

Interruptores seccionadores

Guía de Aplicaciones



Introducción	
Interrupción seccionador	4
Mapa de referencias	5
Portafolio del producto	6
Símbolos y abreviaturas	7
Guía de Aplicaciones	
¿Qué es un interruptor seccionador?	
Introducción y diseño	8
Normas y ensayos	10
Diseño de subestaciones seguras	
Subestaciones sin separaciones visibles	12
Seccionadores de puesta a tierra	13
Enclavamiento en las subestaciones	14
Enclavamiento de los interruptores seccionadores	15
Disponibilidad y fiabilidad	
Información general	16
Accesorio de desconexión	17
Mejora de la disponibilidad y fiabilidad en una subestación de 145 kV	18
Mejora de la disponibilidad y fiabilidad en una subestación de 420 kV	19
Ahorro de espacio con un DCB	
Información general	20
Comparación del espacio en una subestación de 145 kV	21
Comparación del espacio en una subestación de 420 kV	22
Ventajas ambientales	
Información general	23
Estudio de LCA, 145 kV	24
Estudio de LCA, 245 kV	25
Guía de Aplicaciones (continuación)	
Costo del ciclo de vida (LCC)	
Información general	26
Estudio de LCC de una subestación de barra colectora sencilla de 145 kV	27
Estudio de LCC de una subestación de un interruptor y medio de 420 kV	28
Diseño de subestaciones	
Diagramas unilineales	29
Configuraciones de barra colectora sencilla	30
Configuraciones de doble barra colectora	32
Configuraciones de doble interruptor	33
Renovación y ampliación	35
Ejemplos de diseño	
Barra colectora sencilla de 145 kV	38
Barra colectora sencilla de 420 kV	39
Barra colectora sencilla seccionada de 145 kV	40
Barra colectora sencilla seccionada de 420 kV	41
Un interruptor y medio de 145 kV	42
Un interruptor y medio de 420 kV	43
Doble interruptor de 145 kV	44
Doble interruptor de 420 kV	45
Anillo de 145 kV	46
Anillo de 420 kV	47
Combinación de 145 kV	48
Configuración extracompacta de doble interruptor de 145 kV	49
Anillo de subestación para uso interior de 145 kV	50
Barra sencilla de subestación para uso interior de 145 kV	51
Procedimiento de operación de mantenimiento	
Ejemplo de doble interruptor	52
Ejemplo de barra colectora sencilla seccionada	53
Especificación funcional	
Elaboración de una especificación funcional	54
www.dcbsubstations.com	
Construya su propia subestación con DCB	56

Interruptor seccionador

Integración de un interruptor y un seccionador en una misma unidad

El desarrollo de la tecnología de los interruptores ha hecho posible una importante reducción de su mantenimiento y un aumento de su fiabilidad. El intervalo entre mantenimientos que requiere la desenergización del circuito primario de los modernos interruptores en SF₆ es de 15 años o más. Al mismo tiempo, el desarrollo de los seccionadores de corte en aire se ha centrado en la reducción de los costos mediante la optimización del material utilizado para su fabricación, sin aportar mejoras significativas en cuanto a los requisitos de mantenimiento o la fiabilidad. La reducción del mantenimiento de los interruptores en comparación con los seccionadores de corte en aire ha llevado a la creación del interruptor seccionador, que incorpora la función seccionadora en la separación de los contactos principales del interruptor.

El programa de desarrollo de ABB está destinado especialmente a aportar un valor añadido a nuestros clientes. El interruptor seccionador es un ejemplo de ello. ABB fue pionera en la instalación del primer interruptor seccionador de la historia en 1999 a raíz de una necesidad de uno de nuestros clientes.

El interruptor seccionador hace posible la construcción de subestaciones más inteligentes, seguras y ecológicas gracias a la eliminación de los seccionadores convencionales. Las subestaciones equipadas con interruptores seccionadores ofrecen

una mayor disponibilidad del suministro eléctrico, requieren menor mantenimiento y espacio y reducen en gran medida las emisiones de CO₂ en comparación con las subestaciones convencionales.

ABB cuenta con una familia completa de interruptores seccionadores desde 72,5 kV hasta 550 kV y esta familia es objeto de mejoras continuas. ABB tiene una sólida trayectoria en el suministro de interruptores seccionadores para los entornos más difíciles del mundo, lo que demuestra la ventaja tecnológica de ABB.

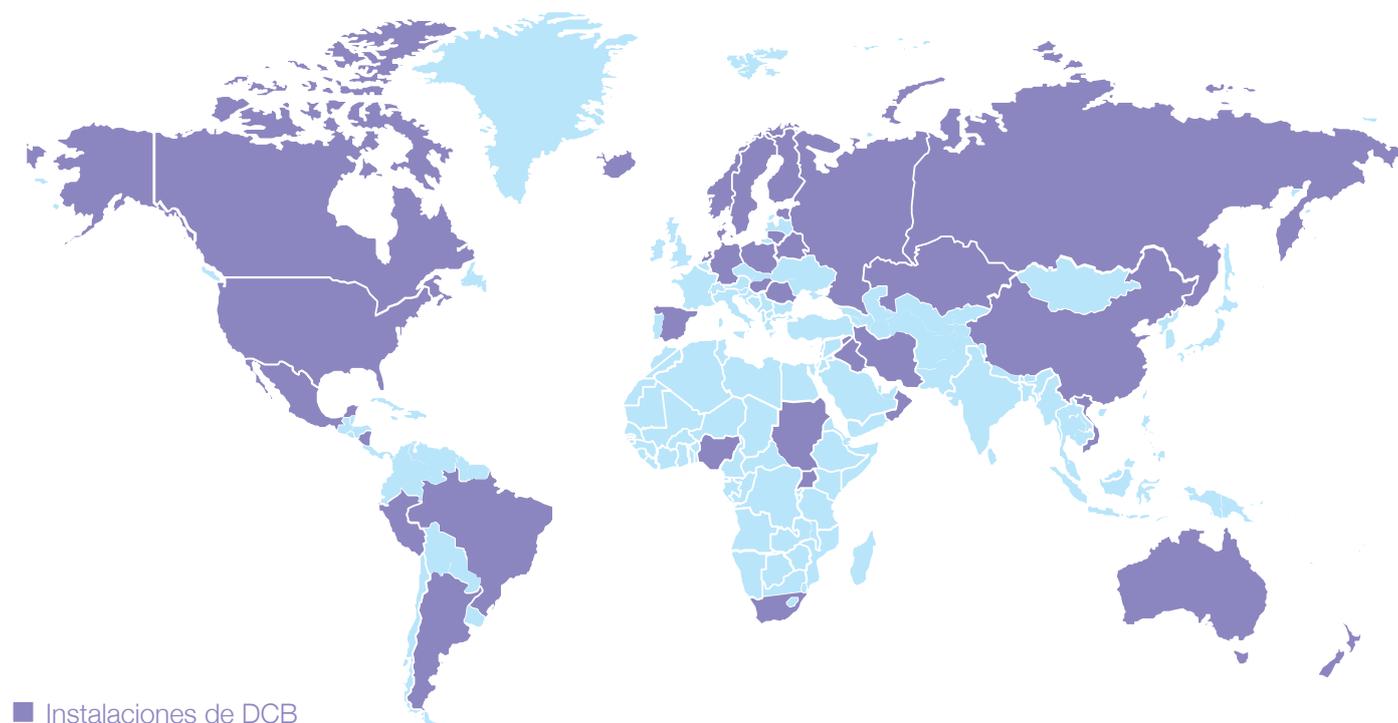


DCB LTB para 145 kV



DCB HPL para 420 kV

Mapa de referencias



Países de referencia

Argentina	México
Australia	Nueva Zelanda
Bielorrusia	Nigeria
Bélgica	Nicaragua
Brasil	Noruega
Canadá	Omán
China	Perú
Dinamarca	Polonia
Estonia	Rumanía
Finlandia	Rusia
Alemania	Sudán
Hungría	Sudáfrica
Islandia	España
Irán	Suecia
Irak	Uganda
Kazajistán	EE. UU.
Lituania	Vietnam

Portafolio del producto

Subestaciones compactas de alta tensión aisladas en aire con interruptores seccionadores

ABB cuenta con un siglo de experiencia en la construcción de subestaciones para sistemas de alta tensión. El diseño y la fabricación de los equipos de maniobra se han ido perfeccionando constantemente a lo largo de los años. Esto ha permitido la construcción de subestaciones con unas mínimas necesidades de mantenimiento y espacio, bajo porcentaje de averías, mayor seguridad y bajos costos del ciclo de vida. El interruptor seccionador forma parte de este desarrollo continuo.

Soporte para transformadores de corriente

El interruptor seccionador (DCB) utiliza una estructura de soporte para el interruptor sobre la cual se puede instalar también un seccionador (cuchilla) de puesta a tierra y un transformador de corriente. Se puede incluir además una estructura completa de barra colectora prefabricada, con las conexiones eléctricas primarias necesarias.

Módulo de entrada de línea

Está disponible una estructura independiente llamada módulo de entrada de línea (LEM) para el soporte de aparatos tales como transformadores de tensión, descargadores de sobretensiones y seccionadores (cuchillas) de puesta a tierra.

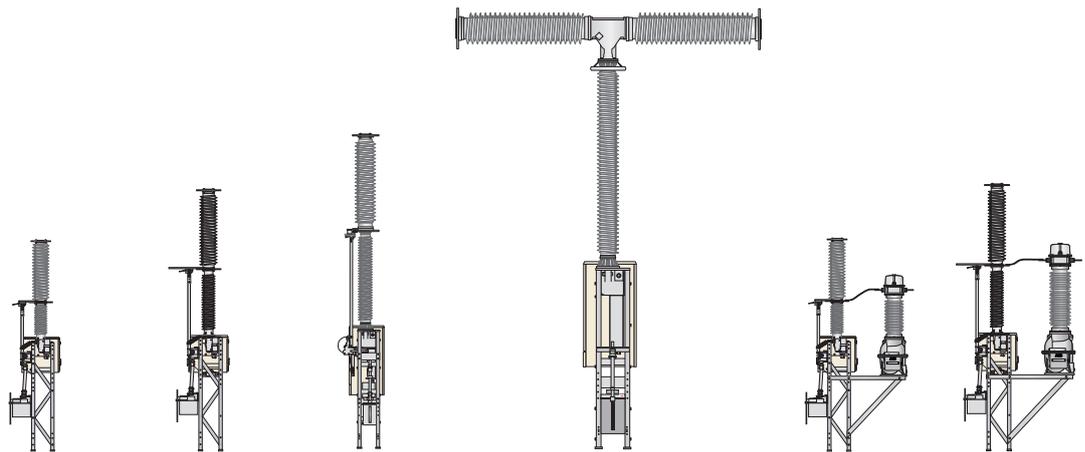
La estructura del interruptor, junto con el LEM, son normalmente las únicas estructuras necesarias para instalar los aparatos de alta tensión en una bahía construida con DCB.

Aparatos de maniobra primarios de subestaciones

ABB ofrece una gama completa de aparatos primarios para su uso en subestaciones aisladas en aire. Encontrará información adicional en la Guía de Aplicaciones y en la Guía para el Comprador correspondientes a cada producto, según lo indicado en la tabla siguiente.

Producto	Guía para el Comprador
Interruptores de tanque vivo	1HSM 9543 22-00en
Transformadores de medida exteriores	1HSM 9543 42-00en
Descargadores de sobretensiones	1HSM 9543 12-00en

	Guía de Aplicaciones
Interruptores de tanque vivo	1HSM 9543 23-02en
Transformadores de medida exteriores	1HSM 9543 40-00en
Maniobra controlada	1HSM 9543 22-01en



Tipo	DCB LTB 72.5	DCB LTB 145	DCB HPL 170-245	DCB HPL 362 - 420	DCB HPL 550	DCB LTB 72,5 con TC	DCB LTB 145 con TC
Tensión nominal, kV	72,5	145	170 - 245	362 - 420	550	72,5	145
Corriente nominal, A	3150	3150	4000	4000	4000	3150	3150
Corriente de cortocircuito, kA	40	40	50	63	63	40	40
Frecuencia nominal, Hz	50/60	50/60	50/60	50/60	50/60	50/60	50/60

Símbolos y abreviaturas

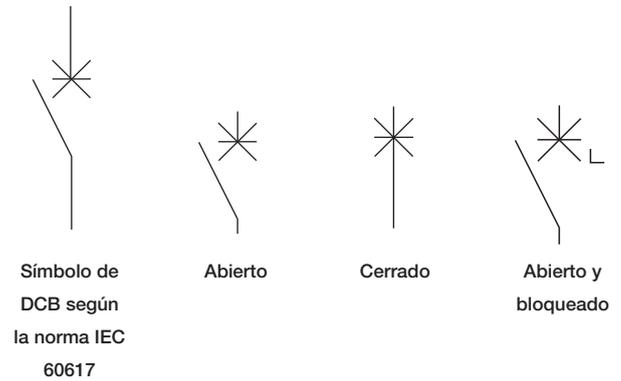
Símbolos

En este documento se utilizan los siguientes símbolos en los diagramas unilineales:

	Interruptor
	Seccionador
	Interruptor seccionador
	Transformador de tensión
	Transformador de corriente
	Descargador de sobretensiones
	Seccionador de puesta a tierra

Indicación de un DCB en la interfaz del usuario

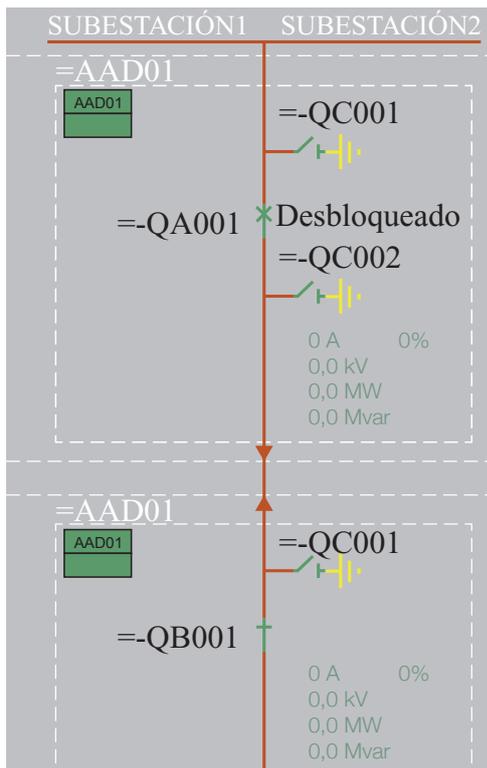
Se ha adoptado e introducido en la norma IEC 60617 un nuevo símbolo gráfico para los dibujos e ilustraciones; véase la figura que aparece más abajo. Aunque no existe una forma estándar para la representación de los DCB en la interfaz del usuario, recomendamos el uso de la siguiente ilustración dinámica. Los símbolos dinámicos deben ser capaces de demostrar los distintos modos o secuencias de funcionamiento del DCB:



Abreviaturas

En este documento se utilizan las abreviaturas de acuerdo con la siguiente lista:

Símbolos SCADA



CB	Interruptor
DCB	Interruptor seccionador
DS	Seccionador
ES	Seccionador de puesta a tierra
SA	Descargador de sobretensiones
CT	Transformador de corriente
CVT	Transformador de tensión capacitivo
VT	Transformador de tensión
PI	Aislador soporte
BB	Barra colectora
PT	Transformador de potencia
AIS	Equipo de maniobra aislado en aire
GIS	Equipo de maniobra aislado en gas
SF₆	Gas hexafluoruro de azufre
OHL	Línea aérea
CL	Línea de cable
SLD	Diagrama unilineal
LEM	Módulo de entrada de línea
CCC	Armario de control central
MDF/DL	Accesorio de desconexión manual/Accesorio de desconexión
IED	Dispositivo electrónico inteligente
MV	Media tensión
HV	Alta tensión
S/S	Subestación
LCA	Evaluación del ciclo de vida
LCC	Costo del ciclo de vida

¿Qué es un interruptor seccionador?

Introducción y diseño



Interruptor de aire comprimido de 420 kV



Interruptor de mínimo volumen de aceite de 420 kV



Interruptor de SF₆ de 420 kV

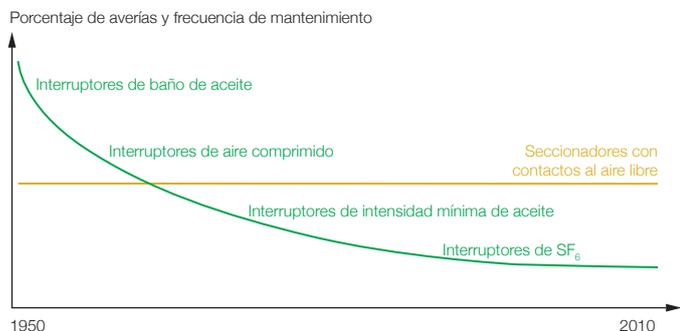
Introducción

El desarrollo de la tecnología de los interruptores ha hecho posible una importante reducción de su mantenimiento y un aumento de su fiabilidad. El intervalo entre mantenimientos que requiere la desenergización del circuito primario de los modernos interruptores en SF₆ es de 15 años o más. Al mismo tiempo, el desarrollo de los seccionadores de corte en aire se ha centrado en la reducción de los costos mediante la optimización del material utilizado para su fabricación, sin aportar mejoras significativas en cuanto a los requisitos de mantenimiento o la fiabilidad. La frecuencia de mantenimiento de los contactos principales en los seccionadores de corte en aire es de dos a seis años aproximadamente, según los distintos usuarios y dependiendo del nivel de contaminación a causa de las actividades industriales o de contaminantes “naturales”, como la arena o la sal.

La fiabilidad de los interruptores ha aumentado gracias a la evolución de la tecnología de interrupción de la corriente primaria: desde los interruptores de aire comprimido, de mínimo volumen de aceite y de doble presión de SF₆ hasta los interruptores de presión simple de SF₆ actuales. Se ha reducido al mismo tiempo el número de unidades de interrupción por polo y actualmente existen interruptores de tanque vivo de hasta 300 kV con una sola unidad de interrupción por polo. La eliminación de los capacitores de eculización de potencial para los interruptores de tanque vivo con dos unidades de interrupción por polo ha simplificado aún más el circuito primario, reduciendo así el porcentaje de averías. En la actualidad existen interruptores de hasta 550 kV sin capacitores de eculización de potencial, lo que permite la creación de interruptores seccionadores de hasta esa tensión.

Se han mejorado además los mecanismos de operación de los interruptores. Desde la sustitución de los mecanismos neumáticos o hidráulicos por mecanismos de tipo a resorte o motorizados han disminuido los requisitos de mantenimiento y el porcentaje de averías.

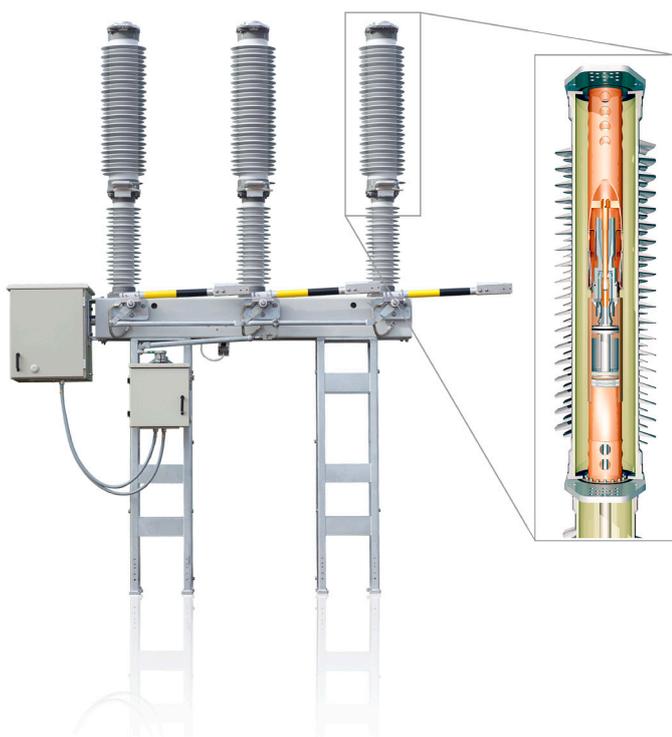
Anteriormente, el principio de diseño en la construcción de subestaciones consistía en “rodear” los interruptores por seccionadores para permitir el mantenimiento frecuente de los interruptores. Gracias a la importante reducción del porcentaje de averías y del mantenimiento, la función de seccionamiento es



Desarrollo de los interruptores y reducción correspondiente del porcentaje de averías y de la frecuencia de mantenimiento



Interruptor seccionador de SF₆ de 420 kV



Interruptor seccionador de 145 kV. Hay un seccionador de puesta a tierra integrado en la estructura de soporte. Sistema de contacto similar al de un interruptor normal.

ahora más adecuada para el mantenimiento de líneas aéreas, transformadores de potencia, etc. La reducción del mantenimiento de los interruptores en comparación con los seccionadores de corte en aire ha llevado a la creación del interruptor seccionador en estrecha colaboración con algunos de nuestros principales clientes. El interruptor seccionador combina las funciones de interrupción de corriente y seccionamiento en un mismo dispositivo, reduciendo así las dimensiones de la subestación y aumentando su disponibilidad. La primera instalación de un interruptor seccionador tuvo lugar en el año 2000. Actualmente los interruptores seccionadores están disponibles desde 72,5 kV hasta 550 kV y se encuentran instalados en más de 30 países de todo el mundo.

Diseño

En un interruptor seccionador, los contactos normales del interruptor cumplen también la función de seccionamiento cuando se encuentran en la posición abierta. El sistema de contactos es similar al de un interruptor normal y no existen contactos ni sistemas de conexión/desconexión adicionales. El interruptor seccionador está equipado con aisladores de goma siliconada con propiedades hidrofóbicas (es decir, el agua sobre su superficie formará gotitas). Gracias a ello ofrecen un excelente rendimiento en ambientes contaminados y se minimiza cualquier corriente de fuga entre los polos en la posición abierta.

La principal ventaja del interruptor seccionador frente a un seccionador convencional es que los contactos eléctricos están encerrados en gas SF₆, al igual que en las subestaciones GIS, y están protegidos, por tanto, de los efectos de las condiciones ambientales, incluidos los efectos de la contaminación. Este entorno protegido ofrece una mejora de la fiabilidad y una menor frecuencia de desactivación para el mantenimiento del interruptor seccionador.

Otro aspecto importante de un interruptor seccionador es su capacidad para proporcionar unas condiciones de trabajo seguras durante las labores de mantenimiento y reparación en las subestaciones. Cuando el interruptor seccionador se utiliza para aislar otro equipo, debe bloquearse en la posición abierta en forma segura. Este importante aspecto se ha tenido en cuenta a la hora del diseño y la especificación del interruptor seccionador. El bloqueo consiste en un bloqueo eléctrico y mecánico del mecanismo de operación, así como un bloqueo mecánico del sistema de conexión principal del polo del interruptor.

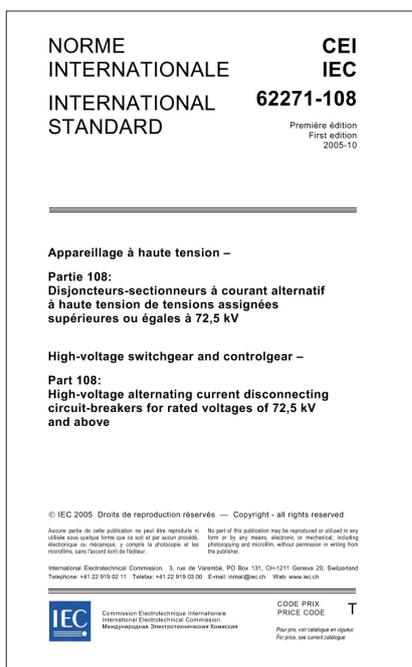
El interruptor seccionador debe cumplir tanto las normas aplicables a los interruptores como las aplicables a los seccionadores. En 2005 se publicó una norma específica para los interruptores seccionadores: IEC 62271-108.

¿Qué es un interruptor seccionador?

Normas y ensayos

Normas

La CEI (Comisión Electrotécnica Internacional) ha publicado una familia de normas, IEC 62271, para los equipos de maniobra de alta tensión. Los requisitos específicos de los interruptores seccionadores se establecen en la norma IEC 62271-108. Además, un interruptor seccionador deberá cumplir los requisitos de la norma sobre interruptores IEC 62271-100 y las partes aplicables de la norma sobre seccionadores IEC 62271-102. Las normas IEC 62271-100 e IEC 62271-102, por su parte, hacen muchas referencias a los requisitos comunes establecidos en la norma IEC 62271-1.



Secciones importantes de la norma IEC 62271-108 especifican cómo enclavar y asegurar un interruptor seccionador contra operación accidental y cómo comprobar la resistencia dieléctrica tras un periodo prolongado en servicio.

Indicación de posición

La norma sobre seccionadores IEC62271-102 incluye el requisito de que debe ser posible conocer la posición de operación, ya sea abierta o cerrada. Se ofrecen dos formas alternativas de cumplir este requisito:

- La separación o distancia de seccionamiento es visible
- La posición de cada contacto móvil que asegura la separación o distancia de seccionamiento está indicada por un dispositivo visual indicador de posición fiable

En el caso de los interruptores seccionadores se aplica el segundo método, con un dispositivo visual indicador de posición fiable. La rigidez de la cadena cinemática entre los contactos principales y el dispositivo indicador se verifica mediante un ensayo de tipo específico.

Ensayos de tipo

Antes del lanzamiento de un nuevo tipo de interruptor seccionador se realizan numerosos ensayos para verificar que este cumple los requisitos de las normas IEC. Una vez finalizado el diseño del interruptor seccionador, se realizan ensayos de tipo en algunas de las primeras unidades fabricadas. Los ensayos de tipo se pueden llevar a cabo en las instalaciones de pruebas del fabricante o en otros laboratorios (independientes).

Un interruptor seccionador debe superar los ensayos de tipo aplicables exigidos a los interruptores y a los seccionadores, conforme a lo establecido en la norma IEC 62271-108.

