



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO
FACULTAD DE ESTUDIOS SUPERIORES CUAUTITLÁN

Subestaciones Eléctricas de Distribución, con Celdas Aisladas
en Gas SF₆ e Interruptores de Potencia al Vacío
hasta 40,5 kV

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE:
INGENIERO MECÁNICO ELECTRICISTA

P R E S E N T A:
RICARDO RIVAS ZÚÑIGA

A S E S O R:
ING. ARTURO ÁVILA VÁZQUEZ



UNAM
CUAUTITLÁN

CUAUTITLÁN IZCALLI, ESTADO DE MÉXICO, 2019.



Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.



UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE
MÉXICO

**FACULTAD DE ESTUDIOS SUPERIORES CUAUTITLÁN
SECRETARÍA GENERAL
DEPARTAMENTO DE EXÁMENES PROFESIONALES**

U. N. A. M.
FACULTAD DE ESTUDIOS
SUPERIORES CUAUTITLÁN
ASUNTO: VOTO APROBATORIO

**M. en C. JORGE ALFREDO CUÉLLAR ORDAZ
DIRECTOR DE LA FES CUAUTITLÁN
PRESENTE**

**ATN: I.A. LAURA MARGARITA CORTAZAR GUEROA
Jefa del Departamento de Exámenes Profesionales
de la FES Cuautitlán.**



Con base en el Reglamento General de Exámenes, y la Dirección de la Facultad, nos permitimos comunicar a usted que revisamos el: **Trabajo de Tesis**

"Subestaciones Eléctricas de Distribución, con Celdas Aisladas en Gas SF₆ e interruptores de Potencia al Vacío hasta 40,5 kV"

Que presenta el pasante: **RICARDO RIVAS ZÚÑIGA**

Con número de cuenta: **41405774-4** para obtener el Título de la carrera: **Ingeniería Mecánica Eléctrica**

Considerando que dicho trabajo reúne los requisitos necesarios para ser discutido en el **EXAMEN PROFESIONAL** correspondiente, otorgamos nuestro **VOTO APROBATORIO**.

ATENTAMENTE

"POR MI RAZA HABLARÁ EL ESPÍRITU"

Cuautitlán Izcalli, Méx. a 16 de Agosto de 2019.

PROFESORES QUE INTEGRAN EL JURADO

	NOMBRE	FIRMA
PRESIDENTE	Ing. María De la Luz González Quijano	
VOCAL	M. en I. Pedro Celestino Rendón Torres	
SECRETARIO	Ing. Arturo Ávila Vázquez	
1er. SUPLENTE	Dr. Sabas Flores Ascencio	
2do. SUPLENTE	Ing. Jorge Romero Pérez	

NOTA: los sinodales suplentes están obligados a presentarse el día y hora del Examen Profesional (art. 127).

Agradecimientos.

A mis padres:

Minerva Zúñiga y Vicente Rivas, por siempre brindarme su amor, su apoyo y su confianza de manera incondicional.

A mis amigos:

En especial a Andrés, Karen, Miguel, Eduardo, Carlos, Alejandra, Javier, Aarón, Alfredo, Candia, Oswaldo, Omar, y David, por el tiempo compartido, por las risas y por todos aquellos momentos felices que pasamos juntos. Siempre estaré agradecido por haber encontrado a personas como ustedes en mi vida. Ustedes son la familia que elegí tener.

A mis profesores:

Agradezco de todo corazón las enseñanzas brindadas por todos y cada uno de mis profesores, a lo largo de estos casi cinco años. De todos me llevo algo muy especial, y les aseguro que lo bien aprendido, jamás lo olvidare.

A mi asesor:

Por el tiempo dedicado a dirigir este trabajo de tesis. Por los conocimientos, los consejos y las experiencias compartidas. Y por motivarme a buscar ser una mejor persona, estudiante y profesionalista. Con afecto, y admiración, gracias por todo Ing. Arturo Ávila Vázquez.

A la UNAM:

Agradezco a la máxima casa de estudios, por haberme brindado la oportunidad de desarrollarme académica y personalmente. Pero, especialmente, agradezco a la Facultad De Estudios Superiores Cuautitlán, pues a ella le pertenecen algunos de los momentos más felices de mi vida.

Para Minerva y Vicente.

ÍNDICE.

Índice.	5
Introducción	7
Objetivos.	10
I. El sistema electrico.	11
1.1. Introducción.	11
1.2. Diagnóstico histórico y prospectiva del sector eléctrico nacional.	12
1.3. Fundamentos del sistema eléctrico de potencia.	21
1.3.1. Generación.	23
1.3.2. Transmisión.	26
1.3.3. Distribución.	29
1.3.4. Utilización.	31
II. Generalidades de las subestaciones eléctricas.	33
2.1. Introducción.	33
2.2. Clasificación de las subestaciones eléctricas.	34
2.3. Principales elementos de las subestaciones eléctricas.	38
2.3.1. Transformador.	38
2.3.2. Bancos de tierra.	42
2.3.3. Transformadores de instrumento.	43
2.3.4. Apartarrayos.	47
2.3.5. Bancos de capacitores.	50
2.3.6. Interruptores.	52
2.3.7. Cuchillas desconectadoras.	55
2.3.8. Cortacircuitos fusible.	58
2.3.9. Reactores.	59
2.3.10. Bancos de baterías.	61
2.4. Arreglos de una subestación eléctrica.	62

III.	El gas hexafluoruro de azufre.	70
3.1.	Introducción.	70
3.2.	El arco eléctrico como resultado de la ionización.	73
3.3.	Una ecuación de estado para las propiedades termodinámicas del SF ₆ .	78
3.3.1.	Ecuaciones de estado anteriores.	80
3.4.	Propiedades del SF ₆	82
IV.	Interruptores de potencia al vacío.	90
4.1.	Introducción.	90
4.2.	Investigaciones que condujeron al desarrollo de los VI y desarrollos recientes.	90
4.3.	Teoría y práctica del proceso de interrupción en el vacío.	97
4.3.1.	Propiedades dieléctricas del vacío.	97
4.3.2.	Emisión electrónica por efecto de campo y el arco eléctrico en el vacío.	99
4.3.3.	Técnica de corte en el vacío.	107
V.	Subestaciones eléctricas de distribución, con celdas aisladas en gas SF ₆ e interruptores de potencia al vacío hasta 40,5 kV.	113
5.1.	Introducción.	113
5.2.	Breve historia del equipo de conmutación “switchgear” revestido de metal.	116
5.3.	Diferencia entre metal-clad y metal-enclosed.	128
5.4.	Características de las celdas aisladas en gas SF ₆ para media tensión.	132
5.4.1.	Especificaciones técnicas.	133
5.5.	Gases alternativos para aislamiento de aparata de media tensión.	146
5.5.1.	Contribución al calentamiento global de las emisiones de SF ₆ y conciencia ambiental actual.	146
5.5.2.	Actuales tecnologías de aislamiento para equipos de conmutación de media tensión.	148
5.5.3.	Nuevas soluciones alternativas.	150
5.6.	El interruptor idóneo para distribución; vacío vs. SF ₆ .	153
	Conclusiones.	161
	Índice de imágenes.	164
	Índice de tablas.	168
	Bibliografía.	169

INTRODUCCIÓN

La energía eléctrica es un insumo fundamental en la economía mexicana y da soporte a la gran mayoría de las facetas de nuestra vida social y cultural. Para la sociedad actual resulta imprescindible disponer de la electricidad para el desarrollo de nuestro día a día. Sin embargo, esta disponibilidad no está del todo garantizada. El sector energético se enfrenta a grandes desafíos para asegurar la adecuada generación, transmisión y distribución de energía eléctrica y, satisfacer así, las necesidades del México actual.

De acuerdo con el Consejo Nacional de Población (CONAPO), el número de personas que residen en el país para el año 2018 es de **124.7 millones de personas** mientras se prevé que para el año 2032 esta cantidad aumente a 139.2 millones. Por su parte, la Secretaría de Energía (SENER), mediante el Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional 2018-2032 (PRODESEN) informa que, en 2017, el consumo bruto de energía eléctrica del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) fue de 309 727 GWh, 3.7% mayor respecto al año anterior.

Aun considerando el rápido crecimiento de la población, y su mayor esperanza de vida, existen otros muchos factores que intervienen en esta escalada de la demanda de energía eléctrica. Existe un proceso de urbanización continuamente acelerándose, y grandes cantidades de electricidad deben ser transportadas a áreas densamente pobladas. Esto a su vez conlleva a un aumento en la densidad y la complejidad de los sistemas de suministro de energía urbana, por lo que, desde hace algunos años, líderes en el sector energético han adoptado **soluciones alternativas**, para satisfacer adecuadamente las necesidades técnicas y económicas del consumidor.

A lo largo de todo el sistema eléctrico, existe un conjunto de instalaciones, equipos y elementos necesarios para lograr que la energía eléctrica llegue desde las centrales generadoras hasta los consumidores. Una de estas instalaciones son las subestaciones eléctricas.

Las subestaciones eléctricas son **instalaciones destinadas a modificar y regular los parámetros de la potencia eléctrica** (tensión y corriente) de la red eléctrica, y bien, servir como

intermediario entre diferentes circuitos del sistema eléctrico. Esto con la finalidad de **facilitar el transporte de la energía eléctrica entre las líneas de transmisión y distribución.**

Las subestaciones eléctricas pueden ser clasificadas en distintas categorías según la característica que se analice. Una de estas categorías es la **clasificación según su tipo de aislamiento**. Por muchos años las subestaciones utilizaron (y muchas lo siguen haciendo) aire como medio aislante. Sin embargo, comenzaron a surgir circunstancias que imposibilitaban la instalación de este tipo de subestaciones. Durante la década de 1960, líderes en el sector energético comenzaron estudios e investigaciones para el desarrollo de tecnología que cumpliera con estas nuevas exigencias, dando origen al uso de **gas SF₆ (hexafluoruro de azufre) como elemento aislante**. Fue así que en 1966 se instalara, en Francia, la *primera subestación eléctrica*¹, en utilizar gas SF₆ como elemento aislante, a una tensión de 245 kV.



La primera GIS de 800 kV de envolvente metálica. Instalada en Joshua Falls, EE. UU, 1980 - Imagen recuperada de [THINK GRID N°10 – Verano de 2012, p. 48].

Existen grandes diferencias entre las subestaciones aisladas en gas (**GIS: Gas-Insulated Switchgear**) y las subestaciones convencionales aisladas en aire (**AIS: Air-Insulated Switchgear**). Las ventajas sobresalientes que presentan las GIS son las siguientes:

¹ Alstom Grid tiene una rica historia de desarrollo de GIS a través de sus empresas precursoras: Delle-Alsthom, Sprecher & Schuh, GEC y AEG. Delle-Alsthom Francia, comenzó a desarrollar GIS en 1958, y en 1967 suministró su “Fluobloc” para 245 kV a varias subestaciones de París, algo que vino a demostrar las ventajas de la GIS subterránea para suministrar energía en masa en la cercanía de los usuarios de los núcleos urbanos. Los avances en tensiones más altas quedaron plasmados con el suministro de las primeras subestaciones para 420 kV (1976) y para 550 kV (1977); pero la “primicia mundial” fue la entrega de la GIS de 800 kV, instalada en Joshua Falls en 1979.

- Requisitos mínimos de espacio.
- Protección completa contra el contacto con partes vivas.
- Protección contra la contaminación.
- Libre elección del sitio de instalación.

Hoy en día, subestaciones eléctricas encapsuladas en gas SF₆ también son implementadas para media tensión (MT), sin embargo, su uso no está tan difundido como el de las subestaciones GIS en alta tensión (AT). Se denominan comúnmente como **subestaciones MV-GIS** (Medium Voltage - Gas Insulated Switchgear) y podría decirse que los principios de diseño, montaje y mantenimiento indicados para las subestaciones GIS de alta tensión son, con algunas reservas, aplicables a estas.



Aplicaciones típicas sobre instalación en alta mar e instalación industrial - Imagen recuperada de [Catálogo Siemens - HA 35.11 · 2012, p. 2].

Estas subestaciones ofrecen un funcionamiento excepcional en términos de confiabilidad, seguridad en la operación y seguridad del personal, incluso bajo las condiciones más extremas, por lo que pueden ser utilizadas prácticamente en todos los sectores industriales a nivel mundial. Por todo esto, y por la tendencia actual en el uso del gas SF₆ como medio aislante en equipos de distribución, el análisis de las subestaciones de distribución aisladas en gas SF₆, y los elementos que la componen, deberá de convertirse en nuestro objeto de estudio.

OBJETIVOS.

- Mostrar un panorama general de las partes que conforman la estructura del sistema eléctrico en México, desde su generación hasta su consumo.
- Analizar la función de las subestaciones eléctricas en el sistema eléctrico.
- Describir los distintos tipos de subestaciones eléctricas.
- Dar a conocer las características técnicas, de calidad y los requerimientos de instalación que deben cumplir las subestaciones eléctricas aisladas en gas SF₆ para media tensión.
- Analizar el reemplazo de subestaciones eléctricas convencionales con aislamiento en aire por las subestaciones eléctricas aisladas en gas SF₆.

I. EL SISTEMA ELECTRICO.

1.1. Introducción.

En la actualidad es innegable la necesidad de energía eléctrica en el desarrollo de nuestro día a día; no solo en nuestras actividades laborales, sino que también en actividades de diversión, al recibir atención médica, o en la comunicación con nuestros familiares, en fin, en la mayoría de las actividades de la vida humana. Garantizar el abastecimiento de energía eléctrica, de forma continua y segura, es lo que nos permite el acceso a los bienes y servicios antes mencionados y esto se ve reflejado directamente en la calidad de vida de la población.

Todas estas condiciones ayudan al progreso del país, convirtiendo al sector eléctrico en un promotor directo del desarrollo social y económico. Es así, que cuando existe un crecimiento en la economía del país, la industria eléctrica crece en mayor proporción porque impulsa a las actividades productivas del país y satisface las necesidades de un mayor número de usuarios (ver Figura 1.1).



Figura 1.1. Palacio de Bellas Artes, vista nocturna desde la Torre Latinoamericana.

Para garantizar un suministro eficiente de energía eléctrica, a un costo accesible, es necesario contar con un sistema eléctrico complejo, que sea capaz de enfrentarse a las **crecientes exigencias de la sociedad mexicana**. Estos desafíos varían de una región a otra y, por lo tanto, es importante proporcionar una amplia gama de soluciones que se puedan adaptar a las necesidades que surgen en las redes eléctricas y, ayudar así, a garantizar la resiliencia del sistema eléctrico a largo plazo.

1.2. Diagnóstico histórico y prospectiva del sector eléctrico nacional.

Porfirio Díaz llegó al poder tras el triunfo de la *Revolución de Tuxtepec*², con la afirmación de lograr la paz y el desarrollo de la riqueza nacional mediante un gobierno fuerte capaz de imponer el orden.

Los gastos económicos del régimen porfirista fueron principalmente adjudicados a las comunicaciones, destacando desde luego los dedicados a los ferrocarriles y a las obras públicas. Por esto, los gastos de inversión en otros sectores de la economía fueron, prácticamente inexistentes, principalmente en la rama eléctrica. Fue así que el periodo de 1879 a 1917 se vio caracterizado por la falta de inversión y regulación estatal de la industria eléctrica.

Sin embargo, el nacimiento de la industria eléctrica en México se vio impulsado por el **crecimiento económico logrado por el porfiriato**, pues algunos sectores comenzaron a utilizar la energía eléctrica como su fuerza motriz. Dos ejemplos claros son el de la industria minera y la industria textil, las cuales fueron realmente importantes en este periodo histórico.

En 1879 se instaló en León, Guanajuato, la primera planta generadora que abastecía de energía eléctrica a la fábrica de hilados y tejidos “La Americana”, y no tardó mucho para que este tipo de energía comenzara a utilizarse en el alumbrado público.

² La revolución de Tuxtepec fue un movimiento armado en México basado en el Plan de Tuxtepec, que se inició cuando el presidente constitucional Sebastián Lerdo de Tejada anunció su postulación a la reelección, permitida por la constitución de 1857. En enero de 1876 el general Porfirio Díaz, que ya había dirigido un fallido movimiento armado contra la reelección de Benito Juárez, se alzó en armas y fue secundado por un amplio número de militares que tenían mayor simpatía al héroe de la guerra de la segunda intervención francesa en México que al presidente Lerdo que era hijo de españoles.

En julio de 1880 se instalaron, a modo de prueba, un foco de arco en el quiosco, y otro más en la esquina suroeste, del *jardín del zócalo capitalino*³.

En septiembre de 1881, la *Compañía Mexicana de Gas y Luz*, inició arreglos con el *ayuntamiento de la capital de la república*⁴ para utilizar luz eléctrica y, el primero de diciembre de ese año, se instalaron 40 focos entre la estatua de Carlos IV y el zócalo. Hacia 1890 la ciudad de México ya contaba con 2 054 focos y, por esos años, se introdujo el alumbrado público en Guadalajara (1884), Monterrey (1888), Veracruz y Mérida (1889).

Al iniciar la década de 1880, los servicios públicos eléctricos fueron los más desarrollados, por lo que, para 1899, 19 haciendas, 29 campos mineros, 52 fábricas textiles y, otros más 77 talleres y fábricas diversas ya contaban con alumbrado eléctrico.

En 1889, de acuerdo con las estadísticas elaboradas por el Ministerio de Fomento, el país contaba con una capacidad total instalada de 837.89 kW distribuida en 60 plantas, sólo 9.51% era de origen hidráulico y el resto de origen térmico.

