estos retardos de tiempo suelen ser breves, aproximadamente 15 segundos para absorber la carga después de la pérdida de energía de la red pública.

La empresa de servicios públicos utiliza algunos generadores de emergencia para abastecer cargas picos en línea.

Estos generadores funcionan en paralelo con el sistema de potencia de la red pública e incorporan esquemas especiales de relés de protección para sincronizar con la red pública. La sincronización requiere una correspondencia adecuada entre la frecuencia, la tensión, el ángulo de fase y la rotación antes de que el generador de emergencia del consumidor se pueda conectar al sistema de potencia de la red pública.

Sistemas UPS

Las Fuentes de Potencia no interrumpibles (Los sistemas UPS) se encuentran típicamente en instalaciones como estaciones de policía, hospitales, centros de control, donde se necesita energía 100% confiable. La Figura 6-23 muestra un diagrama de bloques de un sistema típico de generador de energía de emergencia con un UPS.

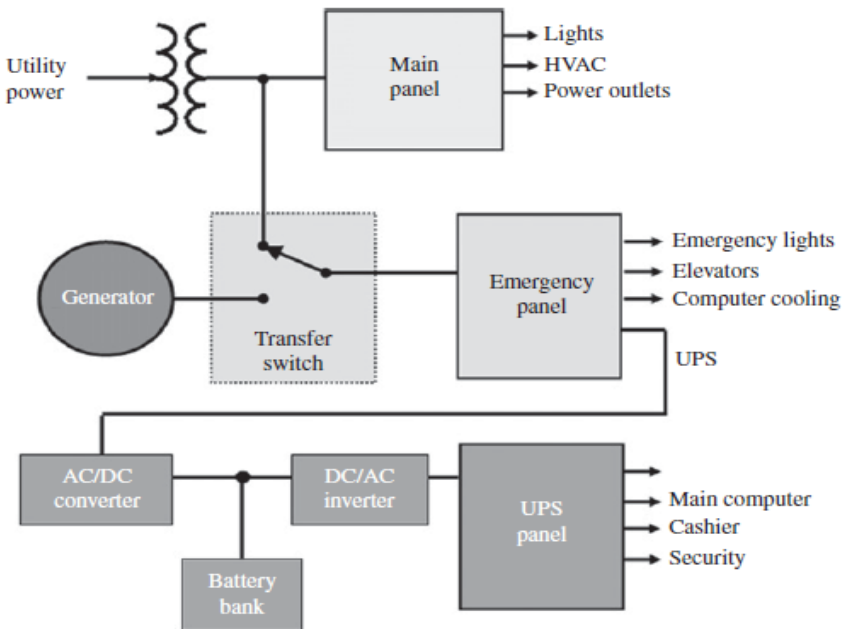


Figura 6-23 Sistema UPS.

Tener en cuenta que la energía de la red pública alimenta todos los paneles de carga, incluidos los paneles principales, de emergencia y UPS. Ante la pérdida de energía de la red pública, el generador se pone en marcha de inmediato. Una vez que el generador alcanza la velocidad adecuada y es capaz de suministrar carga, el interruptor de transferencia opera y conecta el generador a los paneles de carga de emergencia y UPS. Tener en cuenta que las cargas del panel del UPS nunca

experimentan una interrupción porque esas cargas son alimentadas por baterías a través de un inversor de CC a CA. El generador comienza a cargar las baterías una vez que opera el interruptor de transferencia.

Cuando se restablece la energía de la red pública, todas las cargas, incluidas las de emergencia, se apagan mientras el interruptor de transferencia vuelve a conectar la energía de la red pública al panel del interruptor principal.

Si el esquema de transferencia incluye disposiciones de sincronización, es posible que no sea necesario desenergizar el panel del interruptor principal durante la transferencia. Cuando se restablece la energía de la red pública, las cargas críticas del UPS vuelven a permanecer alimentadas por las baterías durante la transición. El cargador de batería se vuelve a conectar a la red eléctrica.

Calidad de energía

La calidad de energía es el término usado para describir la aptitud del servicio de energía eléctrica para satisfacer la carga eléctrica y la capacidad de la carga para funcionar correctamente. Sin satisfacer un nivel mínimo de potencia adecuada, un dispositivo eléctrico (o carga) puede funcionar mal, fallar prematuramente o no operar en absoluto. Hay muchas maneras en que la energía eléctrica puede ser de mala calidad. Tenga en cuenta que algunas cargas no son sensibles a los problemas de calidad de energía, mientras que otros sí. Las bombillas incandescentes no se ven afectadas por problemas de calidad de energía menores, tales como picos de tensión, armónicos, mientras que otros tipos de carga son muy sensibles a los problemas de calidad de energía. Por ejemplo, los sofisticados equipos hospitalarios y equipos de fabricación pueden ser vulnerables a problemas de calidad de energía.

Esta sección proporciona una descripción general de alto nivel del significado de la calidad de energía y los problemas relacionados con el servicio. Básicamente, hay siete tipos de problemas de calidad de energía descritos por IEEE Standard 1159, como se enumeran a continuación y se muestran en la Figura 6-24:

1. Transitorios

- a. Impulsivos (descargas)
- b. Oscilatorios

2. Interrupciones

- a. Instantáneas (0.5-30 ciclos)
- b. Momentáneas (30 ciclos-2 segundos)
- c. Temporales (2 segundos a 2 minutos)
- d. Sostenidas (más de 2 minutos)

3. **Sag/Subtensión**
4. **Swell/Sobretensión**
5. **Distorsión de la forma de onda**
 - a. Offset de DC (asociado a las corrientes de falla normalmente)
 - b. Armónicos
 - c. Interarmónicos (armónicos inducidos)
 - d. Muescado (disturbios periódicos de interferencia)
 - e. Ruido
6. **Fluctuaciones de tensión.**
7. **Variaciones de frecuencia**

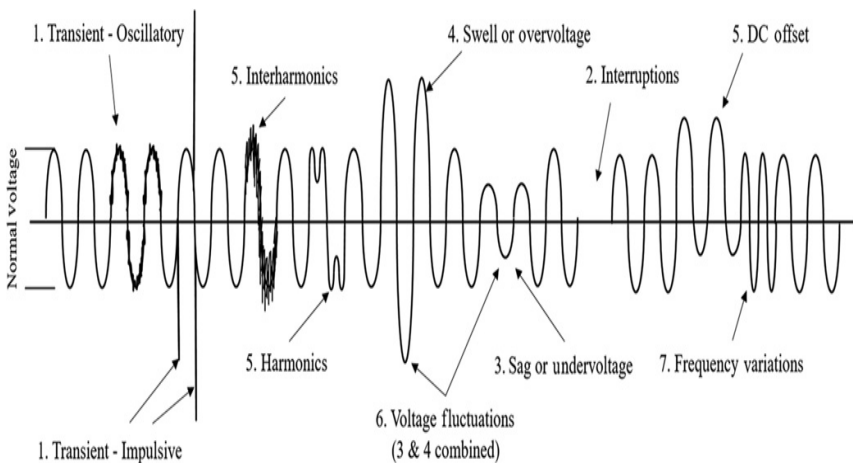


Figura 6-24 Formas de onda de la calidad de la energía.

La mayoría de los equipos tecnológicos se ejecutan en fuentes de alimentación de CC de baja tensión, que se convierten de fuentes de tensión de servicios ordinarios de 120 V. Hay límites aceptables en cuanto al nivel de equipo de calidad de energía, tales fuentes de alimentación de CC pueden tolerar. La mayoría de las fuentes de alimentación de CC toleran $120\text{ V} \pm 10\%$. Dependiendo de la duración del problema de la forma de onda de la calidad de energía, este equipo tecnológico puede soportar variaciones más amplias. Se tendría que determinar si hay un problema de calidad de energía y si la fuente del problema es la compañía de energía, el consumidor o un consumidor adyacente. Cada uno de los cuales tendría que compartir la resolución de problemas. Algunos de los efectos adversos de los problemas de calidad de energía son los sobrecalentamientos de motores, daños prematuros de equipos, errores de comunicación de datos, interferencia analógica, operaciones de conmutación falsas y otras perturbaciones dependiendo del equipo y los problemas de calidad.

El equipo utilizado para resolver problemas de calidad de energía son fuentes de alimentación ininterrumpidas, filtros, supresores de

sobretensiones, mejores medios de conexión a tierra, blindaje y otros medios dependiendo del tipo de problema.

CAPÍTULO 7

PROTECCION DEL SISTEMA

OBJETIVOS DEL CAPÍTULO

Después de completar este capítulo, se podrá:

- Explicar cómo se protegen las líneas de transmisión y distribución, los equipos de las subestaciones y los generadores.
- Discutir qué se entiende por zonas de protección.
- Explicar el concepto de corriente inversa frente al tiempo con respecto a la limpieza de fallas
- Explicar cómo usar eficazmente diagramas unifilares
- Describir los pasos necesarios para sincronizar un generador con la red eléctrica.

DOS TIPOS DE PROTECCIÓN

Hay dos tipos de "protección" a los que se hace referencia en los sistemas de energía eléctrica. El primero es protección del sistema relacionados con relés de protección, corrientes de falla, puesta a tierra efectiva, interruptores, fusibles, etc. El segundo es protección personal que tiene que ver con guantes de goma, mantas aislantes, puentes de conexión a tierra, plataformas de conmutación, etiquetado, etc. En este capítulo se analiza el primero de ellos, "protección del sistema".

La protección del equipo del sistema de potencia se logra mediante un equipo de relés de protección que se utiliza para disparar interruptores automáticos, reconectores, interruptores de desconexión motorizados y dispositivos de protección autónomos. El objetivo de la protección del sistema es quitar el equipo con fallas del sistema de potencia energizado antes de que dañe más otros equipos o se vuelva perjudicial para el público o los empleados. Es importante

comprender que la protección del sistema es para proteger el equipo, no para proteger a las personas.

La protección del sistema protege el equipo del sistema de potencia de daños debido a fallas y/o rayos. La protección del sistema utiliza relés de protección de estado sólido y/o electromecánicos para monitorear las características eléctricas del sistema de potencia y disparar los interruptores en condiciones anormales. Además, los relés de protección inician alarmas para el control del sistema, notificando a los operadores de los cambios que se han producido en el sistema. Los operadores de control reaccionan a estas alarmas entrantes del equipo de protección del sistema.

Otro medio para proporcionar protección al equipo es una conexión a tierra adecuada. Una conexión a tierra efectiva o adecuada puede minimizar el daño al equipo, hacer que los relés de protección operen más rápido (es decir, abrir los interruptores más rápido) y brindar seguridad adicional al personal.

En este capítulo de la protección del sistema se comenzará explicando primero los diferentes tipos de relés de protección y luego se procederá a explicar cómo se protegen las líneas de distribución, las líneas de transmisión, las subestaciones y los generadores.

Antes de ingresar en los relés de protección, se repasa los diversos tipos de fallas que estos relés están tratando de detectar. Los tipos de fallas comunes se describen a continuación:

- *Línea-Tierra*: el tipo de falla más común es la falla de línea a tierra. Esa condición de falla se refiere a eventos, como árboles que entran en contacto con una fase y contacto con aves. Respecto al servicio subterráneo, estos son típicamente fallas de cables, empalmes o codos.
- *Fase-fase*: un tipo de falla menos común es la falla de fase a fase. Esa condición ocurre cuando el viento hace que los conductores bifásicos entren en contacto entre sí, creando un cortocircuito y disparando así el interruptor. Las fallas fase a fase pueden ser causadas por varias condiciones, como descarga de hielo y accidentes de postes de automóviles.
- *Trifásica*: el tipo de falla más rara es la falla trifásica. Esta condición ocurre cuando las tres fases entran en contacto entre sí para disparar el interruptor. Las fallas trifásicas pueden ocurrir con accidentes de avión, fallas de equipos y

otros.

- *Conductor abierto*: cuando una línea o equipo trifásico experimenta una condición de conductor abierto y los otros dos conductores permanecen conectados, circulan corrientes desequilibradas en el sistema que deben ser detectadas y la condición eliminada. Los motores grandes, por ejemplo, pueden dañarse si una de las tres fases se desenergiza; esto se conoce como "fase única."
- *Otros*: hay varios otros eventos que pueden ocurrir en los sistemas de energía que disparan los interruptores. Las fallas generalmente se refieren a fallas de equipos, líneas eléctricas que fallan debido a razones ambientales o fallas en las instalaciones. Las tormentas también pueden iniciar fallas en los sistemas eléctricos donde los interruptores y fusibles deben aislar el equipo fallado.

EQUIPOS Y CONCEPTOS DE PROTECCIÓN DEL SISTEMA

Protección del sistema, a menudo llamada relé de protección está compuesto por dispositivos de relé en subestaciones que monitorean las tensiones y corrientes del sistema de potencia a través de los CTs y PTs, y están programados para iniciar señales de "disparo" o "cierre" a los interruptores automáticos si se exceden los umbrales pre-programados. Los operadores de control del sistema son entonces alarmados por el nuevo estado o condiciones. Los relés, las señales de disparo, los sistemas de control de interruptores y el equipo de control del sistema funcionan con baterías. Por lo tanto, toda la operación de protección del sistema es funcional, en caso de que el sistema principal de energía de CA esté fuera de servicio o se torne fuera de servicio.

PROTECCION DEL SISTEMA

Relés de protección

Un relé de protección es un dispositivo que monitorea las condiciones del sistema (amperios, voltios, W, etc. utilizando CT y PT) y reacciona a la detección de condiciones anormales. El relé compara las magnitudes reales en tiempo real con los valores de umbral programables preestablecidos y envía señales de control eléctrico de CC para disparar los

interruptores u otros dispositivos de apertura en un esfuerzo por eliminar una condición anormal en el equipo que está protegiendo. Cuando se detectan problemas del sistema y se disparan los interruptores, se envían indicaciones de alarma a los operadores de control del sistema y, a veces, se inician otras operaciones de protección. Como resultado, el equipo puede quedar sin energía y los consumidores sin energía con un daño mínimo al equipo.

Los relés de protección se fabrican en dos tipos; electromecánico y de Estado sólido. Los relés electromecánicos de tipo más antiguo se componen de bobinas de alambre, imanes, discos giratorios y contactos de interruptores eléctricos móviles y son de naturaleza completamente mecánica. Los relés de estado sólido de tipo más nuevo son electrónicos y no tienen partes móviles. Los sistemas de relés de estado sólido a menudo se denominan relés de tipo microprocesador, ya que pueden realizar muchas funciones en una sola caja. Estos relés de tipo microprocesador son los más actualizados. Estos relés de estado sólido han revolucionado la protección y su capacidad sin explotar se ha extendido a la automatización de subestaciones, la integración digital y la funcionalidad de red inteligente; sin mencionar el enorme ahorro en los requisitos de espacio en los edificios de control de subestaciones. La mayoría de las empresas de servicios públicos han reemplazado sus relés electromecánicos por relés de estado sólido basados en microprocesadores.

Las diferencias básicas se enumeran a continuación:

De Estado sólido

- **Ventajas:** funcionalidad múltiple, requisitos de espacio reducido, fácil de configurar y probar, autodiagnóstico, capacidad de acceso remoto y proporcionan información de ubicación de fallas. Ver la Figura 7-1.



Figura 7-1 Relés de estado sólido.

- **Desventajas:** se requiere energía externa, el software puede ser complejo y muchos "huevos funcionales" en una sola canasta.

Relés electromecánicos

- **Ventajas:** diseño generalmente autoalimentado, simple y de función única. Ver laFigura 7-2.



Figura 7-2 Relés Electromecánicos

- **Desventajas:** normalmente un relé por fase, es difícil de configurar y ajustar y requiere pruebas frecuentes.

Concepto de corriente - tiempo inverso

Normalmente, los relés de protección están diseñados para seguir las curvas de tiempo inverso - corriente como se muestra en la Figura 7-3.

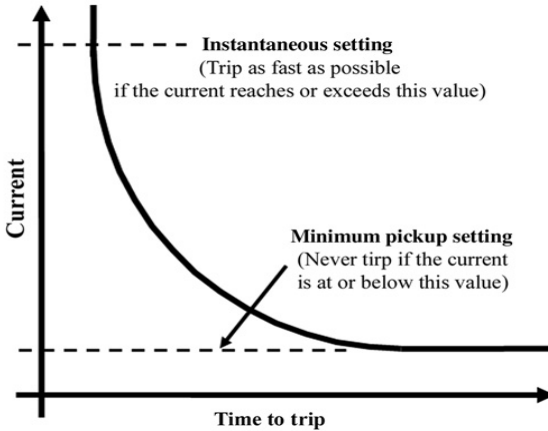


Figura 7-3 Curva Tiempo vs. Corriente

En otras palabras, *el tiempo para disparar un interruptor de circuito se acorta a medida que aumenta la magnitud de corriente de falla*. Por lo tanto, un relé que detecta una falla ubicada cerca de una subestación iniciaría un disparo al interruptor más rápido que si la falla estuviera ubicada en la línea porque circula menos corriente de falla debido a la resistencia adicional del cable. Tener en cuenta que cada interruptor tiene una magnitud fija de tiempo para abrir un circuito una vez que recibe una señal de disparo del relé. Algunos interruptores disparan en menos de 2 ciclos después de recibir una señal de disparo, mientras que algunos interruptores más antiguos pueden tardar hasta 9 ciclos en disparar.

El tiempo de disparo se muestra a lo largo del eje horizontal y la cantidad de corriente que circula en la línea (es decir, CT) se muestra a lo largo del eje vertical. Cuando la corriente real en tiempo real está por debajo de la parte del punto de ajuste horizontal de la curva o el ajuste mínimo de actuación, el tiempo de trip se convierte en infinito y el relé no funciona. Cuando la corriente excede el ajuste instantáneo en la curva, el tiempo de trip se convierte en tan rápido como sea posible y el relé inicia un comando de disparo al interruptor sin ningún retraso de tiempo intencional. Entre estos dos puntos de ajuste, el ingeniero de relés ajusta la forma de la curva para cumplir

con varios objetivos de coordinación de protección del sistema.

La coordinación de relés es el término utilizado para crear una situación en la que la mayoría de los dispositivos de protección aguas abajo de la fuente elimina la falla primero, minimizando así el número de clientes fuera de servicio. Siempre que sea posible, los dispositivos aguas arriba actúan como dispositivos de respaldo o backup. *La coordinación adecuada de todos los dispositivos de relés de protección en los sistemas de transmisión y distribución, o incluso una sola línea eléctrica, es un arte muy especial y el ingeniero de relés debe comprender todos los comportamientos asociados con todos los equipos y condiciones posibles.* Hay muchos factores clave que juegan un papel muy importante en el diseño y la coordinación adecuados de los relés de protección.

Diagramas unifilares

Un diagrama unifilar (también conocido como el diagrama de una sola línea (Ver Diagrama unifilar) es un dibujo simplificado del sistema o una parte del sistema que muestra la ubicación eléctrica de todos los equipos principales. Los diagramas unifilares son realmente diagramas simplificados de tres fases con la redundancia de dibujo eliminada. Se agrega información adicional al diagrama unifilar para brindarle al ingeniero o al operador de sistemas, una imagen completa del sistema eléctrico, incluidos los esquemas de relés de protección del sistema. Los diagramas unifilares son muy útiles para planificar actividades de mantenimiento, redireccionar la energía después de una falla, cambiar órdenes para cambiar las configuraciones del sistema y ver las relaciones entre las secciones más pequeñas del sistema de potencia y el sistema en general.

Hay muchos usos de los diagramas unifilares. El personal de la empresa de servicios eléctricos utiliza diagramas en línea para realizar sus actividades laborales a diario. Algunos de los usos más comunes se analizan a continuación:

- ✓ Los equipos de línea se refieren a los diagramas unifilares para saber qué dispositivos de protección se utilizan en la línea eléctrica que se está trabajando, para identificar las ubicaciones de los interruptores de desconexión para las operaciones de transferencia de carga y para ver la relación con otras líneas o equipos cercanos que forman parte del sistema en cuestión. .

- ✓ Los operadores del sistema usan diagramas unifilares para identificar la ubicación eléctrica de interruptores, interruptores de aire, transformadores, reguladores, etc. en subestaciones que pueden indicar alarmas y/o necesitan acción correctiva. Usan diagramas unifilares para averiguar cómo cambiar el equipo del sistema para seccionar el equipo fallado y restaurar la energía.
- ✓ Los ingenieros eléctricos utilizan diagramas unifilares para comprender el comportamiento del sistema y planificar o realizar cambios en el sistema de potencia para mejorar la confiabilidad y el rendimiento.
- ✓ Los consumidores utilizan diagramas unifilares para identificar sus equipos eléctricos, circuitos y aparatos de protección.

En la Figura 7-4 se muestra un ejemplo de un diagrama unifilar simple para una subestación de distribución. Notar los números de los relés de protección en círculos.

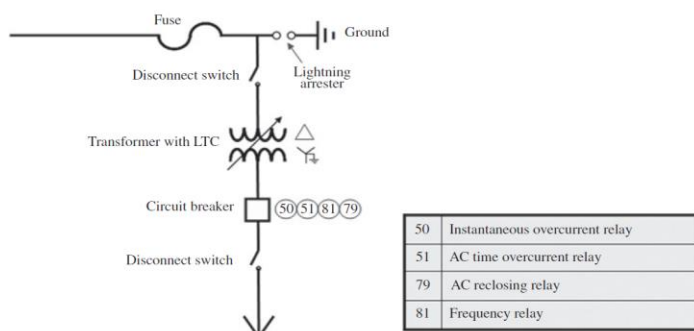


Figura 7-4 Diagrama unifilar.

Estos números representan funciones de relé y se identifican en la tabla adjunta. Una lista completa de identificaciones de números de relé está disponible a través de IEEE (estándar IEEE C37.2, estándar para números de función de dispositivos de sistemas de energía eléctrica).

PROTECCIÓN DE SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN

Las líneas de distribución (es decir, alimentadores) normalmente alimentan radialmente desde las subestaciones, lo que significa que los alimentadores de distribución tienen solo una fuente de alimentación. Los esquemas típicos de protección de líneas de distribución utilizados en líneas alimentadas radialmente normalmente involucran protección

de sobrecorriente con relés de reconexión y, en varios casos, relés de desconexión de carga por baja frecuencia. Este enfoque de protección de la distribución es muy común; sin embargo, existen variaciones.

Relés de sobrecorriente y reconexión

Cada alimentador de distribución tiene un conjunto de relés de sobrecorriente; uno para cada fase y uno de sobrecorriente a tierra para un total de cuatro relés de sobrecorriente. Cada relé tiene una unidad instantánea y una temporizada. Las capacidades de retardo instantáneo y de tiempo están interconectadas con el relé de reconexión. Este paquete típico de relés de subestación también debe coordinarse con los reconectores y fusibles aguas abajo ubicados en el alimentador mismo.

Los relés de sobrecorriente se conectan directamente a los transformadores de corriente (es decir, TC) ubicados en los bushings del interruptor. Esto permite el monitoreo de las magnitudes de corriente reales que circulan a través del interruptor en tiempo real. Normalmente, se utilizan cuatro TC para cada interruptor de alimentación (uno para cada fase y otro para el neutro conectado a tierra). Cada relé de sobrecorriente tiene relés de sobrecorriente instantáneos y de retardo de tiempo conectados a los TC. Estos relés buscan fallas de alimentador que sean de fase a tierra, de fase a fase, de dos fases a tierra o de tres fases juntas. El ingeniero de protección analiza las magnitudes de corriente de falla disponibles para cada interruptor de alimentación y recomienda ajustes de relé que luego se programan en los relés. Estos ajustes de relé se evalúan y prueban periódicamente para asegurarse de que funcionan correctamente.

Operación típica del relé de distribución

Suponga que un rayo impacta en la fase "B" de un alimentador de distribución cerca de la subestación y provoca una falla a tierra en la fase B. El descargador actuaría y causaría una falla alta de línea a tierra. El relé de sobrecorriente de puesta a tierra detectaría el aumento en la corriente de puesta a tierra a través del CT neutro del transformador y enviaría instantáneamente una señal de disparo al interruptor de ese alimentador. El interruptor dispara la línea y todos los consumidores en la línea están ahora sin energía. El relé de sobrecorriente envía simultáneamente una señal al relé de reconexión para iniciar un temporizador. Después de que expira el retardo de tiempo

preestablecido en el temporizador del relé de reconexión, los contactos del relé de reconexión se cierran e inician una señal de cierre al mismo interruptor, volviendo a energizar el alimentador. Esta primera demora, o intervalo, es típicamente 5 segundos de duración. Si la falla es temporal, como en un rayo, todos los consumidores permanecerán nuevamente en servicio después de la breve interrupción.

Un comentario sobre el escenario anterior; el ajuste de disparo instantáneo (a veces denominado ajuste de actuación rápida) en el interruptor de la subestación es más rápido que el tiempo que se tarda en fundir un fusible aguas abajo. Cuando un rayo golpea una línea de distribución, la secuencia normal de eventos sería que todos los consumidores se desconectarán y, aproximadamente 5 segundos después, todos los consumidores vuelvan a estar en servicio sin que se derrita ningún fusible de distribución.

Ahora suponga que un árbol cae en un alimentador de distribución lateral aguas abajo de un fusible. El interruptor del alimentador se dispararía en un disparo instantáneo o rápido y se volvería a cerrar unos 5 segundos después. Sin embargo, esta vez el árbol todavía está en la línea y la corriente de cortocircuito circula nuevamente después del recierre debido a que el árbol permanece en la línea. En la mayoría de los esquemas de protección de distribución, el ajuste de disparo instantáneo se pone fuera de servicio después del primer disparo y el relé de sobrecorriente con retardo de tiempo se hace cargo. La remoción del relé de disparo instantáneo o rápido después del primer disparo y reenganche da tiempo para que la corriente de falla derrita el fusible y elimine la falla solo en el lateral con fusible. Por lo tanto, solo los consumidores que se encuentran después del fusible fundido están sin energía. Todos los demás consumidores en el alimentador experimentan una caída de tensión durante el tiempo que el fusible se está derritiendo y luego se reanuda la tensión completa después de que el fusible se derrite. Los clientes aguas abajo del fusible permanecen sin energía hasta que un trabajador de la compañía eléctrica encuentra el fusible quemado, despeja el árbol, reemplaza el fusible y cierra el corte con el nuevo fusible para restablecer la energía.