Un interruptor seccionador tiene dos funciones distintas: interrumpir la corriente en su función de interruptor y el aislamiento en su función de seccionador. Los contactos principales, el aislador tubular en el que se encuentran estos y el gas SF₆ que rodea los contactos pueden verse afectados por las operaciones mecánicas y eléctricas de apertura y cierre realizadas. Por ello es esencial verificar que el diseño cumple los requisitos de resistencia dieléctrica de la distancia de seccionamiento aplicable

IEC 62271

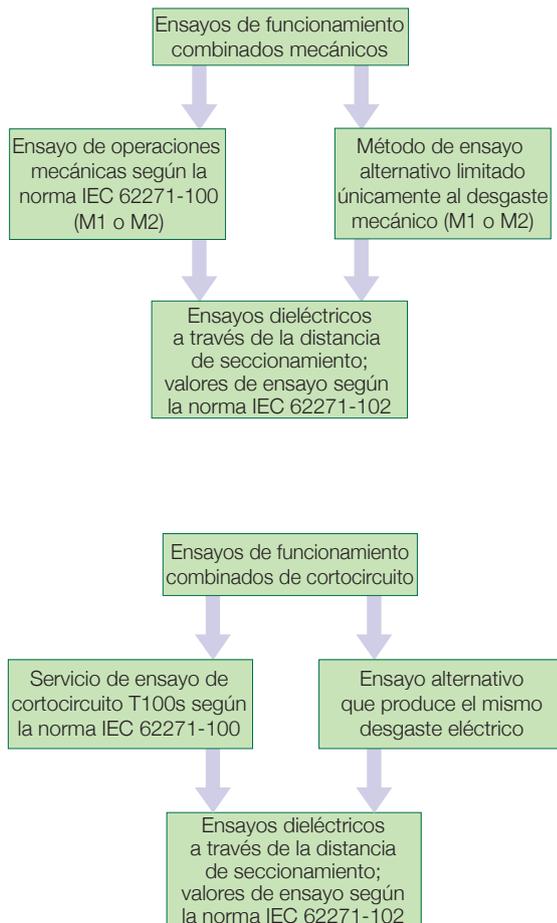
Parte Título

-1	Especificaciones comunes
-100	Interruptores automáticos de corriente alterna de alta tensión
-102	Seccionadores y seccionadores de puesta a tierra de corriente alterna
-108	Interruptores seccionadores de corriente alterna de alta tensión para tensiones superiores o iguales a 72,5 kV

Normas IEC aplicables a los interruptores seccionadores

a los seccionadores, no sólo cuando son nuevos, sino también después de un periodo prolongado en servicio. Este requisito se verifica mediante el ensayo de funcionamiento combinado especificado en la norma IEC 62271-108. En este ensayo se demuestra la capacidad de resistencia dieléctrica a través de la distancia de seccionamiento después del ensayo de operaciones mecánicas y después del ensayo de cortocircuito especificado.

El ensayo de funcionamiento combinado consta de una parte limitada a la función mecánica y otra parte limitada a la función eléctrica. Estas dos partes se pueden realizar por separado o juntas en una misma secuencia. El ensayo de funcionamiento combinado mecánico se realiza con el número adecuado de operaciones para la clase de duración mecánica M1 o M2.



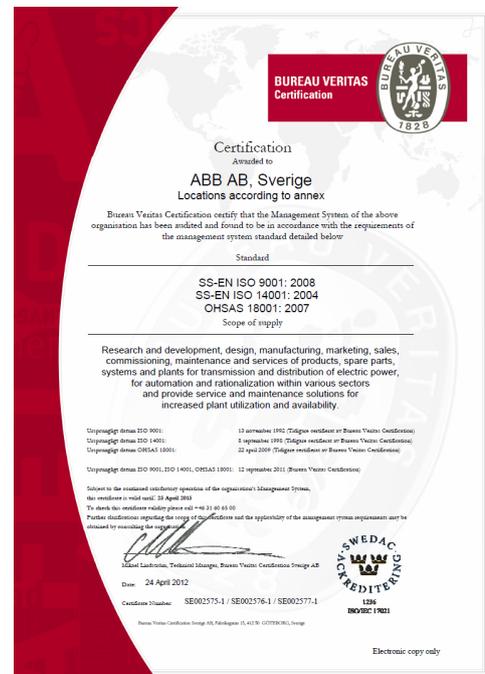
Las dos partes del ensayo de funcionamiento combinado

Ensayos de rutina

En cada interruptor seccionador fabricado se realizan ensayos rutinarios para detectar las posibles fallas de materiales o de montaje.

Control de calidad

ABB AB, Productos de Alta Tensión en Ludvika cuenta con un avanzado sistema de gestión de calidad para el desarrollo, diseño, fabricación, ensayos, servicio de venta y postventa, así como para normas ambientales, y está certificada por Bureau Veritas con arreglo a las normas ISO 9001 e ISO 14001.



Diseño de subestaciones seguras

Subestaciones sin separaciones visibles

Subestaciones sin separaciones visibles

A lo largo de los años la separación visible que presentan los seccionadores ha servido como indicación de seguridad a la hora de trabajar en las subestaciones AIS. En las subestaciones GIS y con todos los equipos de maniobra de media tensión, ya desde un principio no existía la necesidad de una separación visible. En lugar de ello se ha utilizado un dispositivo indicador fiable (controlado mediante ensayos IEC) para los seccionadores y seccionadores (cuchillas) de puesta a tierra.

Una separación visible por sí sola no aporta la suficiente seguridad para empezar a trabajar en un equipo de alta tensión. Hasta que éste no se haya conectado a tierra, no se podrá empezar a trabajar en él.

Cuando el interruptor seccionador está bloqueado en su posición abierta, tiene la misma función y la misma resistencia dieléctrica que un seccionador tradicional. La seguridad necesaria para empezar a trabajar en un equipo de alta tensión se sigue consiguiendo cuando el **seccionador de puesta a tierra visible** está cerrado.

Para mejorar aún más la seguridad, se recomienda realizar siempre todas las operaciones a distancia. Las subestaciones con interruptores seccionadores utilizan seccionadores de puesta a tierra visibles accionados a distancia como medidas de seguridad en lugar de los seccionadores de puesta a tierra portátiles y separación visible utilizados en las soluciones convencionales. Tras una secuencia de operaciones (cerrar DCB, bloquear DCB, cerrar seccionadores de puesta a tierra), el personal de la subestación puede acceder al patio de equipos conectado ya a tierra para bloquear con un candado todos los equipos antes de que se conceda el siguiente permiso de trabajo.

Distancias de seguridad

Las normas IEC y otras establecen distancias en los equipos de maniobra. El cliente puede elevar en ocasiones esos valores estándar debido a las condiciones locales.

Se debe prestar especial atención a la distancia “hasta el componente con tensión más próximo”, llamada también distancia eléctrica de seguridad. Se debe determinar esta distancia entre todos los componentes con tensión y el lugar del equipo de maniobra donde se va a realizar el trabajo.

La tabla muestra ejemplos de valores que deben coordinarse siempre con las necesidades de la instalación real.

	Ejemplos de valores de distancias (mm)			
	72,5 kV	145 kV	245 kV	420 kV
De la base del aislador más bajo a tierra	2250	2250	2250	2250
Tierra y componente con tensión más bajo	3000	3770	4780	5480
Entre fases	630	1300	2100	4200
De fase a tierra	630	1300	2100	3400
Perfil de vía de transporte	700	1520	2350	3230
Hasta el componente con tensión más próximo	3000	3270	4280	4980

Seccionadores de puesta a tierra

Dónde colocar los seccionadores de puesta a tierra

La posición de los seccionadores de puesta a tierra varía dependiendo de la configuración y del nivel de tensión de la subestación. Sea cual sea la configuración de la subestación, se recomienda colocar un seccionador de puesta a tierra en cada barra colectora de la subestación.

En las aplicaciones con barra colectora simple o sencilla, el seccionador de puesta a tierra se suele instalar sobre la misma estructura que el DCB, y el contacto fijo del seccionador de puesta a tierra se instala sobre la brida de conexión inferior del interruptor seccionador (véase la Figura 1).

En los sistemas en que el objeto recibe alimentación desde dos direcciones, p. ej., los sistemas de doble interruptor o de un interruptor y medio, resulta más práctico utilizar un seccionador de puesta a tierra independiente en el punto de conexión común al objeto (véanse las Figuras 2 y 3). Esto se debe a que la finalidad del seccionador de puesta a tierra es poner a tierra el objeto conectado (línea, transformador, etc.) y no el interruptor u otro equipo de alta tensión.

Se recomienda el accionamiento a distancia de los seccionadores de puesta a tierra, por lo que debe utilizarse un seccionador de puesta a tierra motorizado.

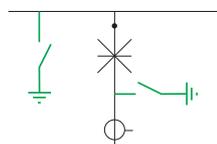
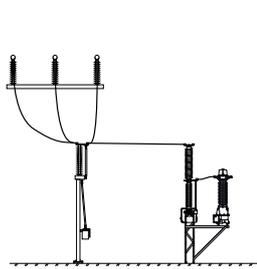


Figura 1
Barra sencilla

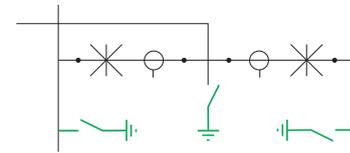
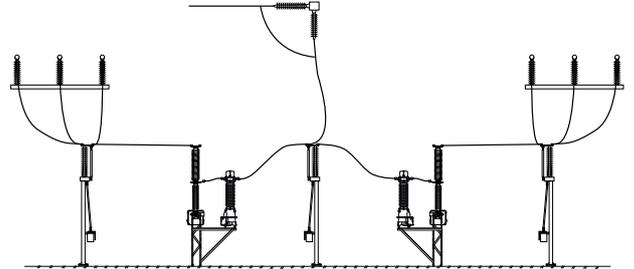


Figura 2
Doble interruptor

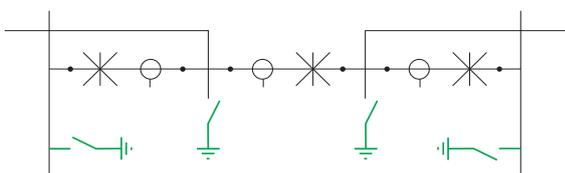
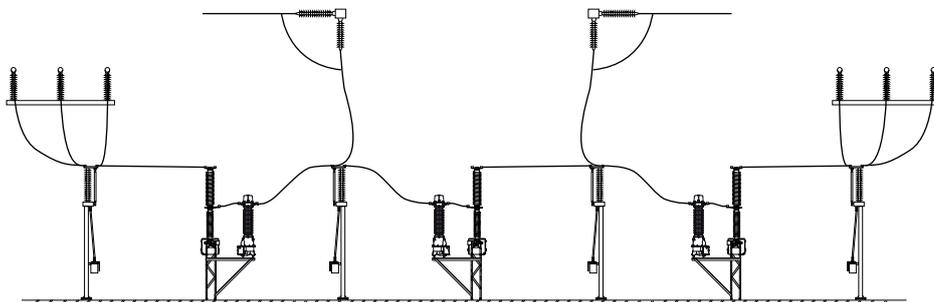


Figura 3
Un interruptor y medio

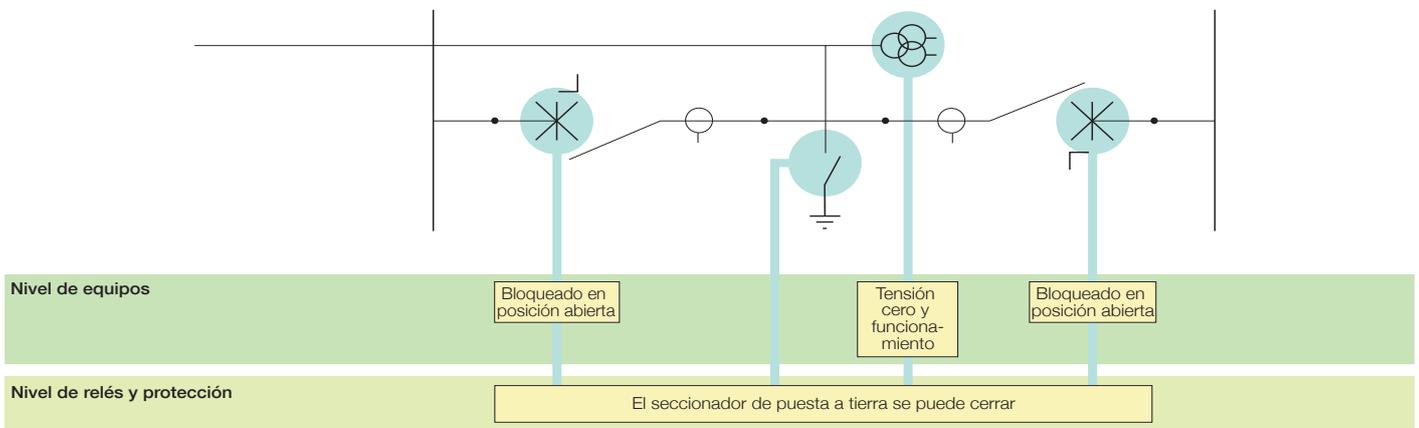
Diseño de subestaciones seguras

Enclavamiento en la subestación

La secuencia de operación permitida en la subestación cuando se utilizan interruptores seccionadores sigue los mismos principios que en una subestación convencional. Consulte el ejemplo que aparece más abajo para asegurarse de no poner a tierra un objeto accidentalmente.

Una vez efectuado el bloqueo mecánico de los interruptores seccionadores, se envía la señal de salida "interruptor seccionador bloqueado en posición abierta" al sistema de enclavamiento. Tan

pronto como el resto de las vías de alimentación al objeto que se desea poner a tierra se encuentran también desconectadas y la tensión primaria en este punto es cero (consultada a través del transformador de tensión para asegurarse de que el extremo remoto de la línea está abierto), el sistema de enclavamiento emitirá una señal de liberación que permitirá cerrar el seccionador de puesta a tierra. Las acciones de seguridad normales, tales como cerrar con candado o etiquetar el seccionador de puesta a tierra cerrado, se realizan de la forma habitual.

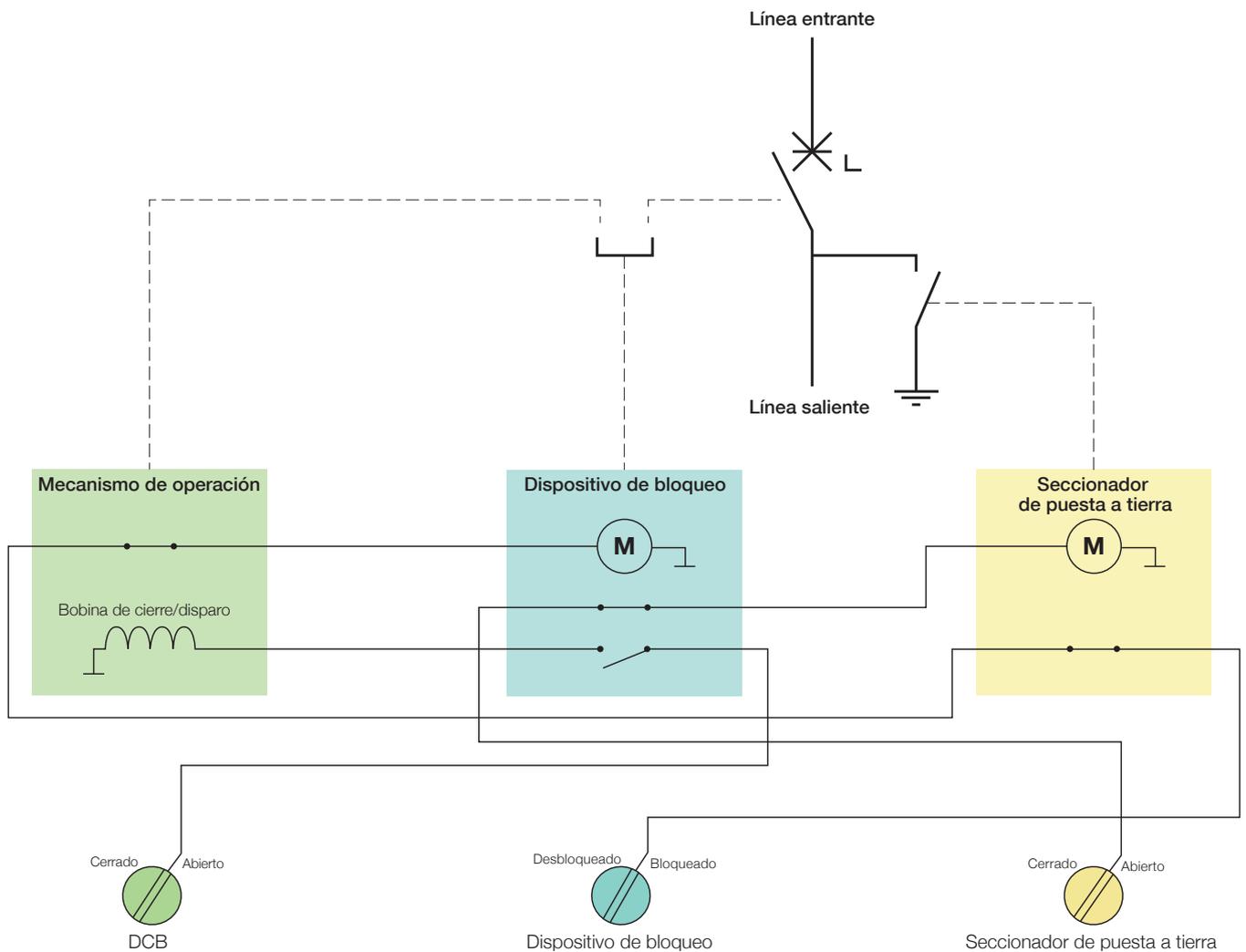


Enclavamiento de los interruptores seccionadores

Enclavamiento eléctrico

Además del bloqueo mecánico de un DCB abierto, se aplicarán enclavamientos eléctricos como:

DCB cerrado	El DCB puede operar/realizar conmutación. Bloqueo desactivado y enclavado. Seccionador de puesta a tierra abierto y enclavado.	DCB abierto y bloqueo activado	Operación del DCB bloqueada y enclavada. Se puede accionar el dispositivo de bloqueo. Se puede accionar el seccionador de puesta a tierra.
DCB abierto y bloqueo no activado	El DCB puede operar/realizar conmutación. Se puede accionar el dispositivo de bloqueo. Seccionador de puesta a tierra abierto y enclavado.	Seccionador de puesta a tierra cerrado	Operación del DCB bloqueada y enclavada. Dispositivo de bloqueo enclavado. Se puede accionar el seccionador de puesta a tierra.



Principios del sistema de enclavamiento eléctrico, interruptor seccionador bloqueado en posición abierta. Seccionador de puesta a tierra en posición abierta.

Disponibilidad y fiabilidad

Información general

Disponibilidad y fiabilidad

En las redes de transmisión y distribución eléctrica actuales, la mayor preocupación consiste en hacer frente a las interrupciones del servicio, maximizando así la capacidad para transmitir electricidad a los clientes finales. Las interrupciones del servicio se deben normalmente al mantenimiento, pero pueden estar provocadas también por labores de reparación tras una avería.

La forma de maximizar el flujo eléctrico es utilizar equipos en la subestación con bajos requisitos de mantenimiento, así como una configuración adecuada de la subestación.

Otro obstáculo importante que debe evitarse son los apagones para los consumidores de electricidad o la pérdida de conexión para las centrales generadoras de energía. Estas situaciones están totalmente relacionadas con actividades no planificadas debidas a algún tipo de avería. La “calidad” de una determinada subestación en este sentido se expresa a menudo en forma de fiabilidad o grado de tolerancia al fallo de esa subestación. La fiabilidad, por ejemplo, de una bahía saliente de una subestación es la probabilidad de suministro eléctrico sin fallos en ese punto durante un periodo de tiempo especificado. La falta de fiabilidad se puede expresar como el número previsto de interrupciones al año.

Mejora de la disponibilidad con un DCB

La disponibilidad de una bahía saliente en una subestación es la fracción de tiempo que está disponible la energía eléctrica en ese punto.

Una trayectoria de transmisión eléctrica típica a través de una subestación se puede dividir en tres partes principales: línea, transformador de potencia y equipo de maniobra (interruptores y seccionadores). Las líneas y los transformadores de potencia tienen unos requisitos de mantenimiento relativamente altos. Constituyen la principal causa de interrupciones del servicio por labores de mantenimiento en las subestaciones abastecidas por líneas radiales simples o con un solo transformador. En estos casos el mantenimiento del equipo de maniobra tiene una importancia secundaria. Por el contrario, si la alimentación se puede obtener de más de una dirección y la subestación está equipada con transformadores paralelos, la falta de disponibilidad global de la subestación a causa del mantenimiento se puede relacionar directamente con el equipo de maniobra y la configuración de la subestación. Los factores decisivos serán entonces el equipo de alta tensión utilizado y la disposición (diagrama de unilineal) de la subestación.

El principal motivo de la falta de disponibilidad de una determinada parte de una subestación es el mantenimiento. La falta de disponibilidad, es decir, la fracción de tiempo durante la cual no está disponible la energía eléctrica, se suele expresar en horas al año.

Anteriormente los interruptores eran complejos desde el punto de vista mecánico y eléctrico y, por lo tanto, requerían un mantenimiento considerable. La atención se centraba entonces en cómo aislar el interruptor para el mantenimiento y cómo mantener en servicio los componentes restantes de la subestación. Por este motivo, las subestaciones se construían con interruptores rodeados por varios seccionadores que permitían el aislamiento y el mantenimiento del interruptor. Ahora que los interruptores modernos precisan un menor mantenimiento que los seccionadores convencionales, la disponibilidad de las subestaciones mejora con la eliminación de los seccionadores convencionales y con el uso de interruptores seccionadores.

Mejora de la fiabilidad con un DCB

La fiabilidad es la probabilidad de suministro eléctrico sin fallos en un determinado punto durante un periodo de tiempo especificado.

La definición anterior deja claro que, cuando hablamos de fiabilidad, sólo tenemos en cuenta la frecuencia de averías y no el mantenimiento en la subestación. La avería o falta de fiabilidad de cualquier equipo de la subestación se considera en general la situación más costosa para la subestación, ya que no se puede planificar con antelación.

El concepto de interruptor seccionador está destinado a eliminar los seccionadores convencionales y simplificar el diseño de la subestación. Esto minimiza la probabilidad de avería en la subestación. Las subestaciones equipadas con interruptores seccionadores se pueden construir con una disposición más simplificada que las subestaciones con equipos convencionales, consiguiendo además una mayor fiabilidad.

En las subestaciones importantes puede no resultar aceptable desde el punto de vista de la seguridad del sistema perder la subestación completa en caso de fallo primario. Para hacer “inmune” una subestación ante el fallo de las barras colectoras y minimizar el trastorno en caso de fallo primario, se suele utilizar una disposición de un interruptor y medio o doble interruptor.

Accesorio de desconexión

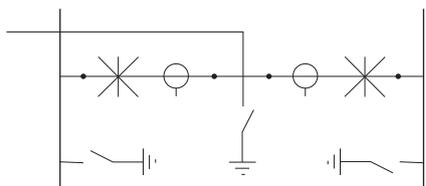
Accesorio de desconexión

A veces puede resultar práctico desconectar una unidad de la barra colectora o de la línea durante su mantenimiento o reparación. Este no es un requisito especial para las soluciones con interruptores seccionadores, pero se ha destacado su importancia como herramienta para aumentar aún más la disponibilidad.

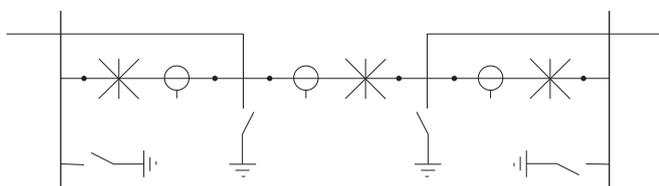
Un accesorio de desconexión es un punto en la subestación preparado para la apertura rápida de la conexión primaria entre el seccionador, por ejemplo (o en este caso, un interruptor seccionador), y la barra colectora.

Cuando un interruptor seccionador se aísla de esta forma, los demás componentes de la subestación se pueden volver a energizar mientras duran los trabajos en el interruptor seccionador en sí. Esto aumenta la disponibilidad global de la subestación.

El accesorio de desconexión consta de unas grapas estándar y un cable o tubo. La ubicación de los accesorios de desconexión se dispone de tal modo que, cuando se retira el accesorio de desconexión, se verifican las distancias de seguridad necesarias entre el equipo desconectado y la barra colectora o la línea. Esa distancia deberá cumplir los requisitos específicos de distancia eléctrica de seguridad. Las figuras ilustran con puntos dónde se aplica el accesorio de desconexión en distintas disposiciones de la subestación.



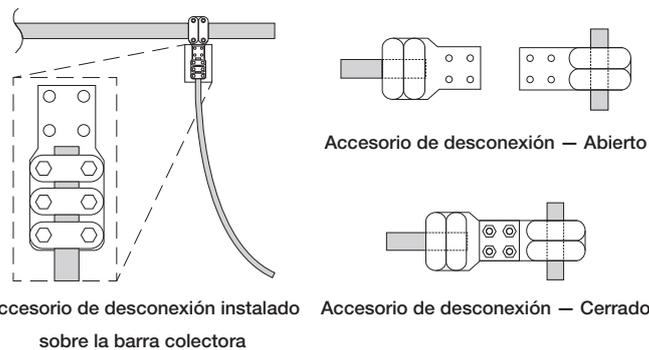
Doble interruptor



Un interruptor y medio

El trabajo de retirar y posterior reconexión de un accesorio de desconexión en una subestación de 420 kV lleva menos de una hora por cada operación.

Un factor importante es que un accesorio de desconexión no se puede comparar con un seccionador, ya que está libre de mantenimiento y está destinado a su uso sólo en contadas ocasiones, normalmente una o dos veces durante toda la vida de la subestación.



Accesorio de desconexión — Abierto

Accesorio de desconexión — Cerrado

Accesorio de desconexión instalado sobre la barra colectora



Accesorio de desconexión

Disponibilidad y fiabilidad

Mejora de la disponibilidad y fiabilidad en una subestación de 145 kV

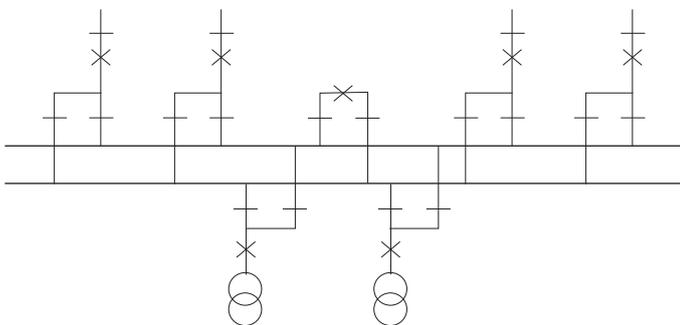
A modo de ejemplo se muestra una comparación entre una subestación de doble barra colectora convencional y una subestación de barra colectora sencilla seccionada equipada con interruptores seccionadores y accesorios de desconexión. Dado que ambas subestaciones se conectan de la misma forma en condiciones de servicio normales y que en la primera de ellas la conmutación de la barra colectora sólo se efectúa en general por causa del mantenimiento programado del seccionador, esta es una comparación muy adecuada. La frecuencia de mantenimiento supuesta es de 5 años en el caso de los seccionadores de corte en aire y de 15 años en los interruptores e interruptores seccionadores.