En 1926, el Departamento de Industria de la Secretaría de Industria, Comercio y Trabajo, elaboró una estadística de las plantas generadoras de energía eléctrica. Es así que se tenía una capacidad instalada total en el país de 392 369 kW; EL 70% de esta energía se empleaba para los servicios públicos y el restante 30% en las empresas. Cabe mencionar que el **63.3% de la generación** provenía de plantas hidroeléctricas.

Las plantas hidroeléctricas, desde un punto de vista tecnológico, tienen su auge tras el arranque de la planta de Necaxa en 1905, en donde se inauguran las hidroeléctricas de “tamaño medio”; comparado, claro, con sus homólogas de menor tamaño existentes hasta entonces. Dicho auge se extendió hasta 1944 cuando la Comisión Federal de Electricidad arrancó una nueva generación de plantas hidroeléctricas en Ixtapatongo, Estado de México (ver Figura 1.2).

³ En la remodelación del Zócalo, durante 1957, se retiraron jardín, fuentes y quiosco.

⁴ El Ayuntamiento de México fue la entidad legislativa y administrativa de la ciudad de México creado en 1519 durante el gobierno español hasta el año de 1928 en el México Independiente cuando fue suprimido su ayuntamiento.



Figura 1.2. Central Hidroeléctrica Ixtapatongo, Estado de México, 1958.

En 1930, tras nuevas estadísticas por parte de la Comisión Nacional de Irrigación y la Dirección General de Estadística de la Secretaría de la Economía Nacional, la industria había crecido en 64.1%, pues ya se contaban con 588 plantas y una capacidad instalada de 463 563 kW y, tan solo tres años después, en 1933, el Departamento de Control de la Industria Eléctrica de la Secretaría de la Economía Nacional, declaró que la capacidad instalada era de 542 953 kW. El número de plantas en ese año era de 899.

De 1879 a 1934, el sector eléctrico le **perteneció a las empresas privadas**. En su comienzo, las empresas eléctricas eran muy pequeñas y dispersas, pues estas solo se instalaban en donde eran requeridas, pero casi de manera natural se produjo un fenómeno de concentración en la generación y transmisión, así como de privatización de las mismas. Para que las redes de distribución pudieran llegar a mayores lugares el Estado mexicano tuvo que recurrir a la inversión extranjera, de esta manera arribaron a México compañías internacionales con gran capacidad, como *The Mexican Light and Power Company, Ltd.* (canadiense), que se instaló en la capital en 1898 y la que, en 30 años, lograra construir un monopolio prácticamente absoluto en la producción de energía eléctrica en la zona centro del país; el consorcio *The American and Foreign Power Company*, con tres sistemas interconectados en el norte de México, y la *Compañía Eléctrica de Chapala*, para Guadalajara y zonas vecinas. No obstante, el predominio de dichas compañías (con altas tendencias monopólicas) ocasionó toda una serie de problemas al Estado Mexicano pues resultaba evidente la necesidad de regularlas, estableciendo para ello, leyes cada vez más precisas acerca de su funcionamiento; lo que inexorablemente llevó a la

creación de la Comisión Federal de Electricidad en 1933⁵ y posteriormente, a la nacionalización de la industria en 1960.

Actualmente, la **Comisión Federal de Electricidad** (CFE) es una empresa productiva del estado, propiedad exclusiva del Gobierno Federal, con personalidad jurídica y patrimonio propio, que goza de autonomía técnica, operativa y de gestión, conforme a lo dispuesto en la Ley de la Comisión Federal de Electricidad (Artículo 2), y tiene como fin el desarrollo de actividades empresariales, económicas, industriales y comerciales en términos de su objeto, generando valor económico y rentabilidad para el Estado Mexicano como su propietario.

El presidente Lázaro Cárdenas, en 1937, decretó la ley con la que se creara la CFE, con la misión de organizar y dirigir **un sistema nacional** de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica, sin propósitos de lucro y con la finalidad de obtener el mayor rendimiento posible al mejor costo.

Tabla 1. Capacidad instalada total por grupos financieros principales (MW) en México¹.

Año	Capacidad instalada (MW)					Total
	CFE	Compañía Mexicana	Compañía Impulsora de Empresas Eléctricas	Compañía Eléctrica de Chapala	Otras	
1930	-	173	100	16	186	475
1935	-	220	124	19	223	586
1940	-	256	146	24	254	681
1945	35	279	146	29	231	720
1950	172	378	197	44	385	1 235
1955	603	490	200	98	534	1 929
1960	1 163	667	333	111	747	3 021

¹Elaborado con información recuperada de [Historia de la industria eléctrica en México I, p. 138]

En 1939 (ver Tabla 1), en el país había una capacidad instalada total de 608 642 KW. En 1944, el gobierno federal promulgó el reglamento de la *Ley de la Industria Eléctrica*⁶, que

⁵ Fue en 1933 que, el entonces presidente, Abelardo Rodríguez envió al Congreso de la Unión la iniciativa que decretaba la creación de la Comisión Federal de Electricidad, pero la presión de las empresas transnacionales para mantener el monopolio fue tan fuerte que lograron posponer dicha iniciativa cuatro años más.

⁶ “La primera iniciativa legal del régimen cardenista, en torno a la industria eléctrica, fue el decreto en el que se fijaban las condiciones a las que se sujetaba el otorgamiento de concesiones para la introducción, generación,

confirmó la autoridad de la Secretaría de la Economía Nacional sobre el abasto eléctrico nacional.

En 1949, el presidente Miguel Alemán expidió un decreto que convirtió a la CFE en un *organismo público descentralizado*⁷, con personalidad jurídica y patrimonio propio. En 1950, la CFE daba servicio a 51 164 clientes. Sus instalaciones se encontraban en 167 localidades distribuidas en 20 estados del país. Para 1952, la CFE estableció el Laboratorio de Pruebas de Equipos y Materiales (LAPEM⁸) en la ciudad de Irapuato, Guanajuato.

De 1940 hasta 1960 (nacionalización de la industria eléctrica), México se caracteriza por una coexistencia entre las empresas públicas y privadas del sector eléctrico, y con un apoyo financiero importante por parte del Estado a las empresas privadas que, después 1945, tuvieron un crecimiento significativo en su capacidad de generación. La regulación se caracterizó por su flexibilidad en la Ley De La Industria Eléctrica. Dos consorcios (la Mexicana y la Impulsora) junto a la CFE, poseían la mayor parte de la capacidad instalada en México. Así mismo, la CFE tuvo un crecimiento muy importante en este periodo pues, por sí solo, el sector privado era incapaz de responder a las necesidades que representaba el rápido crecimiento de la población urbana. La legislación que regulaba a la industria eléctrica en estos años no sufrió cambios significativos. El primer reglamento de la Ley de la Industria Eléctrica fue expedido dos años después que ésta (28 de agosto de 1940), y vino a ser el instrumento legal por medio del cual la misma cobró operatividad.

Ya en 1960 y a pesar de los esfuerzos del Estado para con la industria eléctrica, la inversión extranjera se limitaba tan solo a las áreas urbanas económicamente más rentables, demostrando su egoísmo hacia la política energética de electrificar el país. De esta manera, la capacidad

transmisión, distribución o venta de energía eléctrica, publicado el 18 de enero de 1937 y expedido el 2 de enero de 1936. El espíritu de este decreto fue recogido posteriormente de manera casi íntegra por la Ley De La Industria Eléctrica” (De la Garza Toledo E. M., 1994, p. 118).

⁷ Son entidades estatales creadas por ley o decreto del Congreso del Estado, con personalidad jurídica y patrimonio propio, cualquiera que sea la estructura legal que adopte, constituida con fondos o bienes provenientes de la Administración Pública Estatal; su objetivo es la prestación de un servicio público o social, la investigación científica y tecnológica y la obtención o aplicación de recursos para fines de asistencia o seguridad social.

⁸ Actualmente, el LAPEM es una organización de la CFE que tiene como objetivo atender las necesidades del sector eléctrico nacional e internacional.

instalada de México, aunque mantenía altas tasas de crecimiento, mostraba un evidente rezago, retrasando así al sector energético del panorama económico en general. Es así que, el 29 de diciembre de 1960, mediante la reforma al artículo 27 constitucional, se toma la decisión de reservar el proceso eléctrico a la Nación, eliminando la concurrencia de intereses privados en la generación, transmisión y distribución de energía eléctrica para servicio público.

En 1962, para el proceso de integración de sistemas, se creó la Oficina Nacional de Operación de Sistemas. En 1973, estas funciones fueron retomadas por el Despacho Nacional de Carga y, finalmente, recayeron en el Centro Nacional de Control de Energía (CENACE) en 1977.

En 1965, la CFE contaba con una capacidad de generación de 10 575 millones de kWh, 160% más que en 1960. En 1966, la CFE se convirtió en la **primera empresa mexicana en participar en los mercados de valores europeos**, al colocar directamente una emisión de bonos por un valor equivalente a 20 millones de dólares.

“A pesar de las restricciones que algunos países industrializados establecieron sobre su inversión en el exterior, la confianza de que goza nuestro país en el extranjero, permitió colocar en el mercado internacional, con rapidez y en condiciones favorables, emisiones de valores del Gobierno Federal por 25 millones de dólares y de la Comisión Federal de Electricidad por 20 millones de dólares.” (Banco De México, S.A., (1967), p. 13)

En 1967, la CFE y la compañía de Luz y Fuerza del Centro (LFC) eran las únicas instituciones dedicadas a prestar el servicio público de energía eléctrica.

En 1975, El presidente Luis Echeverría decretó la nueva Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica, que designó a la CFE como el **único organismo** responsable de realizar todas las actividades relacionadas con la generación, conducción, transformación, distribución y venta de energía eléctrica. En 1977, A 40 años de haber iniciado actividades, la CFE contaba con una capacidad instalada total de 11 millones de KW, 59 882 empleados y 80 000 kilómetros de líneas de distribución. Siete años más tarde, en 1984, el Secretario de Energía, Minas e Industria

Paraestatal, Francisco Labastida Ochoa, presentó el Programa Nacional de Energéticos 1984-1988, que marcó la pauta a seguir en el diseño de una política energética global,

En 1989, la CFE creó el Programa de Ahorro de Energía del Sector Eléctrico (PAESE), instrumento que estableció que las actividades de generación, transmisión y distribución se realizarían con el mínimo costo y consumo de energéticos.

En 1990, inició operaciones la Central Nucleoeléctrica Laguna Verde (ver Figura 1.3), con 654 MW de capacidad instalada.



Figura 1.3. Central Nucleoeléctrica Laguna Verde - Imagen recuperada de [Informe Anual 2016 CFE, p. 27].

En 2003, la CFE formalizó el primer contrato para el suministro de gas natural licuado en México, asegurando el abastecimiento de este combustible a las nuevas centrales de generación instaladas en la región noreste del país.

En 2009, el Gobierno Federal decretó la extinción del organismo público descentralizado Luz y Fuerza del Centro. A partir de entonces, la CFE se encargó de continuar con la prestación del servicio de energía eléctrica en la región que atendía LFC.

En 2013, el presidente Enrique Peña Nieto, con la promesa de fortalecer la soberanía nacional e incrementar la seguridad energética de México, y dentro de un ambiente de inseguridad y preocupación por parte de la sociedad mexicana, promulga la **Reforma Constitucional en**

Materia Energética. Tan solo un año más tarde el Ejecutivo Federal promulgó las leyes secundarias en materia energética, como la **Ley de la CFE** y la **Ley de la Industria Eléctrica**, entre otras. Derivado de esto, la Comisión Federal de Electricidad pasó a ser una Empresa Productiva del Estado. En consecuencia, se instaló el Consejo de Administración y empezó la separación con la desincorporación del CENACE. Fue así que, en 2015, la Secretaría de Energía emitió los términos para la estricta separación legal de la CFE.

La Reforma Energética, en materia de Electricidad, tiene como principal marco jurídico las reformas hechas a los artículos 25 y 27 en la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos. En ellas, se determina que es el Estado, a través de la Secretaría de Energía (SENER), quien lleva a cabo las actividades de planeación del Sistema Eléctrico Nacional (SEN), como se muestra en la Figura 1.4.

Art. 25

- ...“el sector público tendrá a su cargo, **de manera exclusiva**, las áreas estratégicas que se señalan en el artículo 28, párrafo cuarto de la Constitución, manteniendo siempre el Gobierno Federal la propiedad y el control sobre los organismos y empresas productivas del Estado que en su caso se establezcan. Tratándose de la planeación y el control del sistema eléctrico nacional, y del servicio público de transmisión y distribución de energía eléctrica, así como de la exploración y extracción de petróleo y demás hidrocarburos, la Nación llevará a cabo dichas actividades en términos de lo dispuesto por los párrafos sexto y séptimo del artículo 27 de esta Constitución.”

Art. 27

- ...“Corresponde **exclusivamente a la Nación la planeación y el control del sistema eléctrico nacional, así como el servicio público de transmisión y distribución de energía eléctrica**; en estas actividades no se otorgarán concesiones, sin perjuicio de que el **Estado pueda celebrar contratos con particulares en los términos que establezcan las leyes**, mismas que determinarán la forma en que los particulares podrán participar en las demás actividades de la industria eléctrica.”

Figura 1.4. Reformas a la Constitución Política De Los Estados Unidos Mexicanos, en Materia De Electricidad.

A raíz de la reforma energética se ha llevado a cabo la reestructuración del Sistema Eléctrico Nacional con un conjunto de leyes, reglamentos, normas y manuales que contribuyan a su fortalecimiento. A continuación, se describen (ver Figura 1.5) una serie de disposiciones legales y regulatorias (Elaborado por la SENER) que actualmente rigen al sector eléctrico y donde se identifica la importancia de las instituciones en las actividades de planeación del SEN:

Constitucional (20 Diciembre 2013)	Legislativo (11 Agosto 2014)	Reglamentos (31 Octubre 2014)	Administrativos
<ul style="list-style-type: none"> • Artículo 25, párrafo cuarto • Artículo 27, párrafo sexto • Artículo 28, párrafo cuarto • Transitorios: <ul style="list-style-type: none"> • -Tercero • - Décimo, inciso c) • - Décimo Primero • - Décimo Segundo • - Décimo Tercero • -Décimo Sexto, inciso b) • - Décimo Séptimo • - Décimo Octavo • - Vigésimo 	<ul style="list-style-type: none"> • Ley de la Industria Eléctrica • Ley de Transición Energética • Ley de Planeación • Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética • Ley de la Comisión Federal de Electricidad • Ley de Energía Geotérmica 	<ul style="list-style-type: none"> • Reglamento de la Ley de la Industria Eléctrica • Reglamento de la Ley de CFE • Reglamento Interior de la SENER • Reglamento de la Ley de Energía Geotérmica 	<ul style="list-style-type: none"> • Reglas del Mercado Eléctrico Mayorista • Lineamientos para la emisión de Certificados de Energías Limpias • Lineamiento para la Interconexión • Tarifas • Normas • Manuales

Figura 1.5. Regulatoria del SEN - Imagen recuperada de [Prospectiva del Sector Eléctrico 2017-2031, p. 19].

El actual gobierno del Presidente Andrés Manuel López Obrador, quien, a pesar de haberse pronunciado en contra de la reforma energética, calificándola incluso como un “rotundo fracaso”, decidió no dar marcha atrás, convirtiéndola más bien en una “reforma de papel”. Esto se consiguió llevando acabo la cancelación tanto de las subastas eléctricas a largo plazo, como de las rondas petroleras. Sobre esto, el presidente del Consejo Directivo de la Barra Mexicana, Colegio de Abogados, afirma que:

“Es una manera de no hacer efectiva la Reforma Energética y no darle continuidad a lo que se venía haciendo, sin tener que entrar en un proceso de desgaste como el que conlleva una contrarreforma, tal y como lo están haciendo con la Reforma Educativa” (De la Garza, J. M., citado por Lored, D. 22/03/2019).

El antiguo modelo de negocios utilizado para la inversión privada, y derivado de la reforma energética de 2013, ha cambiado drásticamente a pesar de que no se hayan hecho cambios legales. Desde la llamada "Gran Recesión" de 2009, una de las crisis más severas desde la “Gran Depresión”, y ante un contexto de incertidumbre y volatilidad, la economía mexicana ha tenido un comportamiento positivo durante los últimos años. Las reformas estructurales del sexenio anterior, como lo aseguran muchos expertos, permitieron impulsar todos los sectores de la economía, y en particular, la Reforma Energética había logrado la modernización de la industria eléctrica, con una mayor participación de la inversión privada. Ahora, bajo las nuevas reglas del mercado, solo queda esperar que las empresas definan nuevas estrategias para asegurar inversiones en México, de acuerdo con representantes y especialistas de la industria.