En los casos donde la falla (es decir, árbol) está en el alimentador principal, no en un lateral con fusible, el interruptor de la subestación disparará por el relé instantáneo. Después de la primera demora de aproximadamente 5 segundos, el relé de recierre envía un comando de cierre al interruptor de la

subestación para reactivar el alimentador. Si el árbol todavía está en la línea después del reenganche, el interruptor se disparará nuevamente por el relé de sobrecorriente de retardo de tiempo. Después de otro retardo de tiempo preestablecido (aproximadamente 15 segundos), el relé de recierre envía otro comando de cierre al interruptor para reactivar el alimentador nuevamente. En ese momento, es posible que la rama del árbol haya desaparecido de la falla. De lo contrario, la corriente de falla circula de nuevo y el relé de sobrecorriente de retardo de tiempo dispara el alimentador por tercera vez. Todos los consumidores se han quedado sin energía nuevamente. Ahora, después de otro retraso de tiempo (esta vez tal vez 25 segundos), la línea se vuelve a cerrar automáticamente por cuarta vez. Si la falla aún está presente, el relé de sobrecorriente dispara el interruptor por cuarta vez y bloqueo. El relé de reconexión ya no envía una señal de cierre al interruptor y todos los clientes permanecen sin energía hasta que los trabajadores de la línea eliminan la falla (es decir, el árbol), restablecen los relés y cierran el interruptor. *(Nota: hay un temporizador de reinicio programable que coloca la secuencia de regreso al principio, es decir, el disparo inicial es rápido, si la falla fue temporal).*

Como se indicó anteriormente, existen variaciones en este esquema de distribución; sin embargo, lo que se describió anteriormente es muy común en la industria. Precaución: como se acaba de describir, una línea de distribución se puede volver a energizar varias veces automáticamente. Un escenario similar ocurriría en un accidente automovilístico en el que un conductor del automóvil entra en contacto con la línea eléctrica. El conductor podría y probablemente se volverá a energizar varias veces antes de que el interruptor "se bloquee". Además, los operadores de control del sistema podrían probar la línea de forma remota para ver si la línea permanecerá energizada. Después de una condición de bloqueo, se envía un trabajador de línea a patrullar la línea sólo para descubrir que el problema es un accidente automovilístico. El ejemplo anterior ilustra por qué es muy importante darse cuenta de que una línea eléctrica puede recibir energía automáticamente en cualquier momento y para mantenerse siempre alejado de una línea de energía caída !

Relés de baja frecuencia

En un esfuerzo por detener o prevenir una interrupción en

cascada, relés de mínima frecuencia se utilizan para eliminar la carga cuando la frecuencia del sistema está disminuyendo. Los relés de baja frecuencia también se denominan relés de cobertura de carga. La frecuencia del sistema caerá si hay más carga que generación (es decir, desequilibrio de generación y carga). Cuando se dispara una generación o una línea de unión importante, la frecuencia del sistema puede caer y los relés de desconexión de carga comenzarán a disparar los interruptores de alimentación como una acción correctiva para equilibrar carga y generación. Este esquema de deslastre automático de carga puede disparar hasta el 30% de la carga total, en pasos, en un esfuerzo por evitar que el sistema caiga en cascada en un corte de área amplia.

Tener en cuenta que la frecuencia estándar en los Estados Unidos es de 50/60 Hz, los ajustes típicos del relé de baja frecuencia se eligen según las siguientes pautas:

- A 59,3 Hz, despejar un mínimo del 10% de carga.
- A 59,0 Hz, despejar un mínimo del 10% de carga.
- A 58,7 Hz, despejar un mínimo del 10% de carga.
- A 58,5 Hz o menos, el sistema puede realizar cualquier acción que considere necesaria, incluyendo una perturbación de efecto dominó.

Algunos sistemas encienden generadores de motores Diesel y/o turbinas de combustión automáticamente al detectar una frecuencia baja en preparación para conectarse en línea para ayudar a restablecer el equilibrio generación-carga. Todos estos esquemas de acciones correctivas están destinados a equilibrar la generación y la carga y detener la posibilidad de una perturbación en cascada de interrupciones.

PROTECCIÓN DE TRANSMISIÓN

La protección de la transmisión es muy diferente a la protección de la distribución simplemente porque la transmisión generalmente no se alimenta radialmente. Normalmente, los sistemas de transmisión tienen múltiples alimentaciones a una subestación y las líneas de transmisión deben tener esquemas especiales de relés de protección para identificar la línea de transmisión con falla real. Para complicar las cosas, algunas líneas de transmisión pueden tener generación en el otro

extremo que contribuye a la corriente de falla, mientras que otras transportan generación de diferentes líneas y subestaciones. Además, algunas líneas de transmisión solo alimentan cargas en su extremo más alejado. La aplicación o concepto de relés de zona (a veces llamado relés de distancia o impedancia) con capacidad de sobrecorriente direccional se utiliza para identificar y desconectar la línea de transmisión con falla.

La dirección de la corriente de falla verifica que un interruptor o interruptores en particular deben dispararse. Por ejemplo, la corriente excesiva debe estar saliendo de la subestación hacia la falla, en contraposición a una magnitud de corriente excesiva. Se requieren tanto la magnitud como la dirección de la corriente de falla para que se activen los interruptores de transmisión.

Como otro ejemplo, observar la ubicación de la falla en el diagrama unifilar de transmisión en la Figura 7-5.

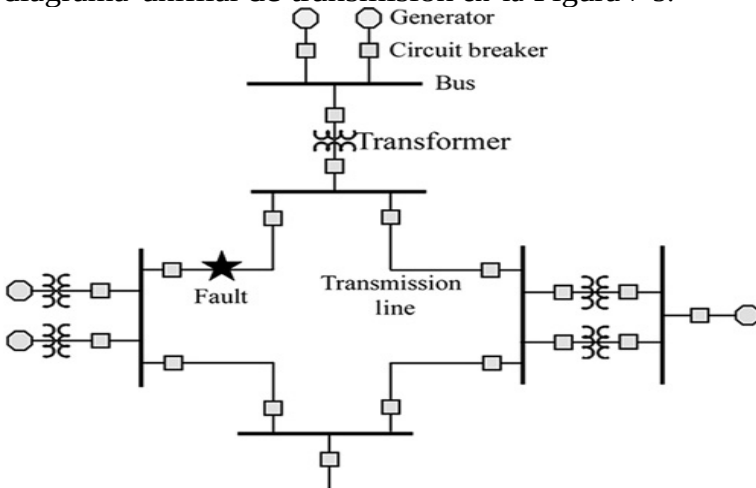


Figura 7-5 Falla en el sistema de transmisión.

Notar las múltiples líneas de transmisión, generadores, transformadores y buses para el sistema eléctrico. Una falla en una de las líneas de transmisión requiere que los interruptores en ambos extremos de esa línea se activen. Los relés de zona identifican la línea con falla y dispara los interruptores apropiados. Además, los relés de zona proporcionan protección de disparo de respaldo, en caso de que falle el esquema de protección primaria.

Relés de zona o distancia

La Figura 7-6 muestra el concepto de protección de zonas.

En este esquema en particular, cada interruptor tiene tres zonas de protección. Por ejemplo, el interruptor "A" tiene tres zonas mirando hacia la derecha (como se muestra), el interruptor "B" tiene tres zonas que miran a la izquierda (no se muestran), el interruptor "C" tendría 3 zonas que miran a la derecha, y así sucesivamente.

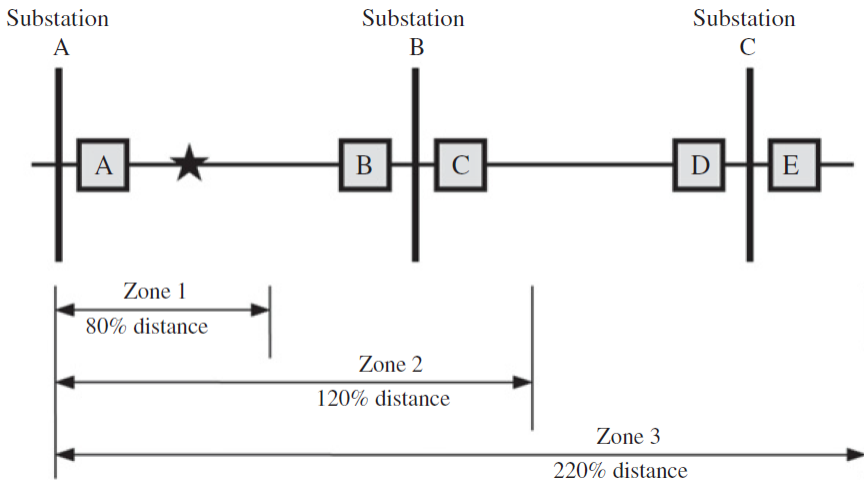


Figura 7-6 Protección de zona.

El ajuste de relé de zona típica es la siguiente:

Relés de Zona 1

El relé de la Zona 1 está programado para reconocer fallas que se encuentran entre el 80% y el 90% de la sección de la línea protegida y se disparan instantáneamente (es decir, de 1 a 3 ciclos).

En este ejemplo, la falla está en la Zona 1 del interruptor "A" y, por lo tanto, el interruptor "A" se dispara a alta velocidad. La alta velocidad implica que el relé está ajustado para el disparo instantáneo del interruptor y la eliminación de la falla depende solo del tiempo que tarda el interruptor en abrir sus contactos e interrumpir la corriente.

Relés de Zona 2

El relé de la Zona 2 está programado para reconocer fallas que se encuentran alrededor de la sección de una línea más

adelante, aproximadamente hasta la mitad de la siguiente sección de la línea (aproximadamente 120 -150%). El disparo tiene una demora de tiempo para coordinarse con los relés de la Zona 1.

En este ejemplo, la falla está en la Zona 2 del interruptor "B" y se dispararía después de una breve demora. Sin embargo, en los esquemas de protección de zona, los sistemas de comunicaciones de fibra óptica, microondas, portadora de línea eléctrica o circuito de cobre se utilizan para enviar una señal al interruptor del extremo opuesto de la línea, cuando la corriente de falla circula en esa dirección. En este caso, el interruptor "A" enviaría una señal de disparo de transferencia a la subestación B, indicándole al interruptor "B" que anule su ajuste de retardo de tiempo de Zona 2 y se dispare inmediatamente. Esto proporciona una limpieza de línea de alta velocidad desde ambos extremos, aunque hay un retardo de tiempo incorporado en los relés de la Zona 2.

Tener en cuenta que si la falla estuviera en el medio de la línea, ambos extremos dispararían la Zona 1 a alta velocidad.

Relés de zona 3

Los relés de la zona 3 están ajustados para llegar a la sección de línea protegida más la siguiente sección de línea más una sección de media línea adicional como respaldo (aproximadamente 250%). El trip tiene una demora mayor que la de la Zona 2 para coordinarse con la protección de la Zona 2 y la Zona 1. La Zona 3 proporciona una backup o respaldo de seguridad completa.

En el ejemplo anterior, la protección de respaldo de la Zona 3 no estaría involucrada. Si un interruptor de la Zona 2 no dispara la línea, la Zona 3 se dispararía como respaldo.

Tener en cuenta que los diversos tipos de sistemas de telecomunicaciones utilizados en los sistemas de energía eléctrica para esquemas de protección de sistemas como este se analizan en el Capítulo 9.

PROTECCIÓN DE SUBESTACIÓN

La protección de la subestación generalmente se logra utilizando relés diferenciales. Los relés diferenciales se utilizan para proteger los principales transformadores y secciones de bus de fallas. Los relés diferenciales de subestación son muy similares en concepto a los interruptores GFCI discutidos anteriormente en el cableado residencial en el Capítulo 6. En el caso del interruptor del receptáculo GFCI, la corriente que sale

del tramo caliente (cable negro) debe ser igual o estar dentro de los 5 mA de la corriente devuelta por el neutro (cable blanco) o se disparará el interruptor GFCI. De manera similar, los relés diferenciales utilizados en transformadores de subestaciones y barras controlan la corriente que ingresa versus salir de la zona de protección. Estos conceptos se analizan a continuación, ya que se aplican a transformadores de subestaciones y esquemas de protección de barras.

Relés diferenciales

Relés diferenciales se utilizan generalmente para proteger barras, transformadores y generadores. Los relés diferenciales funcionan según el principio de que la corriente que ingresa al dispositivo protegido debe ser igual a la corriente que sale del dispositivo o existe una condición diferencial. Si se detecta una condición diferencial, entonces se disparan todos los interruptores de fuente que pueden alimentar corriente de falla en cualquier lado del dispositivo.

Relés diferenciales de transformador

Los transformadores de corriente (TC) en el lado de alta y baja del transformador están conectados a un relé diferencial del transformador. Se utilizan juegos de TCs para compensar la relación de espiras de los devanados del transformador. Si se detecta un diferencial entre la corriente que ingresa al transformador y sale del transformador después de ajustar por pequeñas diferencias debido a pérdidas y magnetización, el relé dispara el (los) interruptor (es) de la fuente y el transformador se desenergiza inmediatamente. No hay reenganche automático en transformadores (o barra).

Esquemas de protección de barra

Relés diferenciales de bus se utilizan para proteger el bus en una subestación. La corriente que ingresa al bus (generalmente que sale del transformador de potencia) debe ser igual a la corriente que sale del bus (generalmente la suma de todas las líneas de transmisión o distribución). Las fallas de línea a tierra en el bus alterarán el equilibrio de corriente en el relé diferencial y harán que los contactos del relé se cierren, iniciando así señales de disparo a todos los interruptores de fuente.

Relés de alta y baja tensión

Otra aplicación de los relés de protección del sistema es la monitorización de la tensión alta y baja del bus. Por ejemplo, relés de sobretensión a veces se utilizan para controlar (es decir, apagar) bancos de capacitores de subestaciones. Mientras, relés de baja tensión a veces se utilizan para encender bancos de capacitores de subestaciones. Los relés de sobre y baja tensión también se utilizan para disparar los interruptores de la línea o del generador debido a otras condiciones anormales.

PROTECCIÓN DEL GENERADOR

Las posibilidades de falla de las máquinas rotantes son pequeñas debido al diseño, la tecnología y los materiales mejorados. Sin embargo, pueden ocurrir fallas y las consecuencias pueden ser graves. Es muy importante que se proporcione la protección de generación adecuada. Esta sección resume las técnicas utilizadas para proteger generadores muy costosos.

Cuando un generador se desconecta por cualquier motivo, es extremadamente importante determinar exactamente qué causó el disparo del generador. Esta condición no debería ocurrir. Algunas de las condiciones de funcionamiento indeseables que debe experimentar un generador y el esquema de protección o dispositivo utilizado para proteger el generador se enumeran a continuación:

Cortocircuito de bobinado

Los relés diferenciales normalmente brindan protección adecuada para proteger contra el devanado en cortocircuito en el estator del generador. La corriente que ingresa al devanado debe ser igual a la corriente que sale del devanado o puede haber una falla de devanado a tierra y el interruptor del generador se dispara.

Corriente de falla desequilibrada

Las fuerzas magnéticas muy fuertes que se imponen a un generador durante condiciones de falla, especialmente falla

desequilibrada (p. ej., falla de línea a tierra en lugar de una falla trifásica), no se puede mantener durante un período de tiempo prolongado. Esta condición provoca rápidamente un sobrecalentamiento del rotor y daños graves. Para protegerse contra esta condición, se utiliza un relé de sobrecorriente de rotación inversa para detectar estas condiciones. Rotación inversa (es decir, secuencia negativa), Los relés buscan corrientes que quieran invertir la dirección del rotor. Las corrientes secuencia positiva, a modo de comparación, giran el rotor en la dirección correcta.

Desviaciones de frecuencia

La frecuencia de un generador puede verse afectada por condiciones de carga excesiva e insuficiente y por perturbaciones del sistema. Las desviaciones de frecuencia causan posibles problemas de sobreexcitación y pueden dañar los álabes de la turbina. Las condiciones de excursión de subfrecuencia excesiva también pueden afectar a los equipos auxiliares, como los transformadores de servicio de la estación que alimentan los equipos auxiliares en la planta de energía. Los relés de baja frecuencia y los relés de Volt por Hertz se utilizan a menudo para proteger contra las desviaciones de frecuencia excesivas.

Pérdida de excitación

Cuando se produce una pérdida de excitación del generador, la potencia reactiva circula desde el sistema hacia el generador. La pérdida completa de excitación puede hacer que el generador pierda sincronismo. Por lo tanto, la pérdida de excitación (es decir, relé de baja tensión) se usa para disparar el generador.

Protección de falla a tierra de campo

Se necesita protección de puesta a tierra de campo para proteger el generador contra un posible cortocircuito en el devanado de campo (es decir, una falla entre el devanado del rotor y el devanado del estator). Una falla en el devanado de campo podría causar un desequilibrio severo y vibración del generador que posiblemente podría dañar el eje del rotor del generador.

Motorización

Esta condición se atribuye a una energía mecánica insuficiente sobre el eje por parte del motor primario. Cuando esto ocurre, la energía circula desde el sistema hacia el generador, haciendo girar el generador como un motor. Conducir a motor puede provocar el sobrecalentamiento de los álabes de la turbina. Protección contra generadores que actúan en condición de motor es muy deseable y normalmente provoca la desconexión del generador.

SINCRONIZACIÓN DEL GENERADOR

El propósito de un relé de sincronización es conectar de forma segura dos líneas trifásicas juntas o colocar un generador en línea. La Figura 7-7 muestra un interruptor de generador que debe cerrarse.

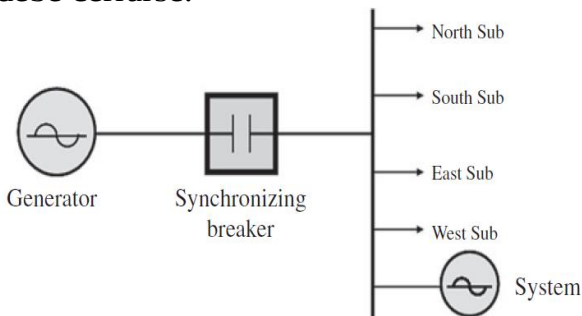


Figura 7-7 Sincronización del generador.

Existen cuatro condiciones que deben cumplirse primero para poder conectar de forma segura dos sistemas trifásicos juntos de manera elegante. El incumplimiento de estas cuatro condiciones puede resultar en una falla catastrófica del equipo (es decir, el generador). **Nota**, relés permisivos se utilizan en circuitos como este para bloquear el cierre de los interruptores automáticos hasta que se cumplan todas las condiciones. Una analogía con los “relevos permisivos” sería requerir que su cinturón de seguridad esté abrochado antes de que su automóvil arranque.

Las cuatro condiciones que deben cumplirse antes de cerrar un interruptor para sincronizar un generador con un sistema en funcionamiento se resumen a continuación:

Frecuencia

El generador debe tener la misma frecuencia que el sistema antes de que se pueda cerrar el interruptor. No igualar la frecuencia en ambos lados del interruptor antes del cierre podría hacer que el generador se acelere o desacelere instantáneamente y cause daños físicos o transitorios de potencia excesivos.

Tensión

La tensión debe estar cerca de la misma magnitud en ambos lados del interruptor que conecta los sistemas juntos. Las tensiones ampliamente diferentes podrían resultar en transitorios excesivos de tensiones.

Ángulo de fase

El ángulo de fase relativo del generador debe ser igual (o muy cercano) al ángulo de fase del sistema antes de que se pueda cerrar el interruptor sincronizador. (Tener en cuenta que solo es necesario hacer coincidir una fase en ambos lados del interruptor siempre que sea la misma fase). Para aclarar esta importante condición, la frecuencia en ambos lados del interruptor podría ser de 50/60 Hz, sin embargo un lado puede estar entrando en el pico positivo del ciclo mientras que el otro lado está entrando en el pico negativo. Ésta es una condición inaceptable. Ambos lados deben estar muy cerca en ángulo de fase (por lo general, menos de 15 grados del ciclo de 360 grados) antes de que se pueda cerrar el interruptor.

Rotación

La rotación se establece normalmente durante la instalación. La rotación tiene que ver con hacer coincidir las fases A, B y C del generador con las fases A, B y C del sistema. Una vez establecida la rotación, esta situación no debería cambiar nunca.

Procedimiento de sincronización

La sincronización de relés y/o sincronoscopios como el que se muestra en la Figura 7-8 ayuda a hacer coincidir el generador con el sistema para una conexión adecuada.

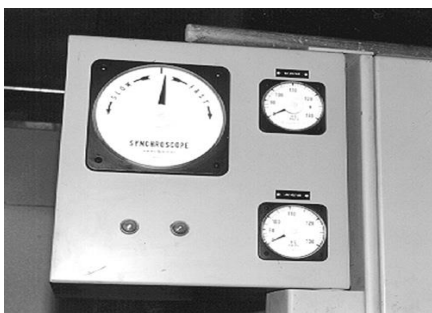


Figura 7-8 Sincroscopio.

Los sincroscopios muestran la velocidad relativa del generador con respecto al sistema. Una aguja que gira en el sentido de las agujas del reloj indica que el generador giró un poco más rápido que el sistema. El procedimiento normal para cerrar el interruptor es tener que el generador giró ligeramente más rápido que el sistema o al menos acelerando en la dirección positiva cuando el interruptor está cerrado.

Una vez que el interruptor está cerrado, la aguja deja de girar. Por lo tanto, el generador está listo para generar energía inmediatamente en el sistema.

PROTECCIÓN GENERAL DE TRANSMISIÓN

El dibujo de la Figura 7-9 muestra las muchas zonas de protección que se encuentran en un importante sistema de potencia eléctrica interconectado.

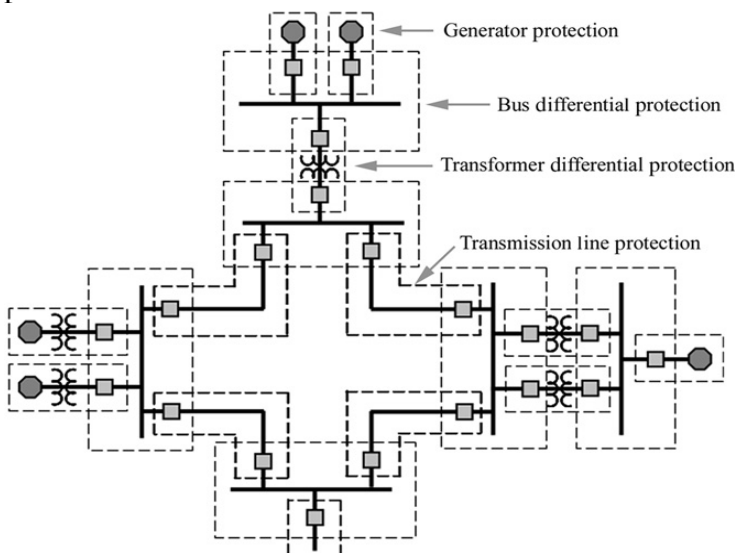


Figura 7-9 Protección de transmisión.

Todas zonas superpuestas para proporcionar un complemento completo de protección contra fallas de línea, bus, generador y transformador. La superposición se logra utilizando TCs en lados opuestos del equipo que se está protegiendo.

AUTOMATIZACIÓN DE SUBESTACIONES

El advenimiento de la conectividad de comunicaciones Ethernet y los dispositivos inteligentes, incluidos los relés de protección inteligentes, está cambiando rápidamente la forma en que se ajusta, construye, mantiene y opera la protección de la subestación. Los nuevos equipos que se utilizan en las subestaciones incluyen transformadores de instrumentos de interfaz digital (CTs y PTs), relés de protección de interfaz digital y equipos conectados por fibra óptica. Los nuevos interruptores inteligentes proporcionan esta capacidad o el equipo existente se puede modificar con "fusionar unidades". Las unidades de fusión (ver la Figura 7-10) que proporcionan una interfaz electrónica entre los equipos analógicos tradicionales más antiguos y los nuevos equipos de interfaz digital.



Figura 7-10 Unidad de fusión. Cortesía de Vizimax.

Estas unidades ayudan en la transición de subestaciones más antiguas con dispositivos de nueva tecnología. El nuevo equipamiento mejora la confiabilidad, conectividad, flexibilidad de programación de dispositivos y utilización y administración de información empresarial.

La automatización de la subestación digital ayuda a proporcionar esquemas especiales de protección y transferencia; como transferir

automáticamente la carga del bus fallado a un bus sano, al evitar la sobrecarga debido al relé adaptable. Los esquemas de sección de suministro inteligentes que utilizan dispositivos inteligentes pueden identificar una sección de suministro fallada, aislar esa sección de línea y restaurar suministro a secciones sin fallas. Los nuevos dispositivos de monitoreo de equipos observan el número de operaciones del interruptor, las estadísticas de compensación de fallas acumuladas, etc..., para determinar cuándo se requiere mantenimiento. Los programas de mantenimiento efectivos son posibles con el seguimiento de la nueva información que proporcionan los modernos dispositivos de automatización de subestaciones.

La automatización de subestaciones y la conectividad digital están en marcha. La Figura 7-11 muestra la disposición típica que usa equipos con interfaz digital en subestaciones que usan conectividad LAN Ethernet moderna sobre alambre de cobre de categoría de alta velocidad, fibra óptica y, a veces, tecnologías de comunicaciones inalámbricas.

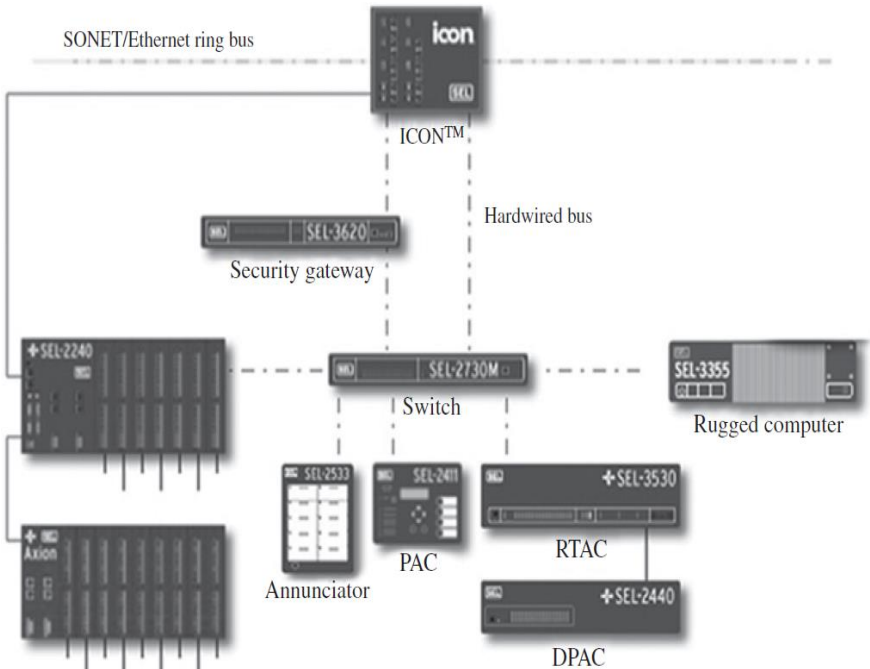


Figura 7-11 Subestación digital. Cortesía de Schweitzer Engineering Laboratories, Inc.

CAPÍTULO 8

SISTEMAS DE POTENCIA INTERCONECTADOS

OBJETIVOS DEL CAPÍTULO

Después de completar este capítulo, se podrá:

- - Explicar por qué los sistemas de energía interconectados son mejores que las áreas de control aisladas.
- - Describir las principales redes eléctricas de América del Norte
- - Explicar la confiabilidad, estabilidad y control de tensión de la red eléctrica
- - Discutir la demanda del sistema y la carga del generador
- - Explicar los propósitos de la "Reserva rotante" y el "Suministro reactivo"
- - Discutir qué hacen los operadores de control del sistema para evitar perturbaciones importantes

SISTEMAS DE POTENCIA INTERCONECTADOS

Los sistemas de potencia interconectados (es decir, redes eléctricas interconectadas) ofrecen muchas ventajas importantes sobre la alternativa de islas de energía independientes. Las grandes redes eléctricas están construidas para aprovechar las inercias con el propósito de maximizar la estabilidad, confiabilidad y seguridad del sistema. (La inercia se analiza más adelante en este capítulo). Además, en la atmósfera regulatoria actual, las grandes redes eléctricas interconectadas ofrecen nuevas oportunidades en ventas/marketing, fuentes de ingresos alternativas y distribución de recursos por un precio.