En la comparación intervienen:

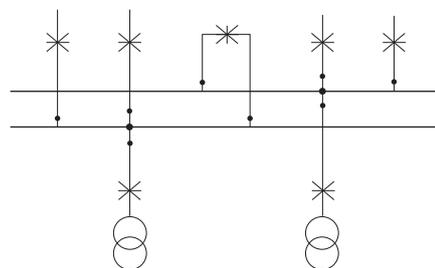
4 – Líneas aéreas entrantes

2 – Transformadores de potencia

1 – Acoplador de barra



Subestación de simple interruptor y doble barra colectora convencional con seccionadores

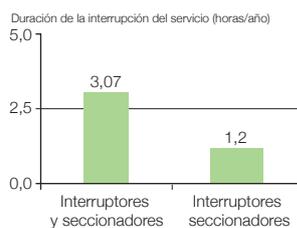


Subestación de barra colectora sencilla seccionada con interruptor seccionador

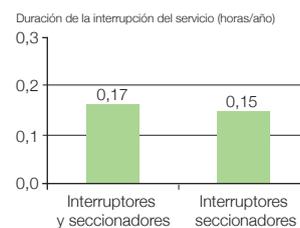
Interruptor seccionador

Accesorio de desconexión para su uso durante el mantenimiento o en el infrecuente caso de avería del interruptor seccionador

La introducción de los interruptores seccionadores reduce la indisponibilidad media por mantenimiento en una bahía simple de la subestación de 3,07 a 1,2 horas al año. La comparación demuestra que la fiabilidad de una bahía simple de la subestación aumentará, reduciendo así la duración de las interrupciones del servicio por averías de 0,17 a 0,15 horas al año.



Interrupción del servicio por mantenimiento 145 kV



Interrupción del servicio por avería 145 kV

Mejora de la disponibilidad y fiabilidad en una subestación de 420 kV

Se muestra una comparación de la disponibilidad entre una disposición de un interruptor y medio de 420 kV convencional con equipos convencionales y una disposición del mismo tipo con el uso de interruptores seccionadores y accesorios de desconexión.

En la comparación intervienen:

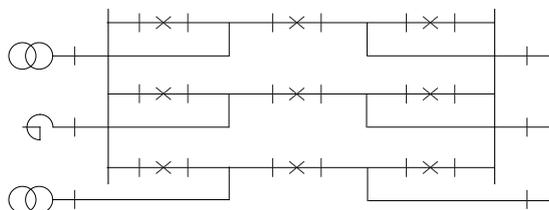
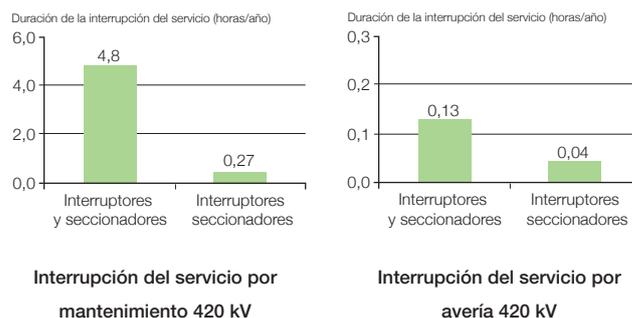
3 – Líneas aéreas entrantes

2 – Transformadores de potencia

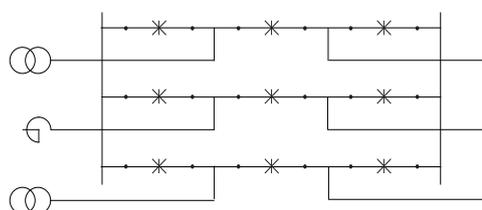
1 – Reactor en derivación

La introducción de los interruptores seccionadores reduce la indisponibilidad media por mantenimiento en una bahía simple de una subestación de 420 kV de 4,8 a 0,27 horas al año o un 94% anual. La fiabilidad de la subestación aumentará si esta se encuentra equipada con interruptores seccionadores, reduciendo así las interrupciones del servicio por averías de 0,13 a 0,04 horas al año o un 69% anual.

Los datos de frecuencia de averías se han tomado de fuentes estadísticas internacionales como la CIGRE, que reúne información sobre equipos de alta tensión en servicio. Dado que el interruptor seccionador es muy similar a un interruptor convencional, se da por supuesto que las estadísticas de averías serán las mismas para los interruptores e interruptores seccionadores.



Subestación convencional con seccionadores



Subestación con interruptor seccionador

- ✱ Interruptor seccionador
- Accesorio de desconexión para su uso durante el mantenimiento o en el infrecuente caso de avería del interruptor seccionador.

Ahorro de espacio con un DCB

Información general

El desarrollo de los interruptores seccionadores ha dado lugar a la integración de los interruptores y seccionadores convencionales en una misma unidad. La ventaja de combinar estas dos funciones es que ello permite reducir significativamente el espacio requerido para la subestación.

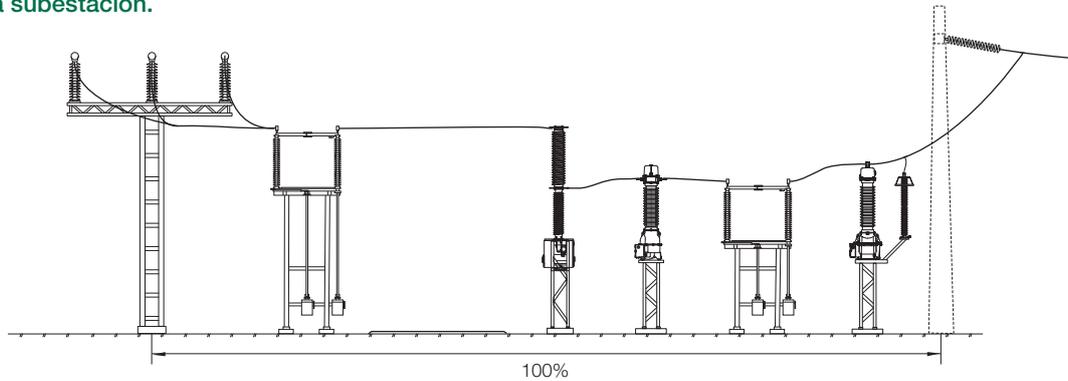


Figura 4a — Bahía convencional con interruptores y seccionadores

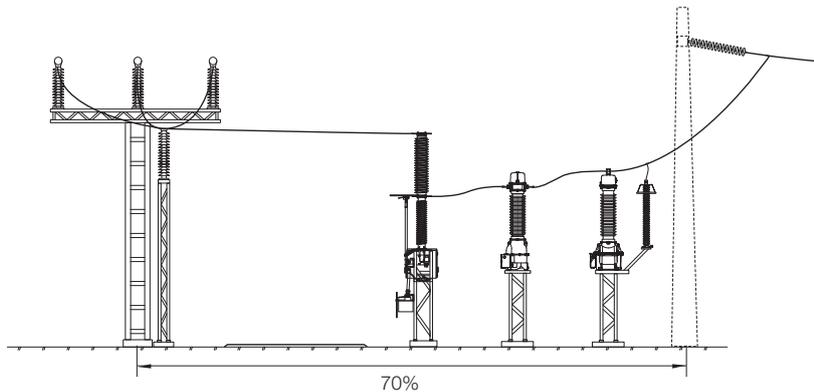


Figura 4b — La solución con interruptor seccionador reduce el tamaño de la bahía en torno a un 30%

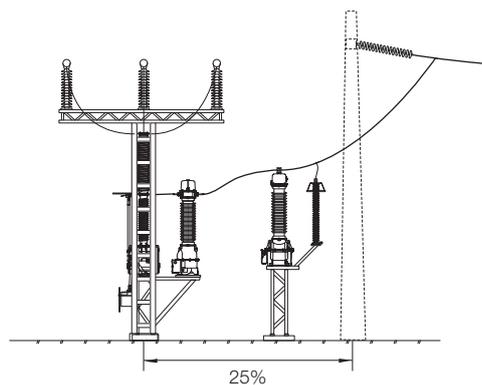


Figura 4c — El interruptor seccionador con el transformador de corriente sobre ménsulas y la barra colectora encima reduce el tamaño de la bahía en torno a un 75%

Diferencia del ancho de una subestación con el uso de interruptores seccionadores

Las figuras anteriores ofrecen una aproximación del espacio requerido para una sola bahía en disposiciones de barra colectora sencilla usando equipos convencionales (Figura 4a) e interruptores seccionadores (Figuras 4b y 4c).

Los interruptores seccionadores se pueden usar en la mayoría de las configuraciones de subestación tradicionales y sustituyen

directamente a las disposiciones de CB/DS convencionales, minimizando así la superficie necesaria para la subestación.

Las subestaciones convencionales normalmente requieren más espacio entre las fases en las bahías en comparación con una subestación con interruptores seccionadores. Esto se debe al movimiento de los brazos del seccionador.

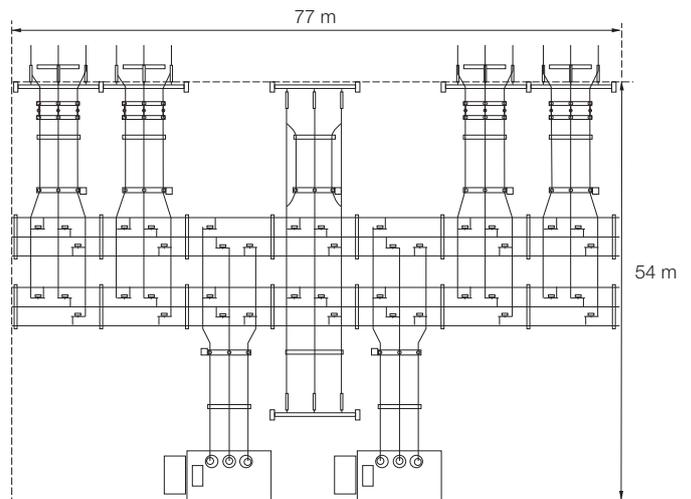
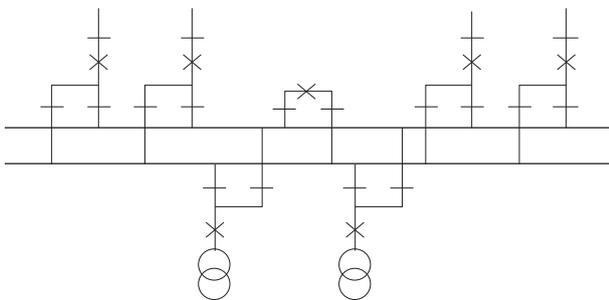
En el caso de una subestación con un interruptor y medio de 420 kV, la reducción del ancho ronda el 17%.

Comparación del espacio en una subestación de 145 kV

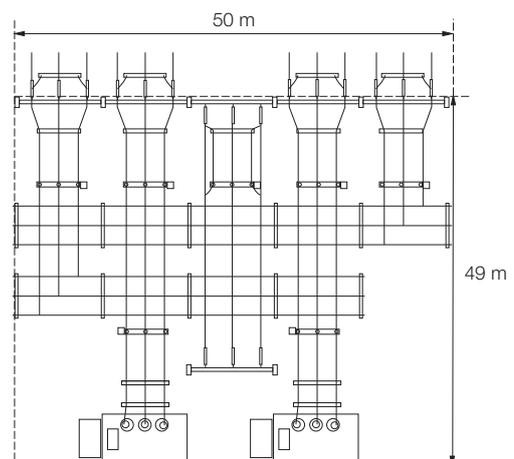
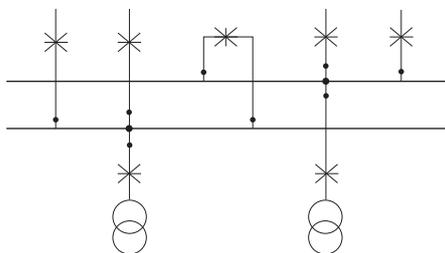
Si comparamos los requisitos de espacio para una subestación de 145 kV utilizando el mismo ejemplo del capítulo "Disponibilidad y fiabilidad", obtendremos la siguiente reducción del espacio. En las figuras siguientes se muestran los diagramas unilineales y correspondiente disposición en planta.

Podemos concluir que la construcción de una subestación de 145 kV con interruptores seccionadores en lugar de equipos convencionales

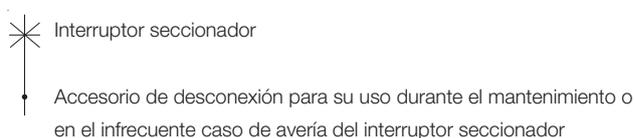
permite reducir el espacio requerido para el patio de equipos exterior de 4.200 m² a 2.500 m², lo que supone una reducción superior al 40%. Una solución de interruptor seccionador facilita además la ampliación de una subestación con una o dos bahías a cada lado del transformador sin necesidad de más espacio como lo exige una solución convencional con cuatro líneas aéreas y dos transformadores de potencia.



Requisitos de espacio para una subestación de doble barra colectora convencional con interruptores y seccionadores



Requisitos de espacio para una subestación con interruptores seccionadores

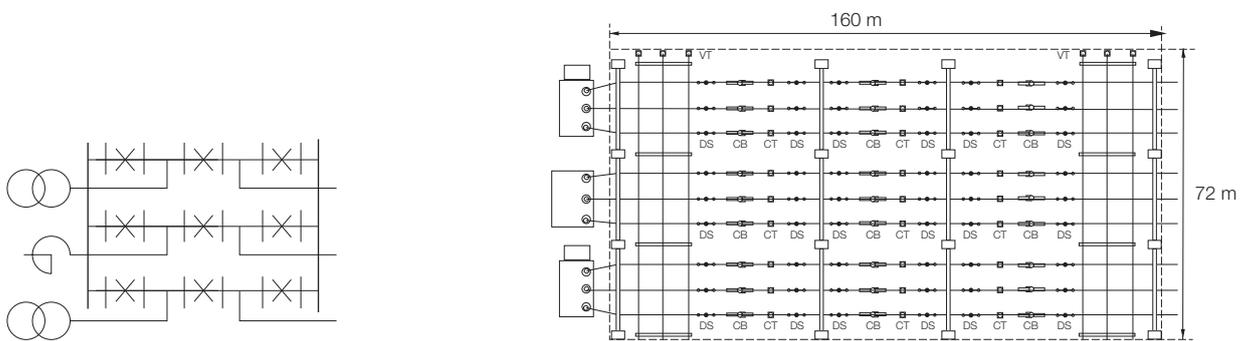


Ahorro de espacio con un DCB

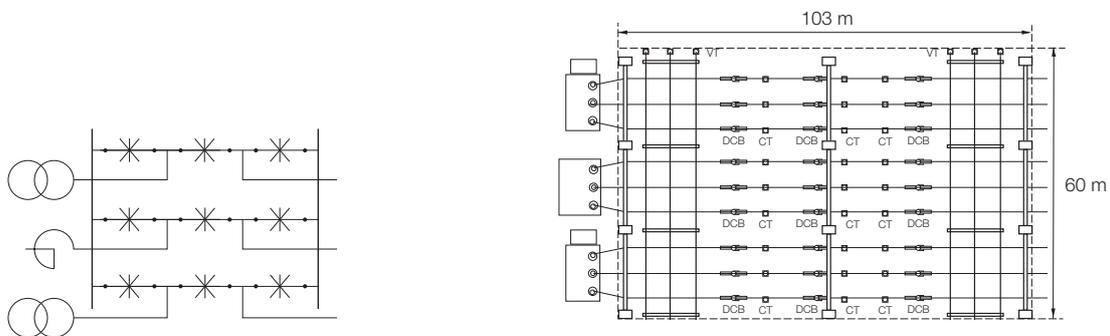
Comparación del espacio en una subestación de 420 kV

Si comparamos los requisitos de espacio para una subestación de 420 kV utilizando el mismo ejemplo del capítulo “Disponibilidad y fiabilidad”, obtendremos la siguiente reducción del espacio. En las figuras siguientes se muestran los diagramas unilineales y correspondiente disposición en planta.

La conclusión con la implantación de un interruptor seccionador en una disposición de un interruptor y medio de 420 kV es que obtendremos una reducción del espacio de 11.500 m² a 6.200 m², lo que constituye aproximadamente un 50% en comparación con una solución convencional.



Requisitos de espacio para una subestación convencional con interruptores y seccionadores



Requisitos de espacio para una subestación con interruptores seccionadores (ahorro de espacio del 46%)

- ✱ Interruptor seccionador
- Accesorio de desconexión para su uso durante el mantenimiento o en el infrecuente caso de avería del interruptor seccionador

Ventajas ambientales

Información general

ABB mantiene un claro compromiso con la reducción del impacto ambiental producido por los sistemas y aparatos diseñados y fabricados. Por este motivo hemos obtenido la certificación conforme a los sistemas de gestión ambiental ISO 14001 e ISO 14025. La reducción al mínimo impacto ambiental durante el desarrollo del interruptor seccionador ha sido, por lo tanto, una cuestión importante. Se han aplicado procedimientos de evaluación del ciclo de vida (LCA) para optimizar el diseño y se han utilizado listas de control para identificar potenciales riesgos de sustentabilidad.

El uso de interruptores seccionadores reduce la superficie de terreno necesaria para una subestación aislada en aire y reduce el uso de material. El sistema secundario de la subestación se simplifica, al no necesitarse ya funciones de enclavamiento entre los seccionadores y los interruptores convencionales. Se evitan además las pérdidas de potencia relacionadas con los seccionadores convencionales.

Uso de materias primas

Al disminuir el número de aparatos primarios en comparación con las soluciones convencionales, se reduce de manera significativa el uso total de materias primas. Esto incluye todo tipo de materiales utilizados normalmente en los aparatos de los equipos de maniobra, como el acero, aluminio, cobre, plástico, aceite, etc.

Número de cimientos — uso de hormigón

El número de cimientos requeridos para las subestaciones con interruptores seccionadores es muy inferior al de los equipos de maniobra convencionales, puesto que el número de aparatos primarios es menor. Además, los aparatos se pueden instalar sobre estructuras compartidas, lo que reduce aún más el número de cimientos. Una subestación típica con interruptores seccionadores precisa tan sólo la mitad o menos del número de cimientos que una subestación convencional.

Gas SF₆

Los interruptores seccionadores utilizan gas SF₆ (hexafluoruro de azufre) con fines de aislamiento y extinción de arco de la misma forma que los interruptores normales. No obstante, el SF₆ contribuye al efecto invernadero, por lo que se debe manipular con precaución.

El diseño de tanque vivo del interruptor seccionador minimiza la cantidad de gas utilizado en comparación con las tecnologías alternativas. Cualquier fuga de gas durante el funcionamiento se minimiza además por medio de sistemas de sellado con el uso de

juntas O-rings dobles para las juntas estáticas y X-rings dobles para las juntas dinámicas. Las pruebas de temperatura alta y baja han demostrado que el porcentaje de fugas de SF₆ se mantiene muy por debajo del estricto requisito de la CEI del 0,5% anual para los sistemas de presión cerrados, incluso en condiciones ambientales difíciles. El bajo volumen de gas, unido al bajo porcentaje de fugas, permite minimizar las emisiones de SF₆ a la atmósfera. ABB cuenta también con rutinas bien documentadas para la manipulación del SF₆, desde la producción del aparato hasta su retirada del servicio.

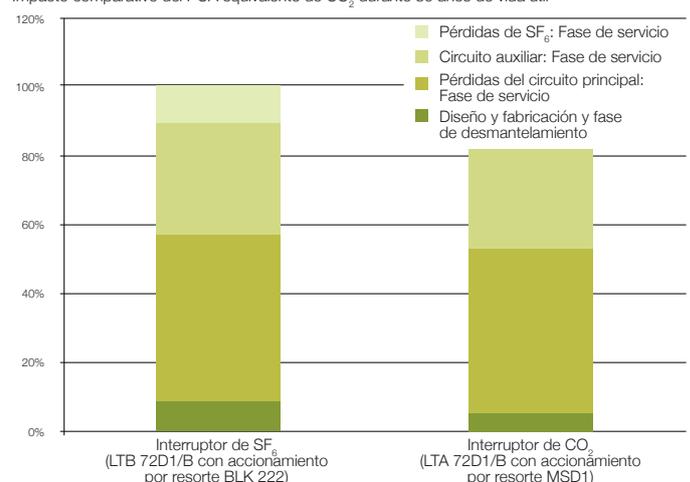
Tal y como muestran los ejemplos de las páginas siguientes sobre cálculos de evaluación del ciclo de vida (LCA), en el potencial de calentamiento atmosférico equivalente (cantidad de CO₂ expulsada a la atmósfera) predominan las pérdidas de potencia eléctrica durante la vida útil y no las fugas de SF₆.

Sustitución del gas SF₆ por gas CO₂

Otra tecnología pionera es la extinción de arco mediante el uso de CO₂ en lugar de SF₆, eliminando por completo el uso de SF₆ en los interruptores seccionadores de hasta 84 kV.

El gráfico inferior muestra una comparación del impacto ambiental durante el ciclo de vida del nuevo interruptor de CO₂ LTA de ABB con el interruptor de SF₆ LTB de ABB tomando como referencia una vida útil de 30 años. Los puntos siguientes detallan cómo la tecnología LTA ha evolucionado para reducir el impacto ambiental en cada una de las tres fases del ciclo de vida (diseño y fabricación, servicio y desmantelamiento).

Impacto comparativo del PCA equivalente de CO₂ durante 30 años de vida útil



Ventajas ambientales

Estudio de LCA, 145 kV

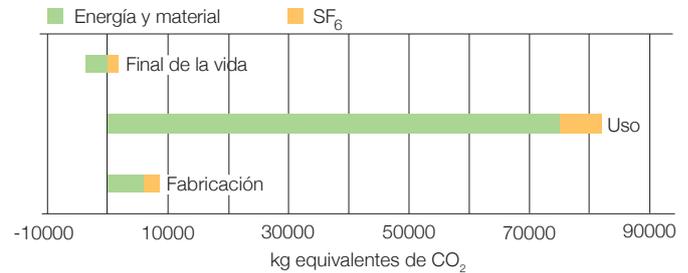
Estudio de LCA para un interruptor seccionador de 145 kV con seccionador de puesta a tierra

Se llevó a cabo un estudio de LCA para un interruptor seccionador de 145 kV, incluido el mecanismo de operación, seccionador de puesta a tierra y estructura de soporte. El estudio tenía en cuenta el impacto ambiental durante el ciclo de vida completo y cumplía los requisitos de la norma ISO 14040. Se basaba en los siguientes supuestos:

- 40 años de vida
- Pérdidas eléctricas del 50% de la corriente normal nominal, es decir, 1.575 A por fase
- Interruptor seccionador de operación tripolar, resistencia 32 $\mu\Omega$ /polo, calentador 70 W de forma continua, más 70 W controlados por termostato el 50% del tiempo

En los estudios de LCA se pueden tener en cuenta varias categorías diferentes de impacto ambiental, como la acidificación, el agotamiento del ozono y el calentamiento atmosférico. En este caso la evaluación se realizó con relación al potencial de calentamiento atmosférico (PCA). Esta es generalmente la categoría de impacto predominante en el caso de los productos que consumen energía durante su vida útil. El resultado se expresa en kg equivalentes de CO₂.

El impacto del consumo eléctrico se basa en una combinación de sistemas de generación eléctrica aplicable a los países de la OCDE y tiene en cuenta el punto de vista de la LCA: 0,6265 kg CO₂ por kWh.



Como muestra la figura, el consumo eléctrico durante la fase de uso es el que más contribuye al potencial de calentamiento atmosférico. Las pérdidas resistivas en el circuito principal representan el 70% de este consumo de energía. El resto se reparte entre el calentador controlado por termostato (10%) y el calentador anticondensación (20%) en el mecanismo de operación. Se partía de que el calentador controlado por termostato se mantenía conectado durante la mitad de la fase de uso.

La contribución durante la fase de uso con relación a la fuga de SF₆ a la atmósfera era inferior al 10% del total. Esto se debe al reducido volumen de gas y al bajo porcentaje de fugas relativo del diseño de tanque vivo. La contribución se calculó tomando un porcentaje de fugas de SF₆ relativo del 0,1% anual, típico para este tipo de interruptores seccionadores. Al final de la vida, se daba por supuesto que el 1% del gas se perdía, mientras que el resto se reciclaba.

Estudio de LCA, 245 kV

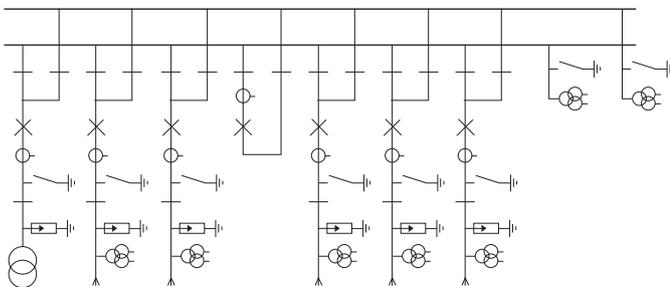
Estudio de LCA de tres subestaciones alternativas de 245 kV

Se llevó a cabo una evaluación LCA para tres tipos diferentes de subestaciones de 245 kV. Las dimensiones de las tres variantes se establecieron para cumplir las condiciones de una subestación real en una ubicación determinada:

- Cinco líneas aéreas con posiciones fijas
- Un transformador de potencia con posición fija y conectado a una subestación de 420 kV adyacente

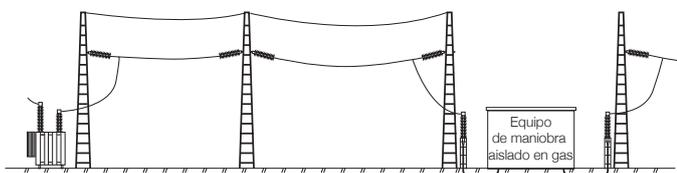
Subestación AIS convencional (tipo 1)

Subestación AIS convencional de doble barra colectora de acuerdo con el siguiente diagrama unilineal:



Subestación GIS para uso interior (tipo 2)

Subestación GIS para uso interior con el mismo diagrama unilineal que una subestación AIS convencional. En la LCA se incluyeron las conexiones "externas" requeridas desde el GIS hasta las posiciones reales del transformador de potencia y las líneas aéreas. Estas conexiones AIS externas sumaban un total de 240 m. La siguiente figura muestra, a modo de ejemplo, la situación en el caso de la bahía de transformadores:

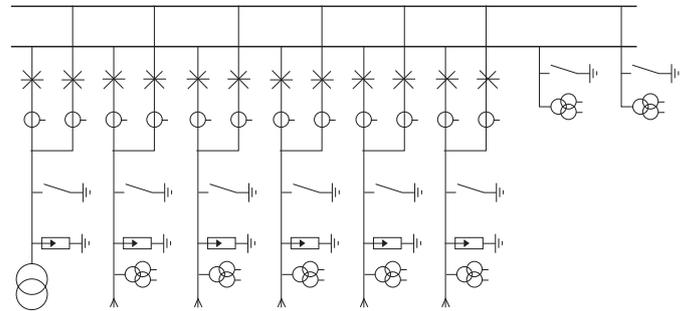


Equipo de maniobra aislado en gas con conexiones AIS externas

Subestación AIS con interruptores seccionadores (tipo 3)

Esta subestación presentaba una configuración de doble interruptor, lo que proporciona una flexibilidad y una fiabilidad aún mayores que una configuración de doble barra colectora.