1.3. Fundamentos del sistema eléctrico de potencia.

Un sistema eléctrico de potencia, en términos generales, comprende a todas las instalaciones, equipos y elementos necesarios para lograr que la energía eléctrica llegue desde las centrales generadoras hasta los consumidores (ver Figura 1.6)

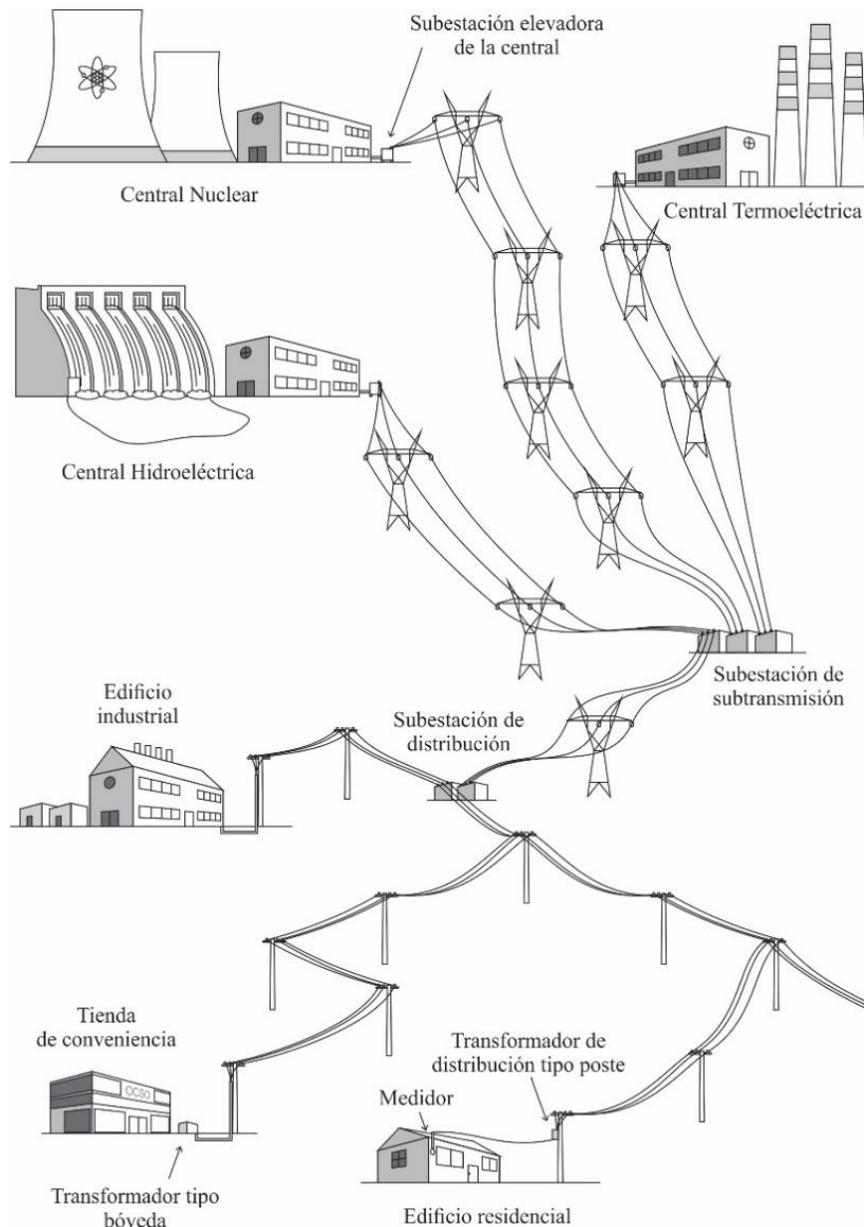


Figura 1.6. Esquema del sistema de producción y utilización de energía eléctrica.

Dicho sistema está conformado por las centrales eléctricas generadoras, una red eléctrica que transporta la energía generada hasta los consumidores, subestaciones reductoras y de maniobra, así como de toda la aparamenta eléctrica necesaria (equipos de transformación, compensación,

protección, conmutación, medición, monitoreo, comunicación y operación, entre otros) que permita la transmisión y distribución de energía eléctrica. El sistema tiene su desarrollo en cuatro etapas básicas:

- **Generación** (centrales generadoras).
- **Transmisión** (subestaciones elevadoras, líneas de transmisión, subestaciones de maniobra o subtransmisión, etc.).
- **Distribución** (subestaciones de distribución primaria y secundaria, centros de transformación, transformadores de distribución, líneas de distribución, etc.).
- **Utilización** (toda aquella instalación receptora).

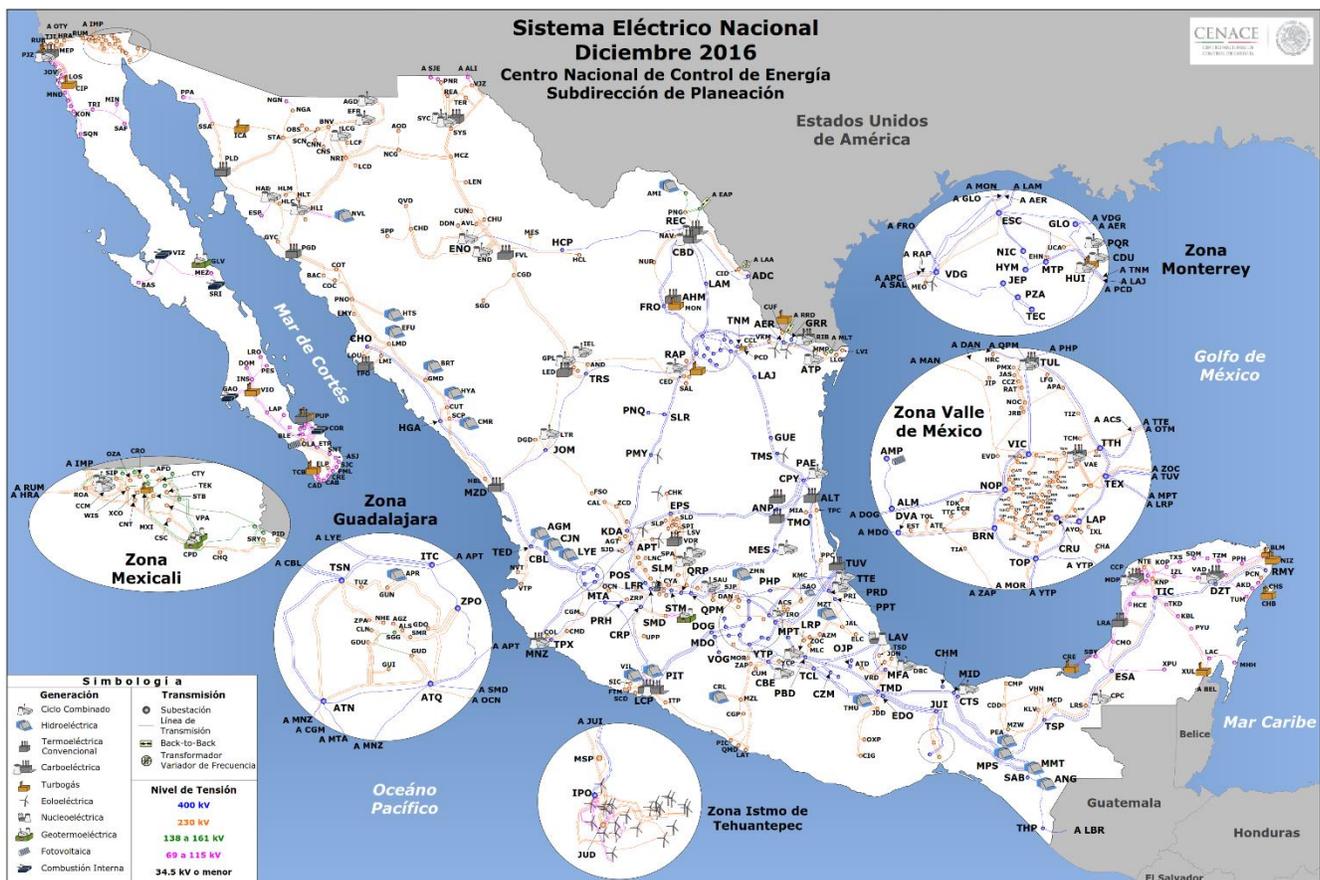


Figura 1.7. Sistema Eléctrico Nacional 2016, Red troncal de transmisión - Imagen recuperada de [Programa de Ampliación y Modernización de la RNT y RGD 2017-2031, p. 20].

En México, el Sistema Eléctrico Nacional (ver Figura 1.7) se encuentra integrado por la Red Nacional de Transmisión (RNT) y las Redes Generales de Distribución (RGD), por las centrales

eléctricas que entregan energía eléctrica a la RNT o a las RGD, por los equipos e instalaciones del CENACE utilizados para llevar a cabo el control operativo del SEN, así como por todos los demás elementos que determine la SENER.

1.3.1. Generación.

La generación tiene lugar en las centrales eléctricas generadoras que producen energía por medio de la transformación de una fuente de *energía primaria*⁹. Dependiendo de las tecnologías de transformación implementadas, las centrales eléctricas se pueden clasificar en dos grupos: centrales eléctricas convencionales y centrales eléctricas con tecnologías limpias. Estas se desglosan a continuación (Figura 1.8).

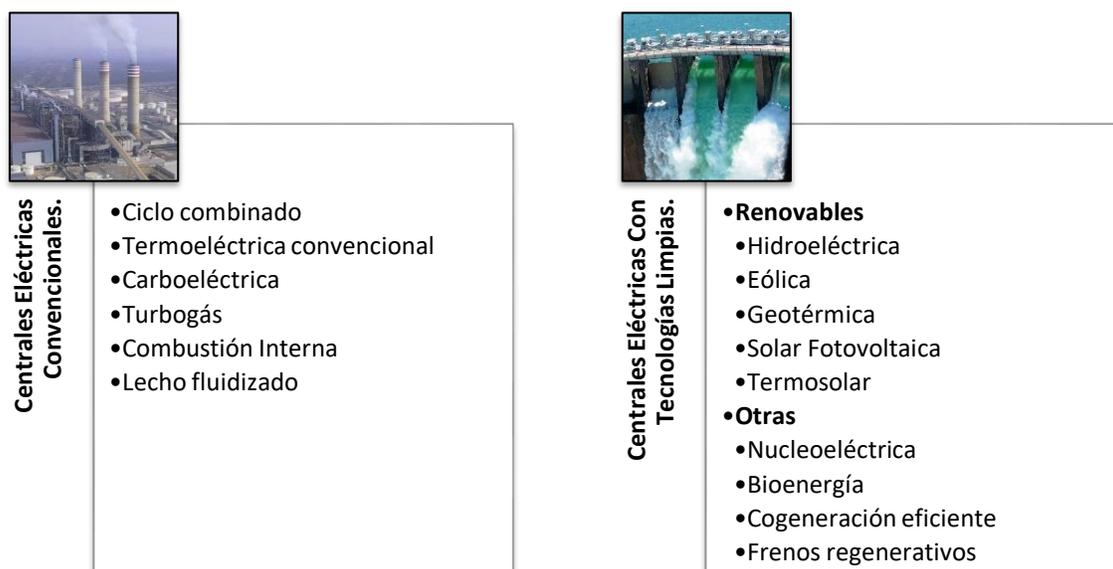


Figura 1.8. Tipos de tecnologías de generación.

Según información del PRODESEN 2018-2032, en el 2017, la generación de energía eléctrica se ubicó en 329 162 GWh de los cuales el 78.9% provino de tecnologías convencionales y el 21.1% de tecnologías limpias. Y se prevé que para 2031, la generación se incrementará 43.0% para ubicarse en 456 683 GWh, de la cual el 54% provendrá de tecnologías convencionales y el restante 46% será de tecnologías limpias. En la Figura 1.9 se muestran un

⁹ Es toda forma de energía disponible en la naturaleza antes de ser convertida o transformada. Consiste en la energía contenida en los combustibles crudos, la energía solar, la eólica, la geotérmica y otras formas de energía que constituyen una entrada al sistema.

par de gráficos comparativos (elaborado con información de PRODESEN 2017-2031) sobre participación de la generación total, por tipo de tecnología, durante 2016 y la esperada en 2031.

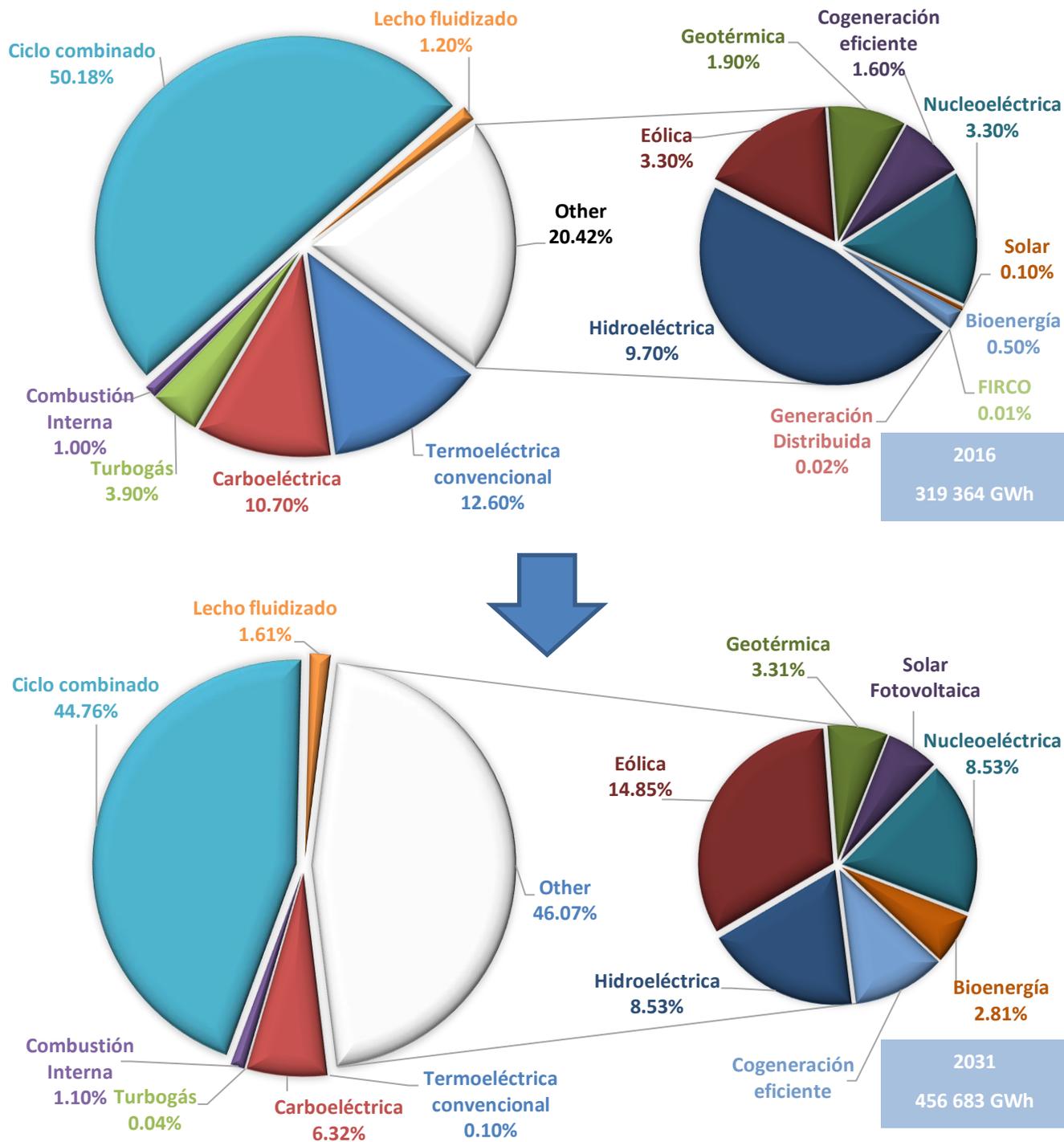


Figura 1.9. Comparativo de la participación de la generación total, por tecnología, en 2016 y 2031.

La generación de energía eléctrica se realiza mediante la maquina eléctrica denominada generador síncrono trifásico con frecuencias de **60 Hz**, en gran parte del territorio americano, y **50 Hz** en Europa. Estos son la fuente principal de toda la energía eléctrica que consumimos. En México, las tensiones en las terminales de los generadores (establecidas en la Especificación CFE L0000-12 – Tabla 1. Tipos de sistemas y tensiones nominales para generación) se encuentran entre los **13.8 kV** y **20 kV**.

Los generadores síncronos comerciales se construyen ya sea con un campo magnético de CD **estacionario** o con uno **rotatorio**. Se utilizan los generadores de campo estacionario solo cuando la potencia de salida es menor a **5 kVA** y, para una salida más grande, es más barato, más seguro y más práctico emplear un campo rotatorio de CD.

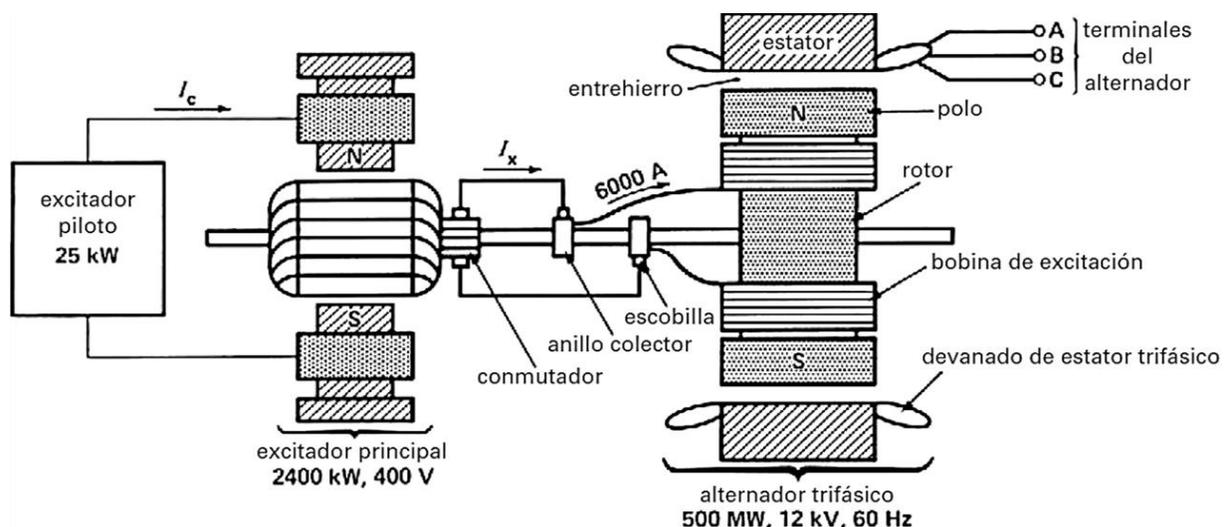


Figura 1.10. Diagrama esquemático y vista de corte transversal de un generador síncrono – Imagen recuperada de [Wildy, T., p. 344].