Los sistemas de energía eléctrica se convirtieron en redes eléctricas interconectadas hace mucho tiempo. Los sistemas interconectados estabilizan la red, lo que a su vez mejora la confiabilidad y la seguridad. También ayuda a reducir el costo total de proporcionar reservas. Los sistemas interconectados ayudan a mantener la frecuencia, evitar el colapso de tensión y reducir la posibilidad de situaciones de pérdida de carga no deseadas.

Además, las empresas de energía interconectadas se benefician de las oportunidades de intercambio de información y el intercambio de equipos (incluido el equipo de repuesto). Estos beneficios incluyen estudios de planificación conjunta, cooperación mutua durante emergencias (como daños por tormentas) y el intercambio de nuevas tecnologías, especialmente en las áreas de telecomunicaciones, centros de control de sistemas y gestión de energía.

Tener en cuenta que el énfasis de este capítulo está en los fundamentos eléctricos de las operaciones de sistemas de energía interconectados; el aspecto de las organizaciones de agencias reguladoras y de energía se abordará, pero no se desarrollará.

LAS REDES ELÉCTRICAS DE AMÉRICA DEL NORTE

La Corporación de Confiabilidad Eléctrica de América del Norte (NERC) es responsable de garantizar que el sistema de potencia eléctrica a granel en América del Norte sea confiable, adecuado y seguro. El NERC se formó en 1968 y ha operado con éxito como una organización autorreguladora, confiando en la reciprocidad y el interés mutuo de todos los involucrados en la producción, transmisión y distribución de electricidad en América del Norte. NERC ha adquirido recientemente las funciones de supervisar el cumplimiento de los estándares operativos con los poderes de ejecución otorgados por la Comisión Federal de Regulación de Energía (FERC).

El enorme sistema de red eléctrica interconectada de Estados Unidos y Canadá se divide en cuatro redes independientes; la malla occidental, la malla oriental, Quebec y Texas. La Figura 8-1 muestra la estructura de interconexiones de red eléctrica en América del Norte.

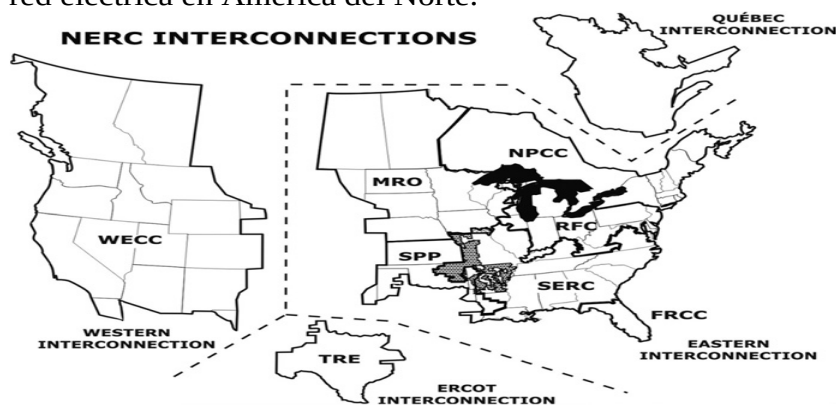


Figura 8-1 Interconexiones a la red eléctrica.

Las tres mallas de EE. UU. Se componen de regiones y/o Empresas que tienen líneas de transmisión interconectadas y centros de control. Comparten similitudes, como 50/60 Hz de frecuencia y tensiones de transmisión del sistema, sin embargo, tienen requisitos individuales específicos, como propiedad, topografía y recursos de combustible. Todas las unidades de generación en cada red están sincronizadas juntas, compartiendo la carga total y están proporcionando generación confiable y balance de carga dentro de redes eléctricas muy grandes.

ENTORNO REGULATORIO

El entorno regulatorio en la industria de la energía eléctrica continúa cambiando, lo que genera cierta incertidumbre en la forma en que se estructuran las empresas. La mayoría de las empresas eléctricas están tratando de establecerse o posicionarse como empresas de generación, transmisión o distribución para alinearse con el nuevo marco regulatorio.

Debido a los cambios gubernamentales que han dado lugar a una industria de energía eléctrica desregulada, y para evitar posibles conflictos, los empleados de los departamentos de contratos de energía mayorista deben permanecer físicamente separados y tener en cuenta la comunicación de los empleados que se ocupan de los sistemas de transmisión y generación eléctrica debido a las ventajas injustas o desventajas en un entorno de mercado abierto. Algunos opinan que tener conocimiento de las fortalezas, debilidades y futuros proyectos de construcción de una empresa es injusto. Existen reglas similares para la separación de la transmisión y distribución de empleados cuando sea necesario.

La Figura 8-2 ilustra dónde ocurren las divisiones reales en el modelo desregulado.

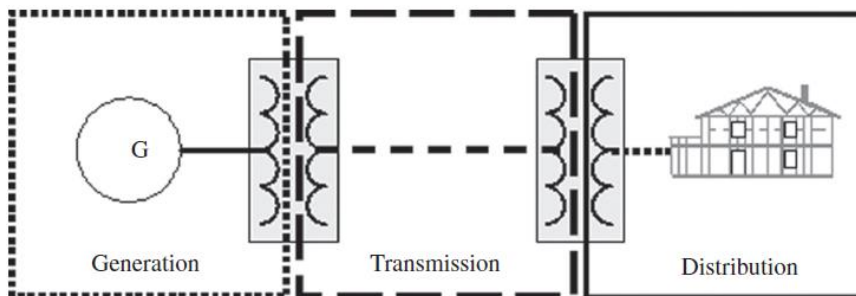


Figura 8-2 Divisiones regulatorias.

Tener en cuenta que la división está entre los devanados de los transformadores. Sin embargo, los acuerdos reales de propiedad del equipo se definen caso por caso.

Operadores de sistemas independientes (ISO) y operadores regionales de transmisión (RTO)

La Comisión Federal de Regulación de Energía (FERC) ahora requiere que las entidades de poder formen áreas de operaciones de transmisión conjunta conocidas como operadores regionales de transmisión (RTOs) o operadores de sistemas independientes (ISO). Estos grupos se cobran con los requisitos de que todas las partes trabajan juntas, tienen igual acceso a la información, y proporcionar un mercado para el intercambio de energía.

En los Estados Unidos, una ISO es una organización regional regulada por el gobierno federal que coordina, controla y supervisa el funcionamiento del sistema de potencia eléctrica de un área de servicio en particular, generalmente un solo estado. Los RTOs, como la interconexión Pennsylvania - Nueva Jersey-Maryland (PJM) tiene una función y responsabilidad similar pero opera dentro de más de un estado de los Estados Unidos.

La ISO o RTO actúan como mercado en la potencia al por mayor ahora que el mercado de electricidad ha sido desregulado desde fines de la década de 1990. La mayoría de las ISOs y las RTOs se establecen como corporaciones sin fines de lucro que utilizan un modelo de gobierno desarrollado por el FERC en abril de 1996. Además, FERC Orden 888/889 requería acceso abierto de la malla a todos los proveedores de electricidad y el requisito de un acceso abierto. - Sistema de información de tiempo (OASIS) para coordinar a los proveedores de transmisión y sus clientes.

El equivalente canadiense a la ISO y RTO es el operador del sistema de electricidad independiente (IESO).

Actualmente hay cinco ISOs que operan en América del Norte:

- Alberta Electric System Operator (AESO)
- California ISO (CAISO)
- Electric Reliability Council of Texas (ERCOT), also a Regional Reliability Council (see later)
- Independent Electricity System Operator (IESO), operates the Ontario Hydro system
- New York ISO (NYISO)

Actualmente hay cuatro RTOs que operan en América del Norte:

- Midwest Independent Transmission System Operator (MISO)
- ISO New England (ISONE), an RTO despite the ISO in its name

- PJM Interconnection (PJM)
- Southwest Power Pool (SPP), also a Regional Reliability Council (see later)

Entidades regionales

La Corporación de Confiabilidad Eléctrica de Norteamérica (NERC), cuya misión es mejorar la confiabilidad y la seguridad del sistema de potencia a granel en América del Norte trabaja con ocho entidades regionales. Los miembros provienen de todos los segmentos de la industria eléctrica: utilidades propiedad de los inversores; Agencias de poder federales; cooperativas eléctricas rurales; utilidades estatales, municipales y provinciales; productores de energía independientes; Comercializadores de energía, y clientes de uso final. Estas entidades regionales cuentan con prácticamente toda la electricidad suministrada en los Estados Unidos, Canadá y una parte de Baja California Norte, México.

- Electric Reliability Council of Texas, Inc. (ERCOT)
- Florida Reliability Coordinating Council (FRCC)
- Midwest Reliability Organization (MRO)
- Northeast Power Coordinating Council (NPCC)
- Reliability First Corporation (RFC)
- SERC Reliability Corporation (SERC)
- Southwest Power Pool, Inc. (SPP)
- Texas Reliability Entity (TRE)
- Western Electricity Coordinating Council (WECC)

La autoridad de regulación

Las reglas de NERC requieren que todas las generaciones, transmisión y carga que funcionen en una interconexión deben incluirse en los límites medidos de una autoridad de equilibrio.

Antes de la desregulación, una autoridad de equilibrio fue casi sinónimo de una empresa de servicios públicos. La empresa de servicios públicos controló la transmisión, la generación y la distribución, lo responsable de la balanza de todas las generaciones y la carga. Por definición, toda la generación, la transmisión y la carga para esa utilidad estaban dentro del área de control de la utilidad, en esencia, una autoridad de equilibrio. Sin embargo, con la desregulación de hoy, las autoridades de equilibrio no son necesariamente áreas de control de utilidad individuales. Las autoridades de equilibrio son aprobadas por NERC y pueden controlar la generación en múltiples utilidades.

La Autoridad de Equilibrio es responsable de mantener las reservas de generación en línea en caso de que un generador viaje fuera de línea. Además, la autoridad de equilibrio debe ser capaz de controlar la

generación a través del sistema de control de generación automática (AGC). La Autoridad de Equilibrio también es responsable de comunicarse electrónicamente todos los datos necesarios para calcular el error de control de área (ACE), la diferencia entre el flujo de véneos programado y real. (Nota, AGC y ACE se discuten con más detalle más adelante en este capítulo).

La Figura 8-3 muestra las regiones de NERC y las autoridades de equilibrio.

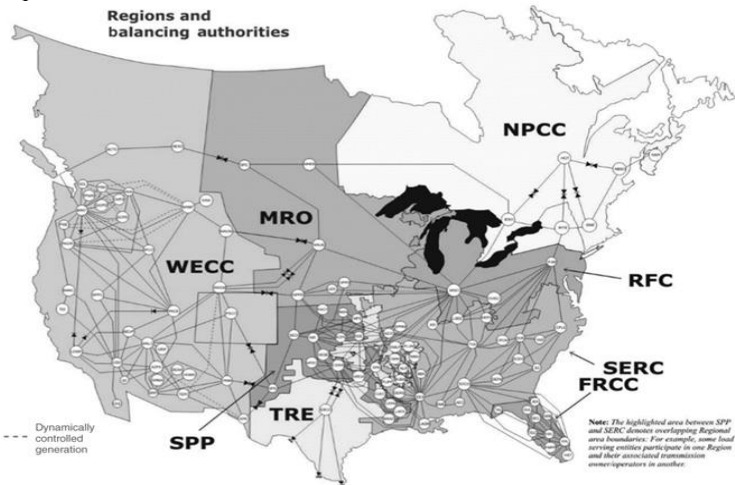


Figura 8-3 Regiones NERC y autoridades de balance.

PROGRAMACIÓN DE INTERCAMBIO

En referencia a la Figura 8-4, la potencia neta que circula en todos los atar líneas entre las islas A, B, C y D en esta interconexión debe sumar cero.

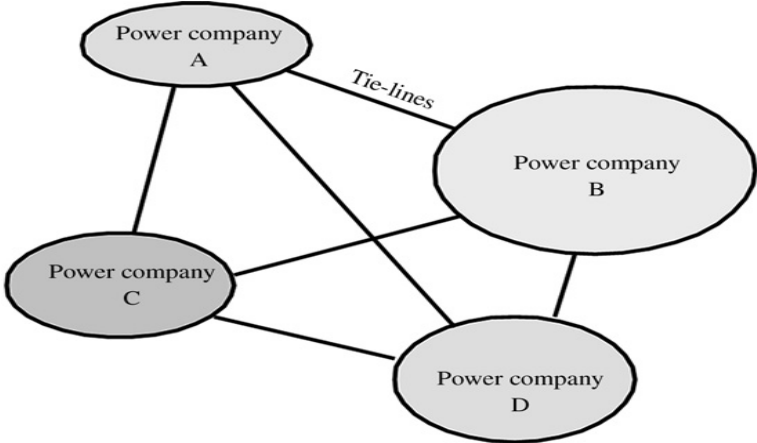


Figura 8-4 Sistemas interconectados.

O bien, el intercambio neto de una sola empresa en un sistema interconectado es igual a la suma de los flujos de línea de enlace de esa empresa a otras empresas. La energía que circula en estas líneas de enlace se mide con precisión y se programa con acuerdos sobre precios. Los acuerdos de precios incluyen disposiciones para circunstancias especiales, como emergencias, cortes planificados y flujo de energía inadvertido. El error entre el flujo de energía programado y real (es decir, inadvertido) se contabiliza adecuadamente y se resuelve entre las partes involucradas de manera continua.

Error de control de área

El término ACE (error de control de área) se usa para describir la diferencia instantánea entre el flujo de intercambio neto de la autoridad de equilibrio y el flujo de intercambio programado, teniendo en cuenta los efectos del error de frecuencia y medición. El término control de línea plana se usa cuando solo los flujos de línea de empate están estrechamente monitoreados en consideración del flujo de intercambio real. El término control de frecuencia plana se usa cuando solo la frecuencia se controla cuidadosamente. Cuando AGC se controla cuidadosamente la línea de la línea de la línea y la frecuencia, el término se llama sesgo de línea de empate. El sesgo de línea de empate permite que la autoridad de equilibrio mantenga su programa de intercambio y responda a los errores de frecuencia de interconexión causados por un desequilibrio de carga de generación.

El sistema AGC está controlado por el sistema de gestión de energía (EMS). Los EMS rampa a los generadores de arriba/abajo para que coincidan con la demanda que cambia teniendo en cuenta varios factores, como el costo, la eficiencia, el análisis de contingencia y otros factores. (Nota Las herramientas de software de computadora utilizadas por los operadores del sistema que conforman el EMS son Discutido con más detalle en el Capítulo 9).

El sesgo de línea de empate es cuidadosamente monitoreado y reportado para todas las líneas de empate. El sesgo es la restricción de operación estándar aceptada para controlar la ACE en condiciones normales de estado estable. Monitoreo y ajuste cuidadosamente El flujo de línea de empate ayuda a mantener el sistema interconectado estable. ACE se mide en MW. Si el ACE es mayor que cero, por ejemplo, significa que la entidad está enviando la alimentación y si el ACE está por debajo de cero, la entidad es generadora e importación de energía. Un aspecto interesante sobre la forma en que se derivó la ecuación de la ACE es que el resultado de la ECE sigue siendo aproximadamente el mismo (cero) si un generador se dispara fuera de línea fuera del área de la autoridad de equilibrio (pero

dentro de la interconexión de la malla) y se vuelve negativo si un generador se dispara dentro del equilibrio. Área de autoridad. Por lo tanto, las entidades saben si deben responder a las deficiencias de generación (alteraciones) utilizando las reservas de generación en función de los resultados de la ecuación de ACE inmediatamente después de una perturbación.

Corrección de tiempo

Las redes eléctricas ajustan su patrón de generación para asegurarse de que el tiempo real (medido en segundos) coincida con la frecuencia de la red (es decir, 60 ciclos por segundo). Error de tiempo es la diferencia entre el tiempo medido en la autoridad de equilibrio(s) basado en 60 ciclos por segundo y el tiempo especificado por el Instituto Nacional de Estándares y Tecnología. El error de tiempo es causado por la acumulación de errores de frecuencia durante un período de tiempo determinado. Por lo tanto, ajustar la generación de volumen, por lo tanto la velocidad del eje, para toda la interconexión más rápido/más lento durante un período de tiempo específico corrige el error de tiempo. En última instancia, la cantidad de ciclos creados por la generación de interconexión coincide con la cantidad de ciclos que deberían haberse producido durante el mismo período de tiempo (generalmente a diario). Por ejemplo, si la red genera en exceso el número de ciclos durante un período de tiempo determinado, la frecuencia de la red se reduce en 0,02 Hz (59,98 Hz) hasta que se corrige. Si la red genera el número de ciclos para un período dado, la frecuencia de la red aumentaría 0.02 Hz (60.02 Hz) hasta que se corrija.

En otras palabras, hay 60 ciclos en un segundo, 3600 ciclos en un minuto y 5.184.000 ciclos en un día. La frecuencia de la red debe aumentar o disminuir ligeramente ($\pm 0,02$ Hz) si el número real de ciclos generados no coincide exactamente con el mismo número de ciclos que debería haberse generado basándose en tiempo real. La corrección de tiempo es un concepto muy importante que debe cumplirse a diario. La frecuencia se monitorea de cerca en ubicaciones clave en la red para asegurar que solo sean necesarios cambios sutiles en la frecuencia del sistema para hacer coincidir continuamente el tiempo y la frecuencia.

OPERACION DE SISTEMAS INTERCONECTADOS

Ahora que hemos cubierto los componentes principales de un

sistema de potencia (es decir, generación, transmisión, subestaciones, distribución, consumo, protección y los elementos de la organización de la red eléctrica), la siguiente discusión explica los aspectos fundamentales, conceptos, restricciones y condiciones operativas que hacen que un sistema de potencia interconectado sea estable, confiable y seguro.

Inercia de la red eléctrica

Inercia es una de las principales razones por las que se construyen grandes sistemas interconectados. La inercia es la tendencia de un objeto en reposo a permanecer en reposo o de un objeto en movimiento a permanecer en movimiento. Cuanto más grande es el objeto, más inercia tiene. Por ejemplo, un cuerpo giratorio, como el eje de un generador pesado, intentará continuar su rotación, incluso durante una perturbación del sistema. Cuantos más generadores giratorios conectados entre sí en la interconexión de la red eléctrica, más inercia tiene la red disponible para resistir el cambio. Los sistemas de potencia aumentan la estabilidad y la fiabilidad aumentando la inercia. La energía solar fotovoltaica es un ejemplo de un tipo de generación que no contribuye a la inercia de la red porque no tiene objetos giratorios.

La mejor forma en que un sistema de potencia puede mantener la inercia eléctrica es tener un sistema interconectado de varias máquinas rotantes. Tener en cuenta que la palabra "máquina" se utiliza en oposición a generador porque tanto los motores como los generadores contribuyen a la inercia eléctrica. Las plantas de generación que no tienen miembros giratorios, como las plantas solares voltaicas, no aumentan la inercia del sistema. Cuanta más inercia tenga un sistema de potencia, mejor.

Estabilizadores del sistema de potencia (PSS) se instalan en generadores para compensar la disminución de la inercia en condiciones de falla. Los gobernadores electromecánicos que controlan la cantidad de vapor a las turbinas, por ejemplo, son controlados por PSS durante condiciones de falla para oponerse automáticamente a las respuestas normales del gobernador con el fin de mantener la inercia y, por lo tanto, ayudar a estabilizar el sistema durante un evento.

La Figura 8-5 ilustra el concepto de estabilidad de inercia y frecuencia en un sistema de potencia interconectado de estadísticas.

Supongamos que estos camiones llevan carga y todos viajan a 60 mph.

Todos se están ayudando mutuamente a subir la colina que lleva la carga. A medida que aumenta la inclinación de la colina (es decir, las pérdidas de sistemas aumentan más la carga), los camiones deben aumentar sus aceleradores (es decir, los gobernadores) para mantener la velocidad a 60 mph. Si la inclinación se hizo demasiado grande para que estos camiones viajen a 60 mph, tendrían que agregarse camiones adicionales y cargarlos

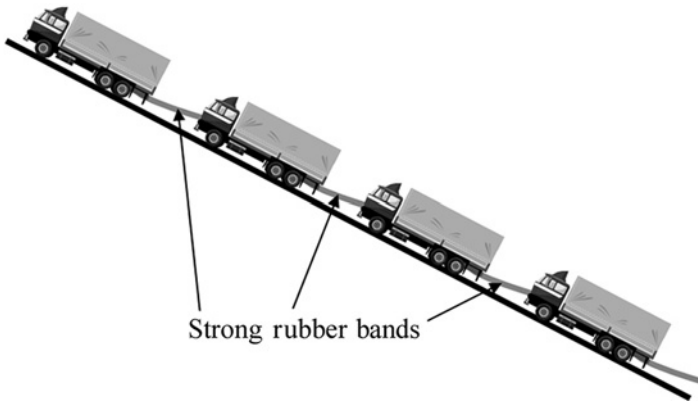


Figura 8-5 Estado estable.

en forma distribuida para mantener la velocidad (es decir, la frecuencia). A medida que la inclinación disminuye (es decir, menos pérdidas y carga), los camiones deben disminuir sus aceleradores para mantener velocidad. Si se elimina una carga significativa, no se necesitarían algunos camiones y pueden ser sacados mientras se mantenga la velocidad de 60 mph. *(las 60 mph son análogas a la frecuencia del sistema. Las bandas de goma son análogas a las líneas de transmisión. Los camiones son análogos a los generadores. Los camiones están llevando la carga.).*

En una red de potencia integrada a gran escala, se aplican conceptos y acciones muy similares.

Los generadores de malla están trabajando juntos para compartir la carga. Su frecuencia de salida eléctrica es un esfuerzo conjunto. Todos se desaceleran cuando se agrega la carga y todos modifican sus bandas de goma (es decir, líneas de transmisión) cuando los cambios de carga. Todas las unidades generadoras y líneas de transmisión trabajan juntas como un sistema para producir un servicio eléctrico altamente confiable que equilibra la generación con carga a una frecuencia constante y con un buen tensión.

La inercia entra en juego cuando se produce una falla en el sistema de malla. La interrupción repentina de la corriente de fallas hace que los generadores disminuyan la velocidad, la alta inercia ayuda a los generadores a seguir girando para empujar a través de la perturbación hasta que los interruptores eliminen la falla por sus relés de protección. De lo contrario, la tensión y la frecuencia se colapsarían más.

Condiciones de generación equilibrada

El apagado fuera del generador es una función del ángulo del rotor. El encendido cero tiene un ángulo de rotor cero y la máxima potencia tiene un ángulo de rotor de 90 grados. Cuando dos generadores de tamaño mismo están conectados a un autobús, como se muestra en la Figura 8-6, están produciendo la misma cantidad de potencia y sus ángulos de rotor son iguales.

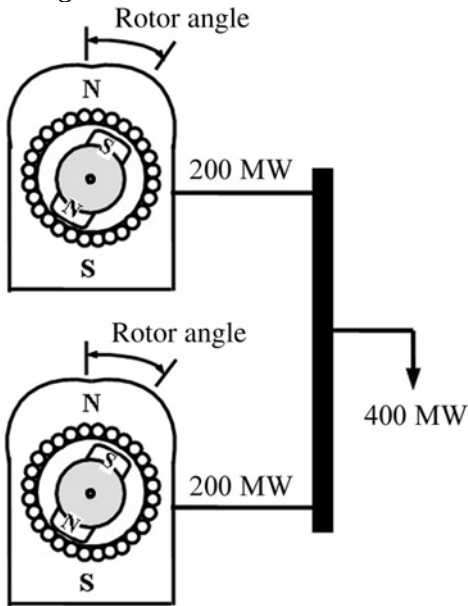


Figura 8-6 Generación equilibrada.

Condiciones de generación desequilibradas

Cuando dos generadores del mismo tamaño están conectados a un bus y sus ángulos de rotor no son iguales como se muestra en la Figura 8-7, la potencia de salida de un generador es diferente del otro.

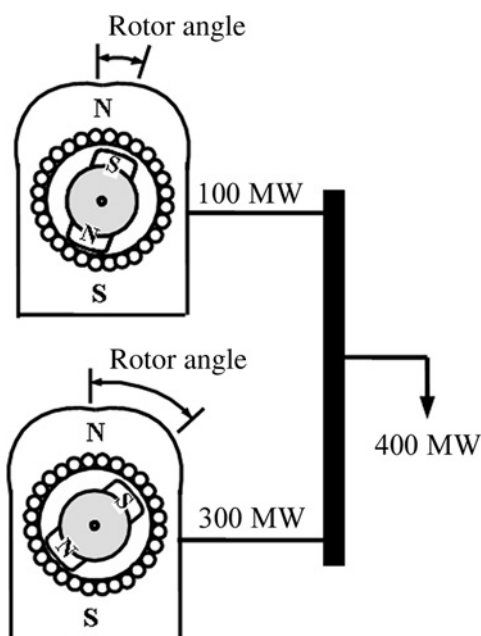


Figura 8-7 Generación desequilibrada.

Esto representa una situación generacional desequilibrada. El aumento de la corriente del excitatriz aumenta el campo magnético del rotor y produce una tensión de salida más alto y más potencia reactiva. El aumento del vapor en la turbina (motor primario) aumenta la potencia de salida real del generador y también intenta aumentar la frecuencia de la red. Por lo tanto, aumentar el excitatriz y el vapor a la turbina aumenta el ángulo del rotor, la potencia de salida y la tensión del sistema.

Tener en cuenta que cuando dos unidades generadoras están conectadas al mismo bus y una unidad es más grande que la otra, pero producen la misma cantidad de energía, la unidad más grande tendrá un ángulo de rotor más pequeño que la unidad más pequeña. Dado que la salida de potencia máxima se produce en un ángulo de rotor de 90 grados, la unidad más grande no tendría un ángulo de rotor tan grande para la misma cantidad de potencia de salida del generador.

Estabilidad del sistema

La estabilidad es el término usado para describir cómo una red eléctrica maneja una alteración del sistema o falla del sistema de potencia. Un sistema estable se recuperará sin pérdida de carga.

El sistema podría disparar las unidades generadoras, eliminar la carga y, con suerte, establecerse en islas sin un apagón a gran escala. .

La estabilidad del sistema está directamente relacionada con la carga del generador. El ángulo del rotor del generador cambia cuando cambia la carga en el generador. Como se muestra en la Figura 8-8, un sistema estable que sufre una falla del sistema cambiará/oscilación del ángulo del rotor del generador y luego volverá a converger a una condición de estado estable.

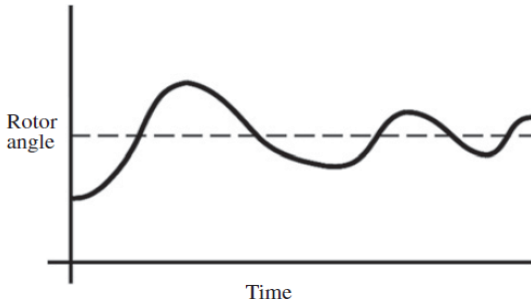


Figura 8-8 Sistema estable.