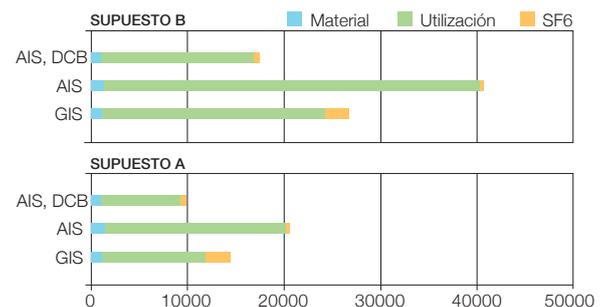
El número de interruptores seccionadores en esta configuración es de 12, frente a los 7 interruptores en las configuraciones de simple interruptor de doble barra colectora.



Los principales parámetros utilizados para el análisis de LCA fueron:

- 30 años de vida
- Porcentaje de fugas de SF₆ del 0,1% anual, tanto para AIS como para GIS
- Se utilizaron dos supuestos de corriente de carga:
 - Supuesto A: 80% del tiempo al 25% de 3.150 A y 20% del tiempo al 40% de 3.150 A.
 - Supuesto B: 80% del tiempo al 40% de 3.150 A y 20% del tiempo al 50% de 3.150 A.
- El impacto del consumo eléctrico se basa en una combinación de sistemas de generación eléctrica aplicable a 25 países de la Unión Europea (UE) y tiene en cuenta el punto de vista de la LCA: 0,5773 kg CO₂ por kWh.
- No se incluyeron las pérdidas en el transformador de potencia.

Los principales resultados del estudio (emisiones equivalentes de CO₂) se muestran en la siguiente figura:



Las principales conclusiones del estudio son:

- El menor impacto ambiental es el producido por la subestación AIS con interruptores seccionadores (tipo 3)
- La mayor parte del impacto ambiental está producida por las pérdidas eléctricas durante la vida útil

Se debe tener presente claramente que los resultados dependen en gran medida de las condiciones reales, la longitud de las líneas, etc. en la subestación. Una situación diferente puede dar lugar a resultados diferentes.

Costo del ciclo de vida (LCC)

Información general

Los equipos de alta tensión de una subestación tienen un cierto “costo inicial”, seguido de una serie de costos adicionales que se acumulan gradualmente durante la vida del equipo. En los cálculos del costo del ciclo de vida (LCC) se tienen en cuenta todos estos elementos de los costos para obtener una imagen fiel del costo total durante la vida del equipo.

Este tipo de cálculos de LCC pueden ser una herramienta útil para comparar distintas soluciones de subestaciones ya desde la fase de planificación.

En un cálculo de LCC de los equipos de alta tensión de una subestación deben incluirse los siguientes elementos de costos:

Costo inicial

Si el análisis de LCC se centra directamente en los equipos de alta tensión, el costo inicial se compondrá del costo de adquisición del equipo y de los costos asociados correspondientes a los cimientos necesarios para el montaje del equipo. Deberán incluirse también los costos de instalación y puesta en servicio.

Puede ser viable también adoptar un punto de vista más amplio e incluir además elementos de costos como el diseño y la planificación, la gestión del proyecto y la ingeniería civil para la subestación, las barras colectoras y las conexiones primarias entre los equipos de alta tensión, así como el cableado auxiliar. Estos costos generalmente son menores en el caso de las soluciones de subestación con interruptores seccionadores que en las soluciones convencionales debido al menor espacio y el menor número de equipos requeridos, así como al uso de soluciones parcialmente prediseñadas.

Costos de mantenimiento

El costo de mantenimiento durante la vida del equipo dependerá de la frecuencia y del tiempo de mantenimiento. Deberán incluirse tanto las inspecciones visuales como el mantenimiento programado. Se puede incluir también el costo de la revisión completa del equipo tras muchos años en servicio, así como los costos de desplazamiento hasta el lugar de instalación.

El costo de mantenimiento dependerá de las tarifas por hora del personal de servicio. Para simplificar los cálculos, se puede considerar que los transformadores de corriente, los transformadores de tensión y los descargadores de sobretensiones están libres de mantenimiento.

Costos de reparación

Los costos de reparación dependerán del porcentaje de averías del equipo, el tiempo de reparación y el costo de los repuestos. El porcentaje de averías típico se puede consultar en las estadísticas publicadas por la CIGRE, por ejemplo. Se incluirán también los costos de desplazamiento hasta el lugar de instalación. Los costos de reparación dependerán de las tarifas por hora del personal de servicio, el costo de alquiler de grúas, etc.

Costos de pérdidas eléctricas

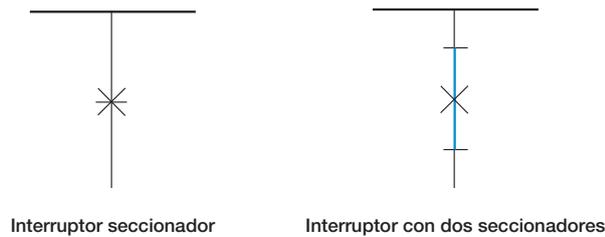
La corriente principal genera pérdidas eléctricas tanto en los equipos de alta tensión como en las conexiones entre estos. Las pérdidas dependen de la magnitud de la corriente, por lo que debe utilizarse en el cálculo un valor de corriente media adecuado. Si se comparan distintas configuraciones de subestación, las interconexiones incluidas en la comparación se deberán elegir del mismo modo, por ejemplo, con arreglo a la longitud de un diámetro en una configuración de un interruptor y medio. Además de las pérdidas de corriente principal, debe incluirse el consumo energético de los calentadores en los mecanismos de operación de los interruptores, interruptores seccionadores y seccionadores.

Los costos de mantenimiento, costos de reparación y costos de pérdidas eléctricas irán acumulándose a lo largo de la vida útil del equipo. Por ello, estos costos deben volver a calcularse con arreglo a los valores actuales aplicando un tipo de interés adecuado.

Aquí se muestran dos ejemplos de cálculos de LCC, efectuando una comparación entre soluciones de subestación con interruptores y seccionadores convencionales y con interruptores seccionadores.

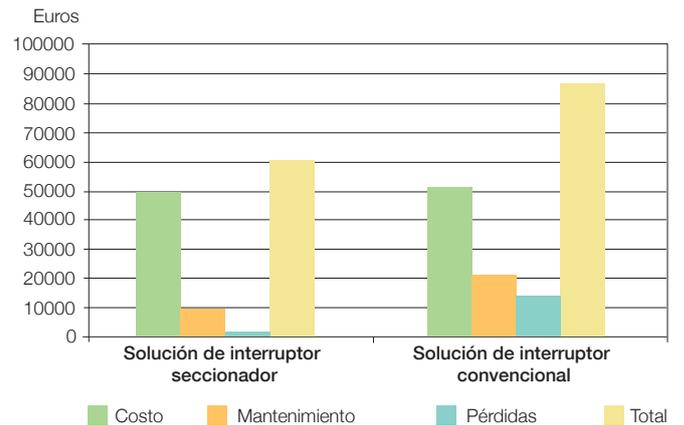
Estudio de LCC de una subestación de barra colectora sencilla de 145 kV

Se calcula el costo del ciclo de vida (LCC) de un solo interruptor seccionador de 145 kV comparado con una disposición con un interruptor convencional rodeado de dos seccionadores. En la disposición convencional se incluyen las conexiones entre los seccionadores y el interruptor (sección azul en la figura).



Se parte de unos costos realistas de adquisición del equipo, instalación, mantenimiento y reparación. Se aplica un intervalo de tiempo de 30 años. Se incluye la revisión completa del equipo al cabo de ese intervalo de tiempo. Las pérdidas eléctricas se calculan con una corriente de 1.575 A, que corresponde al 50% de la corriente nominal. Se incluyen las pérdidas eléctricas en los calentadores de los mecanismos de operación. El costo de las pérdidas eléctricas está basado en un precio de 0,03 euros por kWh.

La figura muestra los costos como valores actuales basados en un tipo de interés anual del 5%. El costo inicial (costos de adquisición e instalación) de las dos alternativas es más o menos el mismo, mientras que el costo total es superior en el caso de la alternativa convencional. Esto se debe a los costos considerablemente superiores del mantenimiento y las pérdidas eléctricas.



Comparación del LCC: interruptor seccionador frente a solución convencional, bahía única de 145 kV

Costo del ciclo de vida (LCC)

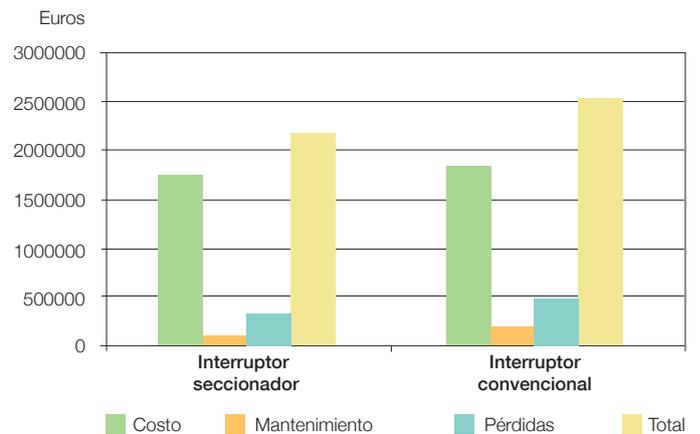
Estudio de LCC de una subestación de un interruptor y medio de 420 kV

Se calcula el costo del ciclo de vida para los equipos de alta tensión de una subestación de 420 kV con una configuración de un interruptor y medio y cuatro diámetros. Se comparan dos alternativas: una con interruptores seccionadores y otra con interruptores y seccionadores convencionales. Se incluyen todos los costos asociados a todos los equipos de alta tensión con relación a los alimentadores y diámetros, es decir, interruptores o interruptores seccionadores, seccionadores, seccionadores de puesta a tierra, transformadores de corriente y de tensión, y descargadores de sobretensiones. Tal como se puede ver en las figuras, se ha partido de que no existen seccionadores en los alimentadores. No se incluyen los equipos de alta tensión conectados directamente a las barras colectoras. Se incluyen los conductores de conexión en los diámetros y entre los equipos de alta tensión conectados a los alimentadores (secciones azul y roja en las figuras).

Se parte de unos costos realistas de adquisición del equipo, instalación, mantenimiento y reparación. Se aplica un intervalo de tiempo de 30 años. Se incluye la revisión completa del equipo al cabo de ese intervalo de tiempo. Se calculan las pérdidas eléctricas con una corriente de 2.000 A, que corresponde al 50% de la corriente nominal (flujo en la sección azul de los alimentadores y diámetros).

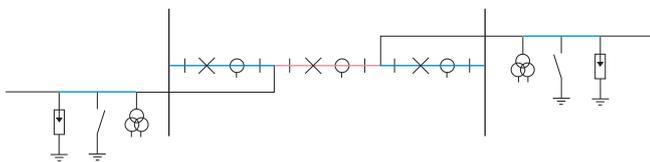
Se incluyen las pérdidas eléctricas en los calentadores de los mecanismos de operación. El costo de las pérdidas eléctricas está basado en un precio de 0,05 euros por kWh.

La figura muestra los costos como valores actuales basados en un tipo de interés anual del 5%. El costo inicial (costos de adquisición e instalación) de la alternativa con interruptores seccionadores es ligeramente inferior al de la alternativa convencional con interruptores y seccionadores. El costo total también es inferior debido a los menores costos de mantenimiento y reparación, y también al menor costo de las pérdidas eléctricas en la alternativa con interruptores seccionadores.

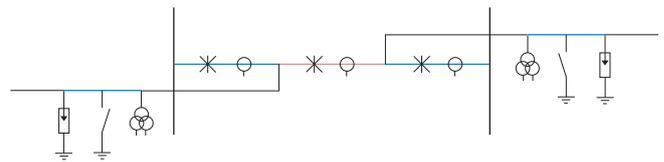


Nota: en la comparación del LCC no se incluye el ahorro adicional en la compra y preparación del terreno y la ingeniería civil.

Comparación del LCC: interruptor seccionador frente a solución convencional, 420 kV



Disposición con interruptores y seccionadores convencionales



Disposición con interruptores seccionadores

Diseño de subestaciones

Diagramas unilineales

Diferentes configuraciones de subestación

A la hora de diseñar una nueva subestación hay que tener en cuenta una serie de aspectos. Uno de ellos es la configuración ilustrada por el diagrama unilineal (SLD). En la elaboración de diagramas unilineales, el objetivo principal es crear una solución adecuada para los requisitos específicos de la subestación. Son muchos los factores que influyen en la decisión final, como la carga prevista, requisitos de seguridad, presupuesto de la subestación, red eléctrica circundante, efectos de pérdida de potencia, requisitos de disponibilidad y fiabilidad, etc.

Configuraciones de simple interruptor

Las subestaciones diseñadas con un solo interruptor por objeto y varios seccionadores rodeándolo se consideran subestaciones centradas en el mantenimiento. Un elemento común a ellas es que los interruptores y a veces los seccionadores se pueden aislar fácilmente sin que ello afecte al flujo eléctrico en la barra colectora y, cuando se utilizan seccionadores de derivación (denominados "bypass") o una barra de transferencia, tampoco a la carga sobre los objetos conectados. Habitualmente se usan configuraciones de simple interruptor y de doble barra colectora. Sin embargo, la carga se divide en la subestación del mismo modo que con una barra colectora sencilla seccionada, y la conmutación de barras en la subestación se realiza principalmente cuando se efectúa el mantenimiento del seccionador adyacente a una barra colectora. En este tipo de configuraciones, un fallo de línea unido a una avería de protección o una situación de falla en un interruptor provocaría la pérdida de al menos la mitad de la subestación.

En las páginas siguientes se muestran ejemplos de diagramas unilineales con interruptores seccionadores para configuraciones de simple interruptor.

Tal como se ha explicado para las soluciones anteriores con una configuración de barra colectora sencilla, el mantenimiento de los seccionadores adyacentes a la barra colectora pone fuera de servicio la sección o la subestación completa. Para eliminar este problema se introdujeron las barras colectoras dobles; la finalidad principal de los sistemas de doble barra colectora es hacer posible el mantenimiento del seccionador sin que ello afecte a los demás objetos de la subestación.

Configuraciones de doble interruptor

Las subestaciones con el objeto (por ejemplo línea) conectado a dos interruptores se consideran subestaciones centradas en las averías y el mantenimiento. Por ejemplo, una avería de línea unida a una avería de protección o una situación de falla en un interruptor afectaría únicamente a la línea. Este es el motivo por el cual este tipo de configuraciones se utiliza con mayor frecuencia en las redes de transmisión y las industrias con requisitos muy estrictos de disponibilidad y fiabilidad. Otra ventaja de estas configuraciones con dos vías de alimentación simultáneas es que el objeto se puede volver a poner en servicio fácilmente tras una avería o tras el mantenimiento del equipo en cuestión.

Nuevas posibilidades con los interruptores seccionadores

Tal como se ha explicado anteriormente en el capítulo "Disponibilidad y fiabilidad", los interruptores de SF₆ modernos ofrecen un menor mantenimiento y mejor comportamiento en lo relativo a averías que los seccionadores. Eso quiere decir que la forma tradicional de construir las subestaciones con muchos sistemas de barras colectoras y seccionadores reduce la disponibilidad en lugar de aumentarla. Teniendo en cuenta únicamente lo anterior, la mejor forma de aumentar la disponibilidad es eliminar todos los seccionadores y utilizar sólo interruptores. Sin embargo, por cuestiones de seguridad, es necesaria la función de seccionador, por lo cual es necesario el interruptor seccionador para el diseño de subestaciones sin seccionadores.

El interruptor seccionador es adecuado para su uso en configuraciones de subestación tales como:

- Barra colectora sencilla
- Barra colectora sencilla seccionada
- Doble interruptor
- Anillo
- 1½ interruptor
- Configuraciones combinadas

Si se está estudiando la posibilidad de un sistema de doble barra colectora o barra de transferencia, este se puede sustituir preferiblemente por un sistema de doble barra colectora y doble interruptor. En la siguiente sección se ofrecen algunos ejemplos de lo anterior.

Diseño de subestaciones

Configuraciones de barra colectora sencilla

Barra colectora sencilla

La barra colectora sencilla es la configuración más simple y se usa preferiblemente en subestaciones de menor tamaño con alimentación de línea simple y tensión más baja. En la configuración de barra colectora sencilla, todos los objetos se conectan a la misma barra colectora, con lo que se consigue una subestación pequeña pero vulnerable a las averías y el mantenimiento. Si se requiere mantenimiento en cualquiera de los equipos adyacentes a la barra colectora, será necesario poner fuera de servicio la subestación entera.

Barra colectora sencilla con seccionador de "bypass"

En una configuración con una barra colectora sencilla y seccionador de "bypass", los objetos se mantienen conectados del mismo modo que en la configuración de barra colectora sencilla. El seccionador de "bypass" se introdujo para hacer posible el mantenimiento del interruptor sin perder la línea. Cuando el interruptor precisa mantenimiento, la línea se puede conectar a través del seccionador de "bypass" a la barra colectora; la línea se conectará, por tanto, sin un interruptor. Si se produjese un fallo de línea en esta situación, se pondría fuera de servicio la subestación entera.

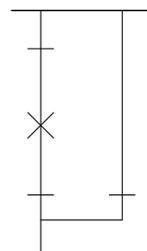
Convencional

Con la configuración de barra colectora sencilla convencional, los seccionadores de la barra colectora permiten el mantenimiento de los interruptores sin desactivar la barra colectora. No obstante, para el mantenimiento de los seccionadores adyacentes a la barra colectora será necesario poner fuera de servicio la barra colectora. Como el seccionador adyacente a la barra colectora requiere actualmente un mayor mantenimiento que los interruptores convencionales, se reduce la disponibilidad de la barra colectora en comparación con una solución de interruptor seccionador.



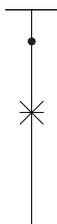
Convencional

Los seccionadores de derivación actuales requieren un mayor mantenimiento que los interruptores cuyas interrupciones del servicio por mantenimiento estaban destinadas a eliminar; por lo tanto, la disponibilidad de la línea se reducirá en comparación con una configuración de barra colectora sencilla. El seccionador de "bypass" añadido desactivará además la barra colectora y, por tanto, la subestación entera durante el mantenimiento requerido.



Interruptor seccionador

En la solución de interruptor seccionador se eliminan todos los seccionadores, reduciendo así la frecuencia de mantenimiento de la subestación de cada cinco años a cada quince años aproximadamente. Los sistemas de enclavamiento simplificados, junto con dimensiones menores de la subestación y menores requisitos de mantenimiento, proporcionan una mayor rentabilidad que la solución convencional.



Interruptor seccionador

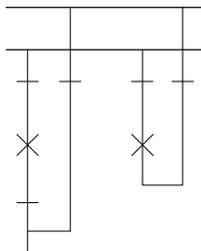
La solución con interruptores seccionadores y seccionadores de "bypass" no es aplicable, ya que no se utilizan seccionadores. Se recomienda en su lugar utilizar una barra colectora sencilla o una barra colectora sencilla seccionada con interruptores seccionadores para mejorar la disponibilidad de la subestación.

Barra colectora sencilla con barra colectora de transferencia

En la configuración con una barra colectora sencilla y una barra colectora de transferencia, los objetos se mantienen conectados como en la configuración de barra colectora sencilla. La barra colectora sencilla con barra colectora de transferencia se introdujo para permitir el mantenimiento del interruptor sin perder el objeto (por ejemplo una línea). Durante el mantenimiento del interruptor, el interruptor del acoplador de barras se utiliza como interruptor de línea para la bahía en la cual se está efectuando el mantenimiento del interruptor. Esta solución ha perdido su finalidad hoy en día, ya que los seccionadores de transferencia requieren mantenimiento más frecuente que los interruptores y, por lo tanto, disminuirá la disponibilidad en comparación con una configuración de barra colectora sencilla.

Convencional

La ventaja de una barra colectora sencilla con una barra de transferencia frente a una barra colectora sencilla con un seccionador de "bypass" es que el mantenimiento del seccionador de transferencia no afecta a la barra colectora principal, como ocurre con el seccionador de "bypass". No obstante, tal como se ha indicado en la sección anterior, una solución pura de barra colectora sencilla funcionará mejor que una barra colectora sencilla con una barra colectora de transferencia.



Interruptor seccionador

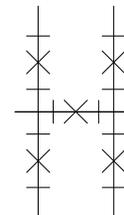
La solución con interruptores seccionadores y una barra colectora de transferencia no es aplicable. Se recomienda en su lugar utilizar una barra colectora sencilla o una barra colectora sencilla seccionada con interruptores seccionadores para mejorar la disponibilidad de la subestación.

Barra colectora sencilla seccionada

La barra colectora sencilla seccionada (conocida también como configuración en H) se suele utilizar en subestaciones de distribución. Los objetos paralelos conectados a la subestación se deben dividir entre las dos secciones de la barra; ello garantiza que la disponibilidad en el lado de media tensión de los transformadores paralelos sea muy alta.

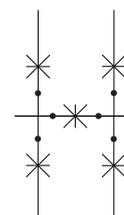
Convencional

Con la configuración de barra colectora sencilla seccionada convencional, los seccionadores de la barra colectora permiten el mantenimiento de los interruptores sin desactivar la barra colectora. En la actualidad, el seccionador adyacente a la barra colectora requiere un mayor mantenimiento que el interruptor, por lo que se reduce la disponibilidad de la sección de la barra colectora en comparación con una solución de interruptor seccionador.



Interruptor seccionador

Con la solución de interruptor seccionador se eliminan todos los seccionadores, reduciendo así la frecuencia de mantenimiento de la subestación de cada cinco años a cada quince años aproximadamente. Las configuraciones de enclavamiento simplificadas, junto con dimensiones menores de la subestación y requisitos de mantenimiento reducidos, proporcionan una mayor rentabilidad que la solución convencional. Una barra colectora sencilla seccionada con interruptores seccionadores ofrece un mejor rendimiento que una subestación de doble barra colectora convencional (en servicio normal se conectan de la misma forma), lo cual se ha ilustrado también en la sección "Disponibilidad y fiabilidad" de la Guía de Aplicaciones.



Diseño de subestaciones

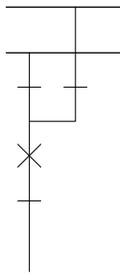
Configuraciones de doble barra colectora

Doble barra colectora y simple interruptor

En la configuración de doble barra colectora y simple interruptor, los objetos se dividen típicamente entre las barras colectoras, de manera que la subestación está conectada como una barra colectora sencilla seccionada en condiciones de servicio normales. Cuando se requiere el mantenimiento en una de las barras colectoras o seccionadores adyacentes, los demás objetos conectados se pueden transferir a una sola barra colectora. En este caso sólo se verá afectado el objeto que requiere mantenimiento. Una configuración de doble barra colectora ofrece además cierta flexibilidad para dedicar ciertos objetos a una barra colectora específica en la subestación.

Convencional

La configuración de doble barra colectora y simple interruptor se introdujo para hacer posible el mantenimiento de los seccionadores adyacentes a la barra colectora sin que ello afecte a los demás objetos conectados en la subestación. El mantenimiento de cualquier equipo de la bahía pondrá fuera de servicio el objeto conectado.



Interruptor seccionador

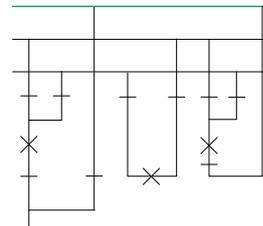
El interruptor seccionador no es aplicable en una solución de doble barra colectora y simple interruptor porque esta configuración está basada en seccionadores para la conmutación entre barras colectoras. Si se está estudiando la posibilidad de un sistema de doble barra colectora y simple interruptor, se recomienda el uso de una barra colectora sencilla seccionada con interruptor seccionador (ya que se conectan de la misma forma, excepto cuando se efectúa el mantenimiento del seccionador convencional). Si la fiabilidad y la disponibilidad de la subestación son esenciales, deberá plantearse el uso de una configuración de un interruptor y medio o doble interruptor con interruptores seccionadores.

Doble barra colectora y simple interruptor con barra colectora de transferencia

La doble barra colectora con una barra colectora de transferencia funciona como una solución de doble barra colectora y ofrece las mismas ventajas. Además de la configuración de doble barra colectora, la barra colectora de transferencia añadida (verde) permitirá también el mantenimiento del interruptor y sus seccionadores de la barra colectora sin afectar al objeto conectado. No obstante, el mantenimiento del seccionador de transferencia y adyacente al objeto pondrá fuera de servicio el objeto. En servicio, la doble barra colectora con una barra colectora de transferencia se conectará como una barra colectora sencilla seccionada.

Convencional

Esta solución se utiliza habitualmente en subestaciones de transmisión y subestaciones en las cuales se requiere una alta disponibilidad. Los procedimientos de operación y los requisitos de mantenimiento debido al aumento de la cantidad de seccionadores son complicados y llevan mucho tiempo.



Interruptor seccionador

El interruptor seccionador no es aplicable a una solución de doble barra colectora con una barra colectora de transferencia, ya que esta configuración está basada en seccionadores para la conmutación entre las barras colectoras. Si se está estudiando la posibilidad de una solución de doble barra colectora con una barra colectora de transferencia, ABB recomienda las siguientes soluciones posibles:

- Barra colectora sencilla seccionada con DCB (ya que se conectan de la misma forma, excepto cuando se efectúa el mantenimiento del seccionador o interruptor).
- Si la subestación tiene requisitos especialmente estrictos de disponibilidad y fiabilidad, se recomienda una solución de doble interruptor o un interruptor y medio con interruptores seccionadores.

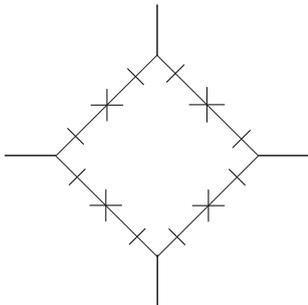
Configuraciones de doble interruptor

Anillo

En una configuración en anillo, todos los objetos se conectan a través de dos interruptores al mismo tiempo. Por lo tanto, una sola avería puede afectar a un máximo de dos objetos en la subestación. Todos los objetos conectados comparten sus dos interruptores con otros dos objetos conectados en la subestación. Se recomienda alternar las conexiones de línea y transformador para que una sola avería no afecte a dos transformadores al mismo tiempo. Las configuraciones en anillo ofrecen una disponibilidad muy buena, pero son difíciles de ampliar. Una configuración en anillo típica contiene un máximo de seis objetos.

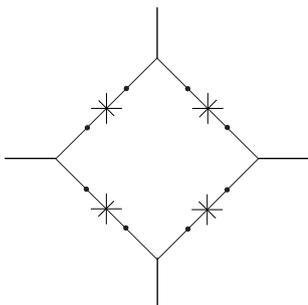
Convencional

El mantenimiento de los interruptores en esta configuración no afecta al objeto conectado. No obstante, el mantenimiento en los seccionadores adyacentes al objeto, que se realiza entre cada tres y seis años, requerirá poner fuera de servicio el objeto.



Interruptor seccionador

Cuando se eliminan los seccionadores se reducen las dimensiones de la subestación en anillo. Disminuyen las interrupciones de servicio para conectar objetos, ya que la frecuencia de mantenimiento de los interruptores seccionadores es de 15 años, en lugar de entre tres y seis años como en los seccionadores convencionales.