La Figura 1.10 es un diagrama esquemático, y vista de corte transversal, de un *generador síncrono de campo rotatorio*¹⁰ (llamado en ocasiones alternador) de 500 MW típico y su excitador de CD de 2 400 kW.

¹⁰ La corriente directa de excitación I_x (6 000 A) fluye por el conmutador y por dos anillos colectores. La corriente directa de control I_c del excitador piloto permite controlar el campo variable del excitador principal el que, a su vez, controla a I_x .

1.3.2. Transmisión.

A finales del siglo XIX y principios de XX se inicia el desarrollo de los sistemas eléctricos. Estos tenían una estructura en donde uno o varios generadores se conectaban directamente a la instalación receptora (esta estructura es aun utilizada hoy en día en algunas instalaciones independientes). En la actualidad, debido a las nuevas necesidades de la población, dicha estructura carece de fiabilidad pues, de presentarse una falla en el generador, o en la línea que lo conecta con la instalación, dejaría al consumidor sin suministro. Para resolver el problema se creó una red interconectada que era alimentada por un mayor número de generadores y por lo que, a la vez, podía abastecer a un mayor número de consumidores.

De no presentarse la interconexión en el sistema eléctrico, cada sistema independiente podría trabajar a su propia frecuencia y, de ocurrir una falla en alguno de ellos, esta no afectaría a los demás. Sin embargo, es preferible interconectar los sistemas pues así se mejora la estabilidad total, proporcionando una mejor continuidad de servicio y, ciertamente, es más *económico*¹¹.

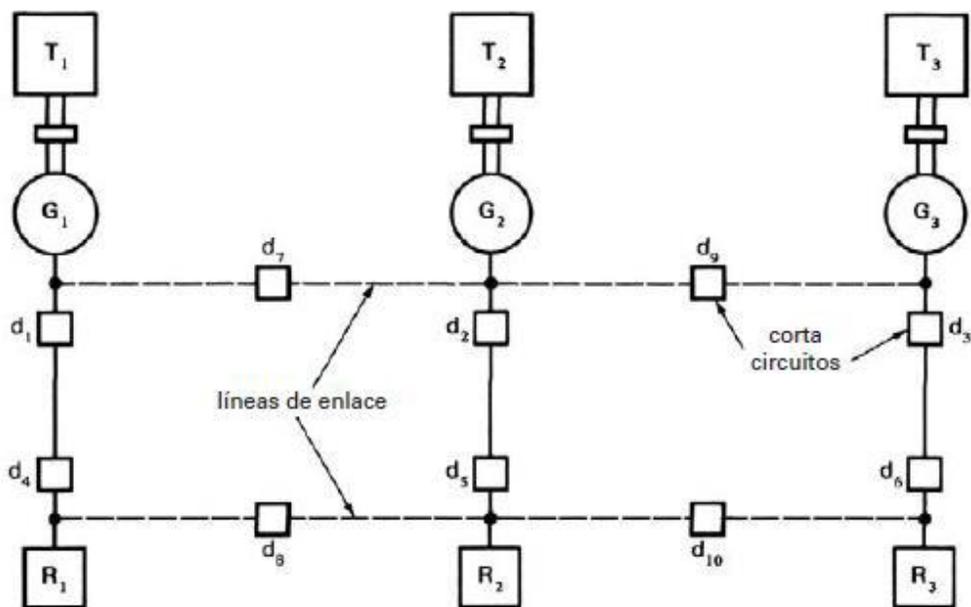


Figura 1.11. Tres redes conectadas por 4 líneas de enlace – Imagen recuperada de [Wildy, T., p. 670].

¹¹ Cuando varias regiones están interconectadas, la carga puede ser compartida entre las diversas plantas de generación para que el costo total de operación se reduzca al mínimo. Por ejemplo, en lugar de que operen las tres plantas a capacidad reducida durante la noche cuando la demanda es baja, se puede parar completamente una planta y dejar que las otras soporten la carga. De este modo se reduce en gran medida el costo de operación de una planta al mismo tiempo que mejora la eficiencia de las otras plantas, porque ahora funcionan casi a su capacidad nominal. Por lo tanto, las compañías de electricidad están interesadas en agrupar sus recursos por medio de una red de líneas de transmisión de interconexión.

La Figura 1.11 muestra cuatro líneas de transmisión de interconexión, que vinculan tanto las plantas de generación como las regiones que reciben el servicio. Se ven instalados los cortacircuitos de alta velocidad (del d1 a d10) para interrumpir automáticamente la potencia en caso de una falla y redirigir el flujo de energía.

Los sistemas que se encuentran interconectados tienen una mayor reserva de potencia que aquellos que trabajan de manera independiente y, de hecho, un sistema grande es inherentemente más estable ya que es más capaz de soportar una gran perturbación.

Según lo dispuesto en el Artículo Segundo de la Ley de la Industria Eléctrica, el Estado Mexicano mantiene la titularidad del Servicio Público de Transmisión y Distribución, La Red Nacional de Transmisión es un sistema integrado por un conjunto de redes eléctricas que transportan la energía eléctrica producida a las Redes Generales de Distribución y a los usuarios en general. Esta red se agrupa en 53 regiones de transmisión (ver Figura 1.12): **45 interconectadas** (62 enlaces) y **8 aislados** que pertenecen a los sistemas de la Península de Baja California.

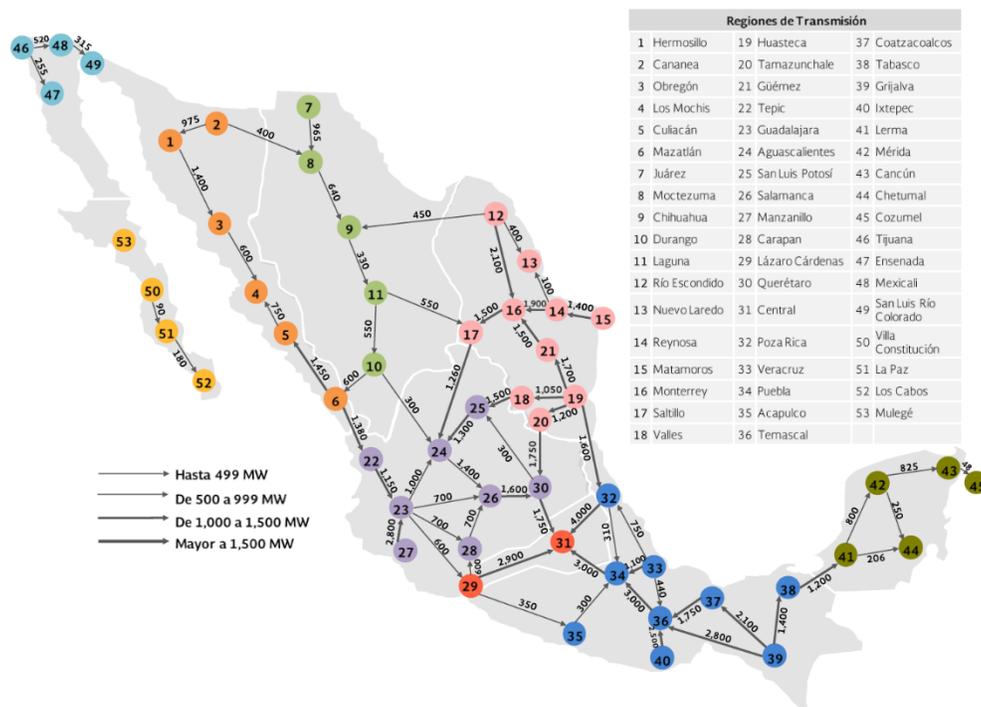


Figura 1.12. Mapa que muestra la capacidad de enlaces (en MW) entre las 53 regiones de transmisión del SEN 2016 - Imagen recuperada de [Prospectiva del Sector Eléctrico 2017-2031, p. 58].

Para reducir las pérdidas de energía por efecto Joule y disminuir la sección de los conductores es necesario elevar las tensiones producidas por los generadores. Dicho aumento se lleva a cabo en las **subestaciones elevadoras** asociadas a centrales eléctricas, posteriormente dirigen el flujo de potencia al sistema eléctrico, en donde es transportada hacia puntos de interconexión de la red, o hacia los grandes centros de consumo.

En 2017, la longitud de las líneas de transmisión con tensión de 230 y 400 kV (CFE y otras) fue de 53 842 kilómetros, equivalente a un crecimiento de 1% anual. De estos niveles de tensión destacan las líneas de 230 kV, cuyo crecimiento anual fue de 1.9%. El total de la longitud de las líneas de transmisión con tensión de 69 kV a 161 kV fue de 53 200 km, lo que representó un incremento de 4.6% (ver Tabla 2). La longitud total de las líneas de transmisión en México (CFE y otras) presentaron un incremento de 2.8% del año 2016 al cierre del año 2017. Las longitudes específicas se muestran en la Tabla 2.

Tabla 2. Longitud total de las líneas de transmisión en México.

Líneas de transmisión	Longitudes en 2016 ¹ [km]	Longitudes en 2017 ² [km]	Tasa de crecimiento anual [%]
CFE	102 391	103 665	1.2
Transmisión (161 a 400 kV)	52 061	52 606	1.0
Nivel de tensión 400 kV	24 324	24 356	0.1
Nivel de tensión 230 kV	27 214	27 731	1.9
Nivel de tensión 161 kV	523	518.87	-0.8
Subtransmisión (69 a 138 kV)	50 330	51 059	1.4
Nivel de tensión 138 kV	1 152	1 691	46.8
Nivel de tensión 115 kV	46 326	46 893	1.2
Nivel de tensión 85 kV	180	132.68	-26.3
Nivel de tensión 69 kV	2 672	2 343	-12.3
Otras	1 742	3 378	93.9
Nivel de tensión 400 kV	390	390	0.1
Nivel de tensión 230 kV	1 352	1 365	0.9
Nivel de tensión 115 kV	-	960	-
Nivel de tensión 85 kV	-	662	-
Total transmisión³	104 133	104 133	2.8

¹Datos revisados.

²Información preliminar al cierre de 2017.

³Los totales pueden no coincidir por redondeo.

En México, los valores normalizados para transmisión y subtransmisión (establecidas en la Especificación CFE L0000-02 – Tabla 2. Límites de las tensiones nominales preferentes en los sistemas eléctricos) se muestran en la Tabla 3.

Tabla 3. Valores de tensión normalizados para transmisión y subtransmisión.

Tensión nominal [V]	Tipo de sistema	Tensión de servicio mínima [V]	Tensión de servicio máxima [V]
69 000	3 fases/3 hilos	62 100	72 500
115 000	3 fases/3 hilos	103 500	123 000
230 000	3 fases/3 hilos	No especificado	245 000
400 000	3 fases/3 hilos	No especificado	420 000

1.3.3. Distribución.

Es en esta etapa en donde se abastecen a la mayoría de los consumidores. Las líneas de transmisión y subtransmisión alimentan a subestaciones reductoras de distribución, ubicadas más próximas a los grandes centros urbanos. De estas subestaciones parten las **líneas de distribución primaria**, (estas pueden ser aéreas o subterráneas) que son las que alimentan directamente a las industrias de tamaño medio, centros comerciales, instalaciones de alumbrado público y otros edificios de gran tamaño (de oficinas, residenciales, etc.). Estos edificios cuentan con subestaciones propias.

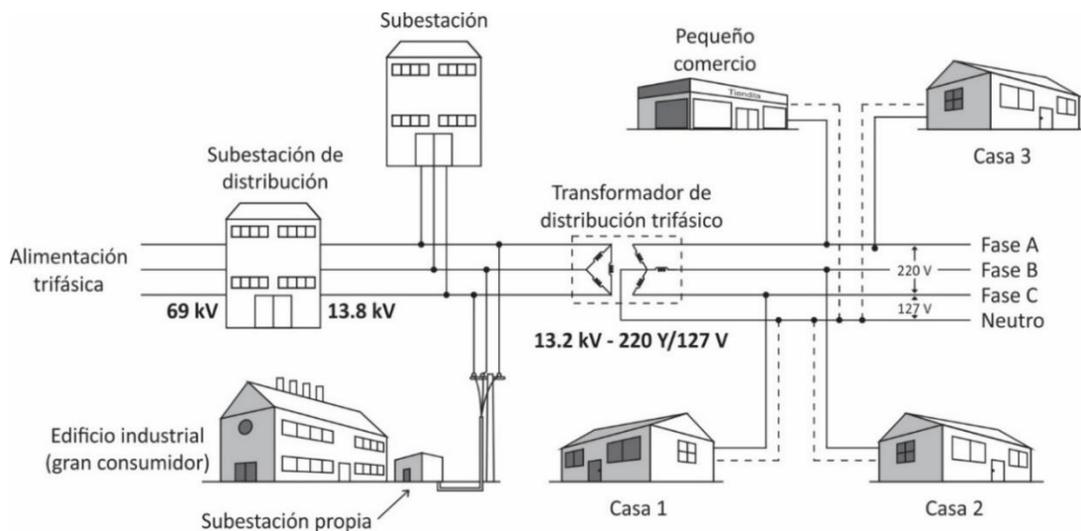


Figura 1.13. Esquema de distribución primaria y secundaria.

Las líneas de distribución primaria, también alimentan a los llamados **transformadores de distribución** y de ellos parten las **líneas de distribución secundaria** (estas también pueden ser aéreas o subterráneas). Dichas líneas son las que alimentan a los consumidores residenciales,

industrias pequeñas, oficinas, pequeños comercios, etc. La Figura 1.13 muestra un esquema de las líneas distribución primaria y secundaria. Dependiendo de cómo se distribuya la energía eléctrica, las redes eléctricas son, por lo general de tres tipos: radial, anillo y mallada. En la Figura 1.14 se muestran las características de cada uno de ellos.



Figura 1.14. Características de los diferentes tipos de redes eléctricas – Imagen recuperada de [Trashorras Montcelos, J., p. 5].

Con respecto a la RGD, integrada por las redes en media tensión (cuyo suministro está en niveles mayores a 1 kV o menores a 34.5 kV) y las redes de baja tensión (cuyo suministro se da a niveles iguales o menores de 1 kV), ofrece servicio a 42.2 millones de usuarios, con una cantidad de **1 469 458 transformadores de distribución** y con una capacidad total de 54 366 MVA. En 2017, la longitud total de las líneas de distribución fue de 829 925 km (ver Tabla 4). De las cuales el 61.1% corresponde a líneas en media tensión y 38.9% a líneas en baja tensión; cuyas tasas de crecimiento anual fueron 9.6% y 1.9%, respectivamente.

Tabla 4. Longitud de las líneas de distribución.

Líneas de Distribución	Longitud 2016 [km]	Longitud 2017 [km]
Distribución CFE	779 119	829 925
Nivel de Tensión 34.5 kV	80 013	83 152
Nivel de Tensión 23 kV	62 047	73 119
Nivel de Tensión 13.8 kV	317 118	350 556
Nivel de Tensión 6.6 kV	127	127
Nivel de Tensión 2.4 kV	9	9
Nivel de Tensión baja	316 805	322 962
Otras	51 969	0 ¹
Total	831 087	829 925

¹CFE Distribución, en el 2017 deja de reportar líneas que atendía a 138, 115, 85 y 68kV.

En México, los valores normalizados para distribución (establecidas en la Especificación CFE L0000-02 – Tabla 2. Límites de las tensiones nominales preferentes en los sistemas eléctricos) se muestran en la Tabla 5.

Tabla 5. Valores de tensión normalizados para distribución.

Tensión nominal [V]	Tipo de sistema	Tensión de servicio mínima [V]	Tensión de servicio máxima [V]
120/240	1 fases/3 hilos	108/2016	132/264
240∠/120	3 fases/4 hilos	216∠/108	264∠/132
220 Y/127 ¹	3 fases/4 hilos	198Y/114	242Y/140
13 800	3 fases/3 o 4 hilos	12 420	15 180
23 000	3 fases/3 o 4 hilos	20 700	25 300
34 500	3 fases/3 o 4 hilos	31 050	37 950

¹Se recomienda su instalación únicamente en donde la proporción de cargas trifásicas sea predominante.

1.3.4. Utilización.

La última etapa del sistema eléctrico es la utilización. La energía eléctrica que fue generada, transmitida y distribuida a lo largo de todo el sistema, es transformada una vez más por los **equipos de utilización**. Dicha energía resultante será empleada para alimentar motores eléctricos, elementos de iluminación (como focos o lámparas), maquinaria industrial, calefacción, aire acondicionado, sistemas de procesamiento de información y de telecomunicaciones, así como a cualquier otro conjunto de aparatos y equipos que consuman energía eléctrica para el desarrollo de un proceso.