Siempre que el ángulo del rotor vuelva a converger a estable, el sistema eventualmente se estabilizará. Obviamente, esta es una situación deseada después de una falla importante en la línea.

Inestabilidad del sistema

Dado que el ángulo del rotor del generador cambia cuando cambian las condiciones de carga, los grandes cambios repentinos en la carga del generador pueden causar grandes oscilaciones de potencia en el ángulo del rotor y crear una condición de inestabilidad del sistema. Como se muestra en la Figura 8-9, estos grandes cambios pueden hacer que el generador se vuelva inestable y desconectado.

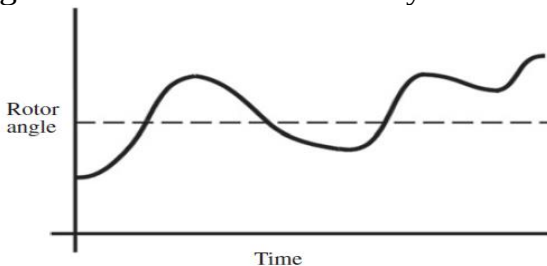


Figura 8-9 Sistema inestable.

La pérdida de la generación causa una sub- o sobrefrecuencia sobre el resto del sistema y, a menos que se logre rápidamente el equilibrio carga-generación nuevamente, se desconectará carga y se realizarán desconexiones de parte del sistema. La pérdida de carga puede hacer que se disparen más generadores como resultado de cambios excesivos en sus ángulos del rotor.

El sistema eventualmente se volverá inestable a menos que se haga algo para restablecer el equilibrio entre generación y carga. Por lo tanto, las variaciones extremas de carga pueden hacer que un sistema se vuelva inestable y posiblemente provocar una interrupción generalizada o un apagón total del sistema.

Estabilidad condicional

Cada unidad generadora y la red en su conjunto normalmente operan en una condición llamada condicionalmente estable. Por ejemplo, en la Figura 8-10, si la bola se empuja hacia arriba de la pared hacia la izquierda, rodará hacia la parte inferior y luego hacia la derecha y, con suerte, volverá a asentarse en la parte inferior.

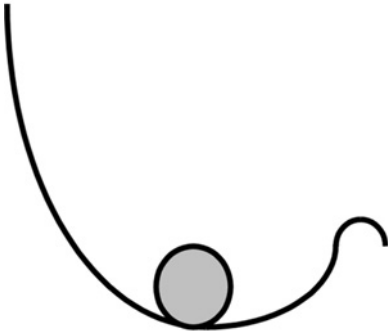


Figura 8-10 Estabilidad condicional.

Pero si la bola se empuja demasiado hacia la pared y se suelta, en realidad seguirá rodando por el lado derecho y tal vez salga por el borde, lo que provocará que el generador se desconecte.

Esta analogía describe lo que les sucede a los generadores de sistemas de energía con respecto a sus ángulos de rotor durante las perturbaciones del sistema. Dependiendo de la falla del sistema (condición de sobrecorriente), el interruptor de carga se dispara (condición de subcorriente) o alguna otra perturbación de energía que cause inestabilidad en el ángulo del rotor, existe un límite condicional en cuanto a si la unidad o el sistema recuperará la estabilidad. De lo contrario, los interruptores de generación y/o carga se disparan y el sistema

se vuelve inestable, lo que resulta en cortes en cascada y posiblemente cortes importantes en áreas amplias.

La mayor parte del esfuerzo en el análisis de los sistemas de energía consiste en decidir sobre las restricciones operativas y tratar de determinar los límites de la estabilidad condicional. Los departamentos de ingeniería y planificación analizan constantemente las adiciones de carga, posibles interrupciones de contingencia simples, dobles o triples, impactos de nuevas construcciones y todos los demás cambios planificados o no planificados en el sistema para determinar los parámetros operativos. Este esfuerzo de ingeniería y planificación intenta determinar la delgada línea entre los usos máximos de la capacidad del sistema y la estabilidad después de una contingencia. Todos estos parámetros pueden cambiar durante condiciones pico y no pico, cortes de mantenimiento de equipos, etc.

Regulación de la unidad y respuesta de frecuencia

Un sistema estable es aquel en el que la frecuencia permanece casi completamente constante en el valor de diseño de 50/60 Hz. Esto se logra mediante la regulación de la unidad con respuesta frecuente. Solo deben producirse desviaciones muy pequeñas de esta frecuencia estándar. Las unidades generadoras controlan colectivamente la frecuencia del sistema. Generadores que están en línea como " las siguientes unidades a cargar", normalmente proporcionan la regulación de la unidad necesaria y las acciones de respuesta de frecuencia que garantizan que el sistema esté funcionando a 50/60 Hz en todo momento.

Tener en cuenta que las empresas eléctricas están siempre en un modo de operación "siguiente carga". Es decir, los consumidores encienden y apagan las cargas a voluntad, sin notificar a la empresa de servicios públicos. Como resultado, las empresas de servicios públicos deben ajustar la generación a las demandas de carga cambiantes al azar y predecir/planificar las expectativas futuras.

DEMANDA DEL SISTEMA Y CARGA DEL GENERADOR

La demanda total del sistema es la carga neta en el sistema dentro de un área controlada que debe ser atendida con la generación interna disponible y los recursos de importación de la línea de conexión. Los generadores se colocan en el sistema de acuerdo con su costo adicional o incremental, por el tipo de

generador utilizado, contribución a la estabilidad del sistema y otros factores. Algunos tipos de generadores están diseñados como unidades de carga base que son capaces de funcionar 24 horas al día, 7 días a la semana, mientras que otros están diseñados como unidades de pico de carga. Las unidades de carga pico generalmente cuestan más operar que las unidades de carga base. Otra categoría de tipos de generadores a darle carga, son las siguientes unidades. Las unidades de seguimiento de carga se pueden utilizar como unidades de carga base más caras, pueden funcionar las 24 horas del día, los 7 días de la semana, pero normalmente no son tan caras de operar como las unidades de pico. Siempre que estén disponibles, se utilizan otros tipos de generadores, como el viento.

En la Figura 8-11 se muestra una curva de demanda típica de 24 horas que muestra los requisitos internos de generación.

Esta demanda se abastece por unidades de generación para carga-base, carga variable y carga pico. Las unidades generadoras 1, 2 y 3 se consideran unidades de carga base (menos costosas de operar y diseñar para operar 24/7). Las unidades generadoras 4 y 5 se consideran unidades que siguen la carga (utilizadas para mantener el ACE y bias de líneas de interconexión). Las unidades generadoras 6 y 7 se consideran unidades de pico (generalmente lo más caro de operar, pero pueden arrancar rápidamente y ayudar a equilibrar la carga con la generación).

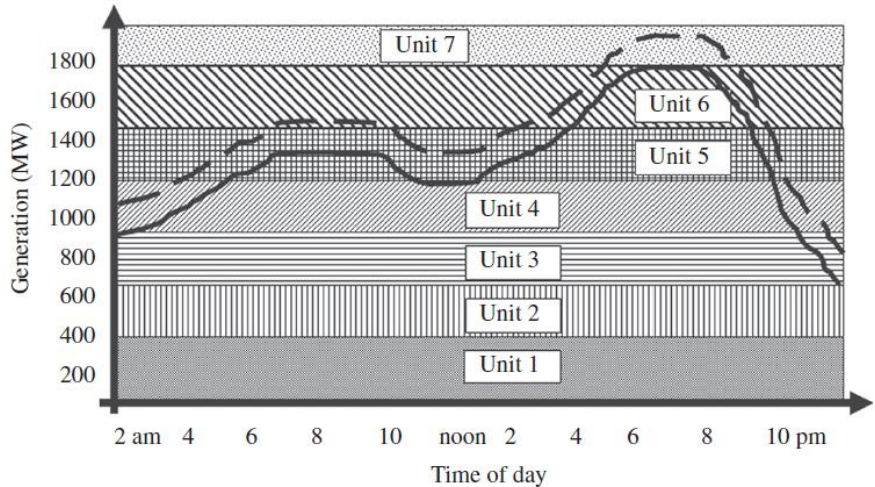


Figura 8-11 Carga del generador.

Reserva rotante

Normalmente, se necesitan varias horas para reiniciar un

generador de combustión fósil importante y, a veces, días para reiniciar las plantas nucleares después de un trip. Reserva para spinning es el término utilizado para describir la capacidad de generación que está disponible para conectarse casi de inmediato sin la intervención del operador, en caso de que un generador en línea o una línea de transmisión de importación se disparen debido a una perturbación del sistema. Hay dos tipos de reservas rotantes; las necesarias para hacer frente a las condiciones de carga cambiantes y los que deben responder rápidamente en caso de una perturbación. Las unidades de generación que cumplen con las condiciones de carga cambiantes suelen ser las unidades de "seguimiento de carga". Los otros tipos de unidades de reserva rotantes son aquellas que pueden responder rápidamente para ayudar a recuperar la frecuencia y estabilidad del sistema después de la pérdida de un generador o una línea de conexión de importación. Estas unidades de respuesta rápida pueden ser originalmente unidades de picos sin conexión siempre que tengan "capacidad de arranque rápido". Sin embargo, los requisitos de reserva por rotación se establecen según los criterios y estándares publicados por la NERC. En términos generales, las turbinas de combustión son unidades de arranque rápido que se pueden utilizar para hacer girar reservas cuando se cumplen ciertos criterios.

Normalmente reservas operativas de hilatura son suministrados por unidades de generación que ya están en línea cumpliendo con los patrones de carga cambiantes. Reservas suplementarias son unidades que están girando pero no sirviendo carga. Por lo general, las unidades que representan entre el 5% y el 10% de la carga que se sirve también sirven como reservas rotantes. Otros recursos de reserva rotante son los generadores de pico, los generadores de turbinas de combustión, la carga interrumpible y, por último, los esquemas de protección de deslastre de carga se utilizan para restaurar la frecuencia del sistema después de una perturbación.

Capacidad de venta

Dado que el propietario de la generación tiene la opción de exportar energía a otras áreas, también existe la oportunidad de vender el exceso de capacidad de generación (energía) en el mercado spot o mediante acuerdos de venta a largo plazo. La capacidad de realizar estas ventas depende de la carga y la

generación disponible. Por ejemplo, el área noroeste de los Estados Unidos generalmente tiene una gran cantidad de generación hidroeléctrica a la venta. La capacidad que está por encima del requisito de carga de la empresa de servicios públicos es un exceso de capacidad de generación que podría venderse en el mercado abierto.

Refiriéndose al diagrama anterior (Figura 8-11), las unidades generadoras 4, 5, 6 y 7 podrían funcionar casi a plena carga para proporcionar energía para la venta a otras empresas interconectadas.

Reservas de reactivo y control de tensión

Se debe suministrar potencia reactiva para satisfacer cargas inductivas. Además, a medida que se cargan las líneas de transmisión, aumenta su consumo de potencia reactiva. Por lo tanto, a medida que aumenta la carga, aumenta la demanda de potencia reactiva. El suministro de esta potencia reactiva debe provenir de unidades de generación, bancos de capacitores conmutables, carga de línea y acuerdos contratos de línea de interconexión.

. Estos recursos de energía reactiva deben estar fácilmente disponibles para el operador del sistema con el fin de proporcionar una buena tensión en todo el sistema. Los contratos de energía describen los requisitos para que la generación suministre energía tanto activa como reactiva, además de mantener las condiciones adecuadas de tensión. Estos recursos se pueden compartir con un costo. Por lo tanto, la potencia activa y la potencia reactiva se pueden comprar y vender en el mercado spot, pero deben reconocer las limitaciones operativas para asegurar operaciones confiables del sistema.

La tensión del sistema se controla mediante el uso de recursos de suministro de reactivo, como generación, capacitores conmutables y compensadores VAR estáticos. La tensión se controla conectando los capacitores en derivación y aumentando la salida del generador cuando la tensión del sistema es bajo y apagando los capacitores en derivación y conectando los reactores en derivación cuando la tensión del sistema es alto. Por lo general, las tensiones más bajas del sistema ocurren durante las condiciones pico de verano cuando la carga del aire acondicionado es máxima. Por lo general, las tensiones más elevadas del sistema ocurren durante las primeras horas de la mañana, cuando la carga es más liviana.

Algunas áreas tienen condiciones de carga máxima durante los meses de invierno donde el calentamiento resistivo es máximo de cualquier manera,

Despacho del Generación

El despacho del generador es una función principal de las operaciones diarias. Las unidades del sistema también incluyen propiedad de consumidores, productores de energía independientes (plantas comerciales), además de las plantas de generación estándar de propiedad de la empresa de servicios públicos. Cada uno tiene un costo o un requisito de contrato que debe tenerse en cuenta en el acuerdo de envío. El operador planifica el día asegurándose de que las unidades de menor costo se envíen a los criterios de "carga base". Luego, las unidades de mayor costo se envían a medida que aumenta la carga durante el período. Es posible que se requieran otras unidades para "seguimiento de carga" o para "carga pico". La combinación de unidades de carga base y pico proporciona al operador del sistema los recursos necesarios para satisfacer de manera efectiva y confiable la demanda del sistema con disposiciones de estabilidad ante perturbaciones.

La generación total requerida se determina mediante los pronósticos de carga más cualquier otra información aplicable disponible que pudiera afectar las operaciones (como el clima, emergencias, equipo fuera de servicio para mantenimiento y otros factores visibles e imprevisibles).

Pronóstico de carga

La predicción precisa y completa de carga se ha convertido en un factor valioso en las operaciones diarias de la red eléctrica, las proyecciones futuras de generación y los requisitos de las instalaciones, los cortes y la planificación de contingencias, por nombrar algunos. Los pronósticos de carga se utilizan para programar el flujo de energía en las líneas de transmisión y cuándo es el momento de cambiar equipos con problemas. Los pronósticos de carga se utilizan en los sistemas de gestión de demanda para reducir la carga durante emergencias energéticas. También se utilizan para la planificación presupuestaria, la previsión de ingresos y las evaluaciones de necesidades operativas.

Las empresas de servicios públicos comparten los pronósticos de carga para determinar el tiempo de los proyectos de empresas conjuntas, compartir recursos de

generación, proporcionar instalaciones adecuadas para prevenir perturbaciones importantes en el sistema cuando ocurren fallas y cortes, y la lista sigue y sigue.

Los pronósticos de carga a corto plazo o por hora ayudan a las autoridades de despacho a proporcionar procedimientos de despacho de carga de generación confiables. Las previsiones de carga deben ajustarse para las expectativas del clima para proporcionar una proyección de operación estable y responder correctamente a la ecuación de ACE en una base operativa en tiempo real.

El proceso de decidir qué unidades usar para cumplir con un requisito diario o semanal es extremadamente complejo. Hay muchas variables que deben ser consideradas. Para ayudar a resolver este problema, muchas empresas usan un programa llamado Despacho de Unidades o Unit Commitment. El diagrama de la Figura 8-12 ilustra algunos de los factores que entran para decidir qué unidades deben usarse o comprometerse a cumplir con un pronóstico de carga.

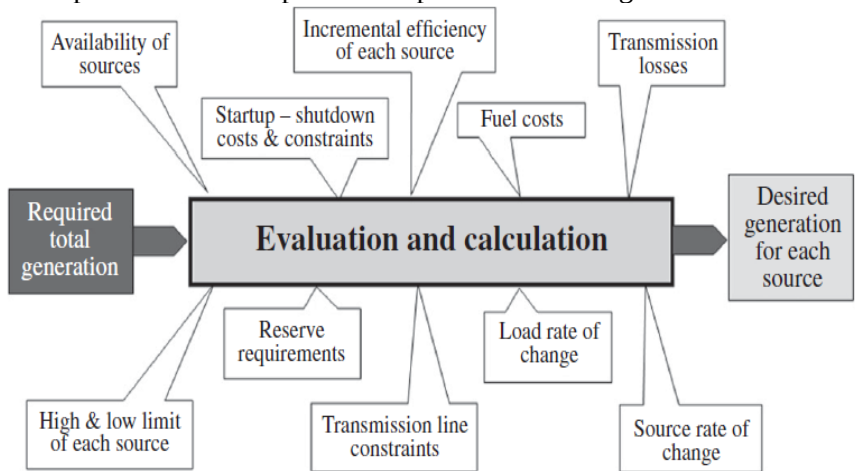


Figure 8-12 Generator dispatch factors.

OPERACIÓN CONFIABLE DE REDES

Primero, e revisa las diferencias de terminología con respecto a interrupciones planificadas y no planificadas, fallas de equipos, fallas y otros eventos que, si no se controlan adecuadamente, podrían provocar interrupciones en cascada y posibles apagones en todo el sistema. Por ejemplo, los equipos de alta tensión, como transformadores, interruptores y reguladores, requieren un mantenimiento periódico. Se requieren interrupciones programadas o planificadas para aislar dicho equipo de una manera que permita actividades de mantenimiento seguras; esto generalmente se logra mediante

operaciones de conmutación cuidadosas. Sin embargo, tal equipo puede fallar inesperadamente causando un alto cortocircuito o una corriente de falla que circule de regreso a las fuentes, causando problemas de tensión y frecuencia hasta que los relés de protección detecten la condición no deseada y envíen señales de control específicas para disparar los interruptores de circuito asociados abiertos. Las fallas se eliminan mediante dispositivos de protección (es decir, interruptores, fusibles, etc.) y, mientras tanto, también pueden causar interrupciones en el cliente. Las interrupciones se conocen como la pérdida del servicio eléctrico para los clientes debido a operaciones de mantenimiento planificadas o disparos de los interruptores debido a fallas de energía en el equipo o las líneas. Los cortes normalmente se asocian con áreas sin energía o con un número de clientes sin energía.

Durante las operaciones normales, el equipo de la subestación, las líneas de transmisión o los alimentadores de distribución que deban ponerse fuera de servicio por cualquier motivo no asociado con las actuaciones de relés de protección se considerarían interrupciones planificadas o programadas. En este caso, el servicio eléctrico generalmente se redirige para que los consumidores no se vean afectados por las actividades de mantenimiento programadas. Puede haber varias líneas o equipos de subestación fuera de servicio en un momento dado, siempre que el sistema interconectado y el servicio al cliente permanezcan conectado y confiable.

En comparación, las operaciones de emergencia ocurren cuando hay fallas inesperadas del equipo o cortes de línea debido a las operaciones de relés de protección o fusibles y los consumidores están fuera de servicio o hay equipos redundantes que pueden mantener el servicio eléctrico hasta que se puedan realizar las reparaciones. En los eventos más extremos, las interrupciones de los equipos conducen a una condición de sobrecarga de otros equipos que provocan interrupciones adicionales (el "efecto dominó"). A veces, las interrupciones afectan el equilibrio de carga de generación, donde pueden ocurrir interrupciones en cascada que podrían conducir a una interrupción a gran escala y un posible apagón del sistema. Los apagones del sistema requieren procedimientos de restauración de emergencia que generalmente comienzan con una planta de energía que tiene capacidad de arranque. Las plantas de energía con capacidad de arranque en negro, activan generadores de emergencia que hacen que el proceso de la planta vuelva a funcionar; activando

caminos para permitir que otras plantas de energía se inicien y vuelvan a estar en línea. Finalmente, la interconexión se restablece y todos los clientes reciben nuevamente el servicio eléctrico.

Los factores que contribuyen a las operaciones confiables de la red se analizan a continuación para condiciones de operación tanto normales como de emergencia.

Operaciones normales

Operaciones normales ocurren cuando toda la carga está siendo servida con frecuencia estable, buena tensión, flujos de línea de transmisión adecuados, amplios márgenes de reserva y poca actividad conocida que podría llamar la atención del operador del sistema para tomar medidas inmediatas. En el entorno actual, las "operaciones normales" significan operar varias unidades de generación y líneas de transmisión a su capacidad máxima o cerca de ella, tratar de programar el equipo fuera de servicio para mantenimiento y responder a eventos diarios, como cortes planificados, líneas de conmutación y equipos para mantenimiento, y coordinando proyectos de obra nueva.

Ahora se discutirán las operaciones normales del día a día detrás de escena.

Desviación de frecuencia

Los generadores están limitados a un ancho de banda operativo muy estrecho alrededor de la restricción de frecuencia de 50/60 Hz. Desviación de frecuencia dentro de un sistema eléctrico fuera de los parámetros ajustados hará que los generadores se disparen. Dado que los sistemas de transmisión están interconectados a varias fuentes de generación, una desviación de frecuencia excesiva también puede disparar las líneas de transmisión para proteger las fuentes de suministro de generación.

La desviación de frecuencia debe monitorearse cuidadosamente y corregirse de inmediato. El operador del sistema está atento a las causas comunes de las condiciones de desviación de frecuencia, tales como:

Desequilibrio repentino de oferta/ demanda, La pérdida de suministro puede reducir la frecuencia. La pérdida de carga puede aumentar la frecuencia. De cualquier manera, la

desviación de frecuencia no es tolerable y los operadores del sistema y los operadores del generador deben estar preparados para tomar medidas inmediatas en caso de pérdida de generación.

Cuando una unidad se dispara y el equilibrio de generación de carga se altera, el proceso de restauración implica una intervención automática y luego manual para "frecuencia de detención. " Cuando un generador se dispara en un área específica y la frecuencia del sistema cae, la inercia de giro ayuda inmediatamente a estabilizar la frecuencia, luego los gobernadores de la unidad y el PSS controlan la oscilación del ángulo del rotor (generalmente a una frecuencia por debajo de 50/60 Hz), luego las señales de AGC comienzan a generar una generación hacia la frecuencia normal de 50/60 Hz. Finalmente, el área de balance que tiene la interrupción de generación genera reservas de rotación para corregir el ACE donde la frecuencia se restablece a 50/60 Hz. En última instancia, estos pasos restauran la frecuencia a menos que la perturbación sea lo suficientemente grande como para causar una interrupción en un área amplia que resulte en interrupciones en cascada (efecto dominó) y la red se separe en islas de control independiente de frecuencia plana.

Cortocircuitos o fallas en la línea Las fallas en las principales líneas de transmisión generalmente se eliminan abriendo los interruptores. Los cortes de línea cambian los flujos de energía en toda la red y pueden agregar carga repentinamente a los generadores y/o quitar la carga repentinamente de los generadores. Algunas líneas y transformadores pueden sobrecargarse, lo que requiere que los operadores del sistema tomen medidas adicionales o la posibilidad de que otros interruptores se disparen para despejar líneas o equipos sobrecargados.

La respuesta de emergencia inicial durante estas condiciones a menudo se automatiza; sin embargo, la intervención manual entra en juego tan pronto como los operadores pueden evaluar la situación e implementar acciones correctivas adicionales. El operador de control del sistema está listo para tomar medidas correctivas en caso de que ocurra un evento anormal repentinamente. El conocimiento de la situación del operador es clave para evitar cualquier posible sobrecarga de línea, colapso de tensión o condición de desviación de frecuencia.

Fallas en cascada

Las situaciones de fallas en cascada pueden ser creadas por cualquier condición anormal o perturbación del sistema. Pueden resultar en la pérdida de transmisión y/o generación en una secuencia en cascada. Por ejemplo, el blackout de agosto de 2003 que afectó a la mayor parte del noreste de los Estados Unidos se debió a interrupciones en cascada. El escenario comenzó por tener algunas instalaciones de transmisión y generación en el Nordeste fuera de servicio por mantenimiento. Luego, una de las líneas de transmisión restantes en servicio se cayó porque se hundió en un árbol bajo condiciones de carga pesada. En el momento del trip, las principales ciudades de Ohio se encontraban en una condición de "fuerte" importación, lo que significa que gran parte de la energía la suministraba el sistema de interconexión de transmisión. Una vez que se disparó la primera línea, a medida que las líneas de transmisión comenzaron a desconectarse, el sistema experimentó secciones con exceso de carga y escasez de suministro. Esto creó una situación de desviación de frecuencia y la generación en línea restante comenzó a disminuir debido a la condición de sobrecarga. Las empresas de servicios públicos involucrados no tenían reservas de generación adecuadas en línea en ese momento para satisfacer la demanda repentina, por lo que las unidades generadoras comenzaron a dispararse. A medida que la generación se disparaba, el problema seguía empeorando.

Cada sistema en el momento de la falla inicial tuvo tiempo y oportunidad para isla (es decir, separados de la red) una vez que el suministro era inadecuado para satisfacer la carga. Este período de tiempo para los operadores de control fue probablemente de menos de un minuto. En ese período de tiempo, si la empresa de servicios públicos no se "desconectaba" de la red y no podía satisfacer la carga interna con reservas o mediante un esquema operativo de reducción de carga por baja frecuencia, la empresa permanecía en la red y las fallas en cascada continuaban.

Finalmente, toda la red se quedó sin suministro. Solo aquellos sistemas que se desconectaron pudieron sobrevivir, al menos parcialmente, a este escenario de falla en cascada. Desafortunadamente, la red de EE. UU. Ha experimentado un número creciente de estas fallas en los últimos años, debido a demoras en la construcción de más plantas de energía y líneas de transmisión. Se pueden prevenir las fallas en cascada. Los

siguientes cambios pueden mejorar la confiabilidad del sistema para reducir las posibilidades de futuras perturbaciones en cascada:

- Construcción de nuevos recursos A medida que aumenta la necesidad de más energía eléctrica y como resultado de la reestructuración, los recursos adecuados en forma de líneas de transmisión adicionales y generación no han seguido el ritmo. Esto ha resultado en márgenes de reserva más bajos para muchas empresas de servicios públicos. La construcción de más plantas de generación y líneas de transmisión mejorará significativamente la confiabilidad del sistema. Sin embargo, el país está implementando varios sistemas nuevos de protección especial y otros esquemas de control inteligente para ayudar a mejorar la confiabilidad de la red.
- Clasificaciones de transmisión. NERC ha emprendido recientemente esfuerzos para recalificar las instalaciones de transmisión y dictar cuándo se pueden poner fuera de servicio. Asegurarse de que haya una capacidad de transmisión adecuada en todo momento o calificar las líneas para que se establezcan límites de importación para mantener la integridad del sistema es esencial para la estabilidad del sistema.
- Esquemas de cobertizo de baja frecuencia Ahora se requiere que las empresas de servicios públicos actualicen estos esquemas de protección para garantizar que sean adecuados para cumplir con los nuevos requisitos de carga y red.
- Capacitación del operador de control Se han implementado nuevas pautas y requisitos para garantizar que los operadores estén certificados y tengan educación y capacitación continuas para mantenerse al día con los cambios en los requisitos del sistema.

Desviación de tensión

La tensión en un sistema puede desviarse y causar problemas operativos del sistema. Las restricciones de tensión no son tan restrictivas como las restricciones de frecuencia. La tensión se puede regular o controlar mediante generación u otro equipo conectado, como reguladores, capacitores y reactores. Por lo general, el equipo servido (es decir, la carga) es menos sensible

a las fluctuaciones de tensión que la frecuencia. El operador de control está atento a que ocurra alguna de las siguientes condiciones que causarían que la tensión del sistema se desvíe sustancialmente:

Apagón incontrolado. Un apagón descontrolado es una condición en la que se experimenta una tensión excesivamente baja en una red eléctrica. Esta condición puede persistir durante largos períodos de tiempo y puede resultar en fallas del equipo (es decir, motores u otros), mostrar parpadeos o reducción de calor debido a condiciones de baja tensión, pero no dañarse.