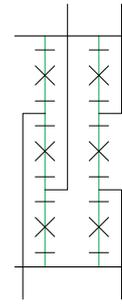


Disposición de un interruptor y medio

En la configuración de un interruptor y medio, cada objeto conectado se conecta a una sola barra colectora a través de un interruptor y comparte un interruptor con otro objeto también conectado a una segunda barra colectora. Una avería en una configuración como esta puede afectar a un máximo de dos objetos. Las configuraciones de un interruptor y medio ofrecen una disponibilidad muy buena, pero requieren una planificación a largo plazo para las conexiones de ampliaciones (nuevas líneas). Un diámetro en la configuración de un interruptor y medio se refiere a todos los equipos y objetos de conexión entre las dos barras colectoras en una bahía de la subestación.

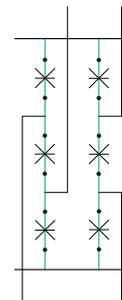
Convencional

El mantenimiento de los interruptores en esta configuración no afecta al objeto conectado. No obstante, el mantenimiento en los seccionadores adyacentes al objeto, que se realiza entre cada tres y seis años, requerirá poner fuera de servicio el objeto.



Interruptor seccionador

Una vez eliminados los seccionadores, el patio de equipos de una subestación de un interruptor y medio requiere tan sólo en torno al 60% del espacio de una solución convencional. Se reducen las interrupciones de servicio para los objetos conectados, ya que la frecuencia de mantenimiento de los interruptores seccionadores es de 15 años, en lugar de entre tres y seis años como en los seccionadores convencionales.



Diseño de subestaciones

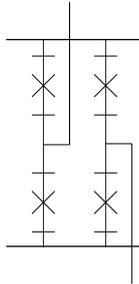
Configuraciones de doble interruptor

Doble interruptor

En la configuración de doble interruptor, cada objeto se conecta a través de un interruptor independiente a cada una de las dos barras colectoras. En condiciones de servicio normales ambos interruptores están cerrados. Una sola avería en una configuración como esta puede afectar únicamente a un objeto. La ampliación de una configuración de doble interruptor se considera más sencilla que para una configuración en anillo o de un interruptor y medio, ya que los objetos se pueden conectar desde cualquiera de los dos lados de las barras colectoras.

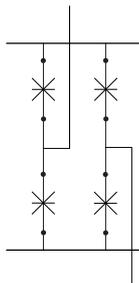
Convencional

El mantenimiento de los interruptores en esta configuración no afecta al objeto entrante. No obstante, el mantenimiento en los seccionadores adyacentes al objeto, que se realiza entre cada tres y seis años, requerirá poner fuera de servicio el objeto.



Interruptor seccionador

Una vez eliminados los seccionadores, el patio de equipos de interruptores seccionadores requiere tan sólo en torno al 60% del espacio de un patio de equipos convencional. Se reducen las interrupciones de servicio para los objetos conectados, ya que la frecuencia de mantenimiento de los interruptores seccionadores es de 15 años, en lugar de entre tres y seis años como en los seccionadores convencionales.



Renovación y ampliación

Renovación y ampliación de subestaciones

Existen dos alternativas principales para la renovación de las subestaciones:

- Renovación completa (bahía por bahía/renovación de la subestación completa)
- Renovación equipo por equipo

El interruptor seccionador ofrece diversas ventajas en la ampliación y renovación de subestaciones, tanto completas como equipo por equipo.

Método de renovación de subestación completa (recomendado)

Aunque la renovación de una subestación completa cuesta más inicialmente que la renovación equipo por equipo, ofrece sin embargo ciertas ventajas tecnológicas. Cuando la subestación entera se renueva al mismo tiempo, es posible implantar en la subestación nuevas tecnologías actualizadas con mayor fiabilidad. La renovación completa aporta una serie de ventajas técnicas y comerciales, como las siguientes:

- Se minimiza el trabajo futuro, ya que todos los equipos tienen una antigüedad similar.
- La configuración (diagrama unilineal) se puede adaptar a la evolución de los aparatos de alta tensión y a los eventuales cambios en la importancia de la subestación en la red desde su construcción original.
- El tiempo de interrupción del servicio se puede minimizar utilizando los equipos antiguos para mantener en servicio la subestación durante la renovación.

- El personal de servicio puede concentrarse en unos cuantos proyectos de mayor envergadura, dado que las subestaciones renovadas no requerirán servicio durante muchos años después de la renovación.

Método equipo por equipo (no recomendado)

Lo que se considera una ventaja en la renovación de una subestación completa es todo lo contrario en el método equipo por equipo. Con este método, muchas veces no es posible implantar las nuevas tecnologías en la subestación, y la configuración de la subestación sigue siendo la misma. La principal ventaja del método de renovación equipo por equipo es su menor costo inicial, ya que los equipos a menudo se compran dentro de un contrato marco, etc. A largo plazo este método de renovación de las subestaciones puede ser más cuestionable.

En el caso de la renovación equipo por equipo, el interruptor seccionador puede ser una alternativa muy conveniente a los seccionadores e interruptores convencionales.

Ejemplos de renovación de subestaciones

En el siguiente ejemplo se sustituyó una doble barra colectora con una barra colectora de transferencia por una barra colectora sencilla seccionada con interruptores seccionadores. La antigua barra colectora de transferencia se utilizó para construir la nueva barra colectora sencilla seccionada con interruptores seccionadores. Esta transformación dio lugar a una reducción del espacio de un 70% y a un incremento de la fiabilidad y la disponibilidad de la subestación.

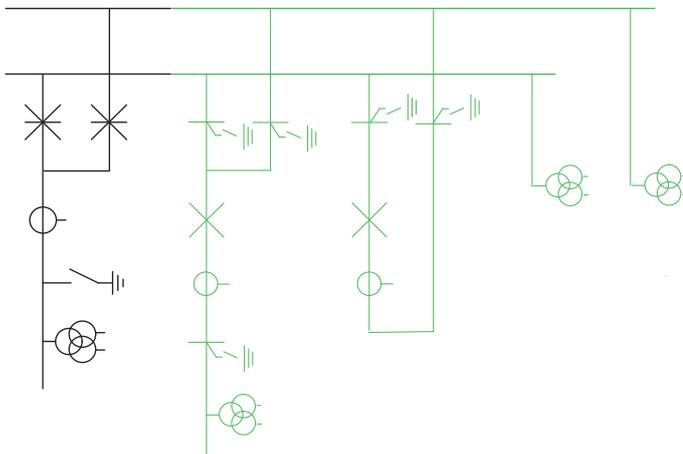


Renovación y ampliación

La siguiente sección presenta unos diagramas unilineales que muestran cómo se puede configurar la ampliación de una subestación o la sustitución de equipos.

Ejemplo de ampliación de doble barra colectora

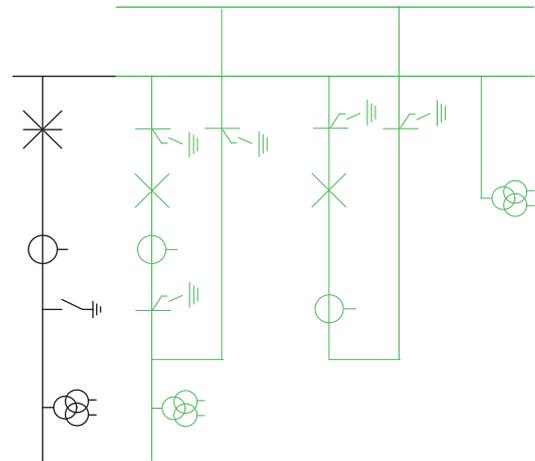
En el caso de la ampliación de una doble barra colectora ya existente, serían opciones adecuadas una solución de barra colectora sencilla seccionada o doble interruptor con interruptores seccionadores; véase la información sobre diagramas unilineales al principio de este capítulo para más información.



Ampliación de un sistema de doble barra colectora tradicional

Ejemplo de ampliación de barra colectora de transferencia

Tal como se ha explicado anteriormente en este capítulo, incluso un sistema de barra colectora de transferencia se puede ampliar o sustituir fácilmente por una barra colectora sencilla seccionada o sencilla con interruptores seccionadores. La solución simplificada con interruptores seccionadores mejora la fiabilidad y disponibilidad de la subestación, que se puede verificar mediante cálculos de la disponibilidad.



Ampliación de un sistema de barra de transferencia

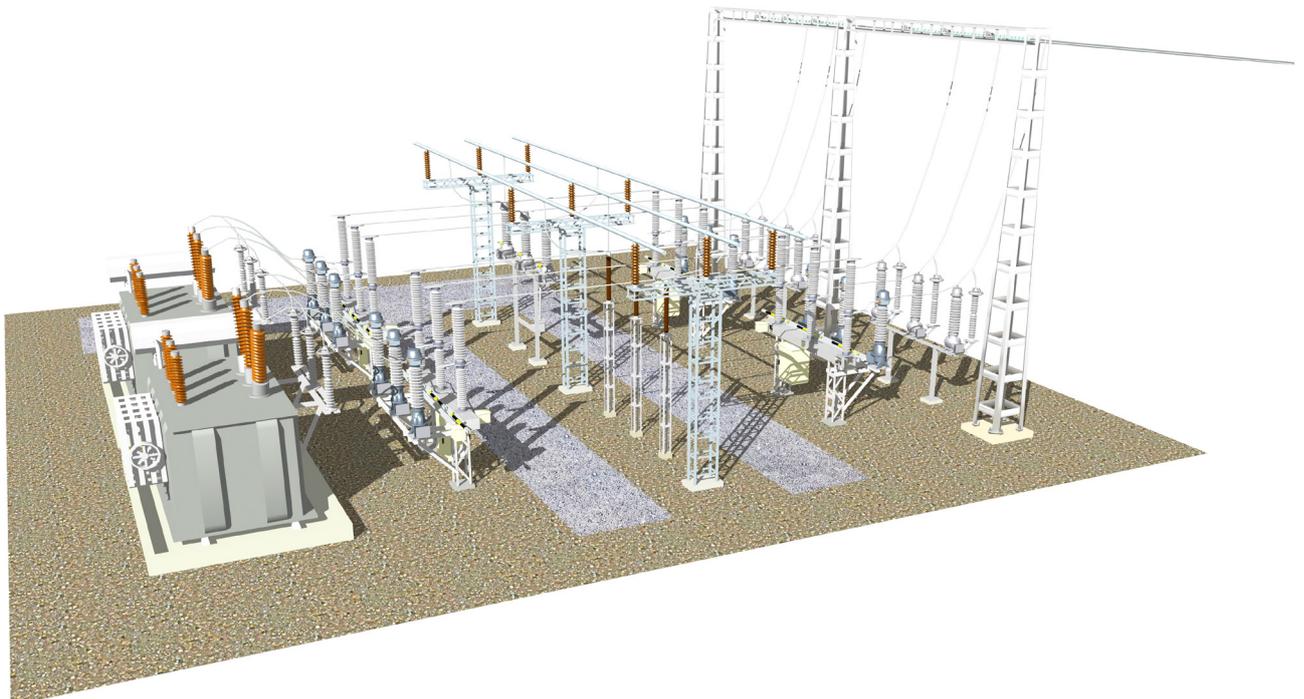
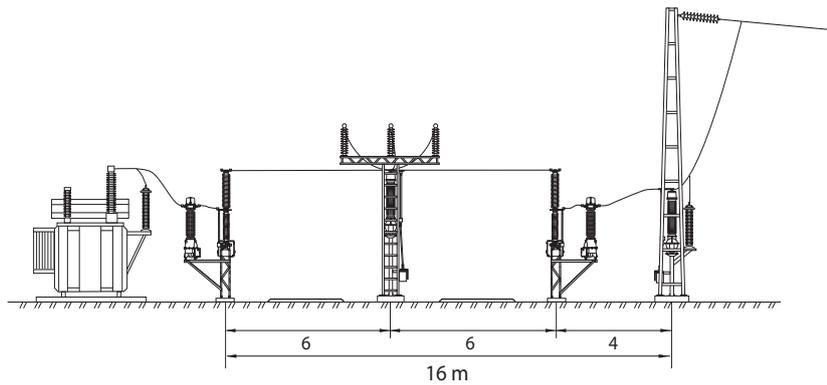
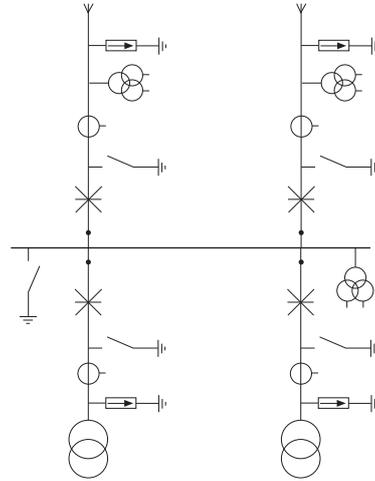
Ejemplos de diseño

Barra colectora sencilla de 145 kV

La barra colectora sencilla es la configuración menos complicada y se usa preferiblemente en subestaciones de menor tamaño con alimentación de línea simple y tensión más baja. La disponibilidad de la subestación aumenta respecto a la solución de barra colectora sencilla convencional (también con un seccionador de derivación o una barra colectora de transferencia) gracias a la eliminación de los seccionadores, que requieren mantenimiento frecuente.

Datos técnicos

Tensión del sistema	145 kV
Sistema de la subestación	Barra colectora sencilla
Equipos	2 líneas y 2 transformadores

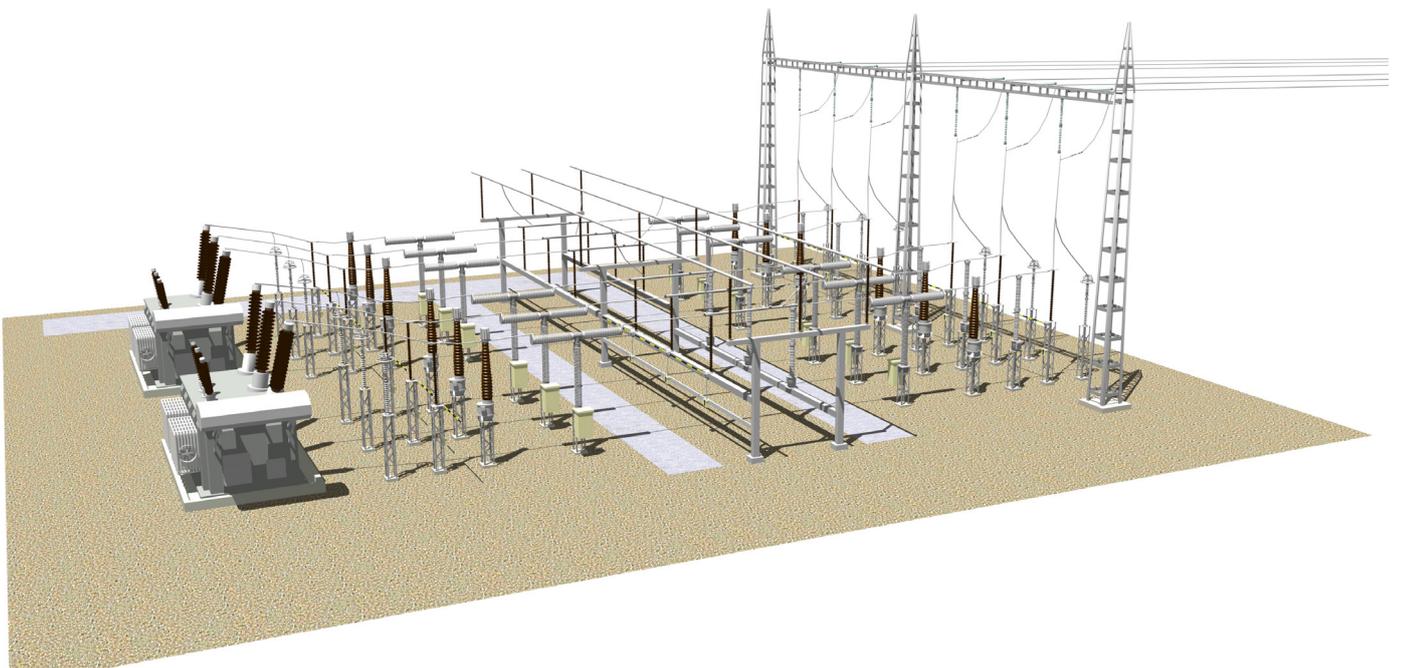
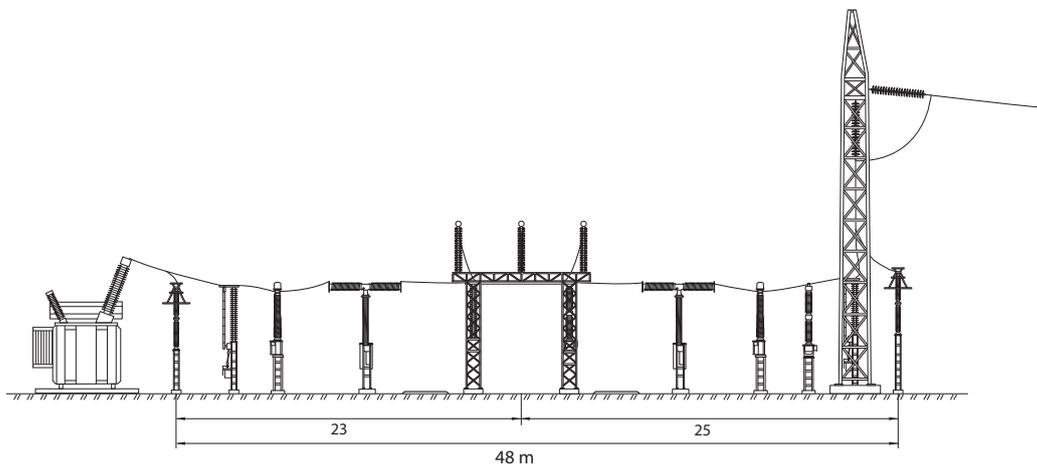
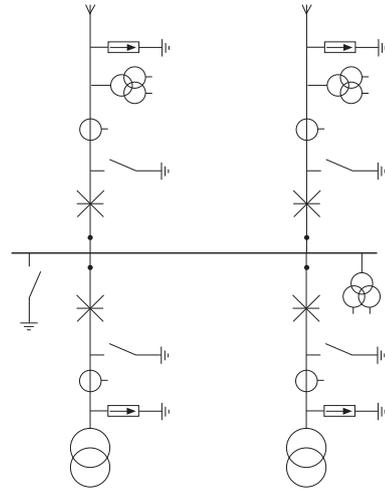


Barra colectora sencilla de 420 kV

Las configuraciones de barra colectora sencilla para las tensiones más altas se recomiendan principalmente para su uso en subestaciones “con derivación” (“tap-on” substations). Un ejemplo de ello podría ser una fuente de generación añadida a la red de transmisión.

Datos técnicos

Tensión del sistema	420 kV
Sistema de la subestación	Barra colectora sencilla
Equipos	2 líneas y 2 transformadores

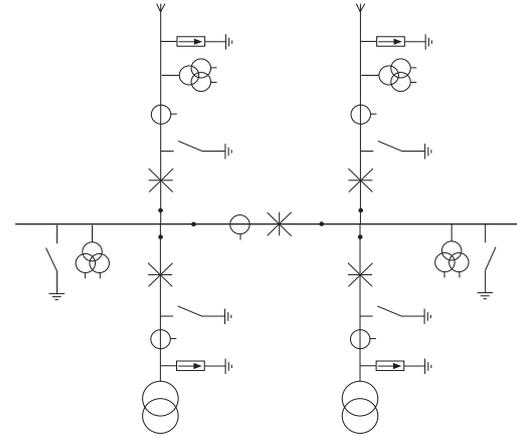


Ejemplos de diseño

Barra colectora sencilla seccionada de 145 kV

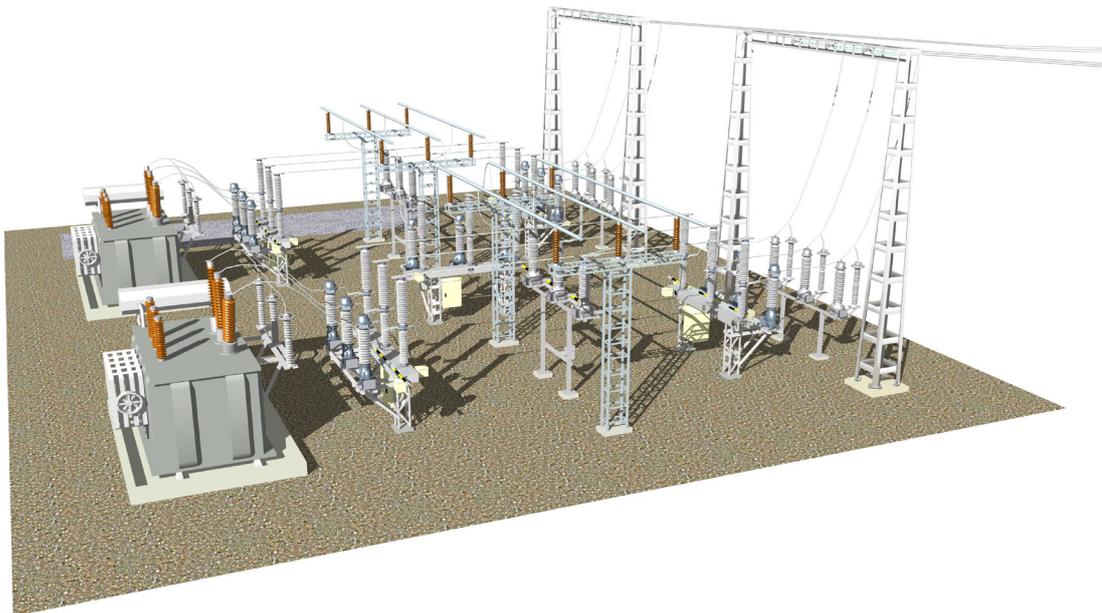
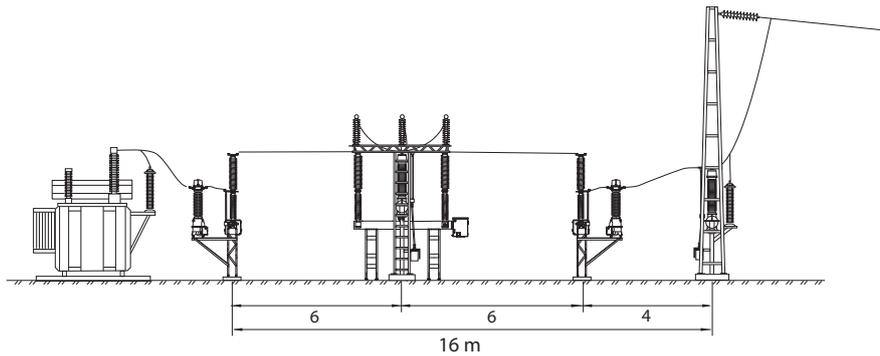
La configuración en H o barra colectora sencilla seccionada se utiliza principalmente para subestaciones de distribución de menor tamaño. Con dos o más líneas entrantes y transformadores, la disponibilidad de la barra colectora de media tensión es muy alta.

Para las subestaciones de distribución, una barra colectora sencilla seccionada con interruptores seccionadores ofrece un mejor rendimiento que una subestación de doble barra colectora convencional, lo cual se ha ilustrado también en la sección de disponibilidad de la Guía de Aplicaciones.



Datos técnicos

Tensión del sistema	145 kV
Sistema de la subestación	Barra colectora sencilla seccionada
Equipos	2 líneas y 2 transformadores

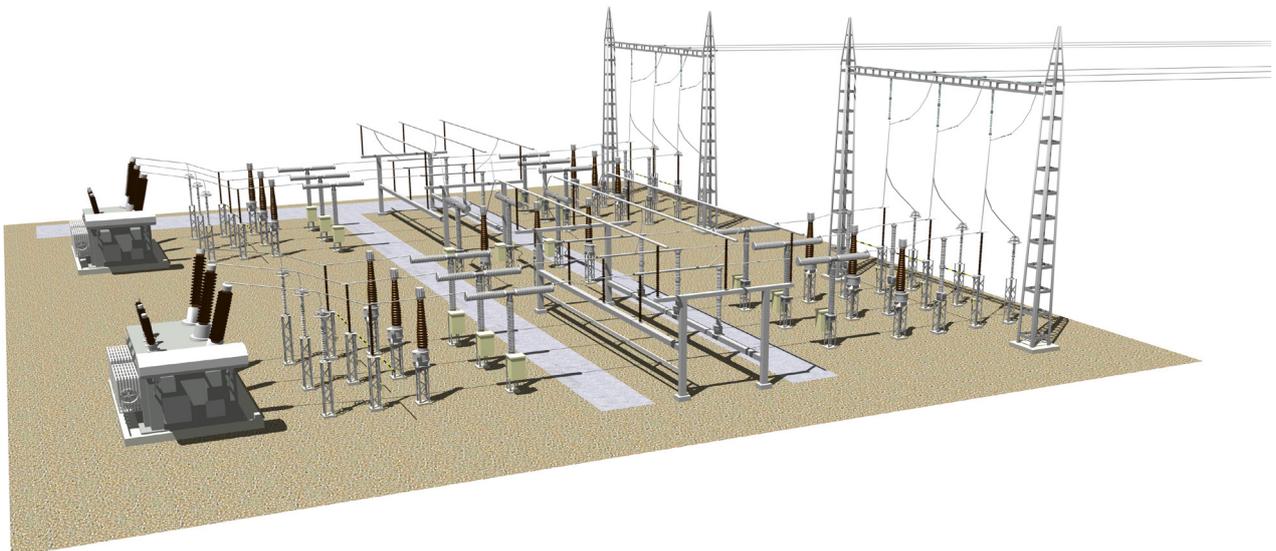
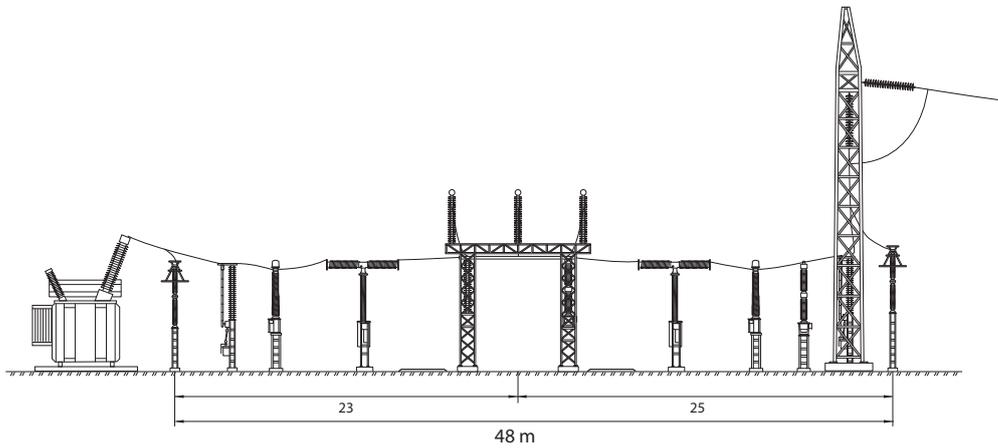
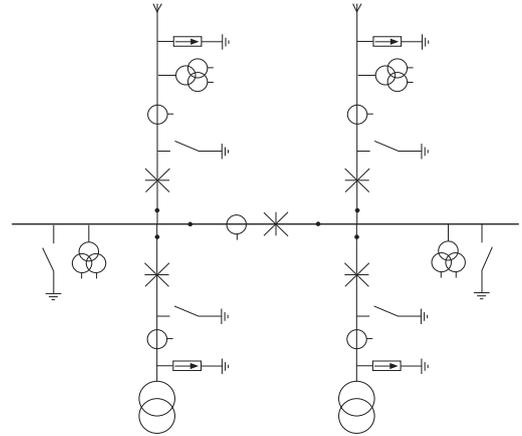


Barra colectora sencilla seccionada de 420 kV

La solución de barra colectora sencilla seccionada con DCB suele ser muy adecuada para tensiones más altas, pero esto depende de los requisitos de redundancia de la subestación. La configuración de barra colectora sencilla seccionada con DCB es muy adecuada para las redes de transmisión con limitaciones económicas y de espacio.