A la potencia requerida, por los dispositivos de consumo, se le denomina **carga** y se mide en unidades de potencia eléctrica (Watts). La carga de un sistema eléctrico es la parte terminal del sistema eléctrico, aunque esto no quiere decir que el suministro solo se lleve a cabo en baja tensión, pues existen clientes en los niveles de transmisión, subtransmisión y distribución.

En términos generales se pueden tener los siguientes tipos de cargas:

Carga residencial (urbana, suburbana y rural): Este tipo de carga es de menor densidad en comparación con las cargas comerciales e industriales. Y, a la vez, existe un decremento de

la urbana a la suburbana y, de esta, a la rural. Debido a esto, la electrificación rural resulta realmente poco económica, aunque se justifica desde el punto de vista social.

Carga comercial (áreas céntricas, centros comerciales y edificios comerciales): Las densidades de carga en estos casos son mayores.

Carga industrial (pequeñas y grandes industrias): La carga industrial, en general, tiene grandes potencias instaladas y su suministro se contrata en tensiones que rondan los 69 kV, 115 kV o incluso mayores.

La suma de las potencias requeridas por todos los equipos de consumo, alimentados por el sistema de distribución, constituye su **carga conectada** y representa la máxima demanda posible de una instalación.

Según el informe de gobierno, en 2016, el 98.5% de la población contaba con el servicio de energía eléctrica. La CFE proporcionó este servicio a cerca de 40.8 millones de clientes, los cuales han tenido una tasa de crecimiento medio anual de más de 5.8%, durante la última década. Al cierre de 2016, el sector Residencial concentra el 88.6%, seguido del Comercial con el 9.8%; Industrial con el 0.8%; Servicios con el 0.5% y el Agrícola con el 0.3% del total. Esto se puede apreciar mejor en el siguiente gráfico.

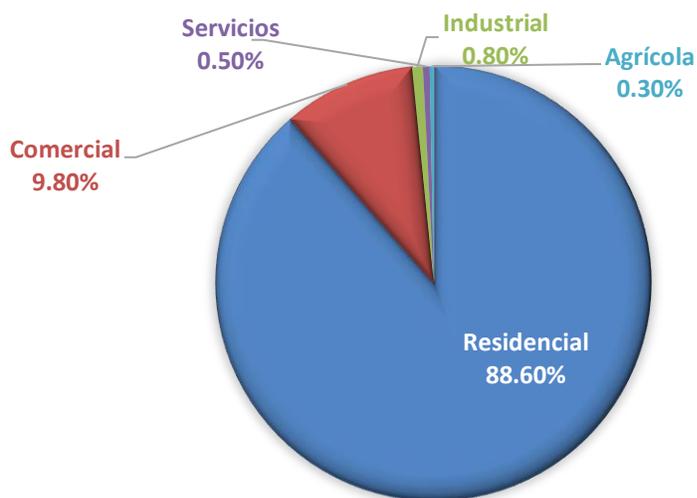


Figura 1.15. Participación de usuarios por sector, 2016.

II. GENERALIDADES DE LAS SUBESTACIONES ELÉCTRICAS.

2.1. Introducción.

Como ya hemos visto, a lo largo de todo el sistema eléctrico existen diferentes instalaciones, equipos y elementos necesarios para lograr que la energía eléctrica llegue desde las centrales generadoras hasta los consumidores. Una de estas instalaciones son las subestaciones eléctricas.

Las subestaciones eléctricas son **instalaciones destinadas a modificar y regular los parámetros de la potencia eléctrica** (tensión, corriente, frecuencia, etc.) de la red eléctrica, y bien, servir como intermediario entre diferentes circuitos de un sistema. Esto con la finalidad de **facilitar el transporte de la energía eléctrica entre las líneas de transmisión y distribución.**

Enríquez Harper, G. (2008) considera que una subestación eléctrica (ver Figura 2.1) consiste de un numero de circuitos entrantes y salientes conectados a un sistema de barras comunes (conductoras). Cada circuito tiene su propio conjunto de componentes eléctricos (transformadores de potencia, interruptores, cuchillas seccionadoras, transformadores de corriente, transformadores de potencial, etc.), y estos se encuentran conectados en una secuencia definida, de tal manera que se puedan realizar maniobras con dichos circuitos (p. 61).

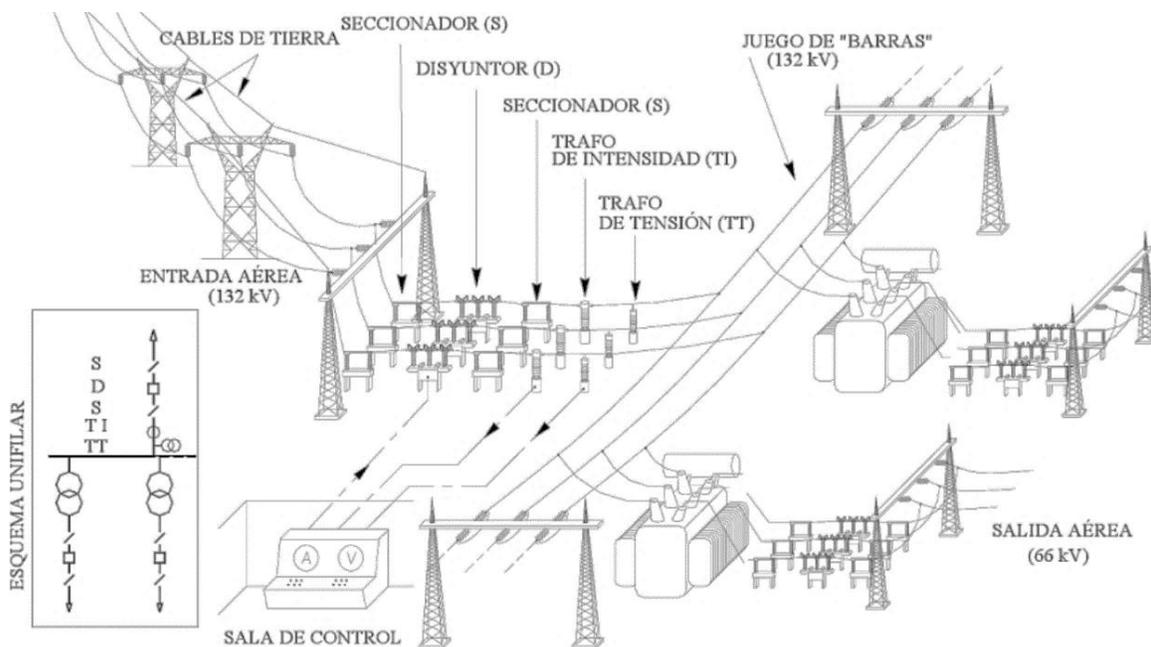


Figura 2.1. Unidad básica de una subestación eléctrica tipo intemperie – Imagen recuperada de [Barrero González F., p. 12].

2.2. Clasificación de las subestaciones eléctricas.

Las subestaciones eléctricas pueden ser clasificadas en distintas categorías según la característica que se analice, tal como se muestra en la Figura 2.2.

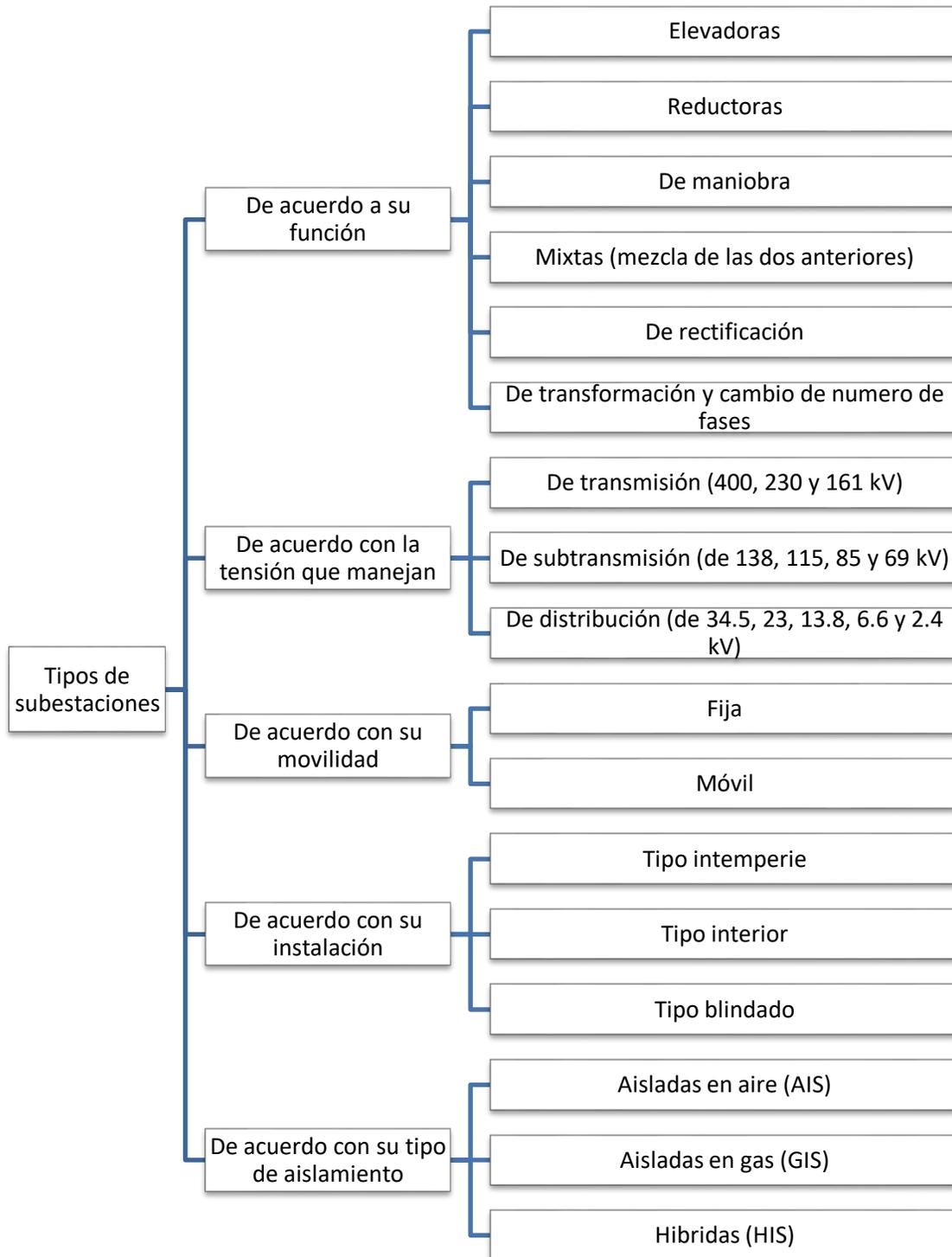


Figura 2.2. Tipos de subestaciones.

Las principales características de los diferentes tipos de subestaciones son las siguientes:

Subestaciones elevadoras: Estas subestaciones, también llamadas “de central”, se emplean para elevar los niveles de tensión generados en las centrales eléctricas y, reducir así, los de la corriente eléctrica; con esto se logra que, al transportar la energía eléctrica a grandes distancias, se reduzcan las pérdidas de energía por efecto Joule, así como una disminución en la sección de los conductores.

Subestaciones Reductoras: Estas subestaciones reducen los niveles de tensión de la red eléctrica ya que, en este punto, la energía eléctrica será distribuida a medias distancias a través de las líneas de subtransmisión y distribución.

Subestaciones de maniobra: También llamadas “de switcheo”, son subestaciones en las que no existe variación alguna de los niveles de tensión y de corriente eléctrica. Su función es la de servir como un nodo (dentro de una red mallada) del sistema eléctrico en donde puedan converger diferentes líneas del sistema. Este tipo de subestaciones aumentan la fiabilidad del sistema.

Subestaciones mixtas: Son subestaciones destinadas a modificar los niveles de tensión (de uno superior a uno inferior) de la red eléctrica, y bien, proveer un medio de interconexión para diferentes líneas (de un mismo nivel de tensión) del sistema eléctrico.

Subestaciones de rectificación: Son subestaciones destinadas a realizar un rectificado (de corriente alterna a corriente directa) de la energía eléctrica proveniente del sistema y poder alimentar así a una red en corriente directa (subestación de tracción), Estas son apropiadas para un uso en medios de transporte como en el sistema de transporte colectivo “METRO”.

Subestaciones de transformación y cambio de numero de fases: En estas subestaciones se modifican los niveles de tensión y de corriente de la red eléctrica mediante el uso de transformadores; sin embargo, dichas subestaciones están destinadas a alimentar redes con un distinto número de fases.

Subestaciones de transmisión: Estas subestaciones tienen la función de interconectar o alimentar a las líneas de transmisión, cuyos niveles de tensión son del orden de los 400, 230 o 161 kV.

Subestaciones de subtransmisión: Estas son alimentadas directamente por las líneas de transmisión, y están destinadas a interconectar, o alimentar, líneas de subtransmisión cuyos niveles de tensión son del orden de los 138, 115, 85 o 69 kV

Subestaciones de distribución: Estas son alimentadas directamente por las líneas de transmisión o subtransmisión, y están destinadas a alimentar las líneas de distribución, cuyos niveles de tensión son del orden de los 34.5, 23, 13.8, 6.6 y 2.4 kV.

Subestaciones fijas: La mayoría de las subestaciones eléctricas entran en esta categoría, pues son subestaciones que se instalan en un espacio definido, previsiblemente para cubrir con una demanda actual. Su instalación es el resultado de una larga planeación.

Subestaciones móviles: Estas subestaciones se encuentran montadas sobre varias plataformas móviles; son fabricadas para cumplir con especificaciones particulares y con la garantía de una rápida puesta en servicio. Se pueden utilizar en instalaciones permanentes o provisionales, y sus aplicaciones pueden ser como fuente de alimentación de emergencia, extensiones de red, en mantenimiento preventivo, atención urgente de mantenimiento correctivo, aumento de demanda provisoria, etc. Las plataformas suelen ser remolcadas por tractocamiones.

Subestaciones tipo intemperie: Estas subestaciones son las construidas para operar expuestas a las inclemencias de la naturaleza (lluvia, nieve, viento, contaminación ambiental, etc.), es decir, no se encuentran bajo la protección de una obra civil. Por lo general se utilizan en sistemas de alta y extra alta tensión.

Subestaciones tipo interior: Estas subestaciones se encuentran bajo la protección de una obra civil con el fin de protegerlas de las inclemencias de la naturaleza.

Subestaciones tipo blindado: Estas subestaciones se encuentran aisladas en gas, y están disponibles para su instalación tanto en interior como a la intemperie. El espacio necesario para su instalación es mucho menor en comparación a las construcciones de subestaciones convencionales y se suelen utilizar para modernizar, o ampliar, subestaciones convencionales aisladas en aire.

Subestaciones aisladas en aire (AIS): Las subestaciones aisladas en aire, por sus siglas en inglés AIS (Air-Insulated Switchgear), también llamadas “convencionales”, son subestaciones con aislamiento en aire, es decir, utilizan aire atmosférico entre todas sus partes vivas, por lo que se requiere de grandes terrenos para *garantizar las distancias dieléctricas y de seguridad*¹². Este tipo de subestaciones son la solución más indicada cuando las restricciones ambientales, y de espacio, no son muy severas.

Subestaciones aisladas en gas (GIS): En las subestaciones aisladas en gas, por sus siglas en inglés GIS (Gas-Insulated Switchgear), las partes vivas se encuentran inmersas en gas dieléctrico hexafluoruro de azufre (SF₆), encapsuladas en envolventes de aleación de aluminio. Este tipo de subestación muestra una creciente aplicación en la industria eléctrica ya que se requieren de reducidos espacios para garantizar las distancias dieléctricas y de seguridad, esto, a su vez, hace posible la instalación de subestaciones de transmisión justo en el medio de los centros de consumo de las zonas urbanas o industriales.

Las subestaciones encapsuladas son diseñadas para tensiones nominales que van desde los 7.2 kV hasta 1 100 kV¹³.

Subestaciones híbridas (HIS): Las subestaciones altamente integradas, por sus siglas en inglés HIS (Highly Integrated Switchgear), combinan las ventajas de las instalaciones con aislamiento de aire con las de la tecnología de aparataje con aislamiento de gas. Como lo indica López Sotomayor, J. (2012), en estas subestaciones las barras colectoras (buses) siguen

¹² Aunado a esto, las subestaciones AIS siempre se instalan en un área vallada y solo el personal autorizado tiene acceso al área operativa.

¹³ Hitachi participó en el primer proyecto comercial del mundo para un sistema de transmisión piloto UHV (Ultra-High Voltage) en China, entregando una subestación GIS de 1 100 kV.

estando aislados en aire, pero la aparatamenta viene integrada en un compartimento aislado en gas, de esta manera se puede compactar una fase de una subestación de intemperie aislada en aire en un elemento sencillo y de mucho menor tamaño; una subestación HIS requiere menos de la mitad de espacio, comparado con una subestación AIS, de manera que la construcción es muy sencilla, fácil y económica (p. 38).

2.3. Principales elementos de las subestaciones eléctricas.

Una vez establecidos los diferentes tipos de subestaciones, resulta ahora necesario identificar los elementos que las constituyen, y entender la función que desempeñan.