Picos de Sobretensión. Por lo general, se producen cuando se restablecen los servicios y se producen transitorios de tensión altas/bajas. Las sobretensiones suelen ser transitorias o de corta duración. Este tipo de desviación de tensión puede dañar el equipo del consumidor (como computadoras) y posiblemente provocar fallas en otros equipos.

Normalmente, las empresas de servicios públicos deben mantener las tensiones dentro de las tolerancias establecidas por los estándares de la industria o las autoridades reguladoras. Se espera que los fabricantes diseñen equipos de consumo de manera que puedan operar de manera segura dentro de las tolerancias normales de servicio de la compañía eléctrica. Los operadores del sistema son responsables de prevenir desviaciones que excedan las tolerancias especificadas. También se espera que los operadores del sistema garanticen la estabilidad de la tensión a través del monitoreo y ajuste constante de las condiciones en tiempo real del sistema.

Operaciones de emergencia

Las operaciones de emergencia existen cuando el sistema de potencia está experimentando cortes, fallas, pérdida de carga, condiciones climáticas adversas, tensión y/o inestabilidad de frecuencia. Estos problemas o condiciones requieren la atención inmediata de todo el personal operativo.

Los criterios de planificación y funcionamiento generales establecidos por las agencias reguladoras y las empresas de servicios públicos individuales tratan de asegurar que el sistema permanezca estable en una variedad de condiciones normales y anormales para evitar las operaciones de emergencia. La operación de cualquier sistema eléctrico durante condiciones anormales o de emergencia requiere operadores especialmente capacitados y altamente

experimentados. A menudo, la experiencia del operador y su familiaridad con las capacidades del sistema pueden significar la diferencia entre una pequeña perturbación en un área y un apagado total del sistema. Esta sección trata sobre varias condiciones y pautas operativas típicas impuestas a los operadores en condiciones de operaciones de emergencia.

Ahora se discutirán las operaciones de emergencia detrás de escena.

Pérdida de generación

La falla del equipo, el desequilibrio de carga u otro mal funcionamiento pueden hacer que un generador se desconecte. Esta pérdida de generación resultará en más carga que suministro hasta que se pueda resolver la situación. Dado que la electricidad no se almacena, el sistema de potencia reacciona a la diferencia entre generación y carga mediante un cambio de frecuencia. La respuesta es inmediata y requiere reacciones correctivas en un período de tiempo muy corto. Para compensar la pérdida de generación, se aplican los siguientes criterios de planificación:

Reserva rotante. La Reserva rotante como se mencionó anteriormente, proporciona una generación adicional en línea y lista para aceptar la carga. El requisito típico para la reserva rotante es "5-10% de la carga, en servicio o pérdida de la mayor contingencia". Si, por ejemplo, el generador que dispara es la unidad más grande en línea, la empresa de servicios públicos debe tener acceso a reservas rotantes que compensarán la pérdida de la unidad. Sin embargo, poner en juego las reservas rotantes requiere cierto tiempo de reacción.

Reservas de transmisión. Las Reservas de transmisión pueden proporcionar una respuesta instantánea a la pérdida de generación. Los operadores monitorean cuidadosamente las condiciones de carga de la transmisión y la capacidad disponible en caso de que se necesiten reservas de transmisión.

Generación de emergencia. Hay algunos sistemas en los que la generación de emergencia se puede iniciar en un período de tiempo corto (10 minutos o menos). El período intermedio puede manejarse mediante una combinación de reservas de hilatura y transmisión. La generación de emergencia, como las unidades de picos, generalmente se ubican en subestaciones y se alimentan con Diesel u otra

fuelle de combustible que se puede reponer fácilmente.

Caídas de tensión controladas. Si el desajuste entre generación y carga no es demasiado grande, es posible compensarlo reduciendo las tensiones de distribución. Esta condición se llama apagón controlado. Cuando ocurre esta condición, la iluminación se atenúa ligeramente (a veces no se nota). La tensión reducida da como resultado que las cargas resistivas consuman menos energía (como calentadores eléctricos, luces incandescentes y otras cargas resistivas residenciales o comerciales).

Cortes continuos. Si hay una falta de reserva rotante y capacidad de transmisión, y si la empresa de servicios públicos no puede llevar el suministro para cumplir con la carga rápidamente, el deslastre de carga es la única opción disponible para garantizar que el sistema permanezca estable. Este enfoque se suele denominar apagón rodante, o solo apagón, donde los operadores disparan y cierran los interruptores de distribución de la subestación. Los relés de protección de baja frecuencia disparan automáticamente los interruptores de distribución durante las condiciones de degradación por baja frecuencia. Sin embargo, la intervención del operador del disparo del interruptor de reducción de carga permite que la frecuencia permanezca estable antes de que los relés de baja frecuencia comiencen a disparar la carga automáticamente. Este enfoque suele ser un último recurso, ya que da como resultado una pérdida de ingresos y una menor calificación de satisfacción del cliente.

El impacto de la pérdida de generación y las operaciones de emergencia resultantes dependen de los recursos de generación y transmisión de la empresa de servicios públicos. Una empresa de servicios públicos que depende en gran medida de la generación es susceptible de condiciones restrictivas para la pérdida de una unidad. Una empresa de servicios públicos que obtiene la mayor parte de su energía mediante compras a otras empresas de servicios públicos a través de líneas de enlace de transmisión, generalmente tiene menos posibilidades de perder sus propias unidades generadoras. Sin embargo, dependen más de las perturbaciones del sistema y los eventos incontrolables que están fuera de su sistema.

El criterio de confiabilidad establecido por NERC requiere que la empresa de servicios públicos o la parte controladora ajuste los parámetros del sistema dentro de los 10 minutos posteriores a

una pérdida de generación para prepararse para la siguiente contingencia del peor de los casos. Diez minutos no es mucho tiempo porque podría ocurrir otro evento (como otra operación de disparo del relé) mientras tanto.

Pérdida de fuentes de transmisión

La pérdida de una línea de transmisión importante debido al clima o al mal funcionamiento es muy similar a la pérdida de generación. Dado que el sistema de transmisión entrega energía tanto en modo de importación como de exportación, la pérdida de una línea de transmisión puede resultar en diferentes escenarios.

Exportar La pérdida de una línea de transmisión principal cuando el área de control está en modo de exportación resulta en demasiada generación para la carga local que se está sirviendo. Sin la corrección, el sistema podría experimentar condiciones severas de sobretensión y/o frecuencia. La sobregeneración que está causando la alta tensión y frecuencia puede rectificarse reduciendo la generación local resultado un exceso de carga en comparación con el suministro. Este escenario es idéntico a la pérdida de generación donde la frecuencia y la tensión del sistema disminuyen. Los esquemas automáticos de deslastre de carga intentan equilibrar la carga con la generación disponible. Aún es posible que se produzcan interrupciones. A medida que la generación interna se pone en línea, se restaura la carga.

Debido al aumento de las restricciones a la generación, muchas empresas de servicios públicos dependen de las fuentes de transmisión para satisfacer las crecientes demandas de energía. A menudo, la pérdida de una línea de transmisión es más grave que la pérdida de un generador.

CAPÍTULO 9

CENTROS DE CONTROL Y TELECOMUNICACIONES DE SISTEMAS DE POTENCIA

OBJETIVOS DEL CAPÍTULO

Después de completar este capítulo, se podrá:

- Explicar las funciones y equipamiento de los Centros de Control del Sistema Eléctrico.
- Describir cómo el SCADA (control de supervisión y adquisición de datos) permite el control remoto de los equipos de la subestación.
- Explicar las funciones de los sistemas de gestión de energía Describir las herramientas de software EMS utilizadas por los operadores del sistema
- Explicar cómo los sincrofasores y los sistemas de monitoreo de área amplia ayudan a la confiabilidad y seguridad del sistema.
- Describir los tipos de sistemas de telecomunicaciones que utilizan las empresas eléctricas.
- Discutir cómo los avances en los equipos y la automatización de las subestaciones digitales afectan la eficiencia en el control del sistema, el cableado de los equipos y las capacidades de funcionalidad.

CENTROS DE CONTROL DE SISTEMAS ELÉCTRICOS

Centros de control del sistema eléctrico (ESCC) como el que se muestra en la Figura 9-1 operan las 24/7, asegurándose de que el sistema de potencia eléctrica dentro de su área de control esté funcionando correctamente.

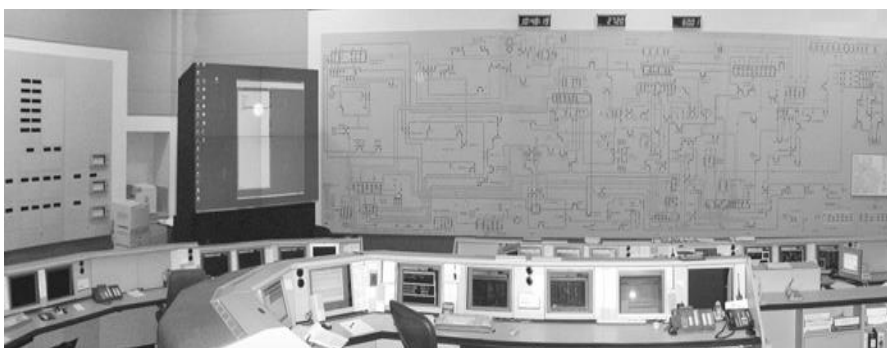


Figura 9-1 Centro de control del sistema eléctrico.

Los operadores del sistema monitorean su área de control en busca de signos de posibles problemas y toman medidas inmediatas para evitar perturbaciones importantes en el sistema, en caso de que se produzca una señal de advertencia. Los operadores tienen la responsabilidad de mantener la conectividad, confiabilidad, estabilidad y servicio continuo del sistema. También son responsables de coordinar las actividades de trabajo del equipo de campo (es decir, autorizaciones) para asegurarse de que los equipos estén informados de manera segura sobre las líneas y el equipo de alta tensión. Los operadores del centro de control del sistema tienen responsabilidades dignas de mención.

En condiciones normales, los operadores de control monitorean el sistema y están preparados para responder inmediatamente a las alarmas entrantes de los equipos en el campo. En condiciones de emergencia, los operadores de control responden con cautela a las alarmas, solicitudes del personal de campo y alertas de comunicaciones entre agencias. Se dan cuenta de la complejidad de controlar un sistema importante y de las posibles consecuencias si cometen un error de juicio. Están altamente capacitados en conocimiento de la situación y listos para tomar medidas inmediatas.

Los operadores de control del sistema tienen muchas herramientas a su disposición. Estas herramientas les ayudan a mirar hacia el futuro si algo sucediera, analizar escenarios hipotéticos basados en cargas en tiempo real y flujos de línea, y tienen líneas de comunicación directa con personas en otras ubicaciones estratégicas.

La principal herramienta del operador ESCC es el Control de supervisión y Adquisición de Datos (Sistema SCADA). Este sistema permite a los operadores de control monitorear las condiciones del equipo, controlar el equipo según sea necesario, enviar la generación y obtener informes escritos de

todos los parámetros sobre el sistema de potencia. El sistema SCADA se compone de una computadora central maestra y varias unidades terminales remotas (RTU) ubicados en todo el sistema. Una falla o avería en el equipo de telecomunicaciones que soporta SCADA puede hacer que los operadores de control realicen ajustes incorrectos en el sistema. Por ejemplo, un canal de comunicación entre la computadora maestra y una RTU no actualizaría la información de los operadores sobre el estado de la operación de un equipo de subestación. El operador no sabría si un interruptor está realmente abierto o cerrado. La falta de información actualizada es perjudicial para el funcionamiento confiable del sistema, especialmente durante las perturbaciones cuando se deben tomar decisiones críticas.

Los equipos de telecomunicaciones se utilizan para comunicar información electrónicamente entre el ESCC y las distintas RTU. Cuando ocurren problemas en el equipo de telecomunicaciones o en el equipo del centro de control, los operadores del sistema deben ocupar centros de control de respaldo para reanudar las funciones de supervisión y control del sistema eléctrico. Los centros de control y los centros de control de respaldo normalmente tienen generadores de emergencia y fuente de potencia no interrumpible (UPS) para asegurarse de que las computadoras, las luces, los equipos de comunicaciones u otras cargas eléctricas críticas dependientes estén alimentadas sin interrupción.

Este capítulo analiza el equipo utilizado en ESCC, RTU y telecomunicaciones. Al completar este capítulo, se debe tener una comprensión fundamental de lo que está involucrado en las operaciones de control del sistema.

CONTROL, SUPERVISIÓN Y ADQUISICIÓN DE DATOS (SCADA)

La operación básica, de prácticamente todas las empresas de servicios eléctricos en todo el mundo, depende ahora de los sistemas SCADA. Hasta finales de la década de 1940, muchas empresas de servicios públicos tenían personal estacionado en subestaciones. En algunos casos, se trataba de residentes que permanecían de guardia las 24 horas del día. Con la llegada de los sistemas SCADA, ya no era necesario que las empresas de servicios públicos mantuvieran el funcionamiento de las subestaciones con personal. Además, las empresas de servicios públicos necesitan acceso inmediato a la información del sistema para controlar adecuadamente el sistema de potencia. La función básica del sistema SCADA es controlar de forma remota todos los equipos esenciales en cada subestación desde un solo centro de control o centro de control de respaldo. Las *funciones en la subestación* que se comunican al centro de control son *medir, monitorear y proporcionar control de todos los equipos críticos de la subestación*. En el centro de control, las funciones básicas son mostrar y almacenar la información, generar alarmas si ocurre algo anormal y permitir la operación de control remoto de los equipos en la subestación para iniciar cambios en el esfuerzo por recuperar el funcionamiento normal. Además, otros equipos que no se encuentran en subestaciones pueden tener capacidad de control remoto a través del SCADA, como centros de control de respaldo, **interruptores operados por motor de línea de transmisión**, interruptores de transferencia de emergencia de carga, automatización de gestión del lado de la demanda (DSM),

Los sistemas SCADA tienen la capacidad de proporcionar una representación gráfica de las estaciones de generación, líneas de transmisión, subestaciones y líneas de distribución. Dependiendo de las responsabilidades del área de control, los operadores de ESCC tienen el control total de sus áreas y responsabilidades de control. También pueden tener la capacidad de monitorear únicamente equipos y líneas en áreas de control adyacentes del sistema interconectado.

El SCADA alerta a un operador de control que ocurrió un cambio de estado. Por lo general, el SCADA le da al operador el control total del equipo operativo para que el estado vuelva a la normalidad. Si un operador cierra un interruptor abierto a través del SCADA, por ejemplo, entonces el SCADA, a su vez, alertará al despachador de que el estado del interruptor ahora

está cerrado. Esta técnica de indicación de retroalimentación es inherente al sistema SCADA. Esto permite a los operadores verificar que las acciones realmente se hayan llevado a cabo y el operador puede monitorear los resultados posteriormente.

Los sistemas SCADA normalmente actualizan la información cada 2 a 4 segundos, la cantidad de tiempo que le toma a la computadora principal intercambiar información con cada RTU de forma secuencial. En realidad, pueden suceder muchas cosas entre los escaneos y las actualizaciones de datos. Durante las operaciones normales, este retraso de tiempo es tolerable. Sin embargo, durante disturbios o situaciones de emergencia este tiempo es largo. El uso de Sincrofasores (también llamadas unidades de medición fasorial o PMU) junto con Sistemas de monitoreo de área amplia (WAMS) están reduciendo significativamente este lapso de tiempo. El uso de PMU y WAMS se analiza con más detalle más adelante en este capítulo.

La Figura 9-2 describe el equipo que comprende un sistema SCADA, incluido el centro de control, las RTU y el equipo de telecomunicaciones. Observe el tablero de mapas, la computadora principal y los diversos sistemas de comunicaciones que conectan las RTU a la computadora principal o central.

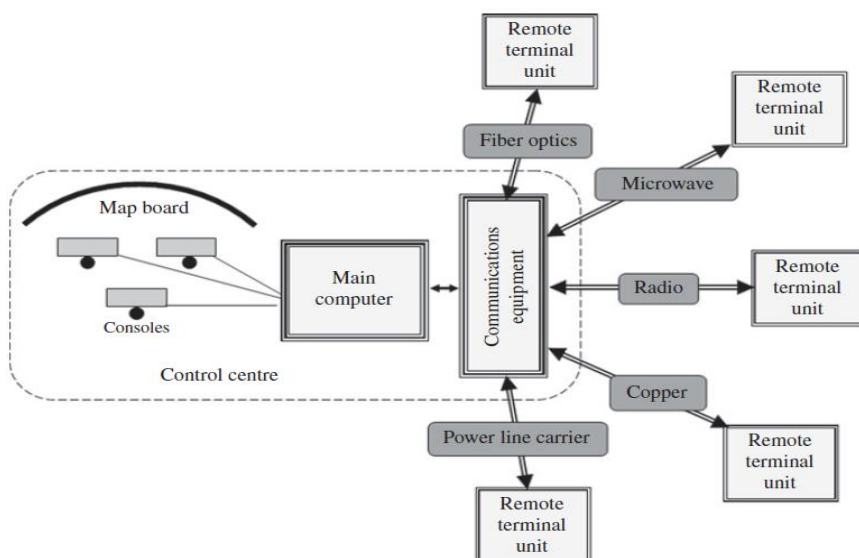


Figura 9-2 Sistema SCADA.

Funciones de adquisición de datos

El adquisición de datos por parte del SCADA brinda a los operadores la capacidad de monitorear de forma remota magnitudes eléctricas analógicas, como potencia activa /reactiva, tensión y corriente en tiempo real. Además, los operadores son alertados de los problemas a medida que ocurren a través de puntos de alarma e indicación. Por ejemplo, los interruptores disparados, las brechas de seguridad, las alarmas de incendio y las alarmas de anunciador envían señales al centro de control donde una alarma visual y/o audible atrae la atención del operador del sistema. Luego, el operador realiza cambios de forma remota con las funciones de control del SCADA o informa a otros departamentos operativos que el equipo puede requerir inspección (como una alarma de nivel bajo de aceite en un transformador). Algunos ejemplos de información de adquisición de datos analógicos incluyen:

- V de barra
- W del Transformador
- A del alimentador
- VAR del sistema
- Posición del regulador
- Alarmas de entrada/seguridad

Entre los ejemplos de información de alarmas e indicaciones se incluyen:

- interruptor 1274 ahora abierto
- interruptor de operador de motor 577 ahora cerrado
- La energía del servicio de la estación ahora está apagada
- La puerta del edificio de control ahora está abierta

Además, el SCADA permite la comunicación de datos acumulados como los siguientes:

- Unidad generadora 1 MW-hora
- Unidad generadora 1 MVAR-horas

Funciones de control

El parte de control del SCADA permite a los operadores controlar/operar equipos de forma remota en una subestación particular, como:

- Cerrar interruptor 1274
- Interruptor de operador de motor abierto 577
- Arrancar del generador de emergencia
- Interruptores de circuito

SISTEMAS DE GESTIÓN DE ENERGÍA

Sistemas de gestión de energía (EMS) se convirtió en una importante extensión del SCADA con la llegada de aplicaciones y programas informáticos avanzados. Se desarrollaron sofisticados programas de computadora para monitorear las condiciones del sistema en tiempo real e iniciar respuestas automáticas de control programadas para ayudar al funcionamiento del equipo real. El ejemplo perfecto de una función automática de la red eléctrica, controlada por muchos sistemas EMS, es la generación. El Control automático de generación (AGC) es el desarrollo más completo del EMS que se utiliza en la actualidad. Los programas informáticos inteligentes se utilizan para acelerar y reducir los generadores en función de los mejores factores económicos y de confiabilidad del sistema.

Se desarrollaron otras herramientas de programas informáticos de gestión de EMS muy importantes para mejorar el funcionamiento confiable de grandes redes eléctricas interconectadas. Estas herramientas de software ayudan a reducir los costos de producción de energía, mejoran el análisis en tiempo real de las condiciones actuales de operación del sistema, brindan información para evitar que los operadores tomen decisiones incorrectas, mejoran la confiabilidad y la seguridad del sistema, y mucho más. El término general utilizado para describir todas estas importantes herramientas de software de operación del sistema se conoce como sistema de gestión de energía o EMS.

Los programas del software EMS más importantes que se utilizan en la actualidad se describen a continuación:

Estimación de estado

El estimador de estado utiliza un modelo de computadora del sistema, teniendo en cuenta los cortes de línea para mantenimiento, etc..., y usa información del SCADA casi en tiempo real para mostrar a los operadores todo el flujo de energía de los equipos de línea y subestación, niveles de tensión y estado del equipo. La información se presenta de una manera que ayuda a los operadores a ver la situación del estado del sistema de un vistazo; generalmente en términos de

porcentajes de utilización de la capacidad. El estimador de estado calcula las tensiones de barra y los flujos de energía donde la información de CTs y PTs no está disponible. El estimador de estado utiliza todas las medidas disponibles, hechos conocidos sobre el sistema (cortes de equipo) y otra información relevante (clima) para calcular la mejor estimación posible del estado real (o "estado") del sistema de potencia. Por ejemplo, el estimador de estado se utiliza para calcular nuevas condiciones de flujo de potencia.

Análisis de contingencias

Los programas de software del EMS de confiabilidad realizan escenarios hipotéticos para determinar los problemas del peor de los casos que podrían resultar si cada línea o transformador principal fuera puesto fuera de servicio por cualquier motivo. La salida clasifica las contingencias tensiones de acuerdo con la gravedad y la probabilidad de que ocurran, y enumera las acciones recomendadas que pueden tomar los operadores de control del sistema, en caso de que ocurran tales eventos.

Además, si una línea se va a poner fuera de servicio por cualquier motivo, el programa de análisis de contingencias determina el siguiente escenario de contingencia del peor de los casos para que los operadores puedan ajustar el sistema para manejar mejor la siguiente contingencia.

Análisis de estabilidad de transmisión

El software de confiabilidad ejecuta una serie de escenarios de interrupción basados en condiciones en tiempo real en busca de condiciones de carga de la línea de transmisión y otras fallas del sistema que pueden llevar al sistema cerca de los límites de estabilidad. Busca violaciones crecientes de tensión, mayores requisitos de VAR, intercambia transacciones que pueden causar problemas e informa esos resultados al operador del sistema o al ingeniero de ESCC.

El software también busca problemas de estabilidad de tensión para evitar problemas de baja tensión y colapso de tensión.

Evaluación de la seguridad dinámica

Para ayudar a los operadores del sistema a identificar otros problemas tensiones, el programa de evaluación de seguridad dinámica informa sobre los equipos del sistema que están

alcanzando las condiciones del umbral de clasificación en tiempo real. Por ejemplo, la tensión de barra se acerca al límite, las líneas se acercan a la sobrecarga, etc..., se informan al operador. También tiene en cuenta las limitaciones térmicas y las clasificaciones de emergencia. **Esto ayuda a los operadores a identificar problemas tensiones** antes de que ocurran y ayuda al proporcionar márgenes operativos durante condiciones de emergencia.

Desconexión de carga de emergencia

El EMS es capaz de desconectar carga en caso de emergencia. Similar a los relés de reducción de carga de baja frecuencia, el EMS puede disparar la carga alimentada por los interruptores automáticos si la frecuencia disminuye. El operador puede dejar disminuir la carga de forma rápida y eficaz a través de este sistema. Los operadores del sistema pueden coordinar apagones continuos antes de que funcionen los relés automáticos de deslastre de carga.

Análisis de flujo de energía

La información estática sobre las líneas del sistema, transformadores, etc..., se ingresa en los programas de computadora con regularidad. Por ejemplo, la resistencia del conductor de una nueva línea de transmisión que está programada para entrar en servicio se ingresa en la base de datos del EMS. **El EMS luego calcula el nuevo flujo de energía** **Condiciones con la** nueva línea incluida. El software puede reportar información detallada del sistema durante las condiciones de pico diarias, semanales, mensuales y anuales.

Estos datos de flujo de energía son muy útiles para que los ingenieros de planificación determinen futuras adiciones al sistema de potencia.

Planificación, programación y control de generación

El EMS es un medio eficaz para planificar las necesidades de generación. Este software de planificación incorpora información de pronóstico de carga, cronogramas de generación, intercambios o cronogramas de intercambio de líneas de enlace, cronogramas de mantenimiento de unidades y situaciones de interrupción de unidades para determinar el mejor plan general de implementación de generación. Además, con base a todos estos programas, la parte AGC del EMS

controla realmente el envío de generación. Las operaciones del sistema, el error de control de área (ACE) y la frecuencia se monitorean luego de acuerdo con este programa para asegurar la confiabilidad y el cumplimiento del sistema.

Despacho económico

El despacho económico El software asigna los recursos de generación disponibles para lograr una economía de área óptima. Toma en consideración los costos de carga incrementales del generador por generador individual, las pérdidas de la línea de transmisión y los factores en las limitaciones de confiabilidad. El EMS ayuda a determinar flujos de potencia óptimos basados en datos reales del generador, restricciones de contingencia y carga en tiempo real.

Programación de potencia reactiva

El EMS tiene la capacidad de programar (generalmente con hasta 24 horas de anticipación) los recursos reactivos controlables para un flujo de energía óptimo basado en la economía, la confiabilidad y la seguridad.

Análisis dinámico de reservas

El EMS puede calcular periódicamente los requisitos de reserva del sistema. Por ejemplo, se hacen predicciones de giro, 10 minutos, 30 minutos para una mirada de cerca de los requerimientos y recursos de generación. El programa toma en consideración las circunstancias operativas (es decir, la unidad más grande en línea y los requisitos de tiempo para realizar cambios) para generar informes y alertar a los operadores e ingenieros si es necesario.

Perfiles de carga y pronósticos

El software EMS tiene la capacidad de producir informes de previsión de carga. Por ejemplo, el EMS puede realizar las próximas 2 a 4 horas de forma continua o los pronósticos de los próximos 5 o 7 días cada hora. Estos pronósticos toman en consideración la información meteorológica, las tendencias históricas, la hora del día y todas las demás variables que podrían afectar la carga del sistema.

Gestión del lado de la demanda

Como se discutió anteriormente en el Capítulo 6, el DSM se usa para reducir la carga durante ciertas condiciones pico. La señal de control utilizada para eliminar la carga interrumpible proviene del EMS. El programa DSM del EMS decide cuándo iniciar la señal de transmisión que da como resultado una reducción efectiva de la carga. Las condiciones para las que se requiere la transmisión de señales se programan en la lógica de decisión del EMS.

Contabilidad energética

Dado que todos los registros de ventas, compras, lecturas de contadores y facturación están centralizados en la base de datos del EMS, se generan informes de contabilidad energética para la administración y las autoridades reguladoras.

Simulador de entrenamiento de operadores

El EMS tiene la capacidad de tener una consola de entrenamiento del operador en funcionamiento que se puede poner en operaciones reales en cualquier momento. El simulador de entrenamiento brinda a los operadores de sistemas de energía una experiencia real utilizando terminología de sistemas reales, etiquetado y magnitudes eléctricas en tiempo real. Sin embargo, los puntos de control reales están desactivados para el alumno.