Datos técnicos

Tensión del sistema	420 kV
Sistema de la subestación	Barra colectora sencilla seccionada
Equipos	2 líneas y 2 transformadores



Ejemplos de diseño

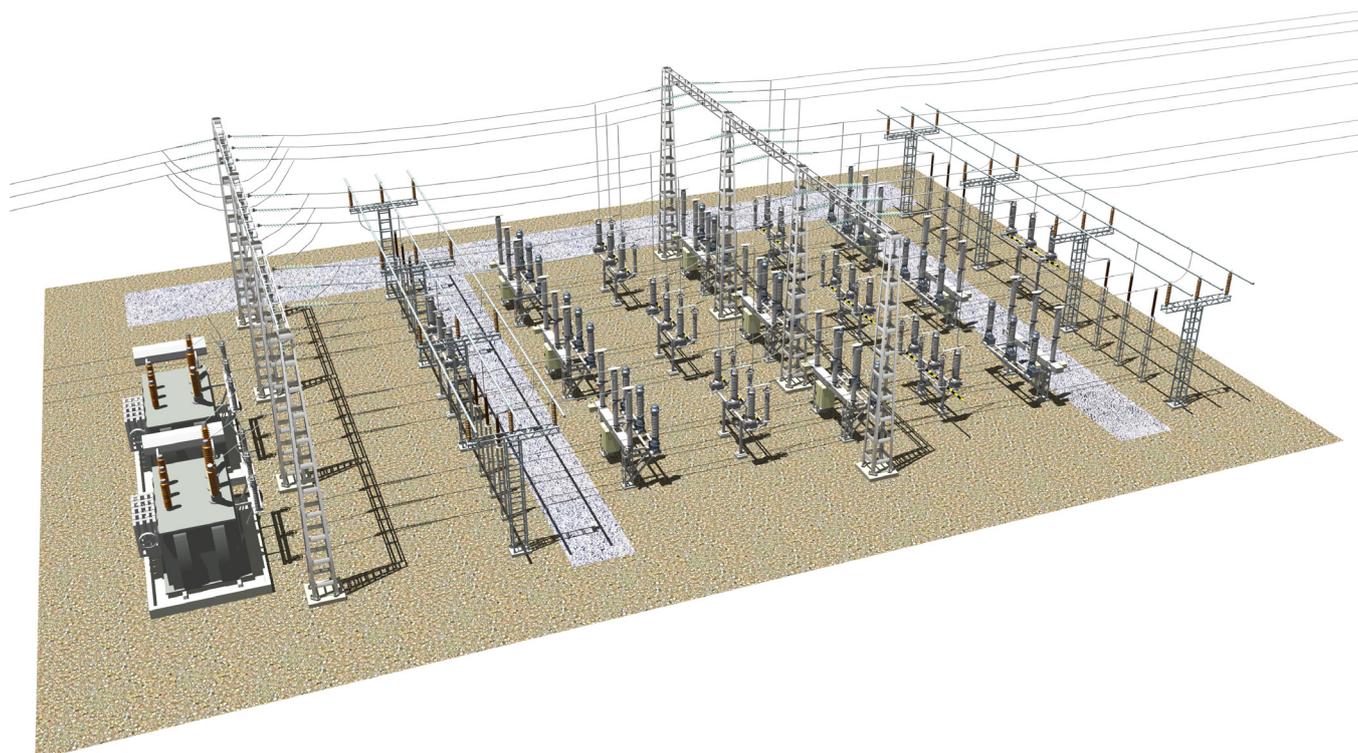
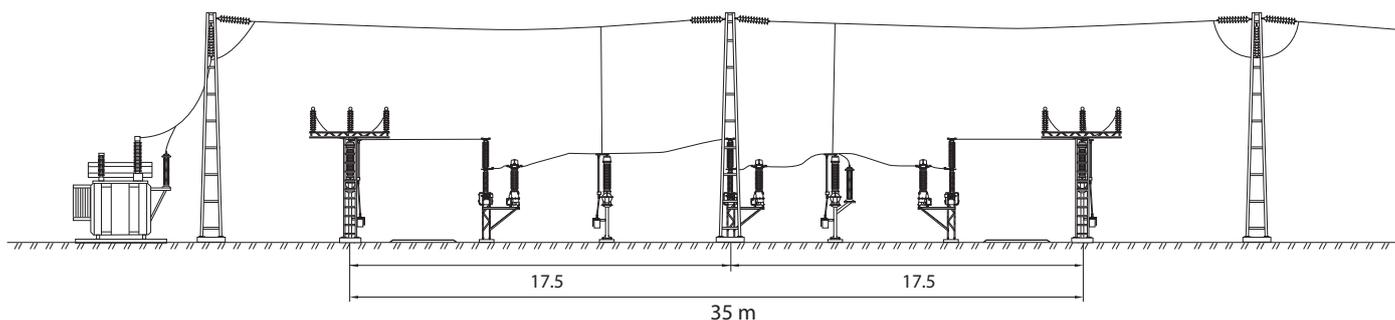
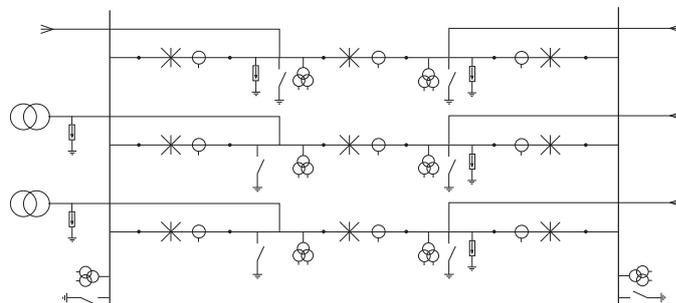
Un interruptor y medio de 145 kV

A menudo se utiliza una configuración de un interruptor y medio para las subestaciones de transmisión y distribución primaria de mayor tamaño. En las subestaciones con menos de tres diámetros se recomienda alternar las conexiones de los transformadores entre los distintos extremos de los diámetros para aumentar la fiabilidad de la subestación.

La disponibilidad y fiabilidad son altas, ya que cada objeto recibe alimentación normalmente desde dos direcciones.

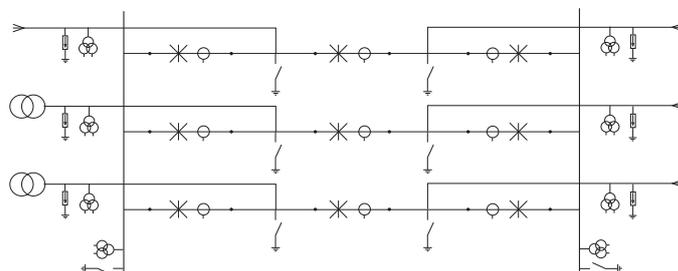
Datos técnicos

Tensión del sistema	145 kV
Sistema de la subestación	Un interruptor y medio
Equipos	4 líneas y 2 transformadores



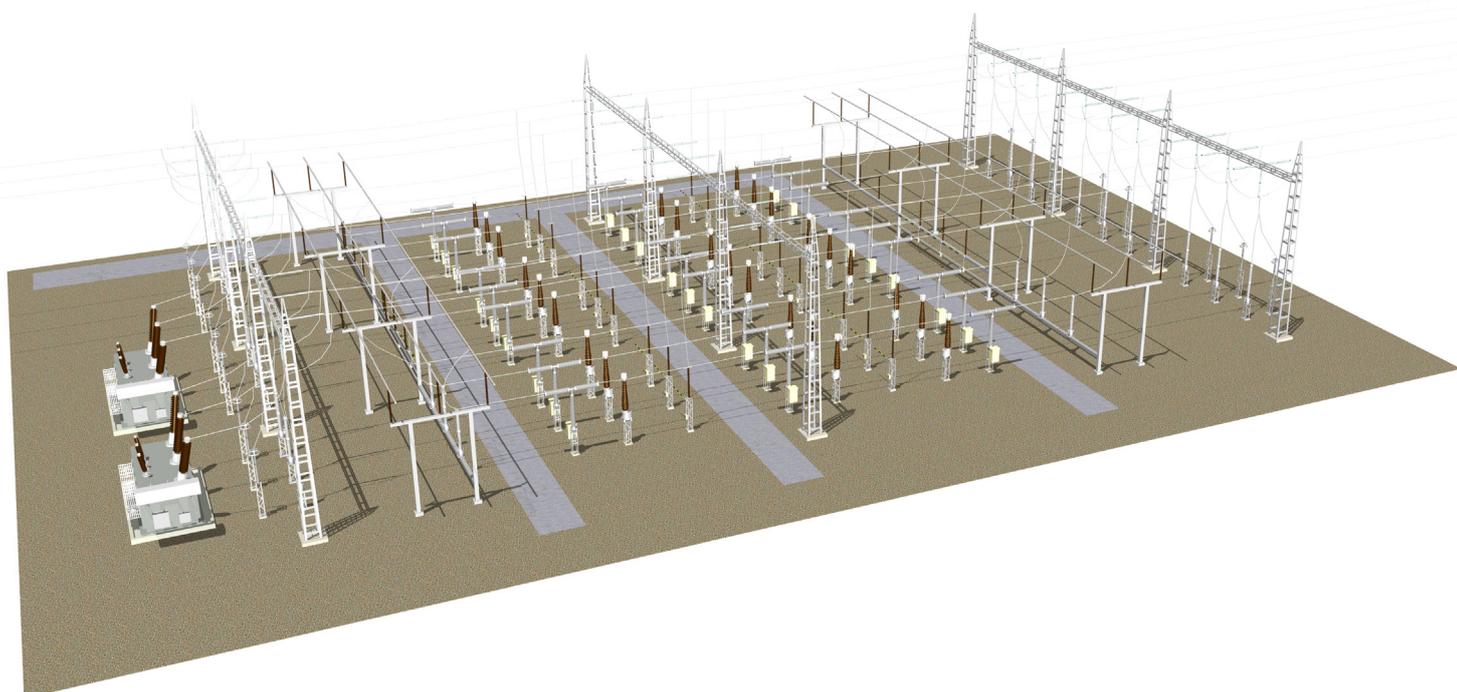
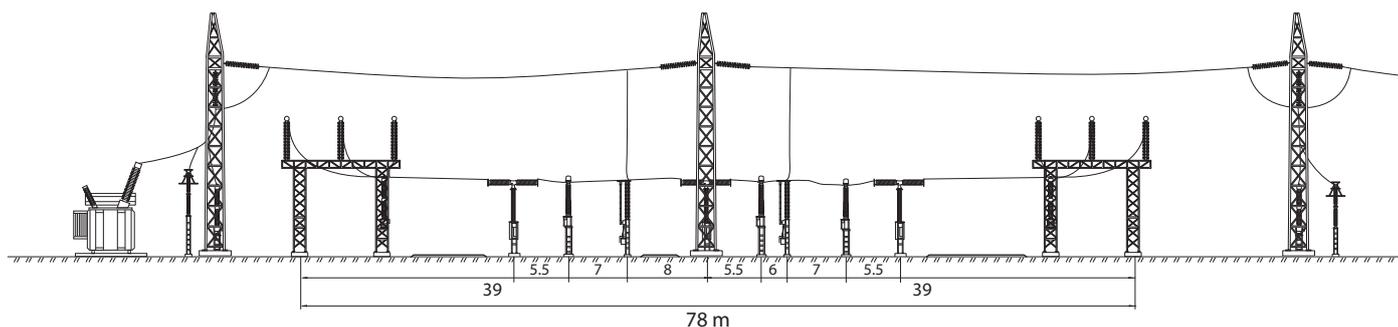
Un interruptor y medio de 420 kV

A menudo se utiliza una configuración de un interruptor y medio para las subestaciones de transmisión y distribución primaria de mayor tamaño. En las subestaciones con menos de tres diámetros se recomienda alternar las conexiones de los transformadores entre los distintos extremos de los diámetros para aumentar la fiabilidad de la subestación. La disponibilidad y fiabilidad son altas, ya que cada objeto recibe alimentación normalmente desde dos direcciones.



Datos técnicos

Tensión del sistema	420 kV
Sistema de la subestación	Un interruptor y medio
Equipos	4 líneas y 2 transformadores



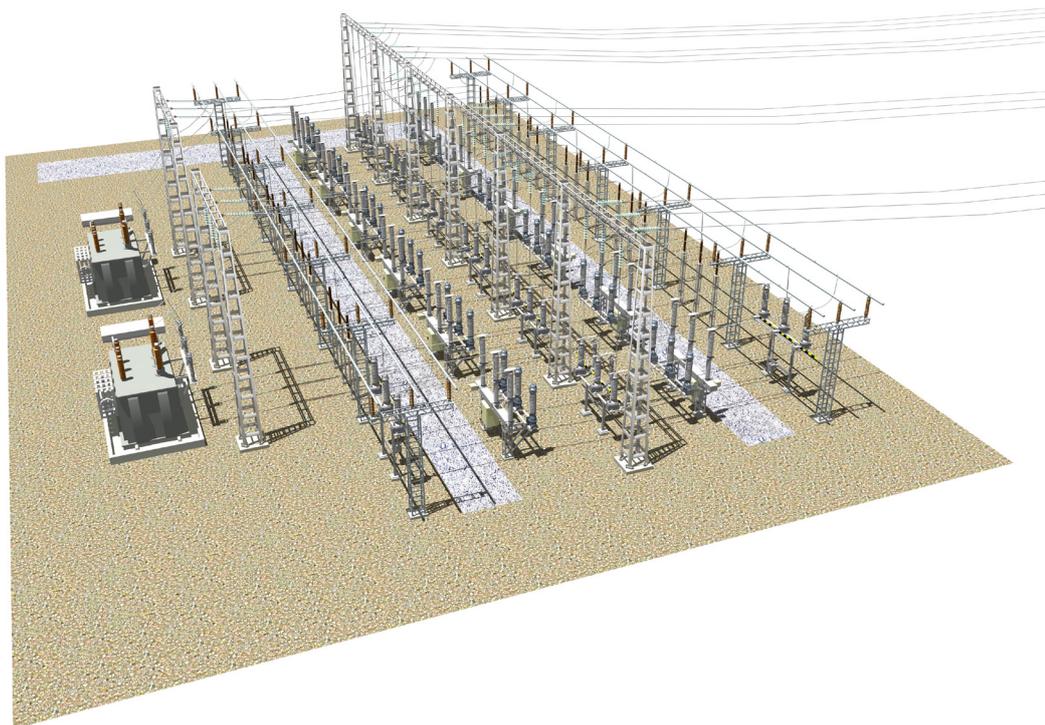
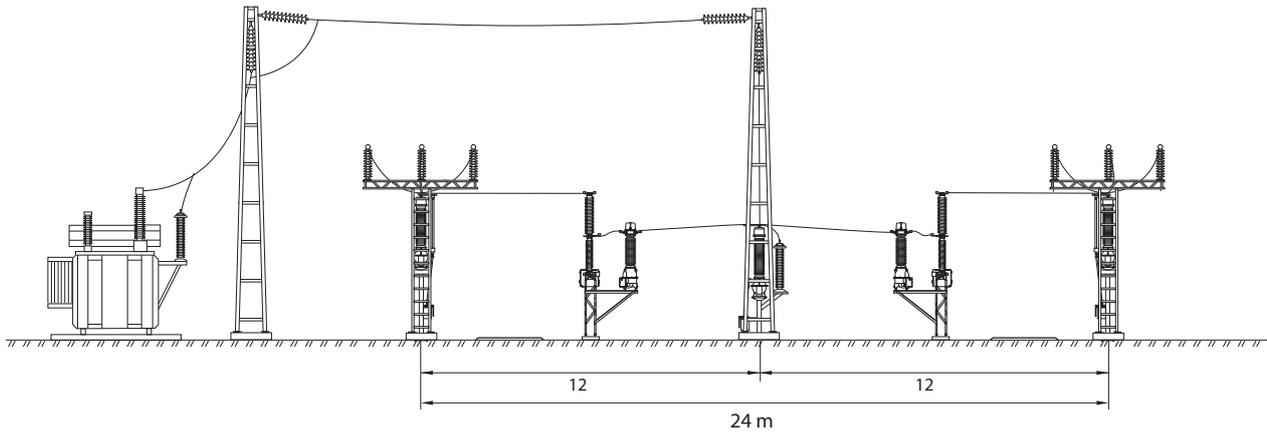
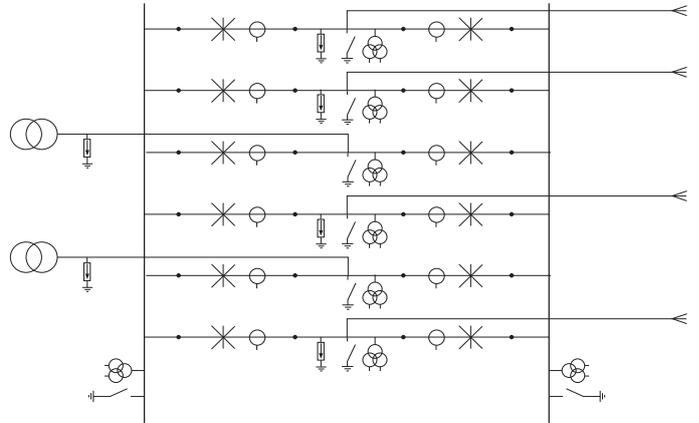
Ejemplos de diseño

Doble interruptor de 145 kV

Las configuraciones de doble interruptor ofrecen el mejor rendimiento en términos de disponibilidad, fiabilidad y condiciones de servicio. Como todos los objetos se mantienen conectados a las dos barras colectoras al mismo tiempo a través de los interruptores, no se requiere un acoplador de barra. Si se produce una avería en una línea o una barra colectora, ello afectará a un máximo de un objeto.

Datos técnicos

Tensión del sistema	145 kV
Sistema de la subestación	Doble interruptor
Equipos	4 líneas y 2 transformadores

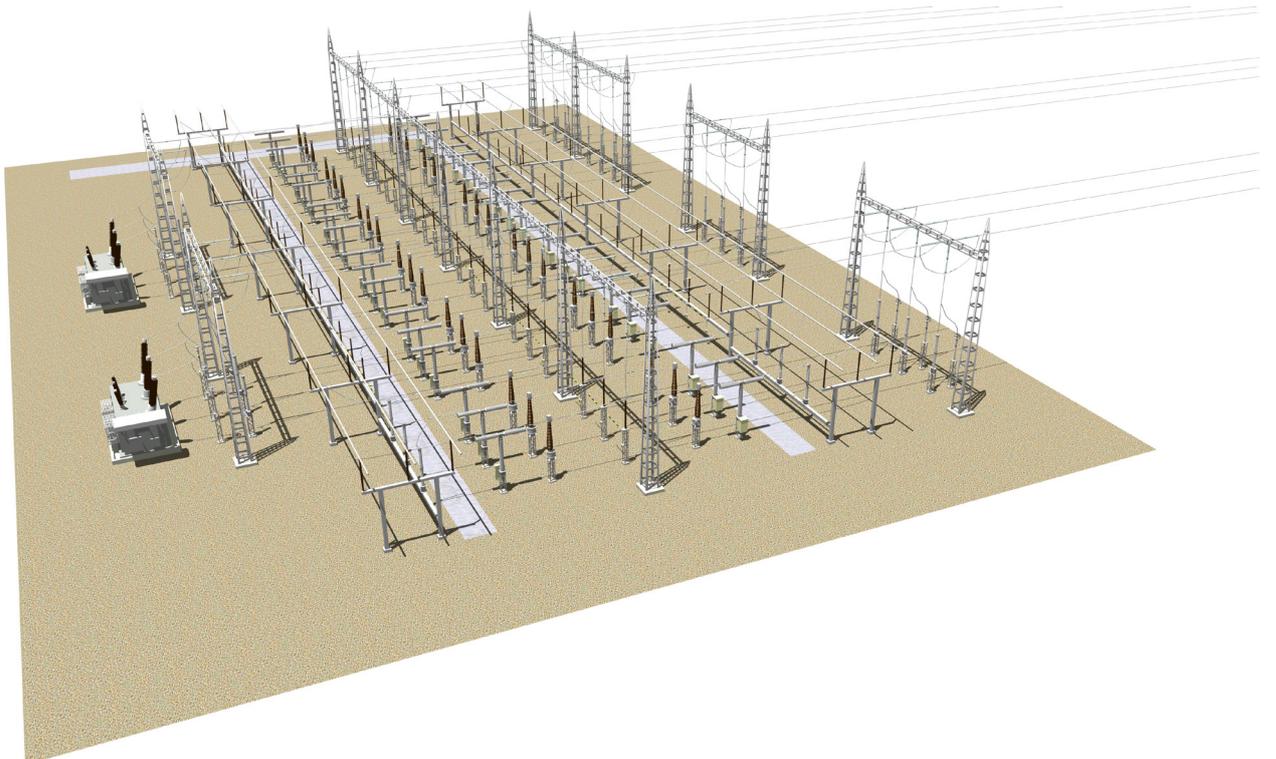
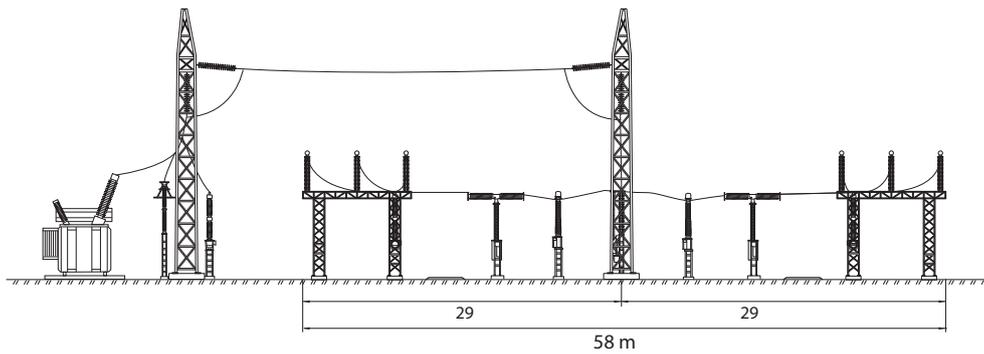
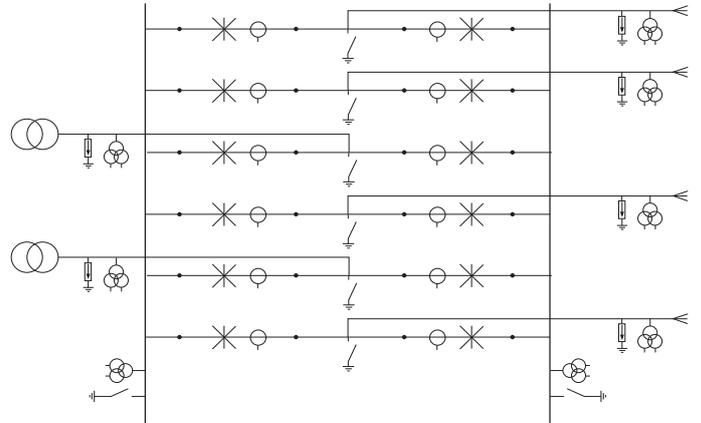


Doble interruptor de 420 kV

Las configuraciones de doble interruptor ofrecen el mejor rendimiento en términos de disponibilidad, fiabilidad y condiciones de servicio. Por ello, la solución de doble interruptor es muy popular en las redes de transmisión con requisitos estrictos en cuanto a los parámetros mencionados anteriormente. La configuración de doble interruptor es además muy fácil de ampliar.