Aunque el propósito de este capítulo no sea el analizar a detalle el diseño y las características constructivas de las máquinas y aparatos que intervienen en las subestaciones eléctricas, se buscará mencionar características fundamentales de dichos componentes y, como lo establece Enríquez Harper, G. (2008), las subestaciones de transmisión o subtransmisión aisladas en aire, pueden ser nuestra referencia para establecer los principales elementos asociados a una subestación, ya que estas subestaciones son las que más componentes albergan (p. 70).

2.3.1. Transformador.

Los transformadores son máquinas eléctricas basadas en el fenómeno de la *inducción electromagnética*¹⁴, y están destinados a aumentar o disminuir la tensión en un circuito eléctrico de corriente alterna, manteniendo la frecuencia.

Barrero González, F. (2004) señala que el transformador es el elemento encargado de la interconexión de los diferentes niveles de tensión existentes en un sistema de energía eléctrica de corriente alterna (p. 33).

Para la mayoría de los autores, el transformador es el componente más importante de una subestación, ya sea por la función que realiza dentro de esta, o bien por su elevado precio en relación al de los otros componentes de la subestación.

¹⁴ La ley de Faraday de inducción electromagnética abrió la puerta a un sinnúmero de aplicaciones prácticas y estableció la base de operación de transformadores, generadores y motores de corriente alterna.

Se debe entender como transformador de potencia a aquel que transforma los niveles de tensión eléctrica de AT/AT¹⁵ o de AT/MT (ver Figura 2.3), y como transformador de distribución a aquel que los transforma de MT/BT (ver Figura 2.4).



Figura 2.3. Transformador de potencia – Imagen recuperada de [Siemens AG, p. 286].

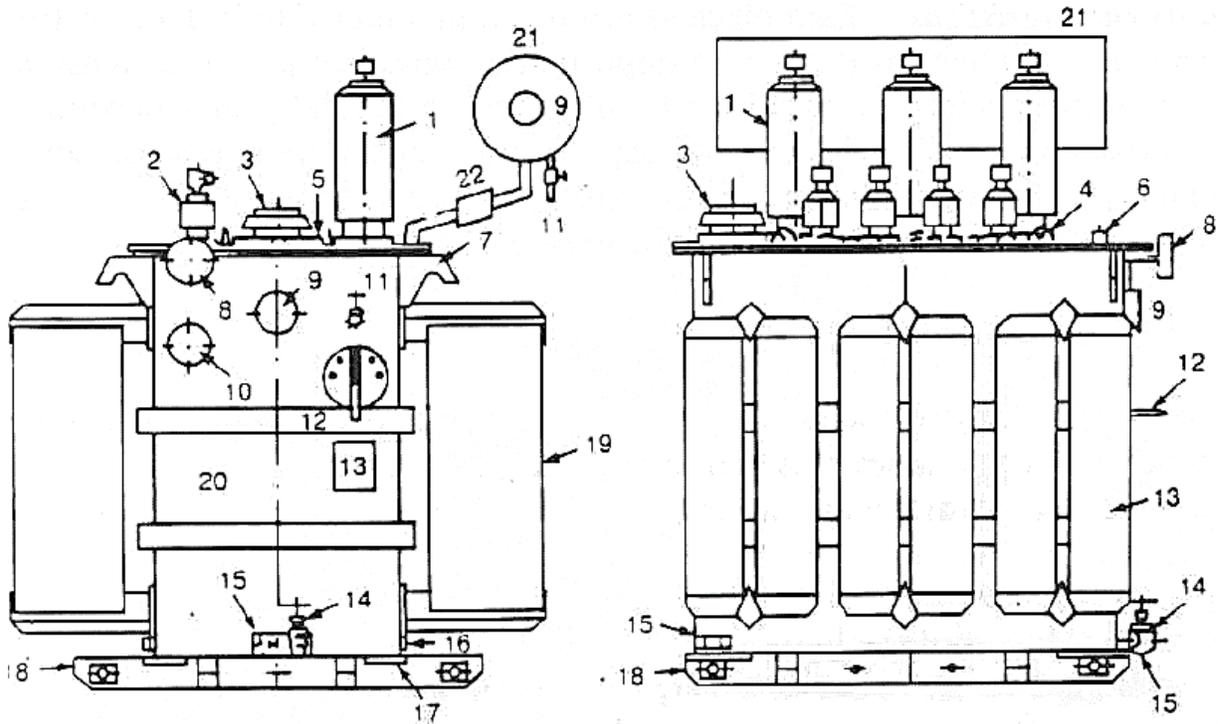


Figura 2.4. Transformador de distribución – Imagen recuperada de [Deschamps C., p. 12].

Raúll Martín, J. (2000) considera que un transformador está conformado por tres partes principales (p. 40).

¹⁵ Incluyendo la extra alta tensión.

- Parte activa: Núcleo y bobinas.
- Parte pasiva: Tanque donde se aloja la parte activa.
- Accesorios: Tanque conservador, boquillas, tablero, válvulas, conectores a tierra, placa de características, entre otros (ver Figura 2.5).



DESCRIPCIÓN

- | | |
|---|---|
| 1 Boquillas para alta tensión | 12 Maneral para operación, sin excitación, del cambiador de derivaciones, con seguro para candado e indicador de posiciones |
| 2 Boquillas para baja tensión | 13 Placa de características |
| 3 Relevador mecánico de sobrepresión | 14 Válvula para drenaje |
| 4 Orejas con ojo para levantar la tapa | 15 Válvula para muestreo |
| 5 Registro | 16 Placas para conexión a tierra |
| 6 Cople con tapón para llenado al vacío | 17 Refuerzos para palanqueo o soportes para gato |
| 7 Orejas de gancho para izado del conjunto | 18 Base deslizable |
| 8 Manómetro/vacuómetro | 19 Radiadores fijos o desmontables, con o sin válvulas |
| 9 Indicador magnético de nivel, con o sin contactos para alarma | 20 Caja |
| 10 Indicador de temperatura del aceite, con o sin contactos para alarma | 21 Tanque conservador |
| 11 Válvula superior para conexión a filtro prensa | 22 Relevador de gas (Bucholz) |

Figura 2.5. Accesorios de un transformador – Imagen recuperada de [Raúll Martín, J., p. 43].

En su mayoría, los sistemas de generación y distribución de potencia en el mundo son sistemas trifásicos de corriente alterna (CA). Obviamente, esto requiere de transformadores trifásicos; estos pueden ser trifásicos con tres devanados primarios y tres secundarios montados en un núcleo de tres patas, o tres transformadores monofásicos (ver Figura 2.6) conectados entre sí para formar un banco de transformadores trifásico.



Figura 2.6. Banco trifásico (3 monofásicos + 1 de reserva). Fuente: ABB - Imagen recuperada de [Trashorras Montecelos, J., p. 78].

Wildy, T. (2007) señala que cuando se utilizan tres transformadores monofásicos, los devanados se pueden conectar de varias maneras. Así pues, los primarios se pueden conectar en delta y los secundarios en estrella, o viceversa. Como resultado, la relación del voltaje de entrada trifásico al voltaje de salida trifásico, depende no sólo de la relación de vueltas de los transformadores, sino también de la manera en que éstos están conectados (p. 243). En la siguiente figura (Figura 2.7) se pueden apreciar las conexiones típicas de los transformadores dentro del SEN.

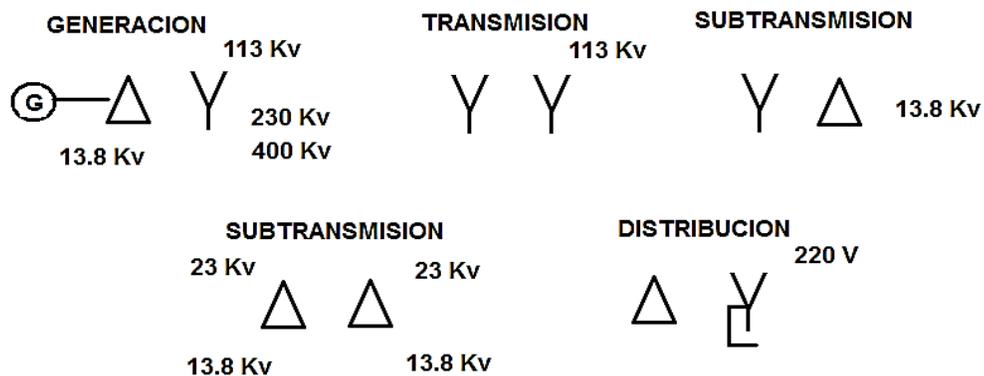


Figura 2.7. Conexión en un transformador trifásico - Imagen recuperada de [Medina García M. A., p. 43].

2.3.2. Bancos de tierra.

Consiste en un autotransformador destinado a brindar una referencia a tierra para el neutro de un sistema y establecer así un circuito de retorno a la corriente de un cortocircuito de fase a tierra.

Tal y como lo indica el Artículo 921-25 de la NOM-001-SEDE-2012, cuando se requiera de un transformador para obtener la referencia a tierra (haciendo referencia al artículo 450-5), este será un autotransformador conectado en zigzag, o en T, y conectados a sistemas trifásicos de 3 hilos, con el fin de crear un sistema de distribución trifásico a 4 hilos, para proporcionar un punto neutro para los fines de puesta a tierra. Estos transformadores (*ver Figura 2.8*¹⁶) deben tener un valor de *corriente nominal permanente por cada fase*¹⁷ y un valor de corriente nominal permanente del neutro. Los transformadores conectados en zigzag no se deben instalar en el lado carga de cualquier conexión de puesta a tierra del sistema. Dicho artículo también indica que, para protección contra *sobrecorriente*¹⁸, se debe instalar un dispositivo de detección de sobrecorriente, que cause la apertura del interruptor principal o del dispositivo de protección contra sobrecorriente de disparo común, cuando la carga del autotransformador alcance o exceda el 125% de su corriente nominal permanente por fase o su valor nominal del neutro.



Figura 2.8. Transformador especial de puesta a tierra – Imagen recuperada de [Catálogo ABB - Special transformers, Reactors products · 2013, p. 7].

¹⁶ Los transformadores de puesta a tierra se clasifican como reactores como estándar.

¹⁷ La corriente de fase en un autotransformador de puesta a tierra es un tercio de la corriente del neutro.

¹⁸ Se permitirá el disparo retardado cuando se detecten sobrecorrientes transitorias en el dispositivo de protección contra sobrecorriente del autotransformador, con el propósito de permitir la operación adecuada de los dispositivos de protección del alimentador o del derivado en los sistemas de 4 hilos.

Raúll Martín, J. (2000) señala que si en un sistema de potencia con neutro flotante, como es el caso de un circuito alimentado desde la delta de un transformador, ocurriera un cortocircuito de fase a tierra, no existiría un camino de regreso para la corriente de cortocircuito. El sistema podrá seguir en operación pero con las otras dos fases al elevar su tensión a un valor mayor a 1.73 p.u. de $\sqrt{3}$ veces el valor de la tensión nominal entre fases; lo cual ocasiona una sobretensión permanente a la frecuencia del sistema, que afecta tanto al transformador como al propio sistema (p. 49).

2.3.3. Transformadores de instrumento.

Trashorras Montecelos, J. (2015) establece que los transformadores de instrumento (ver Figura 2.9) se emplean para alimentar a los circuitos de protección, control y medida, para los que es necesario reducir la tensión del circuito primario a valores tolerables por los equipos de estos circuitos (p. 114).



Figura 2.9. Transformadores de instrumento - Imagen recuperada de [Catálogo Artech - Transformadores de tensión inductivos, p. 23].

Los principales objetivos de estos transformadores son:

- Aislar o separar, de la alta tensión, los circuitos y aparatos de medida y protección.
- Evitar perturbaciones electromagnéticas y reducir las corrientes de cortocircuito en los aparatos de medida.

- Procurar un *aislamiento galvánico*¹⁹ entre la instalación de alta tensión y los circuitos de protección y medida que son accesibles para el operador.
- Obtener intensidades y tensiones proporcionales a las que se desea medir, y transmitir las a los aparatos apropiados.

Para dichos objetivos, se utilizan dos tipos de transformadores, uno es el transformador de potencial (TP) y el otro es el transformador de corriente (TC).

Para Chapman, S. (2012) el transformador de potencial (ver Figura 2.10) es un transformador con devanados especiales: el primario para AT y el secundario para BT. Este transformador tiene una potencia nominal muy baja y su único propósito es suministrar una muestra del sistema de voltaje de potencia a los instrumentos que lo monitorean. Debido a que el principal propósito del transformador es tomar muestras del voltaje, debe ser muy exacto para no distorsionar demasiado el valor de voltaje verdadero, sin embargo, se pueden emplear TP de varios niveles de exactitud, dependiendo de qué tan exactas deban ser las lecturas para determinada aplicación (p. 111).



Figura 2.10. Transformadores de tensión inductivos - Imagen recuperada de [Catálogo Artech - Transformadores de tensión inductivos, p. 19].

¹⁹ El aislamiento galvánico consiste en la separación de partes funcionales de un circuito eléctrico para prevenir el traspaso de portadores de carga. El aislamiento galvánico no impide la transferencia de energía o información, pero no se presenta ningún contacto eléctrico, en otras palabras, no existe conexión eléctrica alguna.

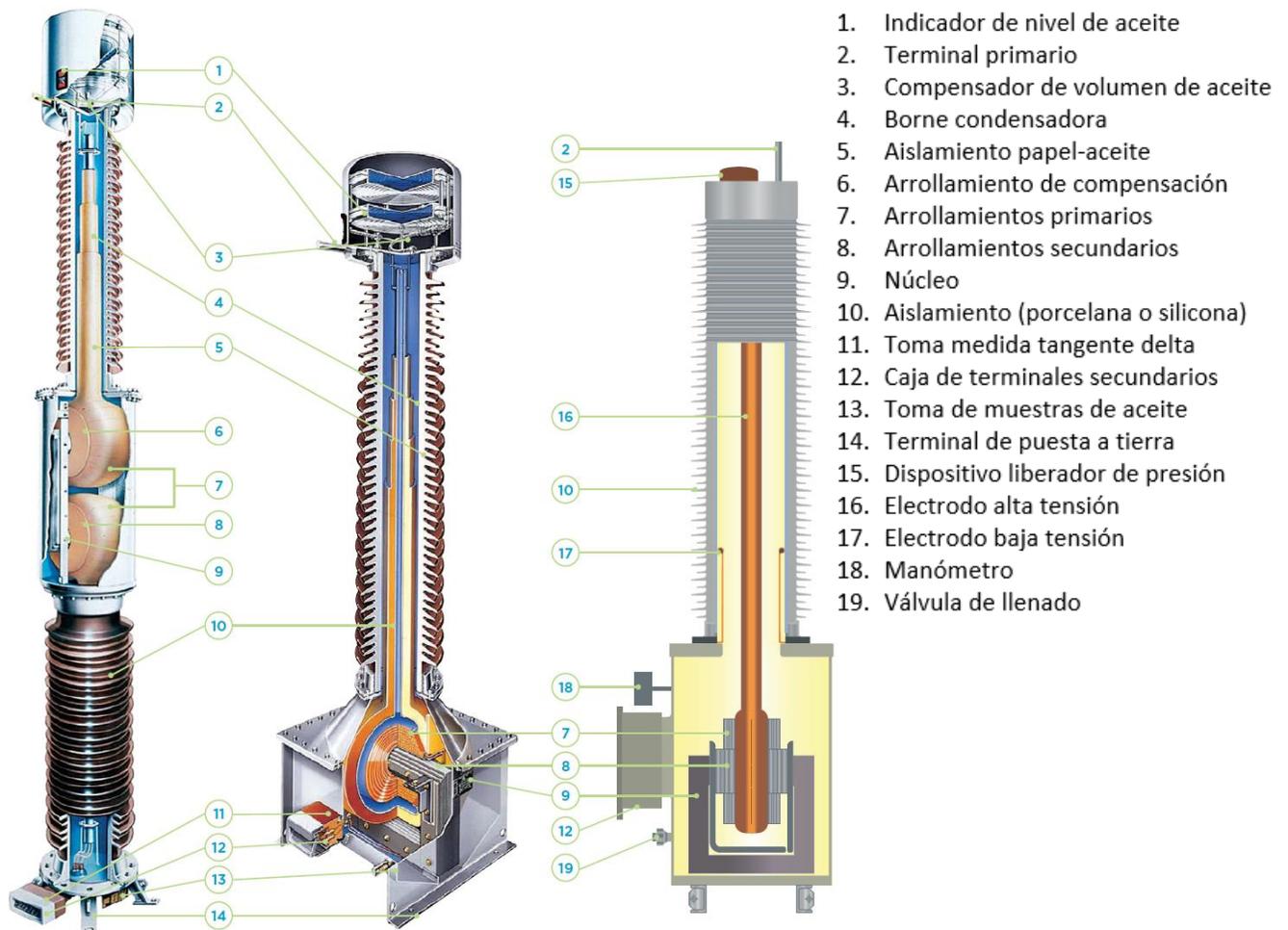
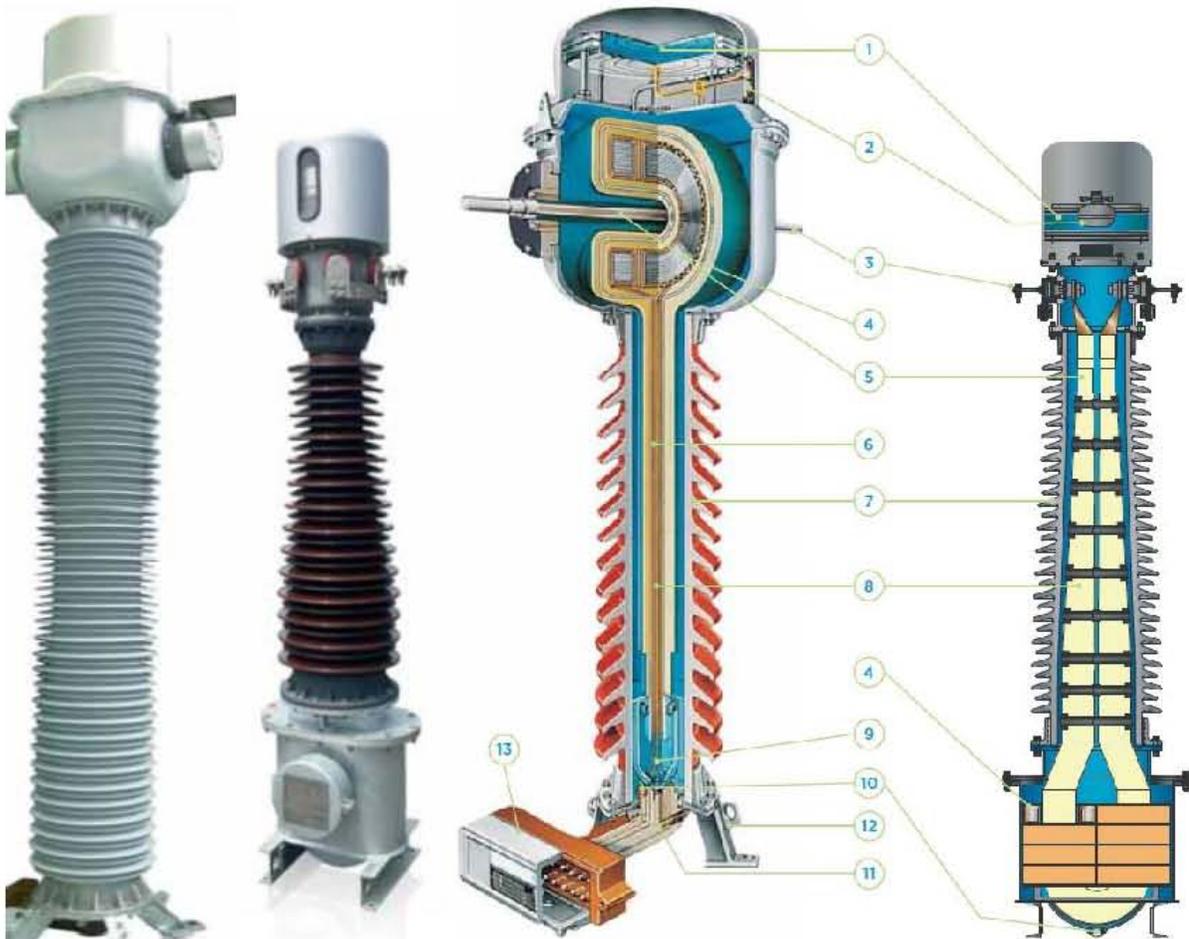