SISTEMAS DE MONITOREO DE ÁREA AMPLIA (WAMS)

Como discutimos anteriormente en este capítulo, la confiabilidad y seguridad del sistema depende principalmente de proporcionar una buena tensión y frecuencia estable mientras cambia la demanda. Los operadores del sistema de transmisión y los programas de computadora se enfocan en asegurarse de que se proporcione un buen tensión en toda la interconexión (o red eléctrica) para evitar problemas de colapso de tensión que pueden provocar perturbaciones importantes. Los operadores del sistema de generación están enfocados en asegurarse de que la frecuencia de 50/60 Hz sea estable asegurando que se mantenga un equilibrio estable entre carga y generación. El disparo automático de los interruptores de carga o las unidades de generación puede ocurrir si este equilibrio generación-carga se sale de los parámetros estrictos.

Ahora hay un tercer parámetro que los operadores de control del sistema y los programas de computadora pueden monitorear y que ayuda a garantizar la confiabilidad y seguridad del sistema. El uso de Sincrofasores, también llamado "Unidades de medida fasorial" (o PMU), junto con un WAMS, ahora se pueden utilizar para identificar posibles problemas de perturbación de la red en tiempo real mucho más rápido que los sistemas SCADA y EMS tradicionales.

Un WAMS es un enfoque relativamente nuevo para ayudar a mantener y asegurar la confiabilidad del sistema utilizando sensores PMU remotos, telecomunicaciones y concentradores de datos fasoriales (PDC) en centros de seguimiento centralizados. Los PMU se instalan en varias subestaciones a lo largo de la interconexión de la red, donde la información del ángulo de fase de tensión (o corriente) se marca con el tiempo mediante el GPS (Sistema de posicionamiento global) y se recopila en una ubicación centralizada. La información de datos combinados se analiza para una posible acción preventiva, en caso de que sea necesario realizar ajustes en el sistema para evitar una perturbación importante del sistema.

En esencia, WAMS, con PMU estratégicamente ubicadas, presenta a los operadores del sistema información en tiempo real sobre el giro en la red. Elegir un punto de referencia en una fase, en una ubicación en la malla para representar cuando la onda sinusoidal de tensión cruza el eje cero, por ejemplo; digamos Atlanta, Georgia en la interconexión del este, y al comparar el retraso o adelanto de los ángulos de fase de otros cruces por cero a lo largo de la interconexión de la red se indica la torsión del ángulo de tensión en la red. Si se produce una diferencia de ángulo de fase de tensión sospechosamente grande en la red, se pueden tomar acciones para devolver este giro a niveles aceptables mucho antes de que ocurra una perturbación en el sistema. Esta recopilación y análisis de datos ocurre esencialmente en tiempo real. Mientras que; SCADA y EMS tienen un retardo de tiempo inherente de aproximadamente 2 a 4 segundos; a menudo es demasiado tarde para tomar medidas correctivas, En su forma actual, un WAMS puede usarse como una infraestructura independiente que complementa el sistema SCADA. En el futuro, se espera que las tecnologías WAMS se incorporen a los sistemas de control de red reales.

Tecnología de sincrofasores

Los Sincrofasores o PMU comparan las formas de onda de tensión y/o corriente a través de la red. La Figura 9-3 muestra

cómo la información de la PMU puede rastrear la distorsión de tensión en una interconexión.

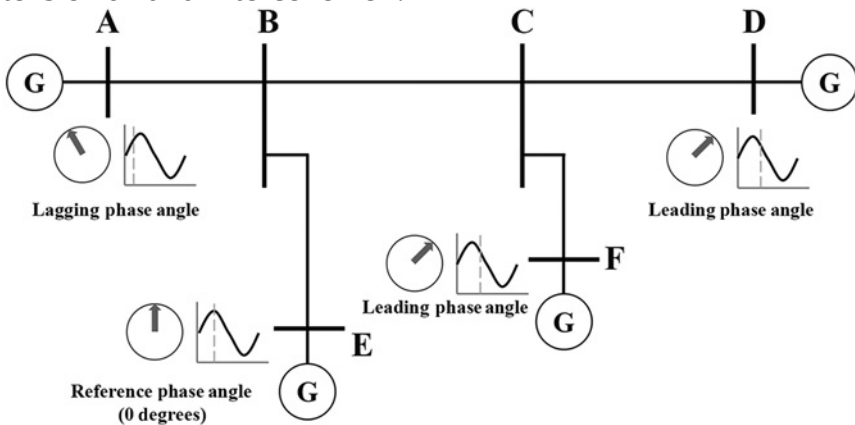


Figura 9-3 Sincrofasores en WAMS.

Observar la barra de referencia "E" donde se establece que el ángulo de fase de la tensión es "cero". En otras palabras, se hace referencia al pico de la forma de onda de tensión en el bus "E". Ahora observar cómo todos los otros buses tienen ángulos de fase de tensión adelantados o retrasados.

Si el ángulo de fase de tensión aumenta a través de la interconexión a magnitudes preocupantes, los operadores del sistema y los operadores de generación pueden cambiar la excitación del generador y la velocidad del eje del rotor para reducir las diferencias del ángulo de tensión a niveles aceptables.

La mayoría de los sistemas actuales tienen sincrofasores en servicio y se están recopilando datos que eventualmente se utilizarán para proporcionar esta tercera dimensión a la confiabilidad del sistema y al control de seguridad. Los datos de fasores y el software de aplicación son activos valiosos para la confiabilidad de la red porque el SCADA no proporciona a los operadores de la red ni a los ingenieros de planificación información en tiempo real y visibilidad de área amplia de lo que está sucediendo en una región o interconexión.

RED INTELIGENTE

La modernización de la red eléctrica, desde la generación hasta el consumo, está experimentando cambios sustanciales. Todos los aspectos de la red eléctrica se están volviendo más digitales, automatizados, eficientes, informativos, receptivos, adaptables,

seguros, confiables y otros avances a medida que pasa el tiempo. La red eléctrica original está pasando a lo que se denomina "red inteligente". La red inteligente es la integración de toda la infraestructura de instalaciones de energía disponible con información mejorada y capacidad de control, que incorpora automatización de sistemas, tecnología avanzada de telecomunicaciones y soluciones integrales para mejorar la confiabilidad de la energía y la optimización del consumo. La utilización mejorada de los activos o la optimización de los activos ayuda a retrasar las inversiones adicionales en infraestructura al tiempo que brinda a los consumidores más opciones de control y utilización.

La red inteligente abarca todos los aspectos de la red eléctrica y su carga, incluida la automatización de subestaciones (principalmente relés adaptativos de microprocesador, dispositivos inteligentes para esquemas de transferencia automática, sensores digitales, unidades de fusión, comunicaciones LAN Ethernet, etc., discutidas anteriormente), automatización de transmisión (principalmente Las PMU junto con las redes de área amplia se discutieron anteriormente) y la automatización de la distribución (discutida a continuación). Nota: DSM, la gestión de energía del hogar y la infraestructura de medición avanzada se consideran parte de la distribución inteligente. Por lo tanto, el tema restante para discutir bajo el paraguas de la red inteligente es la "distribución inteligente".

Distribución inteligente

Distribución inteligente implica el rediseño de la infraestructura de suministro y consumo de energía para incorporar los avances modernos en la automatización de la distribución, los sistemas de información del cliente, los equipos electrónicos digitales y la gestión de la distribución.

La distribución inteligente ha alentado a las empresas de servicios públicos a agregar más dispositivos controlados a distancia, como interruptores de desconexión de aire operados por motor, seccionadores (es decir, reconectores (sin reconexión activada), dispositivos de control de tensión de condensador, controladores lógicos programables (PLC) para una restauración del servicio mejorada y varios otros dispositivos de sistemas de energía y programas de software de computadora con tecnología innovadora que permiten la detección rápida de fallas, el aislamiento de equipos fallados, la seccionalización automática y la restauración del servicio que mejora la confiabilidad del servicio. La Figura 9-4 proporciona

una descripción general del equipo de distribución inteligente y la huella de conectividad.

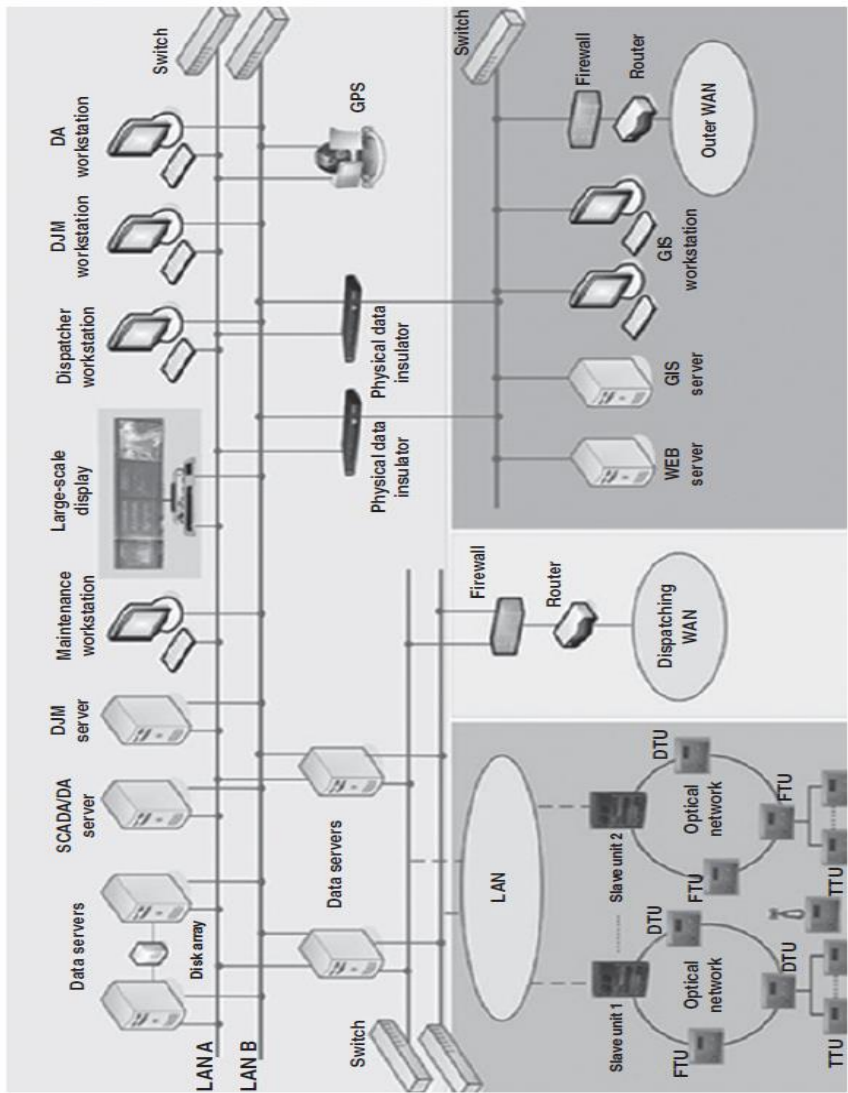


Figura 9-4 Distribución inteligente. Cortesía de NRelectric.com.

La distribución inteligente está mejorando rápidamente la confiabilidad del servicio al cliente al reducir el promedio número de cortes experiencia de los clientes y su promedio duración de la interrupción. Los sistemas avanzados de información al cliente que están conectados a esta modernización de la distribución ofrecen un nivel renovado de calidad de servicio. A continuación se ofrece un resumen de estos nuevos sistemas de automatización y distribución inteligente:

Automatización de distribución

- Conectividad de dispositivos inteligentes (equipos de protección con interfaces digitales)
- Eficiencias de comunicaciones digitales (incorporando Ethernet en subestaciones)
- Mejoras en el rendimiento operativo y la confiabilidad del sistema (restauración más rápida de interrupciones)
- Mejoras empresariales (almacenamiento de datos, informes, alertas, etc.)

Automatización del alimentador

- Mejorar SAIDI, SAIFI, etc. (índices de confiabilidad estándar de la industria)
- Mejora de la calidad de la energía a través de una mejor supervisión con dispositivos de acción automática, como bancos de capacitores conmutados y controles de reguladores.

Sistemas de gestión de distribución

- Sistemas de información del cliente (CIS)
- Sistemas de información geográfica (SIG)
- Sistemas de gestión de interrupciones (OMS)
- Sistemas de gestión de activos (AMS)
- Infraestructura de medición avanzada (AMI)

Avances en operaciones en tiempo real

- Mapeo y procesamiento de topología
- Técnicas integradas de control de tensión de capacitores
- Detección de fallas, aislamiento automático y restauración del servicio

- Análisis del flujo de carga de distribución para una mejor planificación
- Estimación del estado de distribución y predicción de perturbaciones

Avances en la planificación de operaciones fuera de línea

- Estudios de reconfiguración de alimentadores óptimos
- Colocación óptima del condensador
- Perfiles de tensión óptimos

Gestión de cortes

- Detección de fallas, aislamiento y restauración del servicio (FDIR)
- Control integrado Volt-VAR (IVVC)
- Reconfiguración óptima del alimentador (OFR)
- Flujo de potencia de distribución (DPF)

Automatización de clientes

- Infraestructura de medición avanzada que permite comunicaciones bidireccionales entre la empresa de servicios públicos y el consumidor
- Permite EMS doméstico
- Control de electrodomésticos
- Integración de generación de energía renovable pequeña
- Integración de vehículos eléctricos

Telecomunicaciones

Sistemas de telecomunicaciones juegan un papel muy importante en la operación confiable de grandes sistemas de energía eléctrica interconectados. Las redes de datos avanzadas de alta velocidad se utilizan para SCADA, protección de sistemas, medición remota, datos corporativos y comunicaciones de voz. Los equipos modernos como el que se muestra en la Figura 9-5 se utilizan para proporcionar servicios de comunicaciones para centros de llamadas de clientes, operaciones de despacho del centro de servicios, líneas de voz corporativas, líneas privadas del centro de control del sistema, circuitos de comunicaciones directas entre agencias, Canales analógicos de módem, y otros servicios. Las redes de video se utilizan para la vigilancia de seguridad, videoconferencia y

programas de capacitación mejorados.

Estas redes de comunicaciones electrónicas normalmente están diseñadas, construidas y mantenidas por la utilidad eléctrica.



Figura 9-5 Equipo de comunicaciones.

Estas redes de datos, voz y video generalmente se componen de seis tipos distintos de sistemas de comunicaciones, como se indica a continuación:

- Fibra óptica
- Microonda
- Portador de línea eléctrica
- Radio
- Circuitos telefónicos arrendados
- Satélite

Los fundamentos de cada uno de estos sistemas de comunicaciones se analizan a continuación.

Fibra óptica

Los sistemas de comunicación de fibra óptica se están instalando en sistemas de energía eléctrica todos los servicios. La mayoría de las solicitudes son para operaciones eléctricas y se utiliza una cantidad considerable de fibra para productos y servicios al cliente. Además, las fibras están arrendadas a terceros como otra fuente de ingresos a la compañía eléctrica.

En términos generales, un cable de fibra puede tener tan solo 12 soportes de fibra o hasta 400 más hilos de fibra, dependiendo de la necesidad y el

tipo de cable. La foto de la Figura 9-6 muestra el cable estático óptico de arriba (alambre de puesta a tierra óptica, OPGW) enrollado y terminando en una subestación.



Figura 9-6 Fibra óptica de la subestación.

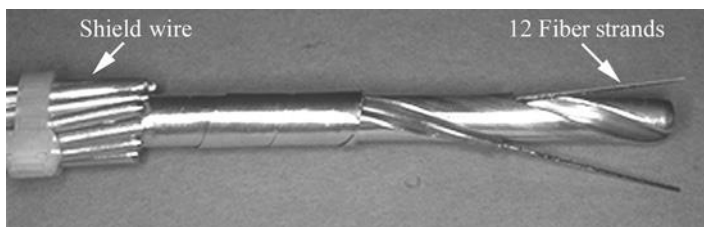


Figura 9-7 OPGW.

El OPGW está conectado (empalmado) a un cable de fibra dieléctrica no conductora que entra en el edificio de control.

La foto en la Figura 9-7 muestra una pieza de OPGW. El rayo no daña las fibras ópticas porque la fibra está hecha de vidrio no conductor. Tenga en cuenta los dos tubos de búfer de 12 cadenas de fibra que están contenidas en el centro de este cable OPGW.

Una fila de fibra está formada por un núcleo de vidrio muy pequeño (aproximadamente 8 micrómetros en diámetros), un revestimiento de vidrio alrededor del núcleo (aproximadamente 125 micrómetros de diámetro) y un recubrimiento de acrílico de codificación de colores

alrededor del revestimiento (aproximadamente 250 micrómetros de diámetro). El recubrimiento de acrílico agrega identificación y protección. Los pulsos de luz se transmiten en un extremo del núcleo de la cadena de fibra y salen del extremo opuesto del núcleo de la cadena de fibra. Los pulsos de luz reflejan la interfaz de superficie entre el núcleo y el revestimiento en función del principio de reflexión de la luz.

El reflejo de la luz es el principio que hace que se vea reflejos de montaña en los lagos tranquilos. Los impulsos de la luz salen del núcleo de la fibra ligeramente más anchos que cuando entraron en la fibra. Cuanto más largo sea la fibra, más amplia se vuelve el pulso de salida. Hay un límite práctico en cuanto a con qué frecuencia los pulsos pueden ingresar a la fibra para que los pulsos de salida resultantes lo hagan

No se superponen, lo que prohíbe la detección precisa de encendido/apagado. Típicamente, las distancias de fibra óptica alcanzan los 100 km sin repetidores. La Figura 9-8 muestra cómo los pulsos entran y salen de una cadena de fibra. La luz debe entrar en el núcleo dentro del ángulo de apertura para permitir que se produzca la reflexión de la luz entre el núcleo y el revestimiento. Las curvas afiladas en la fibra no permiten que ocurran la reflexión de la luz y el resultado de errores de datos.

Las señales de comunicaciones digitales de encendido/apagado electrónico se convierten en pulsos de encendido/apagado con diodos láser de respuesta rápida. El láser se señala en el núcleo de la fibra. En el extremo de recepción, un detector de fotos de respuesta rápida muy sensible transforma los pulsos ópticos de nuevo en pulsos electrónicos para el equipo de comunicaciones para el proceso.

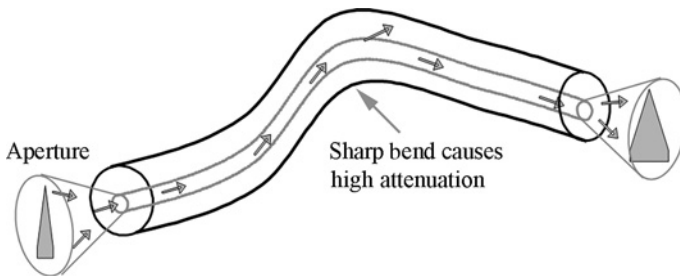


Figura 9-8 Principios de fibra óptica.

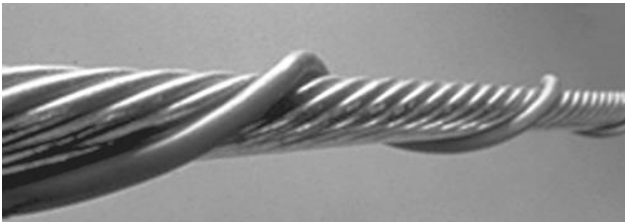


Figura 9-9 Envoltura de fibra.

Los sistemas de fibra realmente funcionan como electrónicos a ópticos y ópticos a los módems electrónicos.

Los cables de fibra se pueden envolver alrededor de los cables estáticos existentes muy fácilmente. Muchas líneas de transmisión existentes incorporan la tecnología de envoltura de fibra, principalmente en los cables de escudo, como se muestra en la Figura 9-9.

En la Figura 9-10 se muestra un gabinete de terminaciones de cable de fibra típico en un edificio de control de subestaciones. Cada hebra tiene un conector de fibra. Las chaquetas gruesas se usan alrededor de cada cadena de fibra para su protección.

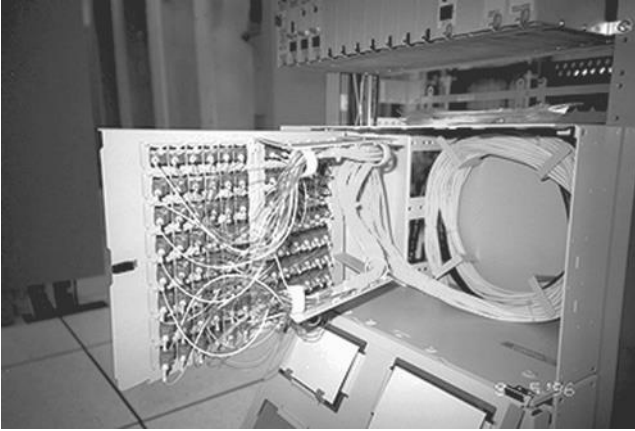


Figura 9-10 Terminación de fibra.

Radio de microondas

Radio de microondas (MW), los sistemas de comunicaciones como los que se muestran en la Figura 9-11 utilizan antenas reflectoras de forma parabólica (llamado platos) para reflejar la energía de radio que sale del bocina de alimentación en un rayo que apunta hacia la antena del receptor MW.



Figura 9-11 Comunicaciones por microondas.

Estas ondas de radio de visión súper de alta frecuencia (SHF) viajan a través del aire cerca de la velocidad de la luz. La antena receptora en el extremo opuesto de la ruta de radio refleja la energía en otro Feed horn, donde la guía de onda transporta la energía de radio al receptor de comunicaciones. La naturaleza de la energía de microondas permite el uso de guías de ondas rectangulares estrechas para transportar la energía de radio SHF entre el equipo de radio y las antenas parabólicas. Estos sistemas de comunicaciones por microondas de punto a punto pueden abarcar distancias de hasta unos 100 km sin repetidores y pueden comunicar señales de datos, voz y vídeo analógicos o digitales.

El dibujo en la Figura 9-12 muestra cómo las señales de radio SHF rebotan las antenas de plato reflector y viajan las guías de onda hacia el equipo de radio. La radio de microondas en ambos extremos tiene receptores y transmisores. Los sistemas operan en dos frecuencias diferentes para que la comunicación simultánea de dos vías sea posible.

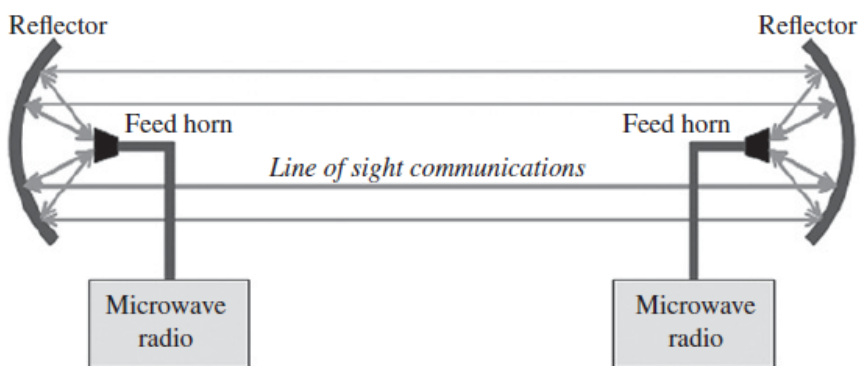


Figura 9-12 Sistemas de microondas.

Portador de línea eléctrica

Sistemas portadores de líneas eléctricas (PLC) funcionan superponiendo una señal de radio de alta frecuencia (150–300 kHz) a una línea eléctrica de baja frecuencia existente (50/60 Hz). Estos sistemas son punto a punto (es decir, subestación a subestación). Ofrecen velocidades de datos lentas en comparación con los sistemas de fibra o microondas. Los sistemas PLC como el que se muestra en la Figura 9-13 han estado en funcionamiento durante muchas décadas y varios sistemas todavía están en servicio en la actualidad.

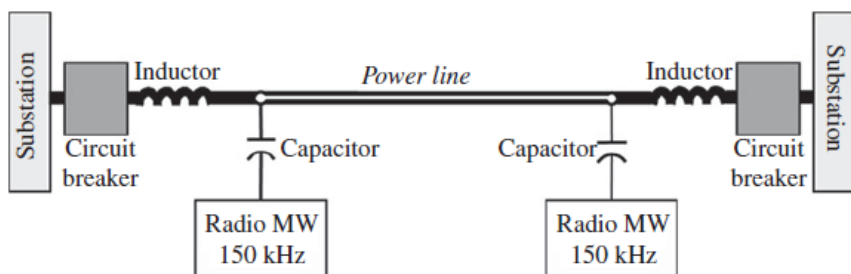


Figura 9-13 Portador de línea eléctrica.

La ruta de comunicación es típicamente la fase central de la línea de transmisión trifásica.

Con referencia a la Figura 9-14, la teoría de la operación tiene en cuenta el hecho de que las señales de radio de alta frecuencia pasan fácilmente a través de los condensadores todavía están bloqueados o severamente atenuado por inductores o bobinas. Mientras que las señales de baja frecuencia son todo lo contrario, pasan fácilmente a través de inductores pero son bloqueadas por capacitores. El siguiente dibujo muestra cómo se ubica el equipo en una línea eléctrica entre subestaciones.

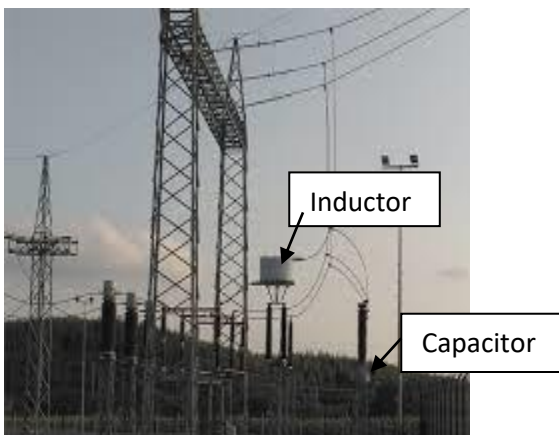


Figura 9-14 Sistema PLC.

Los inductores a veces se llaman trampas de línea o trampas de ondas y los capacitores se llaman capacitores de acoplamiento. Tener en cuenta que las comunicaciones por radio se producen entre las bobinas y los interruptores. Por lo tanto, una falla en la línea que dispara los interruptores aún habilita las comunicaciones (a menos que se corte la línea).

Hay algunos inconvenientes en esta tecnología PLC más antigua, como los transformadores que atenúan severamente las señales del PLC, las condiciones climáticas de nieve y lluvia pueden causar altos niveles de ruido y un alto nivel de ruido causa errores de datos. Por lo tanto, el PLC tiene limitaciones de ancho de banda cuando se usa para Internet u otros servicios de comunicaciones de alta velocidad.

Comunicaciones por radio

Sistemas de direcciones múltiples (MAS) son redes punto a multipunto (P-MP) que generalmente se configuran en una arquitectura en "Wye". Se comunican con varias estaciones de radio remotas fijas, una a la vez. En cada área, una estación "maestra" se comunica con múltiples RTU, generalmente en el espectro de radiofrecuencia de 450, 900 o 1400 MHz (denominada banda de frecuencia ultra alta o "UHF"). Los sistemas MAS pueden diseñarse para uso con licencia o sin licencia, que generalmente se decide en función de la criticidad del equipo que se va a controlar o monitorear.