Datos técnicos

Tensión del sistema	420 kV
Sistema de la subestación	Doble interruptor
Equipos	4 líneas y 2 transformadores



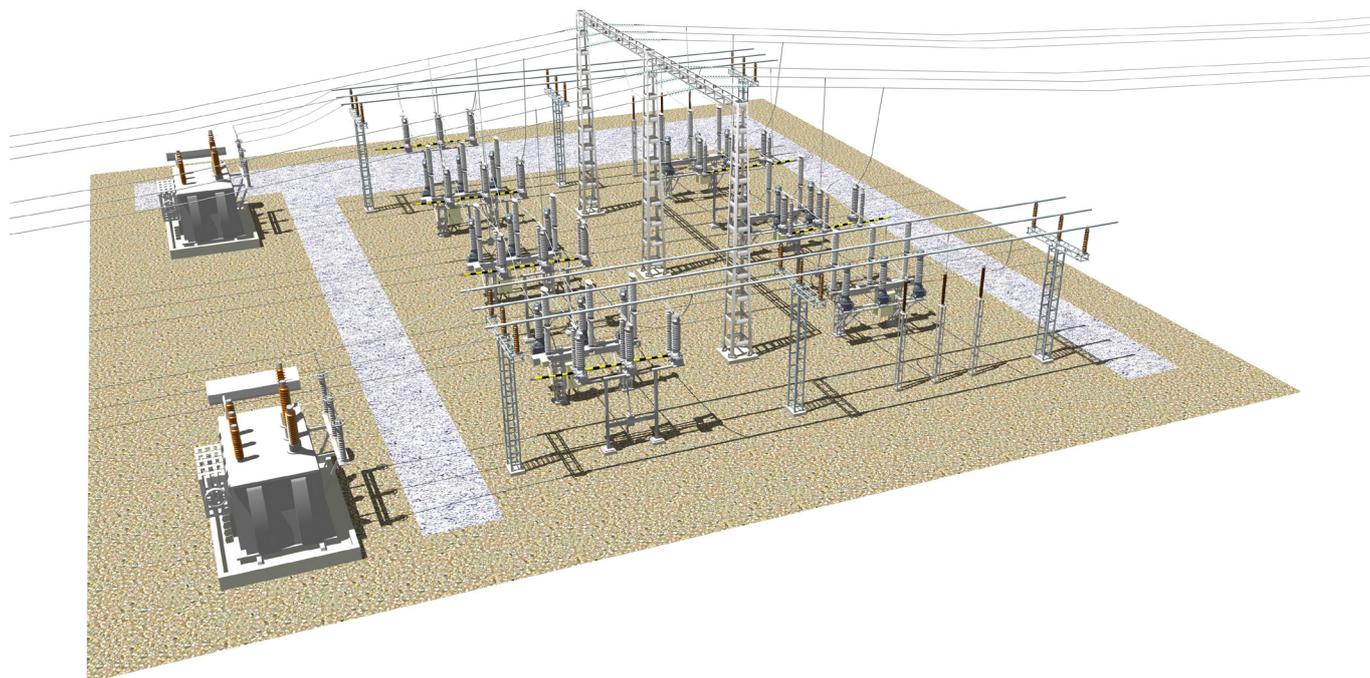
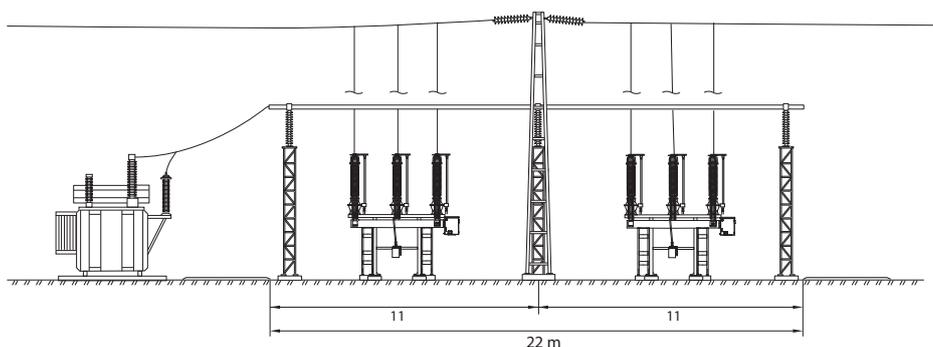
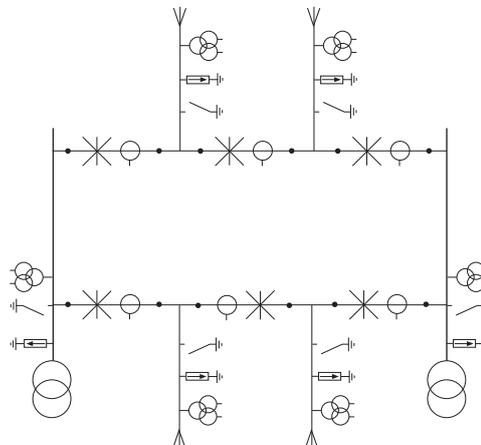
Ejemplos de diseño

Anillo de 145 kV

La configuración en anillo es adecuada para subestaciones de menor tamaño con un máximo de seis objetos. La disponibilidad es muy buena, ya que cada objeto puede recibir alimentación desde dos direcciones. La desventaja respecto a la barra colectora sencilla seccionada es que la configuración de la subestación es más complicada de ampliar, lo cual afecta también a la estructura general de la subestación.

Datos técnicos

Tensión del sistema	145 kV
Sistema de la subestación	Anillo
Equipos	4 líneas y 2 transformadores

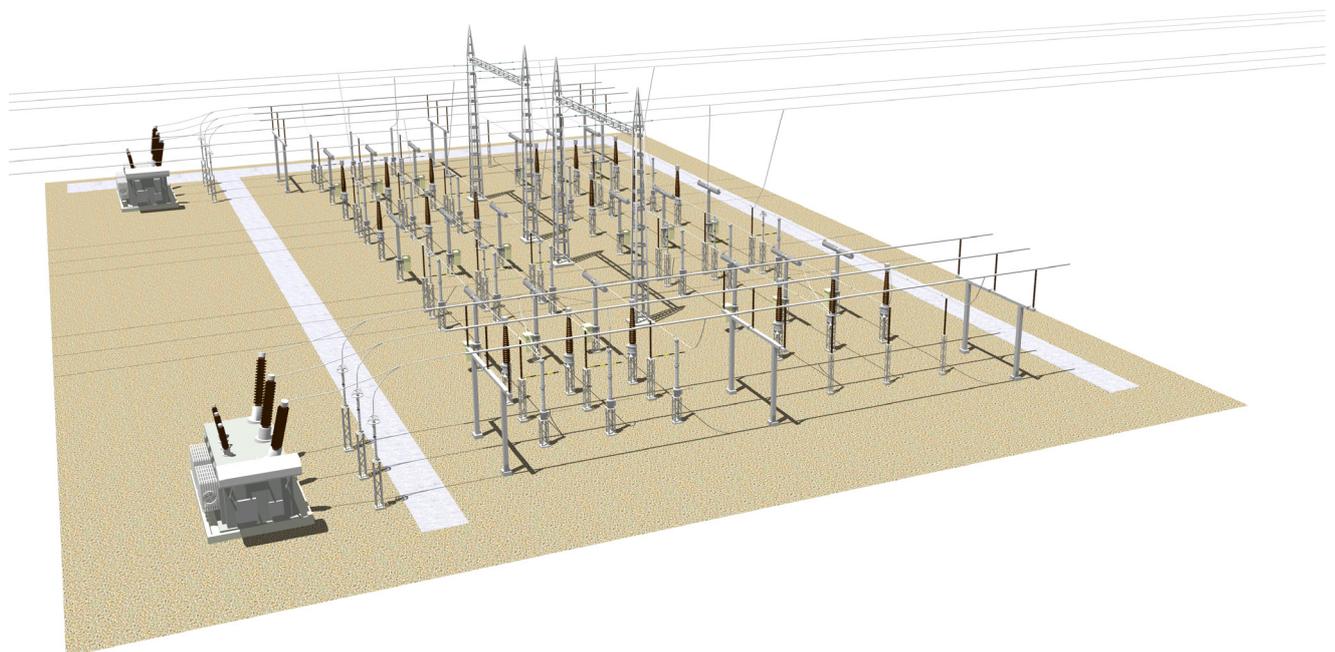
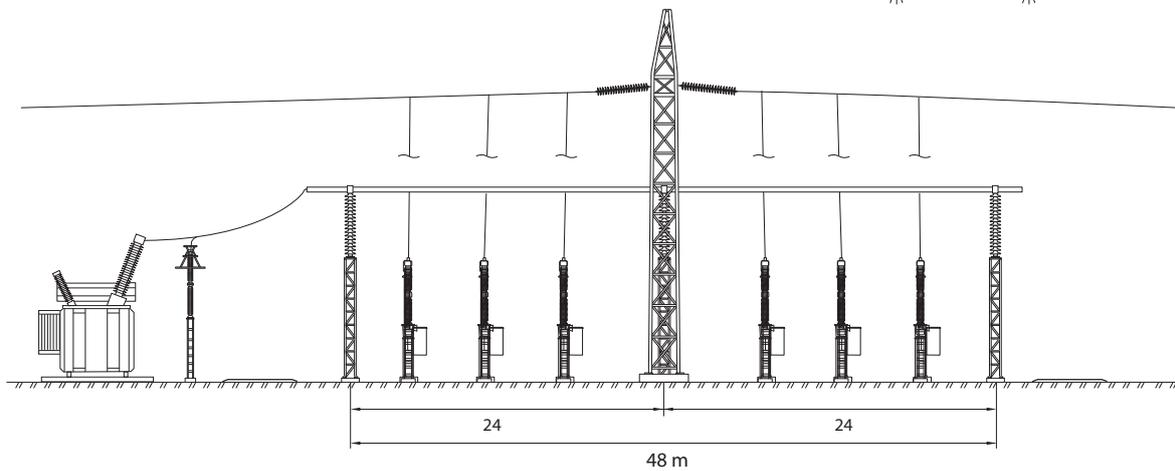
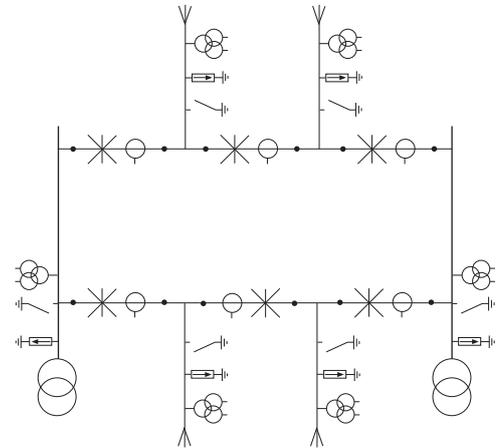


Anillo de 420 kV

La configuración en anillo es adecuada para subestaciones de menor tamaño con un máximo de seis objetos. La disponibilidad es muy buena, ya que cada objeto puede recibir alimentación desde dos direcciones. La desventaja respecto a la barra colectora sencilla seccionada es que la configuración de la subestación es más complicada de ampliar, lo cual afecta también a la estructura general de la subestación.

Datos técnicos

Tensión del sistema	420 kV
Sistema de la subestación	Anillo
Equipos	4 líneas y 2 transformadores



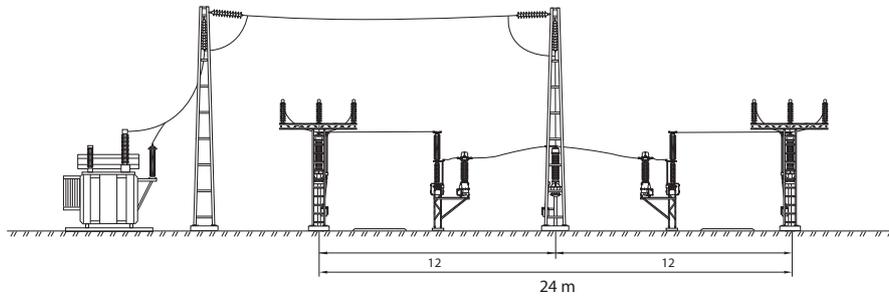
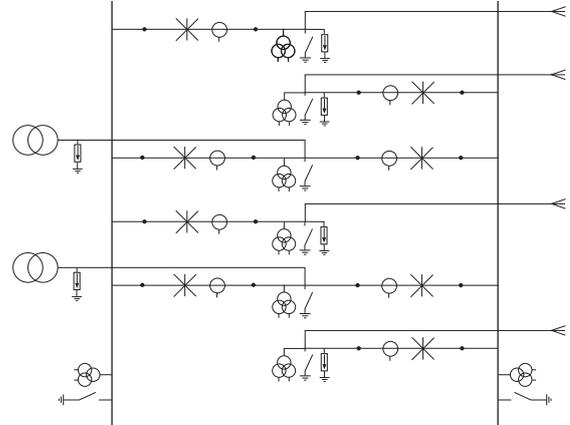
Ejemplos de diseño

Combinación de 145 kV

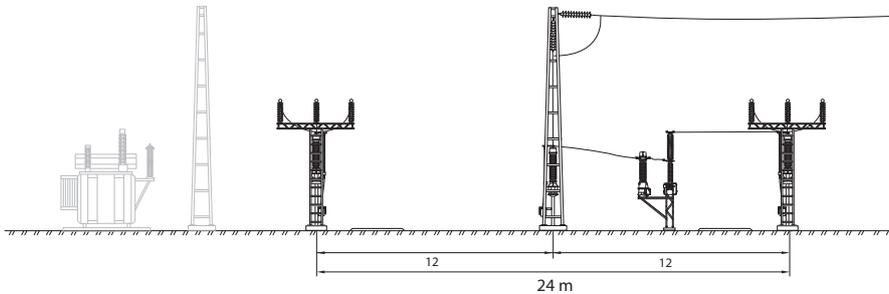
La configuración combinada ofrece lo mejor de dos opciones: una configuración económica combinada con una configuración de alto rendimiento. Dependiendo de los requisitos del sistema, los transformadores se pueden conectar con una configuración de doble interruptor, mientras que las líneas se conectan alternando a las dos barras colectoras.

Datos técnicos

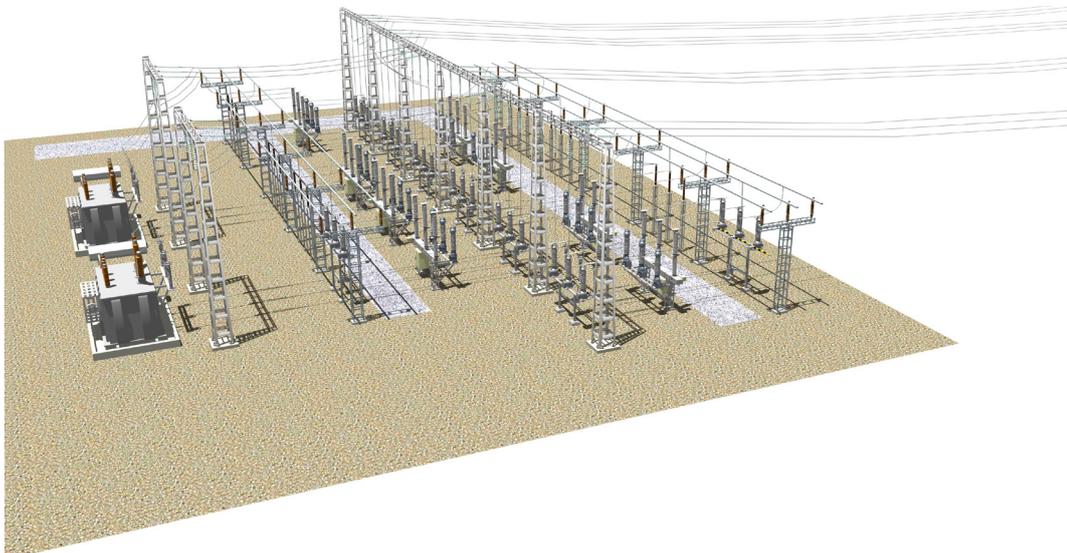
Tensión del sistema	145 kV
Sistema de la subestación	Combinación
Equipos	4 líneas y 2 transformadores



Bahía de transformadores con dobles interruptores



Bahía de línea con simple interruptor

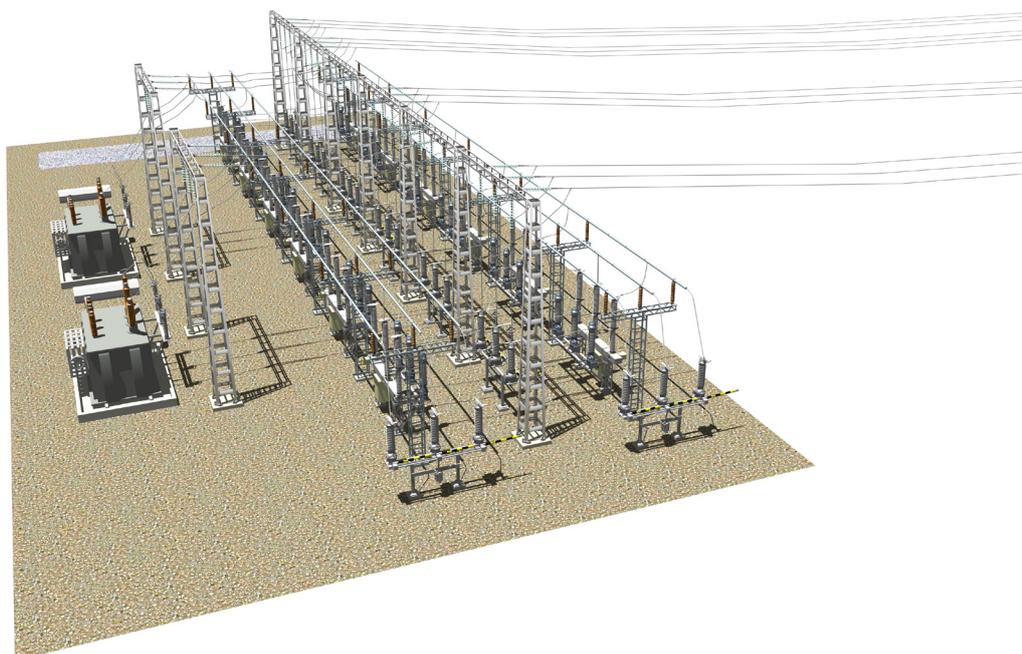
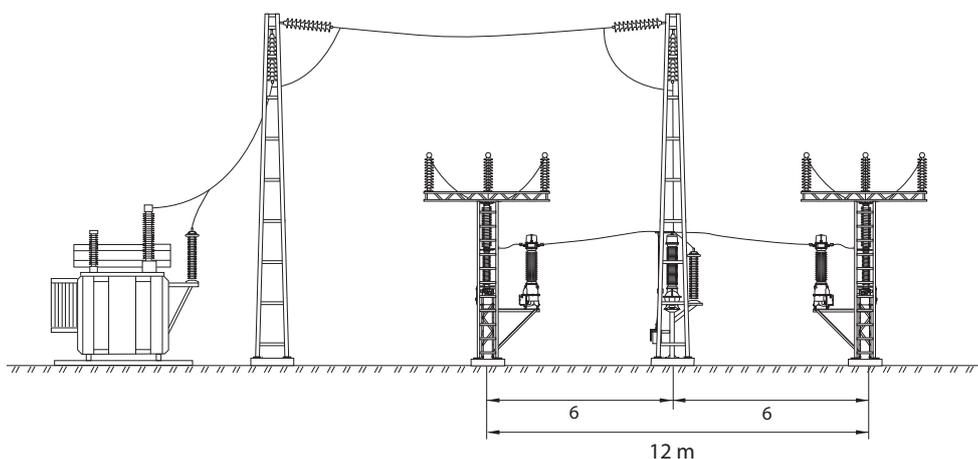
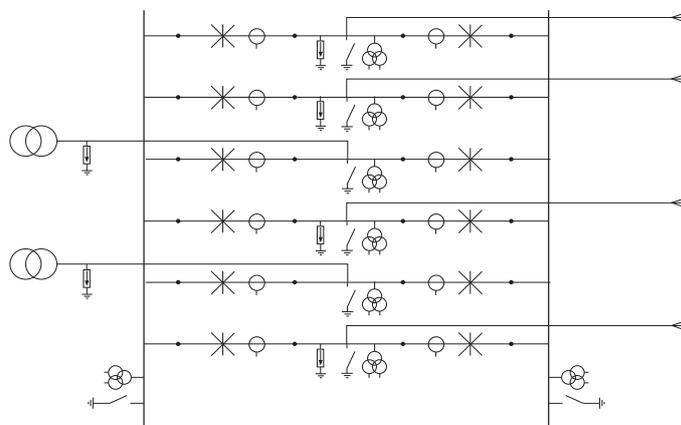


Configuración extracompacta de doble interruptor de 145 kV

Las configuraciones de doble interruptor ofrecen el mejor rendimiento en términos de disponibilidad, fiabilidad y condiciones de servicio. Como todos los objetos se mantienen conectados a las dos barras colectoras al mismo tiempo a través de los interruptores, no se requiere un acoplador de barra. Si se produce una avería en una línea o una barra colectora, ello afectará a un máximo de un objeto. El interruptor seccionador se puede colocar justo debajo de la barra colectora para crear una solución extracompacta.

Datos técnicos

Tensión del sistema	145 kV
Sistema de la subestación	Doble interruptor
Equipos	4 líneas y 2 transformadores



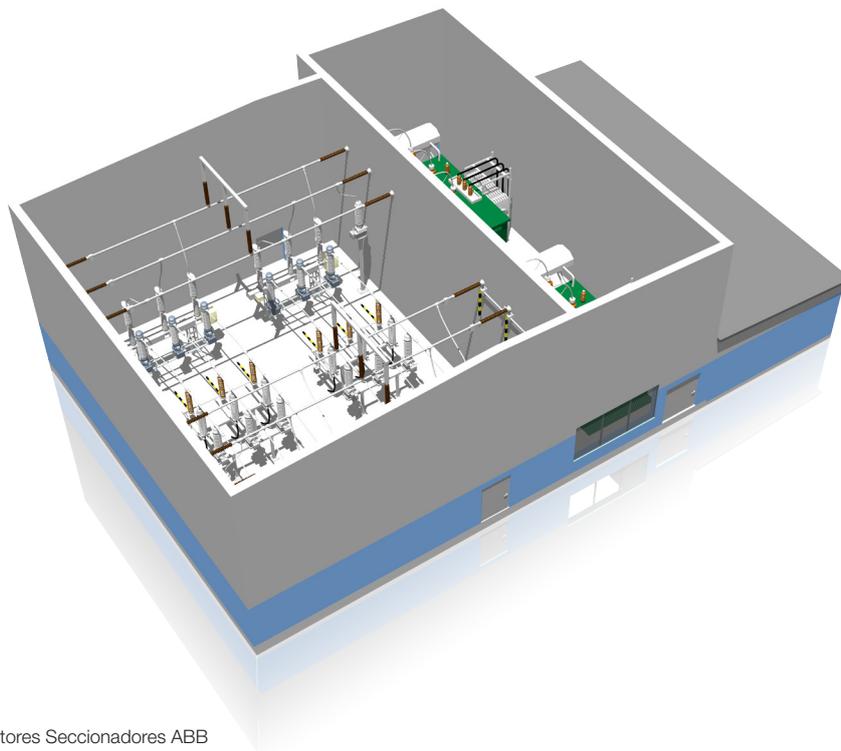
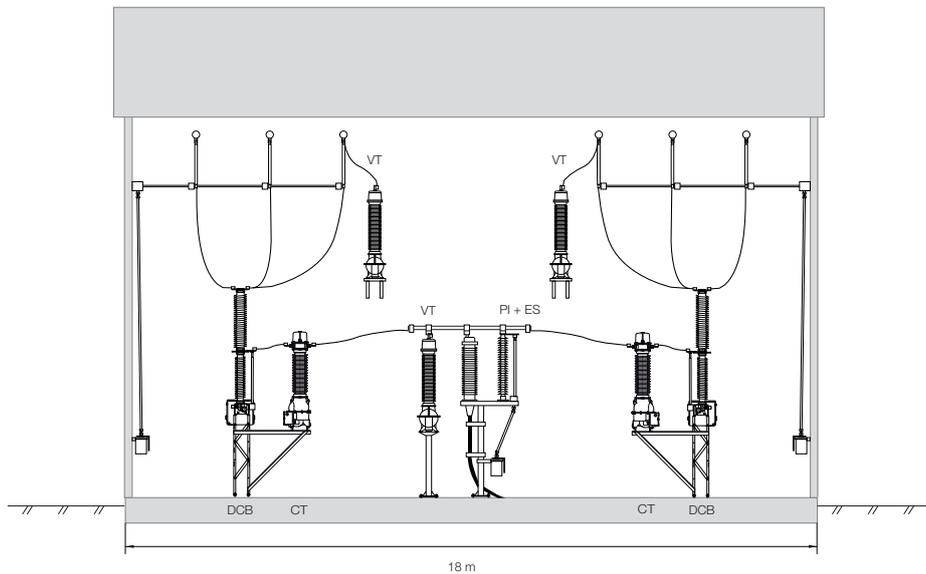
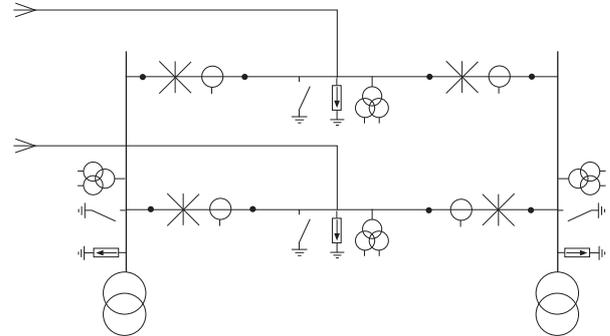
Ejemplos de diseño

Anillo de subestación para uso interior de 145 kV

El interruptor seccionador permite la construcción de subestaciones AIS de alta tensión para uso interior. Con una configuración en anillo para uso interior se maximiza la disponibilidad y la fiabilidad, con un costo de la subestación significativamente inferior al de una subestación GIS.

Datos técnicos

Tensión del sistema	145 kV
Sistema de la subestación	Anillo
Equipos	2 líneas y 2 transformadores

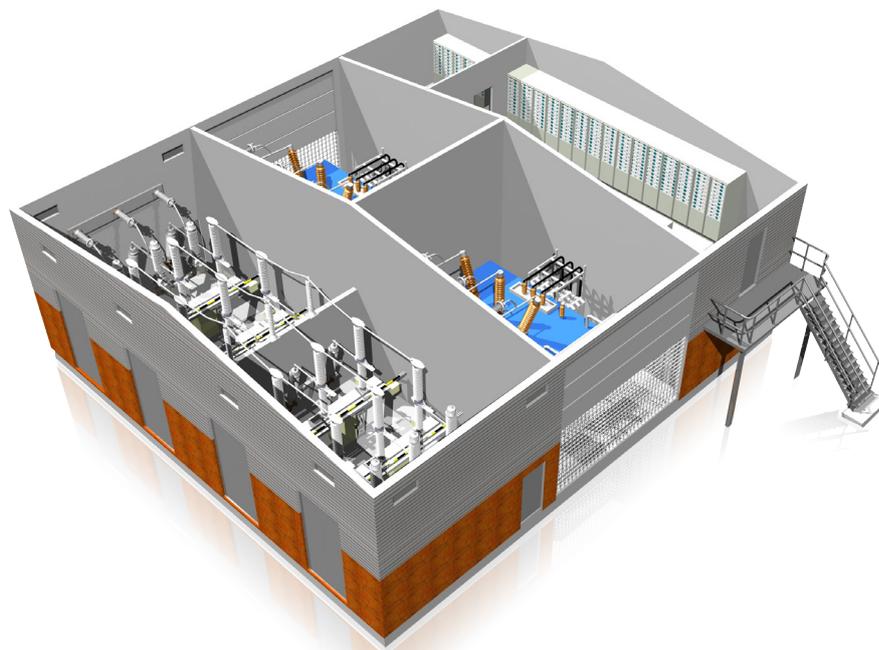
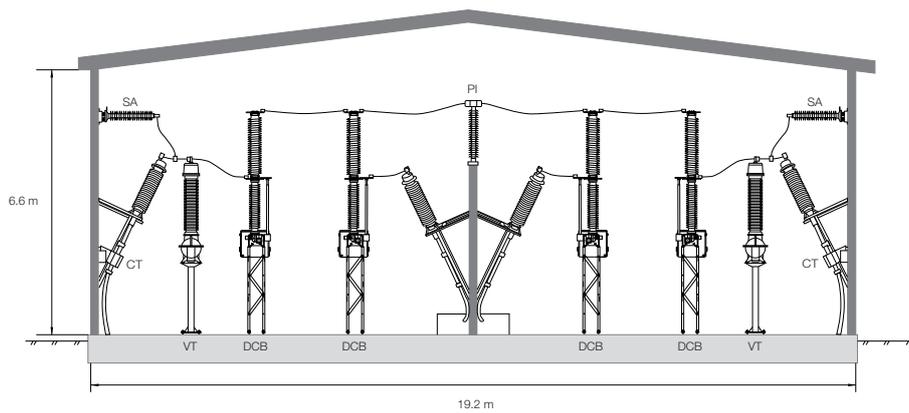
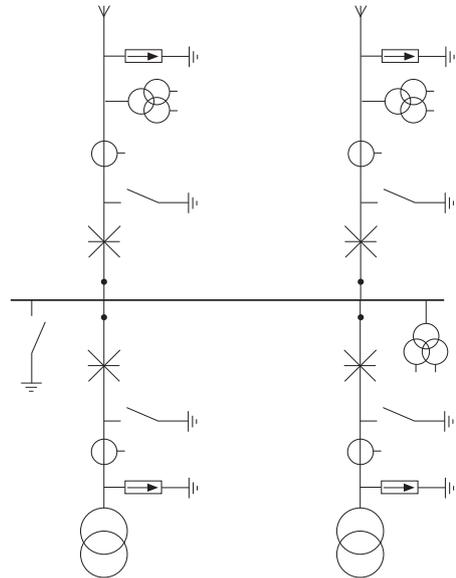


Barra sencilla de subestación para uso interior de 145 kV

Las subestaciones para uso interior de barra colectora sencilla ofrecen una fiabilidad muy alta, al encontrarse en un entorno protegido. El espacio requerido se optimiza, por lo que las dimensiones de la subestación se pueden comparar directamente con las de una subestación GIS, pero con un costo menor.