Figura 2.11. Secciones de los TP inductivos de la Figura 2.10 - Imagen recuperada de [Catálogo Artech - Transformadores de tensión inductivos, p. 20].

Por su parte, Raúll Martín, J. (2000), considera que los transformadores de corriente (ver Figura 2.10) son transformadores, en donde la corriente secundaria, en condiciones normales de empleo, es prácticamente proporcional a la corriente primaria, con un ángulo de desfase cercano a cero. El devanado primario del TC se conecta en serie con el circuito en donde se realiza la medida y el devanado secundario se conecta en serie con las bobinas de corriente de los aparatos de medición y de protección que requieran ser energizados (p. 67).

Es importante que todas las partes metálicas que no estén bajo tensión se mantenga puestas a tierra en todo momento, así mismo, hay que poner a tierra un punto del circuito secundario debido a que pueden aparecer voltajes extremadamente altos a través de los terminales de sus secundarios. De hecho, la mayoría de los relés y otros aparatos que utilizan la corriente de un

TC tienen un enclavamiento en cortocircuito que se debe cerrar antes de remover el relé para su inspección o ajuste. Sin este enclavamiento, aparecerán altos voltajes muy peligrosos en los terminales secundarios en el momento en que se retire el relé de su conexión.



1. Compensador de volumen de aceite
2. Indicador de nivel de aceite
3. Terminal primario
4. Núcleos y arrollamientos secundarios
5. Conductor primario
6. Conductores secundarios
7. Aislador (porcelana o silicona)
8. Borne condensadora
9. Conexión de tierra reforzada
10. Toma de muestras de aceite
11. Toma medida tangente delta
12. Terminal de puesta a tierra
13. Caja de terminales secundarios

Figura 2.12. Transformadores de corriente con aislamiento en papel-aceite - Imagen recuperada de [Catálogo Artech - Transformadores de intensidad, p. 5-6].

Normalmente los llamados transformadores de corriente y transformadores de potencial se construyen con sus secundarios para corrientes de 1 A, 2 A y 5 A (valor preferente) y tensiones de 120 V, respectivamente.

2.3.4. Apartarrayos.

La tarea principal de un apartarrayo es proteger el aislamiento de una instalación eléctrica, o el de uno de sus componentes, de los efectos de las sobretensiones, ya sean estas de origen *externo* o *interno*²⁰.

Las funciones específicas con las que debe cumplir un apartarrayo son las siguientes:

- En condiciones normales de funcionamiento un apartarrayo deberá presentar una impedancia muy alta (comportarse como un aislador) y no debería tener ningún efecto negativo (provocar pérdidas) en el sistema.
- Presentar una impedancia muy baja (convertirse en conductor) durante la ocurrencia de sobretensiones para limitar la tensión y proteger el sistema o equipos instalados.
- El apartarrayo también debe ser capaz de soportar sobretensiones típicas sin sufrir daños.
- Descargar las sobretensiones cuando su magnitud llega al valor de la tensión disruptiva de diseño.
- Derivar a tierra las corrientes de descarga producidas por las sobretensiones.
- Debe desaparecer la corriente de descarga al desaparecer las sobretensiones.
- No deben operar con sobretensiones temporales, de baja frecuencia.
- La tensión residual debe ser menor que la tensión que resisten los aparatos que protegen.

Los apartarrayos de mayor uso en la actualidad, son los llamados apartarrayos de óxido metálico. Estos se vienen fabricando desde hace más de 25 años, y vinieron a remplazar a los apartarrayos autovalvulares, ahora llamados, convencionales.

²⁰ Las sobretensiones de origen externo, tal como lo señala Juárez Cervantes, J. D. (1995) se deben a las descargas atmosféricas y al contacto directo con líneas que tengan mayor tensión; mientras que las sobretensiones de origen interno se producen a causa de las maniobras de apertura de interruptores, de las fallas de fase o dos fases a tierra, o bien, de energización de líneas de transmisión, resonancia armónica, conductores abiertos, pérdida súbita de carga, energización de líneas con capacitores serie y por fenómenos de ferorresonancia (p. 150).

Los apartarrayos convencionales estaban formados por elementos resistores de carburo de silicio (SiC), presentados como *pequeños cilindros*²¹ de material prensado, en serie con un conjunto de explosores (elementos tipo gap-entrehierros) intercalados entre los cilindros (ver Figura 2.13). Los resistores ofrecían una resistencia no lineal que, durante la operación con voltajes nominales, presentaba un valor alto por lo que el apartarrayos no conducía, mientras que, cuando una onda de sobretensión se desplazaba por la línea entrante, la resistencia era baja, el gap arqueaba y el apartarrayos conducía.

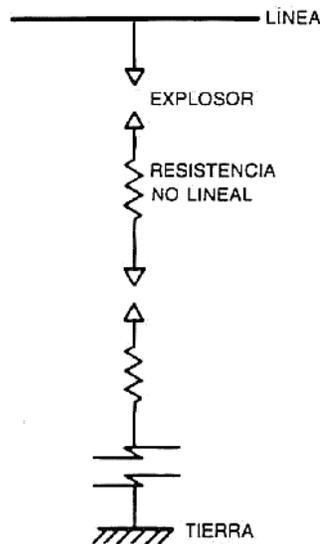


Figura 2.13. Esquema del apartarrayos autovalvular – Imagen recuperada de [Raull Martín, J., p. 72].

Los apartarrayos de óxido de metal (MO) están constituidos por varias piezas de resistencia no lineal, de óxido de zinc, dispuestas en una columna, sin entrehierros, y montadas en una envolvente de porcelana herméticamente cerrada, provista de pantallas de elevada rigidez dieléctrica.

Raull Martín, J. (2000) señala que estos elementos resistores también son unos pequeños cilindros, formados por partículas de óxido de zinc de menor tamaño que en el caso de los apartarrayos convencionales. Estas partículas están formadas por cristales de óxido de zinc de unos 10 μm , rodeados de un material aglutinador de mayor resistencia eléctrica que el cristal;

²¹ Estos pequeños cilindros están formados por pequeñas partículas de carburo de silicio con dimensiones del orden de 200 micrómetros y un aglutinador (El diámetro del cabello humano va de 70 μm a 80 μm .)

dicho aglutinador otorga una separación entre los cristales del orden de $0.1 \mu\text{m}$, permitiendo cierto contacto entre los cristales de óxido, ocasionando una resistencia no lineal.

En la Figura 2.14 se presenta las partes más representativas de un apartarrayos de óxido metálico.

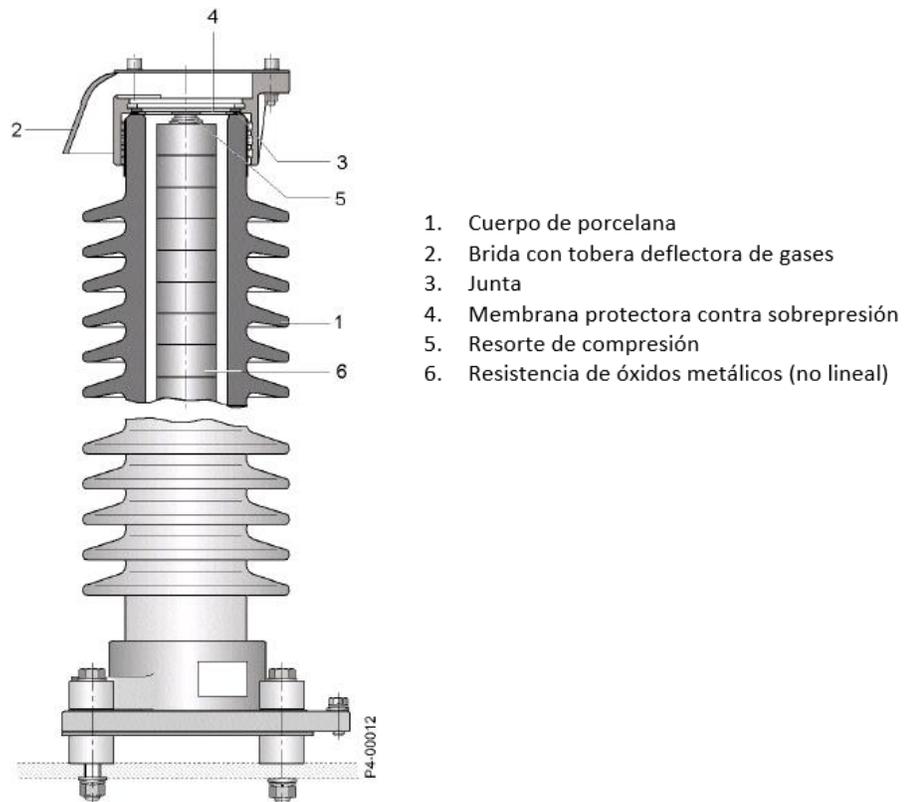


Figura 2.14. Vista en corte de un apartarrayos – Imagen recuperada de [Catálogo Siemens - Apartarrayos 3EP4 para redes de hasta 362 kV · 2004, p. 5].

Las resistencias de MO presentan una relación tensión-corriente muy curvada (ver Figura 2.15) de modo que en operación con voltajes nominales circula únicamente unos pocos mA (corriente de fuga). En el caso de sobretensiones por caída de rayos, o por maniobras eléctricas, las resistencias se hacen conductoras (zona óhmica) de modo que puede circular hacia tierra una corriente de impulso, reduciéndose así la sobretensión al valor de la caída de tensión en el apartarrayos (tensión residual). Las intensidades de impulso de esta corriente alcanzan hasta 2 kA en el caso de sobretensiones provocadas por maniobras eléctricas y de 1 a 20 kA en el caso de sobretensiones por caída de rayos.

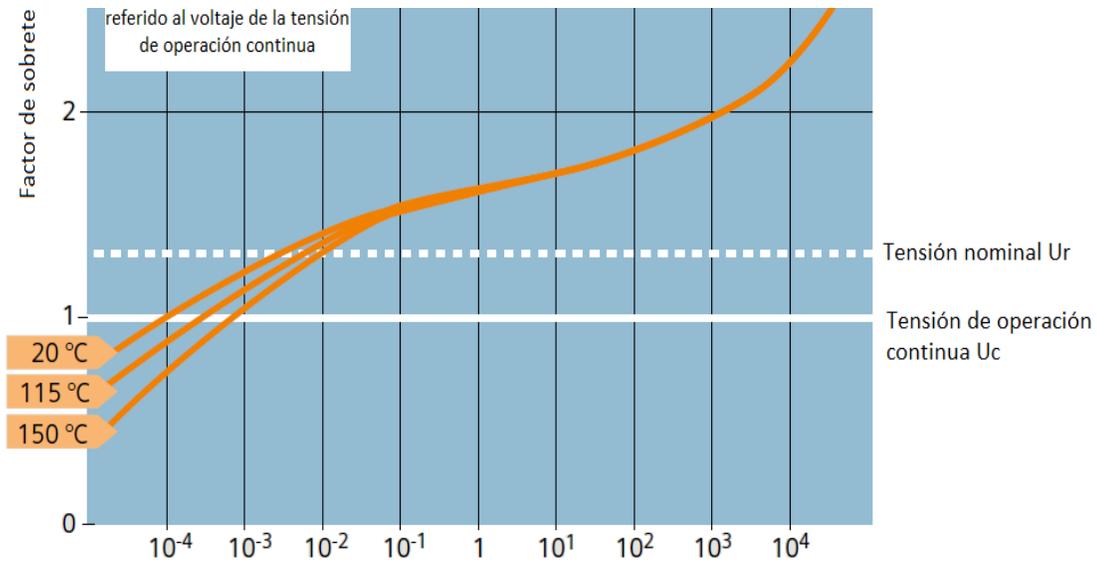


Figura 2.15. Curva características de corriente/voltaje de un apartarrayo de MO no lineal – Imagen recuperada (traducida) de [Siemens AG, p. 200].

2.3.5. Bancos de capacitores.

Un capacitor es un dispositivo eléctrico pasivo, que se utiliza para almacenar energía en un campo eléctrico. Las formas de los capacitores varían ampliamente, pero todas contienen, al menos, dos superficies conductoras (láminas) separadas entre sí por un dieléctrico. Por otro lado, los bancos de capacitores son múltiples unidades de estos dispositivos conectados entre sí, para actuar de manera conjunta. (ver Figura 2.16).



Figura 2.16. Banco de capacitores de 300 Mvar/420 kV/50 Hz, en Noruega – Imagen recuperada de [Catálogo ABB - Power Capacitors and Harmonic Filters · 2013, p. 6].

La mayoría de los capacitores grandes, consisten en láminas metálicas separadas por una capa delgada de película aislante (ver Figura 2.17). Antes de 1980, los capacitores contenían aceite de *PCB*²² como fluido dieléctrico, sin embargo, actualmente está considerado como uno de los doce contaminantes más nocivos fabricados por el ser humano; la legislaciones actuales *limita*²³ el uso de estos compuestos.

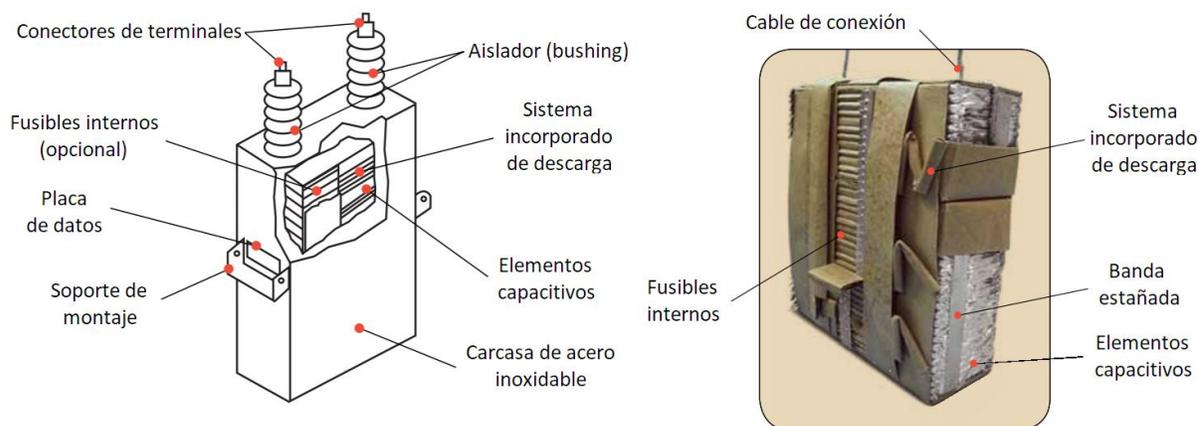


Figura 2.17. Componentes de un capacitor – Imagen recuperada (traducida) de [Catálogo Trinetics - 15, 25, 35kV Class Shunt Capacitors · 2013, p. 3,4].