Punto a punto (PP) y punto a multipunto (Los sistemas de comunicaciones por radio P-MP) son utilizados por empresas eléctricas por muchas razones. Los sistemas P-MP se usan comúnmente para proporcionar servicios de comunicaciones de

datos SCADA entre los centros de control del sistema y las unidades terminales remotas SCADA, generalmente cuando la fibra óptica o la radio de microondas son demasiado costosas. Los sistemas de radio P-MP también se utilizan como sistemas de estaciones base para comunicarse con los equipos de campo. Tener en cuenta que los sistemas de radio PP portátiles se utilizan para comunicaciones de voz, pero están siendo reemplazados rápidamente por sistemas de tecnología de telefonía celular.

La forma más común de comunicaciones que se utiliza para la automatización de la distribución, SCADA y las comunicaciones del alimentador de distribución son las comunicaciones inalámbricas UHF con licencia o sin licencia.

Comunicaciones de cobre

Las empresas eléctricas podrían utilizar cobre de par trenzado sistemas de comunicaciones entre subestaciones para aplicaciones de relés de protección.

Básicamente, existen dos escenarios de propiedad involucrados en los sistemas de comunicaciones de cobre; la empresa de servicios públicos puede ser propietaria de los cables de cobre o los circuitos de cobre se alquilan a un tercero, como la compañía telefónica local. Los circuitos arrendados se utilizan cuando hay aplicaciones de baja prioridad, como voz, medición remota y control de carga interrumpible. Considerando que, los circuitos arrendados no se utilizan normalmente para circuitos de datos de alta confiabilidad, como SCADA o protección del sistema. Las empresas eléctricas prefieren utilizar circuitos de cables de cobre internos de propiedad privada para las comunicaciones de datos críticos, ya que tienen el control total del mantenimiento de emergencia y los problemas de confiabilidad.

Comunicaciones por satélite

Comunicaciones por satélite se utilizan en sistemas de energía eléctrica para aplicaciones que pueden tolerar los tiempos de retardo inherentes de 2 segundos. Por ejemplo, la lectura de contadores y el monitoreo de información remota funcionan bien con las comunicaciones por satélite. Las aplicaciones de relés de protección de alta velocidad no son un buen augurio para las comunicaciones por satélite porque el retardo de tiempo inherente es intolerable. Además, las comunicaciones de voz por satélite tienen pausas que pueden degradar la calidad del servicio.

SISTEMAS DE COMUNICACIONES DE UTILIDAD

La mayoría de las empresas eléctricas utilizan una combinación de los sistemas de comunicaciones descritos anteriormente. Los canales de comunicación utilizados por las empresas de servicios públicos pueden ser proporcionados por la propia empresa de servicios públicos o alquilarse a través de proveedores de servicios de comunicaciones de terceros. Por lo general, las empresas de servicios públicos poseen sus sistemas de comunicaciones para tener un mejor control sobre la respuesta de reparación y el mantenimiento preventivo, ya que esta función es muy crítica, especialmente cuando se usa para relés de protección, centros de control de sistemas y aplicaciones corporativas especiales/seguras de voz y datos.

Los equipos de comunicación utilizados en el sistema de la red de energía eléctrica deben poder brindar servicio a varias aplicaciones, como SCADA, relés de protección, comunicaciones corporativas, automatización de distribución, servicios de información al cliente y más. Los componentes utilizados en los sistemas de comunicaciones de las empresas de energía modernas incluyen interfaces digitales para dispositivos electrónicos inteligentes (IED), controladores lógicos programables (PLC), sistemas de monitoreo de área amplia (WAMS), equipos de redes inteligentes (SG), además de relés de protección y registradores de secuencia de eventos. , Sincronización de tiempo GPS, PMU, servidores de monitoreo de estado y convertidores analógico-digitales (unidades de fusión). La demanda y la confiabilidad que tienen las empresas de servicios públicos en la infraestructura y las interfaces de telecomunicaciones modernas aumentan a diario.

La Figura 9-15 muestra la sofisticación de un sistema

moderno de comunicaciones de una empresa de energía. La integración y conectividad de todas las nuevas tecnologías de gestión y operaciones de redes inteligentes en los elementos esenciales de comunicaciones existentes del SCADA, EMS y relés de protección muestra la creciente necesidad de sistemas de telecomunicaciones de servicios públicos elaborados, confiables, confiables y seguros.

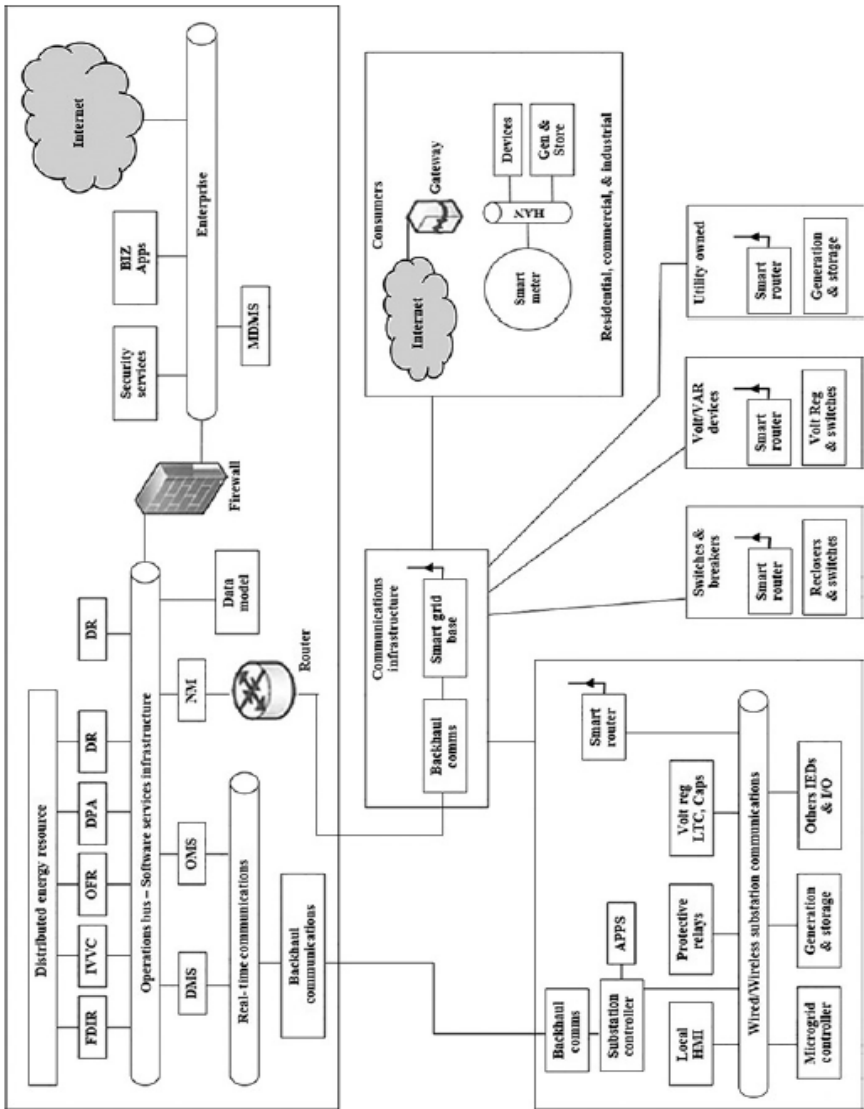


Figura 9-15 Gestión de distribución. Cortesía de John McDonald y Mini Thomas (redibujado).

CAPÍTULO 10

PROTECCIÓN PERSONAL (SEGURIDAD)

OBJETIVOS DEL CAPÍTULO

Después de completar este capítulo, se podrá:

- ☐ - Analizar el "Equipo de protección personal" que se utiliza para la seguridad en los sistemas de energía eléctrica.
- ☐ - Explicar la vulnerabilidad humana a la electricidad.
- ☐ - Explicar cómo uno puede estar seguro por "Aislamiento" o "Equipotencial"
- ☐ - Discutir el “Aumento de la tensión de puesta a tierra” y las tensiones asociadas de “Contacto” y “Paso”.
- ☐ - Discutir cómo las líneas "energizadas" o "desenergizadas y conectadas a tierra" brindan entornos de trabajo seguros para los trabajadores de campo
- ☐ - Discutir los "peligros para la seguridad" en el hogar.

SEGURIDAD ELECTRICA

Los principales problemas relacionados con seguridad eléctrica son la naturaleza invisible de las situaciones peligrosas y el elemento sorpresa. Uno tiene que anticipar, visualizar y planificar con anticipación lo inesperado y seguir todas las reglas de seguridad adecuadas antes de un accidente para ganar confianza en trabajar con electricidad. Aquellos que tienen experiencia en seguridad eléctrica deben respetar y planificar lo inesperado. Hay varias metodologías y equipos de protección personal (EPP) disponibles que hacen que las condiciones de trabajo alrededor de los equipos eléctricos sean seguras. Las metodologías comunes y los equipos de seguridad

se explican en este capítulo. También se discuten las teorías detrás de esas metodologías. Tener un buen conocimiento fundamental de los principios de seguridad eléctrica es muy importante y eficaz para reconocer y evitar posibles peligros eléctricos.

Hay dos aspectos de la seguridad eléctrica que se tratan en este capítulo; descarga eléctrica o el flujo de corriente a través del cuerpo y arco eléctrico o quemarse por el calor creado por un arco eléctrico cuando ocurre una falla en el equipo. En primer lugar, se analiza la protección contra descargas eléctricas.

PROTECCIÓN PERSONAL

Protección personal se refiere al uso de ropa adecuada, artículos de caucho aislante u otras herramientas de seguridad que brinden aislamiento eléctrico de una descarga eléctrica. Otra forma de protección personal es la aplicación de principio equipotencial, donde todo lo que uno entra en contacto tiene la misma tensión. La corriente eléctrica no puede circular si existe equipotencial. De cualquier manera, utilizando equipo de protección personal aislante (EPI) o trabajando en una zona de equipotencial son métodos conocidos para una seguridad eléctrica confiable.

Vulnerabilidad humana a la corriente eléctrica

Antes de discutir la protección personal en mayor detalle, es útil comprender la vulnerabilidad humana a la corriente eléctrica. El nivel de corriente que circula a través del cuerpo determina la gravedad de la situación. Tener en cuenta que la atención se centra en el flujo de corriente a través del cuerpo opuesto a la tensión. Sí, una persona puede tocar una tensión, crear un camino para que circule la corriente y experimentar un impacto, pero es la corriente que circula a través del cuerpo la que causa los problemas.

Las pruebas realizadas a principios de la década de 1950 mostraron que un rango de aproximadamente 1 a 2 mA (0,001 a 0,002 A) de flujo de corriente a través del cuerpo humano se considera el umbral de sensibilidad. Tan solo 16 mA (0,016 A) pueden provocar la pérdida del control muscular (bloqueo). Tan solo 23 mA (0.023 A) pueden causar dificultad para respirar y 50 mA pueden causar quemaduras severas. Estos niveles de corriente son bastante pequeños en comparación con la carga eléctrica doméstica normal. Por ejemplo, una bombilla de 60 W

consume 500 mA de corriente a pleno brillo con una tensión nominal de 120 (220) V.

El residencial interruptor de circuito de falla a tierra (GFCI) como los que se usan en los baños (discutidos anteriormente) abren el circuito si la corriente diferencial alcanza aproximadamente 5.0 mA (0.005 A). El GFCI abre el interruptor antes de que se permita que niveles de corriente peligrosos circulen a través del cuerpo humano. La conclusión es que los seres humanos son muy vulnerables a corrientes eléctricas relativamente pequeñas.

Principios de seguridad de "aislamiento"

Una persona puede estar a salvo de los peligros eléctricos mediante el uso de productos aislantes de caucho adecuados, como guantes, zapatos, mantas y tapetes. Los productos de caucho adecuados permiten aislar a una persona de tensiones de contacto y paso eso de otra manera sería peligroso. (Tener en cuenta que las tensiones de contacto y paso se analizan con más detalle más adelante en este capítulo). Las empresas de servicios eléctricos prueban sus artículos de caucho con frecuencia para asegurarse de que se brinden condiciones de trabajo seguras.

Guantes de goma se utilizan habitualmente cuando se trabaja en equipos de alta tensión desenergizados por si acaso se energiza accidentalmente. Los guantes de goma también se utilizan para el mantenimiento de la línea directa a niveles de tensión de distribución únicamente. La Figura 10-1 muestra los revestimientos interiores de algodón, el guante de goma aislado y el guante protector de cuero que se utilizan en el mantenimiento típico de líneas vivas en los sistemas de distribución o para proteger contra la activación accidental.



Figura 10-1 Guantes de goma.

La Figura 10-2 muestra alta tensión botas aisladas. La Figura 10-3 muestra típicas mantas y esteras aislantes de alta tensión. Cada compañía eléctrica tiene procedimientos de seguridad

extensos y muy detallados con respecto al uso adecuado de artículos de caucho y otras herramientas, y equipos relacionados con la seguridad. El cumplimiento de estas estrictas reglas de seguridad y procedimientos de prueba de equipos asegura que los trabajadores estén seguros. Además, las empresas eléctricas dedican un tiempo generoso a capacitar a los trabajadores para la seguridad en el trabajo, especialmente cuando se trata de actividades de líneas energizadas.



Figura 10-2 Botas aisladas.



Figura 10-3 Mantas y estereras de goma.

Principios de seguridad "equipotencial".

Las subestaciones se construyen con una gran cantidad de conductores de cobre desnudos y barras de puesta a tierra conectadas entre sí y enterradas alrededor de 18-26 pulgadas debajo de la superficie. Cercas de metal, tanques de equipos principales, acero estructural y todos los demás objetos metálicos

que requieren una referencia de puesta a tierra eléctrica están todos conectados a los conductores de cobre enterrados. Este elaborado sistema interconectado de metales conductores forma lo que se conoce como la malla de puesta a tierra de la estación.

Los tanques de los equipos principales, el acero estructural y todos los demás objetos metálicos que requieren una referencia de puesta a tierra eléctrica están conectados a los conductores de cobre enterrados. Este elaborado sistema interconectado de metales conductores forma lo que se conoce como la estación malla de puesta a tierra.

Esta malla elaborada de puesta a tierra proporciona un entorno de trabajo seguro que a veces se denomina puesta a tierra equipotencial. Por lo general, se entierra un conductor de cobre fuera del perímetro de la cerca (aproximadamente a 3 pies de la cerca) para extender la malla de puesta a tierra para mayor seguridad. Por lo general, se colocan de 2 a 4 pulgadas de grava limpia sobre el suelo de la subestación para que sirva como aislamiento adicional del flujo de corriente y los perfiles de tensión que podrían existir en los suelos durante las condiciones de falla. La Figura 10-4 muestra el concepto de malla de puesta a tierra.

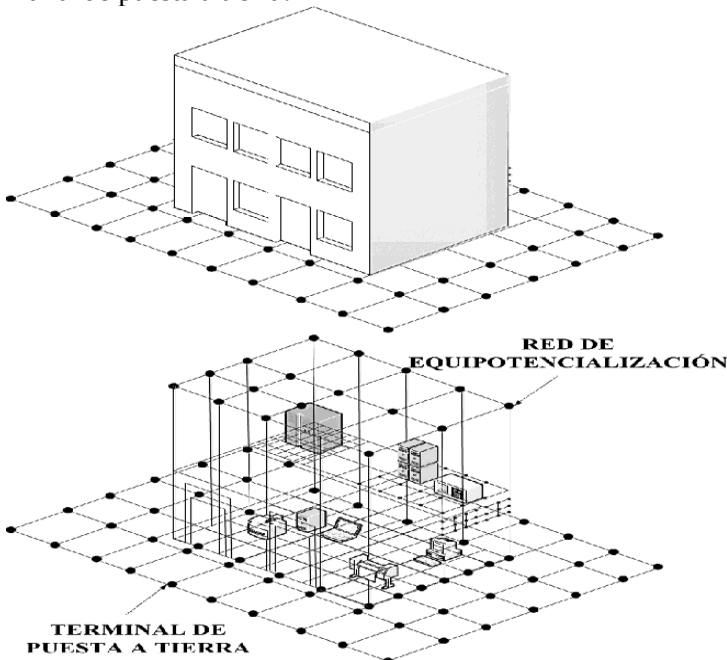


Figura 10-4 Malla de puesta a tierra de la subestación.

Hay dos razones principales para tener un sistema de puesta a tierra efectivo; Primero, para proporcionar una trayectoria a tierra altamente efectiva a través del suelo de puesta a tierra para la corriente de falla para que circule hacia la fuente para que se dispare a los interruptores de circuitos (es decir, protección del sistema). En segundo lugar, los motivos efectivos proporcionan una zona equipotencial para entornos de trabajo seguros (es decir, protección del personal). La malla de puesta a tierra efectiva provoca que las altas corrientes de fallas tripeen más rápido los interruptores. La zona de equipotencial minimiza el riesgo de que alguien experimente un flujo de corriente durante un rayo o una falla de energía. Teóricamente, todo lo que una persona toca en una zona de equipotencial tiene la misma tensión y, por lo tanto, no circula corriente a través de la persona. Como ejemplo, suponga que está en un avión volando sobre la tierra a 30.000 pies. Todo dentro del avión parece normal. Lo mismo ocurre en una subestación correctamente diseñada cuando ocurre un aumento de la tensión de puesta a tierra.

Aumento de la tensión de puesta a tierra

Cuando se produce una falla en un sistema de potencia, se produce una condición de aumento de tensión de tierra (GPR), donde se producen altas corrientes que circulan por Tierra y que crea un perfil de tensión en la superficie de la Tierra. Este perfil de tensión se descompone exponencialmente hacia afuera desde la ubicación de fallas, como se muestra en las Figuras 10-5 y 10-6. Esta condición de GPR puede causar peligrosos contactos y tensiones de paso.

Los siguientes dibujos muestran las tensiones GPR, contacto y paso.

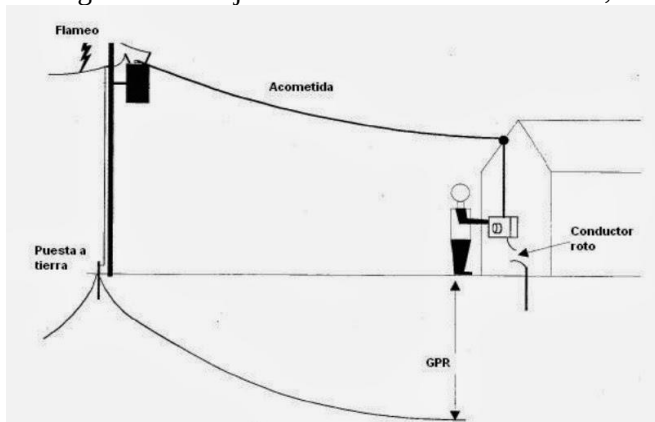


Figura 10-5 Aumento de la tensión de puesta a tierra de la subestación.

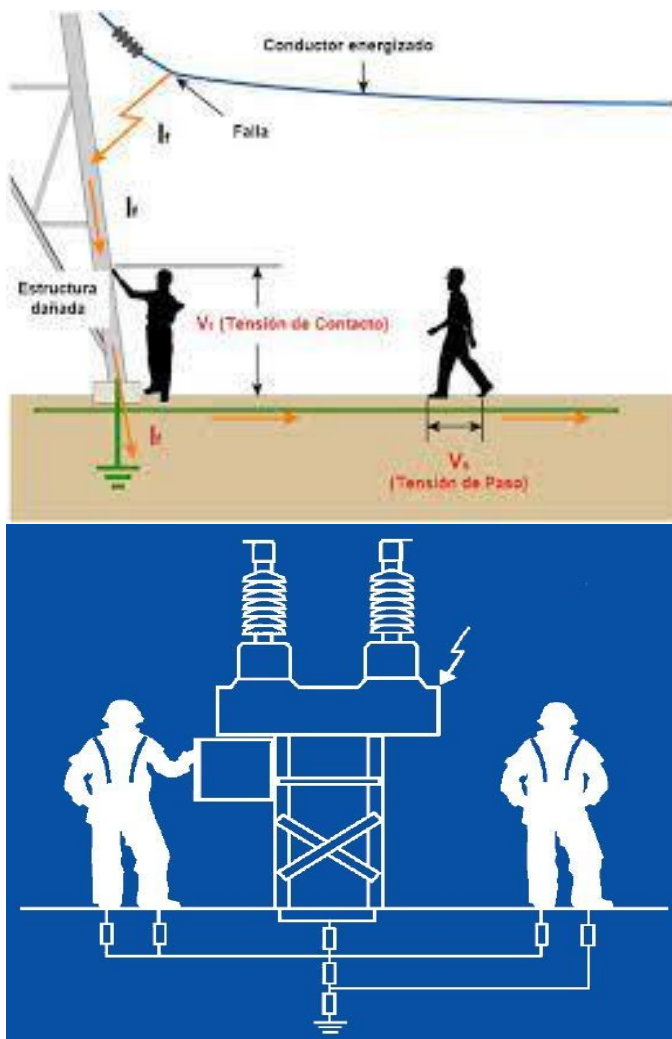


Figura 10-6 Contacto y paso alrededor de estructuras.

Tensiones de contacto y paso

Durante un rayo o un evento de falla de energía en una subestación, toda la subestación se eleva a una tensión alta y cualquier persona que se encuentre en la red de puesta a tierra durante ese evento no debe experimentar ningún contacto o tensión de paso debido a la conexión a tierra equipotencial. Tensión de contacto es la diferencia entre la magnitud de la tensión de una persona (o animal) que toca un objeto y la magnitud de la tensión a los pies de la persona. La tensión de

contacto también puede ser la diferencia de tensión entre dos tensiones (es decir, mano a mano). Tensión de paso es la diferencia de tensión entre los pies de una persona (o animal). Los zapatos, guantes y otras prendas de vestir ayudan a aislar a una persona de las tensiones de contacto y paso. Los productos de seguridad de caucho (PPE) aprobados, probados y usados adecuadamente brindan aislamiento de las tensiones de contacto y tensiones de paso peligrosas.

Trabajar la transmisión de forma segura

Los equipos de construcción y mantenimiento trabajan en líneas eléctricas en condiciones de poca energía y sin energía. De cualquier manera, precauciones de seguridad especiales son obligatorias. Todas las precauciones de seguridad se remontan a los principios básicos de estar completamente aislado de descargas eléctricas o estar en una zona de equipotencial. Hay que planificar la posibilidad de que una línea desenergizada se energice accidentalmente sin previo aviso. A continuación se muestran ejemplos de diferentes formas de trabajar en líneas eléctricas de forma segura.

Equipo energizado

Hay varias formas de trabajar en líneas eléctricas energizadas de manera segura; Los camiones con cangilones aislados, el uso de varillas calientes no conductoras de fibra de vidrio y el mantenimiento de líneas vivas con las manos desnudas son los medios más comunes.

Camiones con grúas aisladas Trabajar con camiones de cubo aislados es una forma de trabajar en líneas que están energizadas o desenergizadas.

Dependiendo de la tensión del sistema en el que se esté trabajando, se pueden usar guantes de goma, varillas calientes de fibra de vidrio o métodos con las manos desnudas de línea viva de manera segura trabajando con camiones aislados. La Figura 10-7 muestra el uso de un camión aislado.



Compañía canadiense aplicando brazo aislado en grúa no aislada para el cambio de poste o cruceta.



Figura 10-7 Grúas aisladas.

Mantenimiento de la línea viva de Hot Stick El trabajo se puede realizar cuando las líneas se energizan con varillas calientes. La Figura 10-8 muestra a los trabajadores que utilizan palos calientes de fibra de vidrio para realizar mantenimiento.



Figura 10-8. Mantenimiento de la línea viva

Mantenimiento de la línea viva con la mano descubierta

Se puede colocar a una persona en un traje conductor y tocar las tensiones de transmisión energizados como se muestra en la Figura 10-9 siempre que no entren en contacto con objetos conectados a tierra.

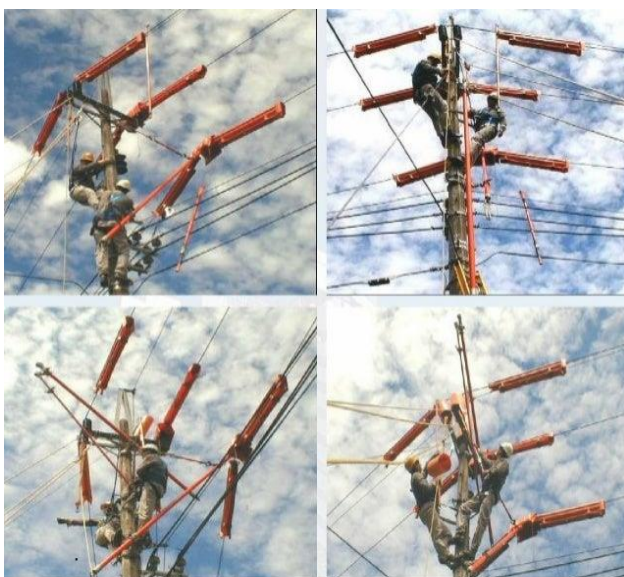


Figura 10-9. Mantenimiento de línea viva a mano alzada.

Esto es como un pájaro posado en el alambre. El traje conductor establece una zona equipotencial y así elimina el flujo de corriente dentro del traje o cuerpo humano. Dado que todo lo que la persona toca tiene el mismo potencial, no circula corriente a través del cuerpo y la persona está a salvo de una descarga eléctrica.

Equipo desenergizado y conectado a tierra

Durante condiciones sin energía, los trabajadores aplican puentes de puesta a tierra para evitar tensiones peligrosas, en caso de que la línea se energice accidentalmente. El equipo de puesta a tierra tiene dos propósitos:

1. La puesta a tierra establece una zona segura de equipotencial similar a las subestaciones.
2. Proporciona un entorno seguro contra las "tensiones de contactores".
3. La conexión a tierra ayuda a disparar los interruptores más rápido, en caso de que la línea se energice accidentalmente.

La Figura 10-10 muestra varios puentes en un bastidor esperando ser utilizados en una línea eléctrica o subestación.



Figura 10-10 Puentes de puesta a tierra.

Seguridad en el trabajo de distribución

Similar al trabajo de líneas de transmisión, los equipos de líneas de distribución también trabajan en condiciones de poca energía o sin energía. Los procedimientos especiales de seguridad son obligatorios en cualquier situación. Los equipos de líneas de distribución trabajan en líneas energizadas (normalmente por debajo de 34 kV) utilizando equipo de aislamiento de caucho (PPE) (es decir, guantes y mantas de goma) generalmente para tensiones inferiores a 34 kV. La Figura 10-11 muestra las actividades de mantenimiento de línea viva en los sistemas de distribución. Las líneas de trabajo desenergizadas requieren "puentes de puesta a tierra" como se discutió anteriormente.



Figura 10-11 Mantenimiento de Distribución.

Switching

Switching o conmutación es el término usado para cambiar la configuración del sistema eléctrico o para proporcionar aislamiento para actividades de trabajo seguras en equipos, como el mantenimiento.