Datos técnicos

Tensión del sistema	145 kV
Sistema de la subestación	Barra sencilla
Equipos	2 líneas y 2 transformadores



Procedimiento de operación de mantenimiento

Ejemplo de doble interruptor



NOTA: Los ejemplos siguientes se deben considerar una explicación simplificada que describe el proceso de retiro de un interruptor seccionador del servicio minimizando las consecuencias de interrupción del servicio. El ejemplo no se debe considerar equivalente a unas instrucciones sobre cómo debe efectuarse esta tarea. El personal cualificado deberá respetar la normativa de seguridad nacional y local en su trabajo en las subestaciones. ABB no asumirá ningún tipo de responsabilidad por daños materiales o personales.

Alcance del trabajo

Aislar un interruptor seccionador para el mantenimiento con el fin de poder volver a activar la línea y la barra colectora para minimizar el tiempo de interrupción del servicio.

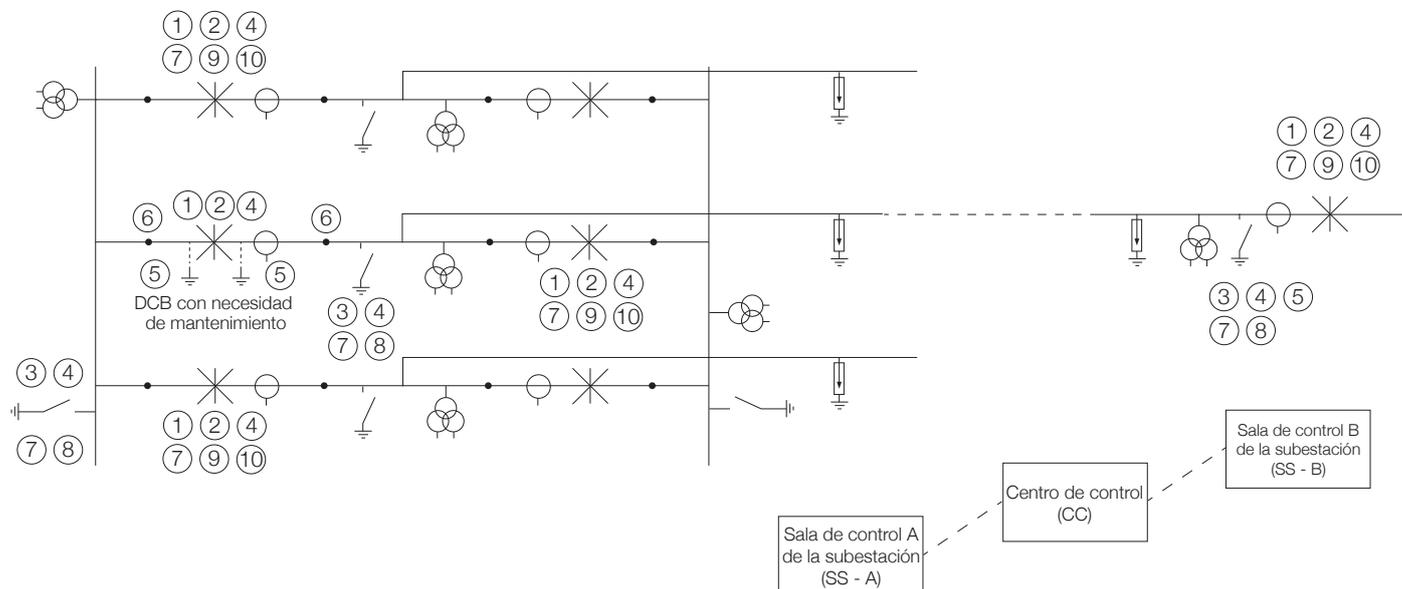
Parte 1: Aislar el interruptor seccionador para el mantenimiento mediante el retiro de los conductores

1. El centro de control (CC) abre los interruptores seccionadores en cuestión.
 2. El CC bloquea los interruptores seccionadores en cuestión.
 3. El CC cierra los seccionadores de puesta a tierra correspondientes.
 4. El personal de mantenimiento (SS - A) y (SS - B) accede a la subestación para instalar candados en los interruptores seccionadores y seccionadores de puesta a tierra en cuestión.
 5. El personal de mantenimiento (SS - A) y (SS - B) realiza una comprobación de tensión cero y puede configurar la puesta a tierra de mantenimiento (puesta a tierra portátil).
 6. El personal de mantenimiento (SS - A) puede abrir las grapas para retirar/aflojar los conductores.
- El interruptor seccionador ya está aislado con una distancia de seguridad para el mantenimiento, mientras que la línea y la barra colectora se pueden volver a poner en servicio para minimizar el tiempo de interrupción del servicio.

Parte 2: Volver a activar la línea y la barra colectora para minimizar el tiempo de interrupción del servicio

7. El personal de mantenimiento (SS - A) y (SS - B) accede a la subestación para retirar los candados de los interruptores seccionadores y seccionadores de puesta a tierra en cuestión.
 8. El CC abre los seccionadores de puesta a tierra correspondientes.
 9. El CC desbloquea los interruptores seccionadores en cuestión.
 10. El CC cierra los interruptores seccionadores en cuestión.
- La línea y la segunda barra colectora vuelven a estar en servicio para minimizar el tiempo de interrupción del servicio.

Secuencia de operación en un diagrama unilineal (SLD)



Ejemplo de barra colectora sencilla seccionada

Alcance del trabajo

Aislar un interruptor seccionador para el mantenimiento con el fin de poder volver a activar la barra colectora para minimizar el tiempo de interrupción del servicio de la barra colectora.

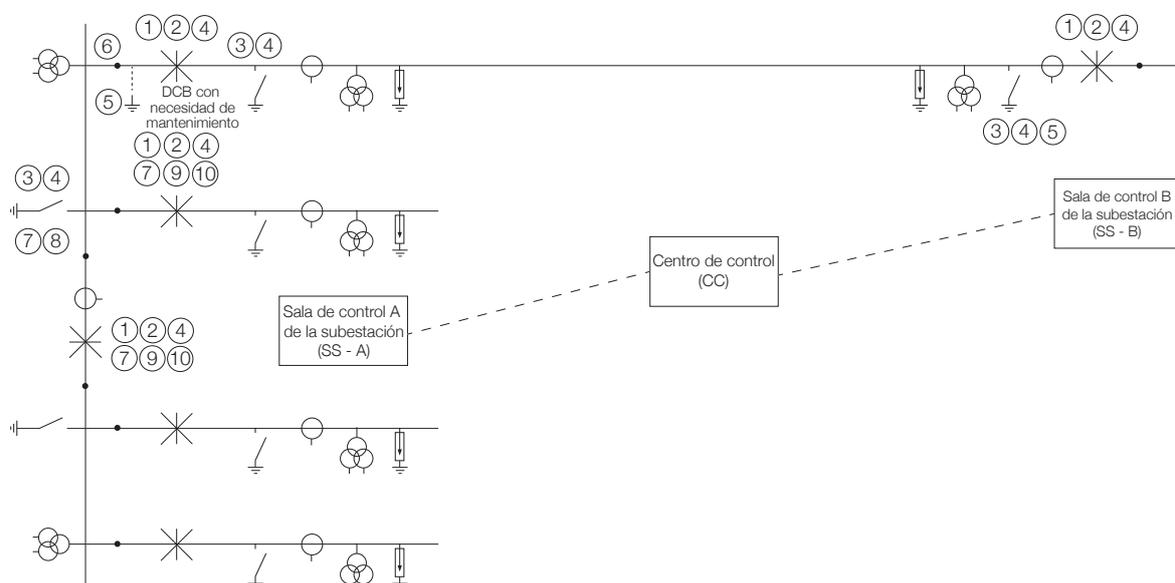
Parte 1: Aislar el interruptor seccionador para el mantenimiento mediante el retiro de los conductores

1. El centro de control (CC) abre los interruptores seccionadores en cuestión.
2. El CC bloquea los interruptores seccionadores en cuestión.
3. El CC cierra los seccionadores de puesta a tierra correspondientes.
4. El personal de mantenimiento (SS - A) y (SS - B) accede a la subestación para instalar candados en los interruptores seccionadores y seccionadores de puesta a tierra en cuestión.
5. El personal de mantenimiento (SS - A) y (SS - B) realiza una comprobación de tensión cero y puede configurar la puesta a tierra de mantenimiento (puesta a tierra portátil).
6. El personal de mantenimiento (SS - A) puede abrir las grapas para retirar/aflojar los conductores.
El interruptor seccionador ya está aislado con una distancia de seguridad para el mantenimiento, mientras que la barra colectora se puede volver a poner en servicio para minimizar el tiempo de interrupción del servicio.

Parte 2: Volver a activar la barra colectora para minimizar el tiempo de interrupción del servicio

7. El personal de mantenimiento (SS - A) accede a la subestación para retirar los candados de los interruptores seccionadores y seccionadores de puesta a tierra en cuestión.
8. El CC abre los seccionadores de puesta a tierra correspondientes.
9. El CC desbloquea los interruptores seccionadores en cuestión.
10. El CC cierra los interruptores seccionadores en cuestión.
La barra colectora vuelve a estar en servicio para minimizar el tiempo de interrupción del servicio.

Secuencia de operación en un diagrama unilineal (SLD)



Especificación funcional

Elaboración de una especificación funcional

Una especificación completa de una subestación incluye, entre otras cosas, la especificación de los sistemas y aparatos eléctricos primarios. La optimización de los costos totales es una acción necesaria en el mercado energético desregulado. La optimización de las subestaciones y su desarrollo es un objetivo perseguido constantemente por ABB. La atención se centra en los requisitos funcionales, la fiabilidad y el costo a lo largo del ciclo de vida total.

Especificación

El diagrama unilineal (SLD) constituye la base de la especificación, que puede ser una especificación de aparatos completos o una especificación funcional.

Una especificación de aparatos ofrece la ventaja de que el ingeniero especifica exactamente lo que quiere y recibirá un presupuesto equivalente de todos los licitadores.

Una especificación funcional permite al licitador proponer ideas alternativas con relación a los aparatos y sistemas, y el licitador puede presupuestar en ocasiones soluciones más económicas con un mejor rendimiento.

En cualquier caso, es importante que la solicitud de presupuesto permita al licitador presupuestar alternativas a la especificada en pliego de concurso sin ser descalificado.

Especificación de aparatos

La forma convencional consiste en especificar de manera detallada todos los equipos y la configuración/diseño de la subestación. Se especifican todos los aparatos con cantidades y datos. Se determina también el diseño (layout), basado a menudo en un enfoque tradicional. En este caso, el propietario de los activos recibe unos equipos que son exactamente los que quiere y los que está habituado a comprar. Esta forma de especificar los equipos normalmente no permite alternativas para proponer otras soluciones con un mejor rendimiento que reduzcan el costo del ciclo de vida.

Para dar cabida a otras soluciones, a veces se incluye en la solicitud de presupuesto una cláusula por la cual se establece que los licitadores tienen libertad para proponer otros equipos, por ejemplo, de acuerdo con la norma IEC 62271-108.

Especificación funcional

El cometido principal de una subestación es transferir la energía eléctrica de manera controlada y hacer posible la operación e interconexiones necesarias en la red eléctrica. Otra forma de especificar los equipos en la planificación de una nueva subestación o la renovación de una subestación antigua puede ser, por lo tanto, elaborar una especificación funcional.

En este caso el licitador tiene libertad para proponer la mejor solución teniendo en cuenta todas las ventajas que puede ofrecer el uso de la mejor tecnología y los aparatos y sistemas más avanzados, junto con los requisitos establecidos para la subestación y la red.

Los requisitos básicos en una especificación funcional pueden ser, por ejemplo:

Número y tipo de conexiones del sistema

- Datos eléctricos del sistema
- Energía y vía de transferencia a través del sistema
- Costos relacionados con la falta de disponibilidad

A partir de una especificación funcional, ABB puede proponer a menudo una solución alternativa que ofrece un mejor rendimiento a un costo considerablemente inferior.

Para respaldar la toma de decisiones, ABB puede aportar cálculos de disponibilidad, cálculos del costo del ciclo de vida, informes de impacto ambiental, etc.

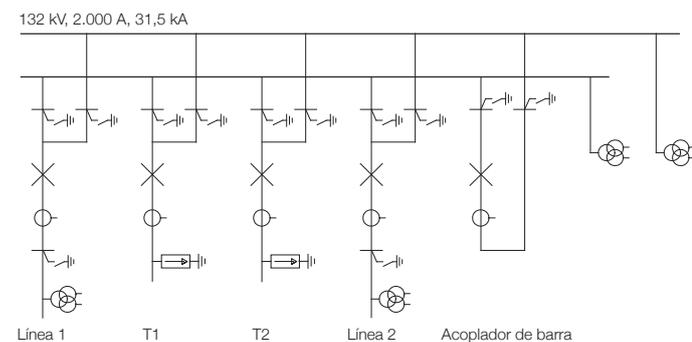
Dado que el proveedor asume una gran parte de la responsabilidad en el diseño, es importante que todos los aspectos asociados, como el alcance del suministro, los requisitos de las autoridades, las condiciones especiales de diseño, etc. se conozcan desde el principio del proyecto.

Ejemplo de especificación de aparatos

Solicitud de presupuesto:

Solicitamos presupuesto para los aparatos de alta tensión de una subestación de 132 kV en cinco bahías de acuerdo con la especificación y el diagrama unilineal adjunto:

- 5 Interruptor de alta tensión de 145 kV, 3.150 A, 31,5 kA
- 12 Seccionador operado por motor de 145 kV, 2.000 A, 31,5 kA con seccionador de puesta a tierra operado por motor integrado
- 6 Transformador de corriente de 145 kV, 400/5/5/5/5 A. Datos principales.....
- 9 Transformador de corriente de 145 kV, 2000/5/5/5/5 A. Datos principales.....
- 12 Transformador de tensión de 145 kV, 132000/√3:110/√3:110/3 V. Datos principales.....
- 12 Descargador de sobretensiones de 132 kV.....



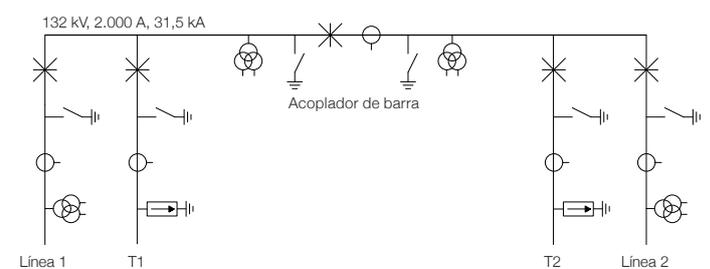
Los proveedores ofrecerán sus mejores precios por los aparatos y el cliente podrá elegir los aparatos de menor precio de distintos proveedores. El cliente obtendrá así un conjunto de aparatos de costo optimizado.

Ejemplo de especificación funcional

Solicitud de presupuesto:

Solicitamos presupuesto para un sistema de equipos de maniobra de 132 kV con dos líneas entrantes y dos transformadores alimentadores.

- Una línea ya existente se cortará y se conectará a la subestación.
- La transferencia máxima de energía a través de la subestación es de 120 MVA.
- El flujo eléctrico puede ir en cualquiera de las dos direcciones. Máximo I_k 21 kA.
- Datos del transformador 132/11 kV, 40 MVA, $U_k = 8\%$
- El mantenimiento planificado se puede efectuar durante los periodos de baja carga, pero uno de los transformadores ha de estar siempre en servicio.



En este caso, ABB presupuestará una solución con interruptores seccionadores, que proporcionará un costo total optimizado. El cliente obtendrá un presupuesto de un conjunto completo de equipos de maniobra con un mínimo de aparatos y una alta disponibilidad.

El diagrama unilineal muestra una solución con interruptores seccionadores.

www.dcbsubstations.com

Configure su propia subestación con interruptores seccionadores en cuatro sencillos pasos

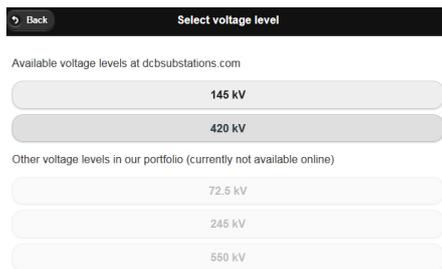
www.dcbsubstations.com es una herramienta web completa que permite comparar una solución convencional con una solución de interruptor seccionador. Después de introducir los datos básicos, como el nivel de tensión, la configuración convencional existente y el número de líneas y transformadores en la subestación, la herramienta web ofrece tres opciones diferentes:

– Solución recomendada por ABB — Basada en los datos introducidos de nivel de tensión, configuración y número de líneas y transformadores.

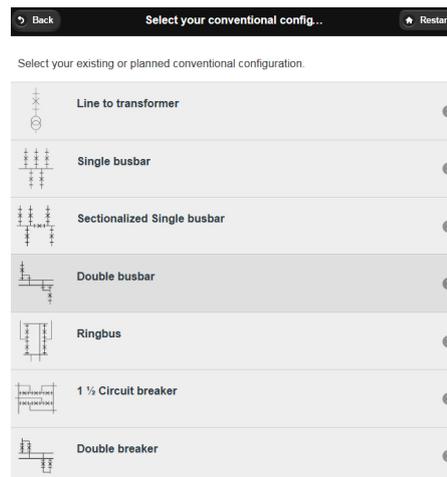
- Solución de espacio mínimo — Muestra la solución de interruptor seccionador que requiere menos espacio y sigue siendo una solución viable con relación al número de líneas y transformadores introducidos.
- Solución de máxima disponibilidad — Muestra la mejor solución en términos de disponibilidad y fiabilidad.

El resultado ofrece una imagen en 3D de la subestación, un diagrama unilineal básico, una comparación del costo de las interrupciones del servicio, una comparación de la disponibilidad y una comparación del espacio necesario. Toda la información se puede enviar por correo electrónico y, si se solicita, ABB puede ponerse en contacto con usted para facilitarle más información.

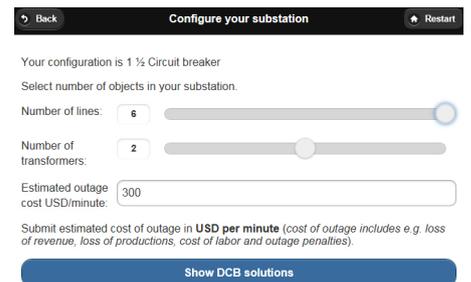
Paso 1 Seleccione el nivel de tensión del sistema



Paso 2 Seleccione su configuración



Paso 3 Seleccione el número de líneas y transformadores





Visite
www.dcbsubstations.com

Paso 4 Vea la configuración

Back
Restart

DCB Alternatives

ABB Recommended solution

1½ Disconnecting Circuit Breaker
The 1½ DCB solution is a highly reliable and flexible solution that often is used in transmission applications an...

Minimum space solution

Ringbus
The ringbus configuration with DCB provides supreme reliability and availability on a minimal area, but often re...

Maximum availability solution

Double DCB
The double DCB solution is the best solution for substations with high or extreme availability and reliability req...

Show all solutions

El resultado

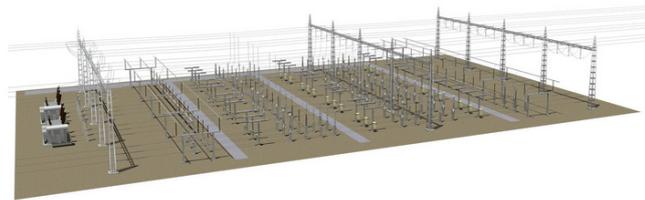
Back
Your result
Restart

Conventional 420 kV 1 ½ circuit breaker undefined vs 420 kV 1½ disconnecting circuit breaker

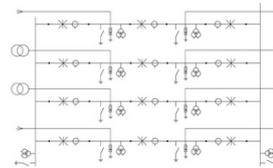
The 1½ DCB solution is a highly reliable and flexible solution that often is used in transmission applications and distribution substations. The solution is also very easy to extend.

Object	Outage cost savings (\$/year)	Outage time reduction (h/year)	Space reduction of switchyard (%)
Single Line	83100	4.62	32%
Single Transformer	83100	4.62	
Parallel objects	0	0	

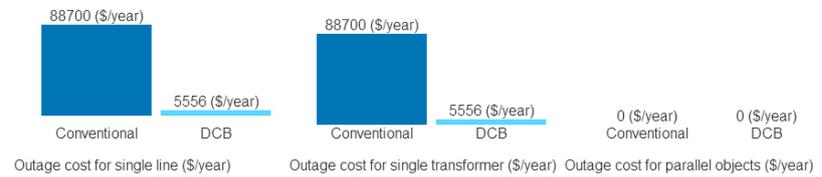
Image shows your DCB solution.
[Click here to view hi-res 3D image](#)



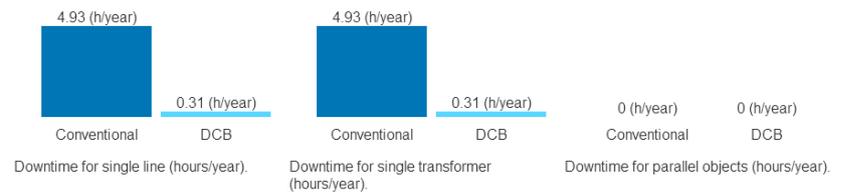
Single Line Diagram



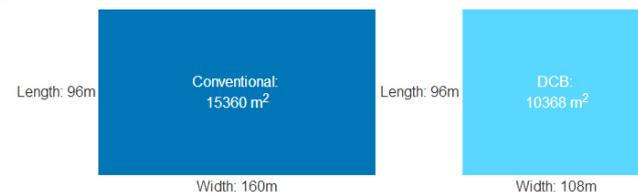
Outage cost comparison



Availability comparison



Space comparison

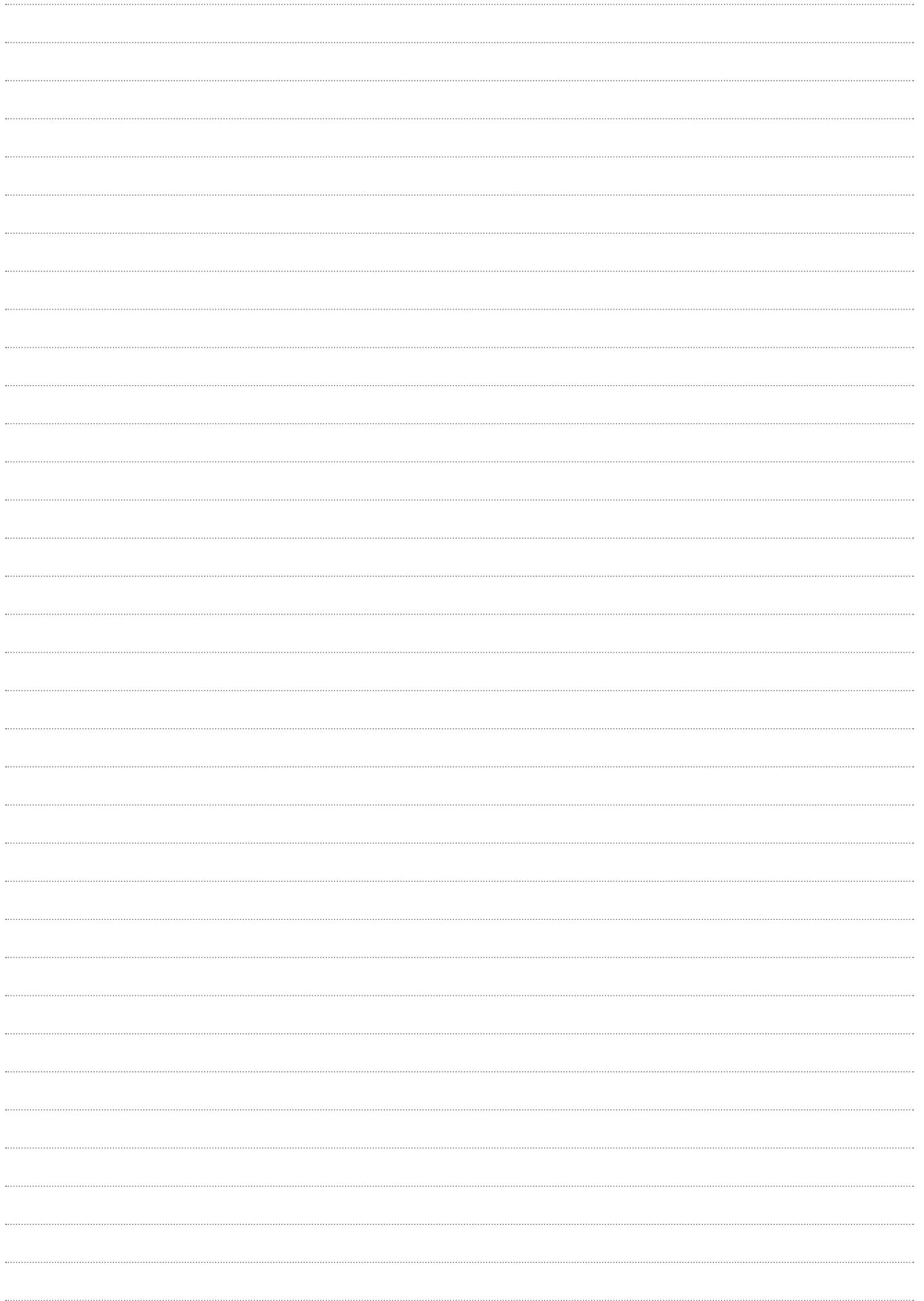


Space comparison (m²) for selected solutions.

Change unit:

Metric

More information
Send information





Contacte con nosotros

ABB AB

Productos de Alta Tensión

SE-771 80 LUDVIKA, SUECIA

Teléfono: +46 (0)240 78 20 00

Fax: +46 (0)240 78 36 50

Correo electrónico: circuit.breaker-sales@se.abb.com

www.abb.com

www.abb.com/highvoltage

©Copyright 2013 ABB. Todos los derechos reservados

NOTA: ABB AB trabaja constantemente en la mejora de los productos. Por ello nos reservamos el derecho de cambiar diseños, dimensiones y datos sin previo aviso.