Se requiere conmutación para abrir o cerrar los interruptores de desconexión, los interruptores automáticos, etc. para el mantenimiento planificado, la restauración de emergencia, la transferencia de carga y el aislamiento del equipo. La Figura 10-12 muestra un evento de conmutación en una subestación energizada.



Figura 10-12 Mantenimiento de Subestaciones en vivo.

La conmutación requiere un control cuidadoso de todo el personal y el equipo involucrado. Esto generalmente requiere la comunicación de radio, teléfono o visual en todo momento por seguridad. También se requieren procedimientos detallados de etiquetado de radio y equipos, para ayudar a evitar que otros interfieran con las actividades laborales. La conmutación puede consumir mucho tiempo debido a la naturaleza repetitiva de la comunicación de las órdenes de cambio.

ARCO ELÉCTRICO

Eléctrico arco eléctrico Los peligros son riesgos graves para la seguridad de los trabajadores. En promedio, todos los días en los Estados Unidos, de cinco a diez personas son enviadas a unidades especiales de quemado debido a quemaduras por arco eléctrico. La Asociación Nacional de Prevención de Incendios (NFPA) publicó NFPA 70E®, el estándar de seguridad eléctrica en el lugar de trabajo®, con el fin de documentar los requisitos de seguridad eléctrica relacionados con la seguridad del arco eléctrico. 70E® define reglas específicas para determinar la categoría de peligros eléctricos y el PPE requerido para el personal que trabaja en zonas o límites de peligro

definidos y marcados. OSHA hace cumplir los requisitos de arco eléctrico de la NFPA bajo su “regla general” de que se debe mantener un lugar de trabajo seguro. Estas regulaciones están obligando a los empleadores a revisar y modificar sus sistemas eléctricos y procedimientos de trabajo para reducir el peligro de arco eléctrico y mejorar la conciencia y seguridad de los trabajadores.

Las regulaciones y estándares de la industria ahora requieren que el propietario del equipo eléctrico haga lo siguiente:

- Evaluar si existen peligros de arco eléctrico
- Calcule la energía liberada por el arco, si está presente
- Determine los límites de protección contra flash
- Proporcionar el equipo de protección personal adecuado para el personal que trabaja dentro del límite de protección contra descargas eléctricas.
- Proporcionar un programa de seguridad y capacitación con responsabilidades claras.
- Herramientas adecuadas, además del EPI para un lugar de trabajo seguro
- Etiquetas del equipo que indiquen la distancia de protección mínima, el nivel de energía incidente y el equipo de protección personal requerido para esa ubicación

Los empleados también tienen la obligación de garantizar la seguridad ante arcos eléctricos. Deben seguir los requerimientos del etiquetado de arco eléctrico usando el PPE adecuado y las herramientas de seguridad adecuadas proporcionadas por su empleador. Además, no deben trabajar en o cerca de circuitos o equipos eléctricos a menos que sean trabajadores "calificados".

Acerca del Arco

Un flash de arco es la luz y el calor producido a partir de un arco eléctrico cuando se suministra con suficiente energía eléctrica que puede causar daños sustanciales, daños, incendios y/o lesiones graves. Los arcos eléctricos, cuando se controlan, producen una luz muy brillante y cuando se controlan, se pueden usar en lámparas de arco (que tienen electrodos), para soldadura, corte de plasma y otras aplicaciones industriales.

Cuando un arco incontrolado se forma a altos voltajes, los flashes de arco pueden producir ruidos ensordecedores, fuerzas supersónicas que conmueven, temperaturas mucho mayores que la superficie del sol, y una intensa radiación de alta energía capaz de vaporizar materiales cercanos. Las temperaturas de la descarga de arco pueden alcanzar o

exceder los 35,000°C (19,400°C) en los terminales del arco. El resultado del evento violento puede causar la destrucción de equipos, incendios y lesiones, no solo a un trabajador eléctrico, sino también a los transeúntes. La Figura 10-13 muestra lo que sucede después de un evento de arc-flash.



Figura 10-13 Arco eléctrico.

Categorías de peligro

NFPA 70E® incluye categorías de peligro que toman en cuenta los factores de vulnerabilidad humana y la capacidad de la ropa de EPP disponible que se utiliza para proteger a las personas que están expuestas a incidentes de arco eléctrico. Calorías/cm² es la referencia utilizada en los criterios de arco eléctrico. Una caloría/cm² puede ser igual a sostener el dedo sobre la punta de la llama de un encendedor de cigarrillos durante un segundo. Específicamente, una caloría es la cantidad de calor necesaria para elevar la temperatura de un gramo de agua en 1°C. Además, la energía térmica se mide en calorías/cm². Una quemadura de segundo grado requiere aproximadamente 1,2 cal/cm² durante más de un segundo.

A continuación se muestran las categorías utilizadas en las reglas y regulaciones de arco eléctrico. Estas categorías corresponden a los PPE requeridos.

- ✓ Categoría 0: hasta 1,2 cal/cm²
- ✓ Categoría 1: 1,2–4 cal/cm²
- ✓ Categoría 2: 4,1 a 8 cal/cm²
- ✓ Categoría 3: 8,1–25 cal/cm²
- ✓ Categoría 4: 25,1–40 cal/cm²

✓ Más de 40 cal/cm²: Riesgo inaceptable

Ropa y equipo de protección

Equipo de protección personal (PPE) es el término común que se usa para la ropa y el equipo para proteger a los trabajadores eléctricos que realizan actividades en o cerca de equipos energizados de alta tensión. En el caso de exposición a peligros de arco eléctrico y dependiendo de la categoría de riesgo de peligro (definida por NFPA), el PPE se compone principalmente de ropa ignífuga (FR). La ropa ignífuga es el EPP más común y aceptado por la industria para proteger el cuerpo de las quemaduras causadas por las llamas. Sin embargo, no está diseñado para aislar al trabajador del contacto eléctrico. La característica beneficiosa de la ropa ignífuga es que no continuará ardiendo por sí sola cuando se retire una fuente de llama. Esta protección se logra tratando la tela de fibra con algodones mezclados “modacrílicos” retardadores de llama.

La Tabla 10-1 muestra el PPE ignífugo requerido para las diversas categorías de peligro /riesgo.

TABLA 10-1 Vestimenta ignífuga requerida

Categoría del riesgo	Equipos de protección	
0	Camiseta de manga larga de fibras naturales Pantalones largos de fibras naturales Gafas de seguridad Protección auditiva Guantes de piel	
1 (4 cal/cm ²)	Camiseta de manga larga resistente al arco Pantalones largos resistentes al arco o buzo resistente al arco Casco con pantalla facial resistente al arco Gafas de seguridad Protección auditiva Guantes de piel y guantes aislantes	
2 (8 cal/cm ²)	Camiseta de manga larga resistente al arco Pantalones largos resistentes al arco o buzo resistente al arco Casco con pantalla facial y pasamontañas o capucha resistente al arco Gafas de seguridad Protección auditiva Guantes de piel y guantes aislantes	
3 (25 cal/cm ²)	Camiseta de manga larga resistente al arco Pantalones largos resistentes al arco o buzo resistente al arco Capucha resistente al arco Gafas de seguridad Protección auditiva Guantes de piel y guantes aislantes Calzado de piel	
4 (40 cal/cm ²)	Camiseta de manga larga resistente al arco Pantalones largos resistentes al arco o buzo resistente al arco Capucha resistente al arco Gafas de seguridad Protección auditiva Guantes de piel y guantes aislantes Calzado de piel	

En la mayoría de las aplicaciones, la ropa y el PPE deben tener clasificación FR o de arco eléctrico. El trabajador eléctrico nunca debe usar materiales como nailon y poliéster que puedan derretirse y pegarse a la piel. Tener en cuenta que la ropa interior sin clasificación FR puede incendiarse incluso cuando la ropa con clasificación de arco se usa por encima y sobrevive a un arco eléctrico.

Aunque algunas de estas prendas y equipos parecen ser voluminosos, restrictivos y engorrosos, los fabricantes se esfuerzan por agregar flexibilidad, ligereza y durabilidad a sus prendas ignífugas mientras cumplen con los estrictos requisitos de arco eléctrico. La Figura 10-14 muestra la ropa necesaria para la energía de Categoría 4.



Figura 10-14 Ropa de arco eléctrico.

La clasificación de arco del material FR es la máxima resistencia a la energía incidente demostrada por un material antes de romperse (un agujero en el material) o pasar y causar una quemadura de segundo o tercer grado con un 50% de probabilidad.

La clasificación del arco se expresa normalmente en cal/cm² (o pequeñas calorías de energía térmica por centímetro cuadrado).

Categoría	Nivel de energía	Descripción de la ropa
0	N/A	Materiales no fundentes, inflamables (algodón, lana, seda, etc.)
1	5 cal/cm ²	Camisa y pantalones u overol RLL.
2	8 cal/cm ²	Ropa interior de algodón + camisa y pantalón RLL.
3	25 cal/cm ²	Ropa interior de algodón + camisa RLL y pantalones RLL + overol RLL o ropa interior de algodón + dos overoles RLL (2 ó 3).
4	40 cal/cm ²	Ropa interior de algodón + camisa RLL y pantalones RLL + vestido de arco multi-capas (3 o más).

Las pruebas para determinar la clasificación del arco se definen en la Especificación de desempeño estándar ASTM F1506 para materiales textiles resistentes a las llamas para usar ropa para uso de trabajadores eléctricos expuestos a un arco

eléctrico momentáneo y peligros térmicos relacionados.

Límites de aproximación

Según las categorías de peligro indicadas anteriormente y las capacidades retardantes de llama del PPE, NFPA 70E® también estipula cuatro límites de aproximación de arco eléctrico que deben ser conocidos y observados. La Figura 10-15 muestra estos límites de aproximación.

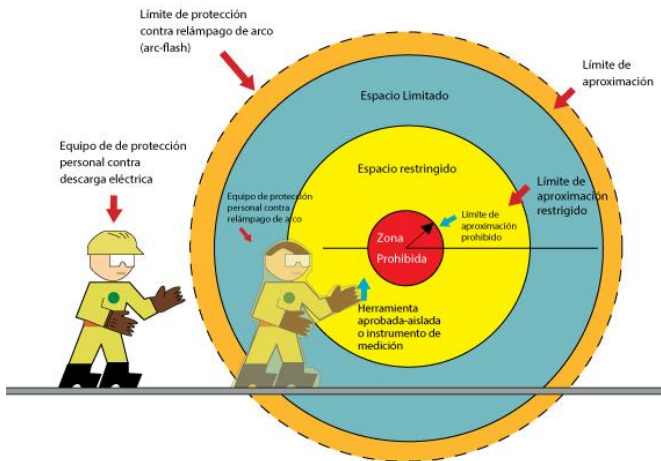


Figura 10-15 Límites de arco eléctrico.

- *Límite de protección de descarga* (límite exterior) es donde un trabajador está expuesto a una quemadura de segundo grado curable si está fuera de este límite.
- *Límite de aproximación limitado* es el área más cercana a la que una persona no calificada puede pararse de manera segura. Todavía requiere PPE. Una persona debe estar calificada para acercarse más.
- *Límite de aproximación restringido* es lo más cerca que puede estar una persona calificada, siempre que tenga un plan aprobado para el trabajo a realizar y debe ser absolutamente necesario trabajar en esta área.
- *Límite de aproximación prohibido* (límite interior) se considera lo mismo que hacer contacto con la parte energizada. Requiere persona calificada con entrenamiento específico para trabajar en conductores energizados, PPE apropiado y plan documentado con justificación.

Como se puede ver, los trabajadores eléctricos deben

trabajar de manera segura utilizando el equipo de protección personal adecuado para los riesgos de contacto eléctrico y arco eléctrico. Todas las industrias tienen sus peligros; la industria eléctrica tiene estas dos preocupaciones. La capacitación adecuada, el equipo de seguridad y la comprensión adecuada de los peligros antes de que ocurra un contacto vivo o un arco eléctrico brindan a los trabajadores eléctricos la conciencia de la situación, las herramientas y la garantía de que se brinda un entorno de trabajo seguro.

SEGURIDAD ELÉCTRICA EN TODO EL HOGAR

La Seguridad del hogar también implica la conciencia de las tensiones de contacto y paso, y también el arco eléctrico. Ya sea que uno esté expuesto a un contacto peligroso o tensión de paso en una subestación o en el hogar, existen las mismas circunstancias y son necesarias las mismas precauciones. Tan pronto como el aislamiento alrededor de los cables energizados se ve comprometidos, pueden existir tensiones de paso y contacto peligrosos, además de que puede ocurrir un evento de arco eléctrico cuando los conductores aislados deshilachados se tocan.

Por ejemplo, los cables de extensión gastados pueden tener conductores expuestos que pueden causar peligros de tensiones de contacto de 120 Vca. Todos los cables gastados deben reemplazarse. Para agravar el problema, el agua, la humedad, los objetos metálicos y el equipo defectuoso pueden aumentar la posibilidad de lesiones por contacto accidental. Todo el mundo es vulnerable a la corriente eléctrica, por lo tanto,

¡Estar siempre atento a la seguridad eléctrica en casa!

Las Figuras 10-16 y 10-17 muestran cómo la seguridad eléctrica comienza en el hogar.



Figura 10-16 Seguridad en casa



Figura 10-17 Receptáculo GFCI.

APÉNDICE A

DEDUCCIÓN DE LA RAÍZ CUADRADA MEDIA

Dado que el valor medio de la tensión o corriente en una onda sinusoidal de ca es cero, se calcula el valor medio de cada mitad de la onda sinusoidal y se suman para determinar su valor promedio eficaz total. Este valor eficaz de una onda sinusoidal de ca tiene el mismo efecto de calentamiento que el de los circuitos de CC. El proceso de encontrar el valor eficaz total de una onda sinusoidal es un método llamado raíz cuadrada media, o RMS. El valor RMS de la tensión y la corriente se muestra en la Figura A-1 a continuación

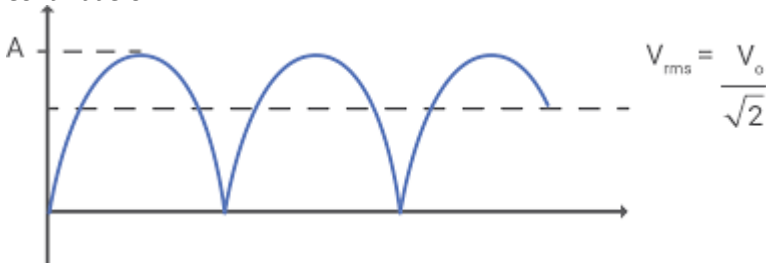


Figura A-1 Raíz cuadrada media.

Tensión residencial

El valor de 120 Vca de tensión residencial se expresa en RMS. Además, las líneas de transmisión y distribución de alta tensión también se expresan en RMS. Tener en cuenta que multiplicar el valor RMS por la raíz cuadrada de 2 produce lo que se conoce valor pico. En el caso de tensión residencial, el valor pico es 165 Vac. Multiplicar el valor pico por 2 da como resultado el término valor de pico a pico, que es la medida total de la magnitud de la onda sinusoidal como se puede ver en un osciloscopio. (Un osciloscopio es un dispositivo de medición visual de la tensión).

Tensión residencial

VRMS = 120 Vac
Vcpico = 165 Vac
Vpico-pico = 330 Vac

APÉNDICE B

ANÁLISIS GRÁFICO DEL FACTOR DE POTENCIA

A veces, es más fácil entender gráficamente la relación entre potencia activa y potencia reactiva. Básicamente, las resistencias disipan energía en forma de calor mientras realizan funciones de trabajo. La potencia asociada con cargas resistivas se expresa como W . La potencia reactiva asociada con cargas capacitivas e inductivas se expresa como VAR . La potencia reactiva, VAR es potencia sin W y no contribuye a las funciones reales del trabajo. *Se requiere potencia reactiva (VAR) en motores, transformadores y otras bobinas que funcionan con CA para producir campos magnéticos.* Estos campos magnéticos son necesarios para hacer girar los ejes del motor; sin embargo, el verdadero trabajo realizado por los motores es la carga que se coloca sobre su eje giratorio. La potencia total suministrada a una carga inductiva, como un motor, son los W más los VAR .

Un hecho interesante que existe en los sistemas de alimentación de CA es que los VAR inductivos son opuestos a los VAR capacitivos y pueden cancelarse entre sí si tienen el mismo valor.

Los medios gráficos para mostrar la relación entre la potencia real y reactiva asociados con las resistencias, los inductores y los condensadores se muestran en la Figura B-1.

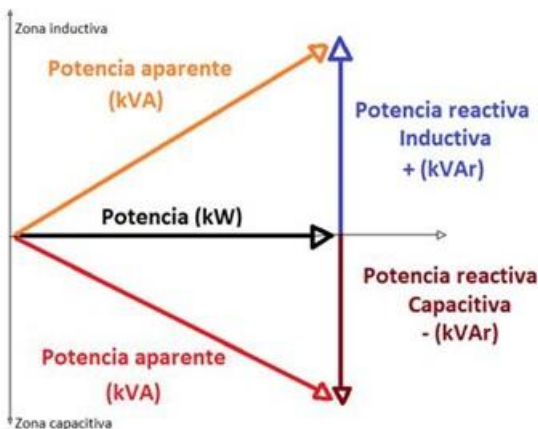


Figura B-1 Relaciones de potencia eléctrica.

Observe cómo los VAR inductivos y capacitivos se oponen mutuamente y pueden cancelarse, sin embargo, los W resistivos siguen siendo

independientes.

La Figura B-2 muestra el triángulo de potencia con los VAR capacitivos cancelando la mayoría de los VAR inductivos.

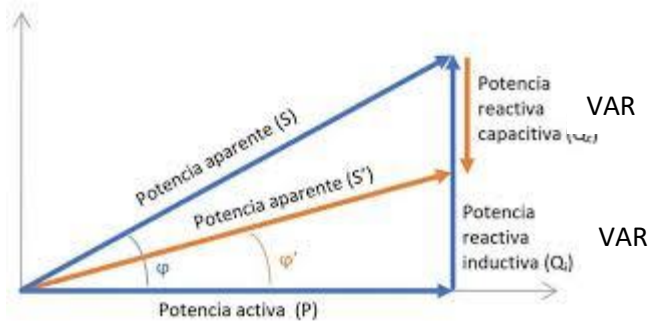


Figura B-2 Triángulo de potencia.

El resultado es VAR netos. En este ejemplo, los VAR netos siguen siendo positivos (es decir, el circuito permanece inductivo). No todos los VAR inductivos fueron cancelados por VAR capacitivos.

La hipotenusa V representa la potencia total; a veces referida como la potencia aparente. La potencia total o aparente es la tensión máxima multiplicada por la corriente máxima.

Para que haya un ángulo de factor de potencia, la corriente debe adelantar o retrasar la tensión. Esta Figura muestra la carga inductiva neta. En este caso, la parte real de VA (W) es la tensión pico de la onda sinusoidal multiplicada por la corriente en el momento de la tensión pico.

El ángulo del factor de potencia que se muestra en el gráfico es el mismo ángulo de fase rezagado que se mostró anteriormente en la Figura 6-2.

IEEE Press Series on Power Engineering

Series Editor: M. E. El-Hawary, Dalhousie University, Halifax, Nova Scotia, Canada

1. *Principles of Electric Machines with Power Electronic Applications, Second Edition*

M. E. El-Hawary

2. *Pulse Width Modulation for Power Converters: Principles and Practice*

D. Grahame Holmes and Thomas Lipo

3. *Analysis of Electric Machinery and Drive Systems, Second Edition*

Paul C. Krause, Oleg Wasynczuk, and Scott D. Sudhoff

4. *Risk Assessment for Power Systems: Models, Methods, and Applications*

Wenyuan Li

5. *Optimization Principles: Practical Applications to the Operations of Markets of the Electric Power Industry*

Narayan S. Rau

6. *Electric Economics: Regulation and Deregulation*

Geoffrey Rothwell and Tomas Gomez

7. *Electric Power Systems: Analysis and Control*

Fabio Saccomanno

8. *Electrical Insulation for Rotating Machines: Design, Evaluation, Aging, Testing, and Repair, Second Edition*

Greg Stone, Edward A. Boulter, Ian Culbert, and Hussein Dhirani

9. *Signal Processing of Power Quality Disturbances*

Math H. J. Bollen and Irene Y. H. Gu

10. *Instantaneous Power Theory and Applications to Power Conditioning*

Hirofumi Akagi, Edson H. Watanabe, and Mauricio Aredes

11. *Maintaining Mission Critical Systems in a 24/7 Environment*

Peter M. Curtis

12. *Elements of Tidal-Electric Engineering*

Robert H. Clark

13. *Handbook of Large Turbo-Generator Operation and Maintenance, Second Edition*

Geoff Klempner and Isidor Kerszenbaum

14. *Introduction to Electrical Power Systems*

Mohamed E. El-Hawary

15. *Modeling and Control of Fuel Cells: Distributed Generation Applications*

M. Hashem Nehrir and Caisheng Wang

16. *Power Distribution System Reliability: Practical Methods and Applications*

Ali A. Chowdhury and Don O. Koval

17. *Introduction to FACTS Controllers: Theory, Modeling, and Applications*

Kalyan K. Sen and Mey Ling Sen

18. *Economic Market Design and Planning for Electric Power Systems*

James Momoh and Lamine Mili

19. *Operation and Control of Electric Energy Processing Systems*

James Momoh and Lamine Mili

20. *Restructured Electric Power Systems: Analysis of Electricity Markets with Equilibrium Models*

Xiao-Ping Zhang

21. *An Introduction to Wavelet Modulated Inverters*

S.A. Saleh and M.A. Rahman

22. *Control of Electric Machine Drive Systems*

Seung-Ki Sul

23. *Probabilistic Transmission System Planning*

Wenyuan Li

24. *Electricity Power Generation: The Changing Dimensions*

Digambar M. Tigare

25. *Electric Distribution Systems*

Abdelhay A. Sallam and Om P. Malik

26. *Practical Lighting Design with LEDs*

Ron Lenk and Carol Lenk

27. *High Voltage and Electrical Insulation Engineering*

Ravindra Arora and Wolfgang Mosch

28. *Maintaining Mission Critical Systems in a 24/7 Environment, Second Edition*

Peter Curtis

29. *Power Conversion and Control of Wind Energy Systems*

Bin Wu, Yongqiang Lang, Navid Zargari, and Samir Kouro

30. *Integration of Distributed Generation in the Power System*

Math H. Bollen and Fainan Hassan

31. *Doubly Fed Induction Machine: Modeling and Control for Wind Energy Generation Applications*

Gonzalo Abad, Jesus Lopez, Miguel Rodrigues, Luis Marroyo, and Grzegorz Iwanski

32. *High Voltage Protection for Telecommunications*

Steven W. Blume

33. *Smart Grid: Fundamentals of Design and Analysis*

James Momoh

34. *Electromechanical Motion Devices, Second Edition*

Paul C. Krause, Oleg Wasynczuk, and Steven D. Pekarek

35. *Electrical Energy Conversion and Transport: An Interactive Computer-Based Approach, Second Edition*

George G. Karady and Keith E. Holbert

36. *ARC Flash Hazard and Analysis and Mitigation*

J. C. Das

37. *Handbook of Electrical Power System Dynamics: Modeling, Stability, and Control*

Mircea Eremia and Mohammad Shahidehpour

38. *Analysis of Electric Machinery and Drive Systems, Third Edition*

Paul Krause, Oleg Wasynczuk, S. D. Sudhoff, and Steven D. Pekarek

39. *Extruded Cables for High-Voltage Direct-Current Transmission: Advances in Research and Development*

Giovanni Mazzanti and Massimo Marzino

40. *Power Magnetic Devices: A Multi-Objective Design Approach*

S. D. Sudhoff

41. Risk Assessment of Power Systems: Models, Methods, and Applications, Second Edition

Wenyuan Li

42. Practical Power System Operation

Ebrahim Vaahedi

43. The Selection Process of Biomass Materials for the Production of Bio-Fuels and Co-Firing

Najib Altawell

44. Electrical Insulation for Rotating Machines: Design, Evaluation, Aging, Testing, and Repair, Second Edition

Greg C. Stone, Ian Culbert, Edward A. Boulter, and Hussein Dhirani

45. Principles of Electrical Safety

Peter E. Sutherland

46. Advanced Power Electronics Converters: PWM Converters Processing AC Voltages

Euzeli Cipriano dos Santos Jr. and Edison Roberto Cabral da Silva

47. Optimization of Power System Operation, Second Edition

Jizhong Zhu

48. Power System Harmonics and Passive Filter Designs

J. C. Das

49. Digital Control of High-Frequency Switched-Mode Power Converters

Luca Corradini, Dragan Maksimovic, Paolo Mattavelli, and Regan Zane

50. Industrial Power Distribution, Second Edition

Ralph E. Fehr, III

51. HVDC Grids: For Offshore and Supergrid of the Future

Dirk Van Hertem, Oriol Gomis-Bellmunt, and Jun Liang

52. Advanced Solutions in Power Systems: HVDC, FACTS, and Artificial Intelligence

Mircea Eremia, Chen-Ching Liu, and Abdel-Aty Edris

53. Power Grid Operation in a Market Environment: Economic Efficiency and Risk Mitigation

Hong Chen

54. *Current Signature Analysis for Condition Monitoring of Cage Induction Motors: Industrial Application and Case Histories*

William T. Thomson and Ian Culburt

55. *Model Predictive Control of Wind Energy Conversion Systems*

Venkata Yaramasu and Bin Wu

56. *Electric Power System Basics for the Nonelectrical Professional, Second Edition*

Steven W. Blume

RECOMMENDED READING

- ✓ “2014 Renewable Energy Data Book,” U.S. Department of Energy, Energy Efficiency & Renewable
- ✓ Energy, www.energy.gov
- ✓ “2016 Modern Solutions Catalog,” Schweitzer Engineering Laboratories, Inc., www.selinc.com
- ✓ “Arc Flash Hazards, Low Voltage Circuit Breakers,” ABB Inc., www.abb.com
- ✓ ASTM F1506, “Standard Performance Specification for Flame Resistant and Arc Rated Textile Materials for Wearing Apparel for Use by Electrical Workers Exposed to Momentary Electric Arc and Related Thermal Hazards,” 2015.
- ✓ “EPRI Power System Dynamics Tutorial,” Electric Power Research Institute, 2009.
- ✓ IEEE Standard 1159, “IEEE Recommended Practice for Monitoring Electric Power Quality,” 2009.
- ✓ IEEE Standard C37.2, “Standard for Electrical Power System Device Function Numbers,” 2008.
- ✓ Mini S. Thomas and John D. McDonald, *Power System SCADA and Smart Grids*, CRC Press, Taylor & Francis Group, 2015.
- ✓ National Renewable Energy Laboratory, www.nrel.gov
- ✓ NFPA 70E, “Standard for Electrical Safety in the Workplace®,” National Fire Prevention Association, 2003.
- ✓ “Reliability Standards,” North American Electric Reliability Corporation, www.nerc.com

- ✓ *Electric Power System Basics for the Nonelectrical Professional*, Second Edition. Steven W. Blume. © 2017 by The Institute of Electrical and Electronics Engineers, Inc. Published 2017 by John Wiley & Sons, Inc.