Los capacitores son muy beneficiosos en las redes eléctricas. Al producir energía reactiva, compensan el consumo de energía reactiva de motores eléctricos, transformadores, etc. Los resultados se pueden ver en la forma de redes de energía más estables con mayor capacidad de transmisión y pérdidas reducidas gracias a factores de potencia más altos.

Los capacitores también constituyen un componente clave en las diversas soluciones de filtración, que reducen el contenido de armónicos. Una tensión sinusoidal no distorsionada (sin armónicos) reduce el riesgo de problemas en forma de perturbaciones en los equipos de producción, errores de medición y fallos en la protección del relé. También extiende la vida útil de los equipos conectados. Múltiples cálculos financieros muestran que, la instalación de un banco de capacitores se amortiza rápidamente.

²² Los policlorobifenilos (PCB), o bifenilos policlorados, son una serie de compuestos organoclorados, sintetizados por primera vez en 1881. Los PCB son resistentes al fuego, muy estables, no conducen electricidad y tienen baja volatilidad a temperaturas normales.

²³ Por ejemplo, dentro de la UE su uso sólo se permite dentro de los “sistemas cerrados”. Su fabricación está prohibida desde 1977 en Estados Unidos y desde 1983 en Alemania. Actualmente su uso está prohibido en casi todo el mundo

Los beneficios de una buena calidad de energía incluyen:

- Utilización mejorada de activos.
- Expansión de la capacidad de la red.
- Estabilidad de tensión.
- Reducción de gastos de electricidad.
- Menores pérdidas en la red y emisiones de CO₂.
- Aumento de la capacidad de la planta.
- Mayor productividad (es decir, menos interrupciones y menores costos operativos).

2.3.6. Interruptores.

La tarea principal de un interruptor, tal y como lo señala Enríquez Harper, G. (2002), es desconectar los circuitos bajo condiciones de corriente nominal, sin carga o corto circuito, es decir, en condiciones normales o anormales (p. 102), Su operación puede consistir en lo siguiente:

- Desconexión normal.
- Interrupción de corriente de falla.
- Cierre de corrientes de falla.
- Interrupción de corrientes capacitivas.
- Interrupción de pequeñas corrientes inductivas.
- Fallas de línea corta (falla kilométrica).
- Recierres automáticos rápidos.
- Cambios súbitos de corrientes durante operaciones de maniobra.

Todos los métodos de interrupción de corriente en los circuitos eléctricos, introducen una brecha (gap) no conductora en un medio conductor. Esto se puede lograr separando mecánicamente los contactos metálicos (electrodos) para que el espacio formado se llene automáticamente con un líquido, un gas o un vacío. Como lo afirma Théoleyre, S. (1998), un aparato de corte ideal sería, entonces, un aparato capaz de interrumpir la corriente instantáneamente y, en teoría, esto significaría ser capaz de pasar directamente del estado

“conductor” al estado “aislante”; es decir, que el valor de la resistencia de este interruptor ideal debería pasar inmediatamente de cero a infinito (ver Figura 2.18) (p. 8). Este aparato debería ser capaz de:

- Absorber toda la energía electromagnética acumulada en el circuito antes del corte, o sea, en caso de cortocircuito, $\frac{1}{2} Li^2$ dada la naturaleza inductiva de las redes.
- Soportar la sobretensión $L \left(\frac{di}{dt} \right)$ que aparecería en sus bornes, y que tendría un valor infinito si la transición “aislante-conductor” se hiciese en un tiempo infinitamente pequeño, lo que llevaría indudablemente a la descarga dieléctrica.

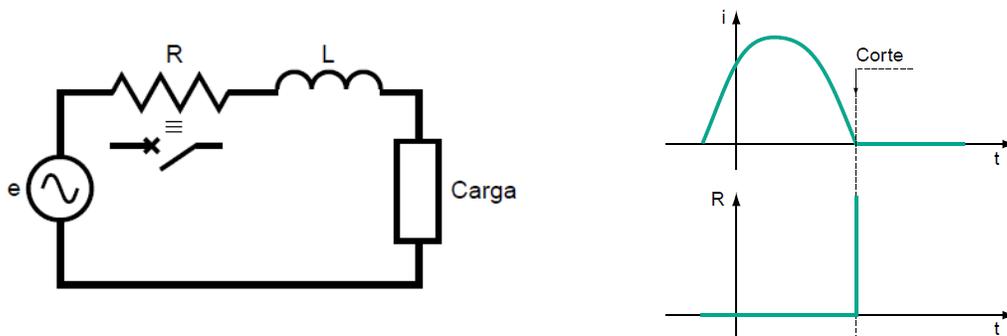


Figura 2.18. Corte realizado por un interruptor ideal – Imagen recuperada de [Théoleyre, S. (1998), p. 8].

Imaginando que estas dificultades se eliminasen por medio de una sincronización perfecta entre el paso natural por cero de la corriente y la transición “aislante-conductor” del dispositivo, todavía hay que superar otro fenómeno también muy delicado: el de la tensión transitoria de restablecimiento (TTR). Sobre esto, Théoleyre, S. afirma que:

“...inmediatamente después de la interrupción de la corriente, la tensión (de restablecimiento) en los bornes del interruptor alcanza la tensión de la red, que es máxima en este instante, para los circuitos inductivos. Esto ocurre sin una discontinuidad abrupta, por la presencia de capacidades parásitas en la red. En este instante se establece un régimen transitorio que permite el ajuste de la tensión a la de la red. Esta tensión, llamada “tensión transitoria de restablecimiento”, depende de las características de la red y su velocidad de crecimiento $\left(\frac{dv}{dt} \right)$ puede ser considerable (del orden de $kV/\mu s$). Simplificando, esto significa que, para afrontar el desafío del corte, el interruptor ideal debe poder soportar varios kV en menos de un microsegundo después de la transición conductor-aislante.” (Théoleyre, S. (1998), p. 8).

Por otro lado, Martínez Velasco, J. A. (2010) afirma que la interrupción de una corriente de carga resistiva no suele ser un problema; cuando el interruptor interrumpe la corriente, el voltaje aumenta lentamente de cero a su pico, siguiendo la forma natural de la curva potencia-frecuencia, la acumulación de voltaje a través de los contactos de apertura es relativamente moderada y puede mantenerse a medida que aumenta la brecha entre los contactos a una posición completamente abierta, sin embargo, como ya lo hemos mencionado, en los sistemas eléctricos el componente inductivo de la carga es mucho más alto que el componente resistivo (p. 450).

Raúll Martín, J. (2000) nos señala que, un interruptor se puede considerar conformado por tres partes principales; la parte activa, la parte pasiva y los accesorios. La parte activa está constituida por la cámara(s) de extinción que soporta al contacto(s) fijo y al mecanismo de operación que da soporte al contacto(s) móvil. Por otro lado, la parte pasiva es una “estructura de soporte”, que debe proteger eléctrica y mecánicamente al interruptor; ofrecer puntos para levantamiento, transporte e instalación de los accesorios; y soportar los recipientes de aceite (si es que los hay) y el gabinete de control. Finalmente, los accesorios suelen cambiar de un tipo de interruptor a otro, pero en general, podemos mencionar los siguientes (p. 84):

- Boquillas terminales (que muchas veces incluyen TC).
- Válvulas de llenado, de descarga y de muestreo del fluido aislante.
- Conectores de tierra.
- Placa de datos.
- Gabinete con *dispositivos de control*²⁴, protección, medición, accesorios como: compresora, resorte bobinas de cierre o de disparo, calefacción, etc.

Finalmente, podemos identificar los distintos tipos de interruptores existentes, según la tecnología utilizada para la extinción del arco eléctrico, a saber, extinción mediante aire, aceite, vacío o SF₆. Mientras que el corte en el aire y en aceite tienen tendencia a desaparecer, no ocurre lo mismo con el corte en el vacío o en SF₆, y sobre ambos, profundizaremos más adelante.

²⁴ Raúll Martín, J. (2000) nos señala que, el accionamiento de los dispositivos de control puede ser de tipo neumático, electrohidráulico y de resorte, según el nivel de tensión utilizado en la subestación (p. 84).

2.3.7. Cuchillas desconectadoras.

Las cuchillas desconectadoras son dispositivos de maniobra, con la función de interrumpir, de forma visible, la continuidad de un circuito. Estas pueden ser maniobrables bajo la tensión nominal, pero siempre en ausencia de corriente, ya que poseen una *capacidad interruptiva casi nula*²⁵. Sobre esto, Raúll Martín, J. afirma que:

“Antes de abrir un juego de cuchillas siempre deberá abrirse el interruptor correspondiente.” (Raúll Martín, J. (2000), p. 102).

Enríquez Harper, G. (2002) nos afirma que las cuchillas son necesarias en los sistemas eléctricos ya que, antes de realizar cualquier trabajo, debe existir la seguridad del aislamiento físico de los circuitos y, en los cuales, la presencia de un interruptor no es garantía suficiente del aislamiento eléctrico. Las cuchillas deben cumplir los siguientes requisitos (p. 143):

- Garantizar un *aislamiento dieléctrico a tierra*²⁶, sobre todo en la apertura.
- Conducir de forma continua la corriente nominal sin que exista una elevación de la temperatura en las diferentes partes de la cuchilla y, en particular, en los contactos.
- Soportar, por un tiempo específico (generalmente, 1 segundo), los efectos térmicos y dinámicos de las corrientes de corto circuito.
- Las maniobras de cierre y apertura se deben realizar con toda seguridad, es decir, sin la posibilidad de que se presenten *falsos contactos o posiciones falsas*²⁷.

Existen cuchillas con diferentes características y formas constructivas dependiendo de la forma en que realicen la operación de apertura y cierre de sus contactos. Tafolla Ramírez, R. (2014) establece que los *tipos de cuchillas desconectadoras*²⁸ utilizados con mayor frecuencia son los siguientes (p. 17):

²⁵ Las cuchillas normalmente carecen de dispositivos de extinción del arco eléctrico.

²⁶ Por lo general se requiere (entre puntos de apertura de la cuchilla) un 15 o 20% de exceso en el nivel de aislamiento, con relación al nivel de aislamiento a tierra.

²⁷ Y esto debe ser posible, aunque las condiciones atmosféricas sean desfavorables. Por ejemplo, en presencia de lluvia, vientos fuertes o hielo.

²⁸ Cualquiera que sea el tipo de la cuchilla, esta deberá permitir la observación clara y precisa de la distancia de aislamiento en aire.

Doble apertura lateral (DAL): En esta cuchilla, el contacto móvil está fijado sobre una columna aislante central, que es giratoria. Con esta disposición se tiene una interrupción doble, de tal manera que, cada punto de interrupción requiere una distancia igual a la mitad de la total. Las dos columnas exteriores están montadas rígidamente sobre un soporte metálico de perfiles de acero galvanizado en caliente y son las encargadas de sostener los contactos fijos.

Este tipo de cuchillas tiene aplicación en subestaciones donde no es posible la apertura vertical del brazo. Su montaje es únicamente horizontal.

Pantógrafo: La cuchilla pantógrafo está formada por una columna de aisladores que soporta la parte móvil, también conocida como “tijera”. Este tipo de cuchillas realizan su apertura y cierre de forma vertical. Conceptualmente se distingue de las demás cuchillas porque el contacto fijo de cada fase ha sido eliminado, realizando la conexión del contacto móvil directamente sobre la línea, en un contacto especial instalado en ella, llamado trapecio; este trapecio está colgado de la barra colectora (de un cable o de un tubo), exactamente encima de la tijera, de tal manera que, al elevarse el contacto móvil, éste se conecta con la mordaza fija, cerrando el circuito.

Las cuchillas pantógrafo han sido creadas para *simplificar la concepción y la realización*²⁹ de las instalaciones de distribución de alta tensión en intemperie. La ventaja que brinda este tipo de cuchilla es el ahorro de espacio, en comparación de las cuchillas de apertura horizontal. Su montaje es únicamente horizontal.

Apertura vertical: Cuchilla conformada por dos columnas aisladores/soportes, en donde una columna fija mantiene soportado el brazo móvil para abrir o cerrar el circuito, mientras la otra columna es el contacto. Son especialmente diseñadas para tensiones que van de 85 a 230 kV. Su montaje puede ser horizontal o vertical, con o sin cuchilla de puesta a tierra. Poseen un tiempo de vida útil prolongado y su diseño les permite adaptarse a cualquier estructura.

²⁹ Se suelen utilizar para la conexión entre líneas y barras que se hallan a distinta altura y cruzadas entre sí.

Apertura horizontal central: Como lo señala Tafolla Ramírez, R. (2014), la cuchilla de apertura horizontal central está formada por un par de contactos móviles y un par de columnas tipo aislador soporte, giratorias, las cuales, al girar de manera horizontal en direcciones opuestas, forman un brazo único, cerrando el circuito. Este tipo de cuchillas pueden ser utilizadas en cualquier nivel de tensión y su montaje puede ser tanto vertical, como horizontal (p. 18).

Apertura horizontal en “V”: La cuchilla desconectadora de apertura horizontal central en “V”, también conocida como cuchilla en “V”, se conforma de un par de columnas aislador/soporte y un par de contactos giratorios, formando una “V”. Son especialmente diseñadas para tensiones que van de 72.5 a 170 kV.

Su montaje puede ser horizontal o vertical, con o sin cuchilla de puesta a tierra. También poseen un tiempo de vida útil prolongado y su diseño les permite adaptarse a cualquier estructura.

Semipantógrafo: Tafolla Ramírez, R. (2014) nos señala que, la cuchilla tipo semipantógrafo opera de manera similar a la cuchilla tipo pantógrafo, pero su diferencia radica en el contacto móvil, pues éste se constituye por un solo brazo articulado. Este tipo de cuchillas se utilizan para conexión entre barras y líneas que se encuentran a diferentes alturas, por esta razón su apertura y cierre se realiza de forma vertical (p. 19).

Rodilla: La cuchilla tipo rodilla se conforma por un par de aisladores/soportes paralelos entre si y un brazo articulado, el cual se encuentra montado sobre uno de estos soportes. Como nos lo afirman Gos, M. R., Talpone, H. y Raiti, O. (2001), el contacto móvil consiste en dos brazos paralelos unidos entre sí y articulados en un punto (rodilla). El contacto móvil es conducido en uno de sus extremos por el mecanismo de giro mientras que el extremo libre se introduce casi horizontalmente en el contacto fijo y es asegurado en la posición cerrada por una guía vinculada al mecanismo de giro (p. 10).

Estas cuchillas se emplean en sistemas con niveles de tensión iguales o mayores a 245 kV, y su montaje se realiza de manera horizontal.

2.3.8. Cortacircuitos fusible.

El cortacircuitos fusible es el dispositivo de protección más simple que existe. De manera fundamental, está constituido por un elemento conductor fusible, un cartucho dentro del cual se guarda a dicho elemento, y una estructura que sirve de soporte para el cartucho.

La función de estos dispositivos es la interrupción automática de circuitos, al presentarse en estos, condiciones anormales de funcionamiento regularmente asociadas a sobrecorrientes, y soportar la tensión transitoria de restablecimiento que se produce posteriormente. Por lo anterior, estos dispositivos hacen las veces de un interruptor, sin embargo, un cortacircuitos fusible no está diseñado para realizar maniobras de cierre y apertura de circuitos ya que, después de que un fusible opere, será necesario el remplazo del cartucho (elemento fusible).

Al elemento fusible se le deja la función principal del cortacircuitos fusible, es decir, soportar, sin generar un calentamiento excesivo, la corriente nominal de la red, y fundirse, durante un tiempo prefijado, en respuesta a un flujo de corriente superior a un valor predeterminado. El elemento fusible normalmente está formado por *hilos, cintas, o incluso, una única lámina larga*, con secciones reducidas, calibradas de acuerdo a las necesidades de interrupción y en donde se realiza la fusión del elemento y, por lo tanto, la apertura del circuito. El material del elemento fusible, para bajas corrientes, suele ser aleaciones a base de plomo, mientras que, para altas corrientes, se utilizan aleaciones de cobre, aluminio o, preferentemente, plata.

La norma IEC 60282-1 define tres clases de cortacircuitos fusibles, reconocidos internacionalmente:

Fusible asociado: Para aplicaciones en las que se puede demostrar, por cálculo o por experiencia en servicio, que son improbables bajos valores de corriente de defecto.

Fusible de uso general: Cuando la experiencia o el cálculo indican que puede haber muy bajas sobrecorrientes en la red (es decir, inferiores a cerca de cuatro veces la corriente asignada del fusible).

Fusible de corte integral: Especialmente recomendado para las aplicaciones en las que las sobrecorrientes pueden ser tan débiles como la corriente mínima de fusión del fusible y cuando el elemento debe ser desclasificado para utilizarlo dentro de una envolvente.

La velocidad de funcionamiento reduce el efecto de las corrientes de cortocircuito, limitando de forma drástica la energía suministrada al circuito del fallo, evitando los resultados catastróficos de los grandes fallos y los arcos voltaicos perturbadores. La Figura 2.19 muestra un diagrama del funcionamiento de un cortocircuitos fusible interrumpiendo un fallo por cortocircuito, logrando una corriente cero en el primer medio ciclo de un fallo.

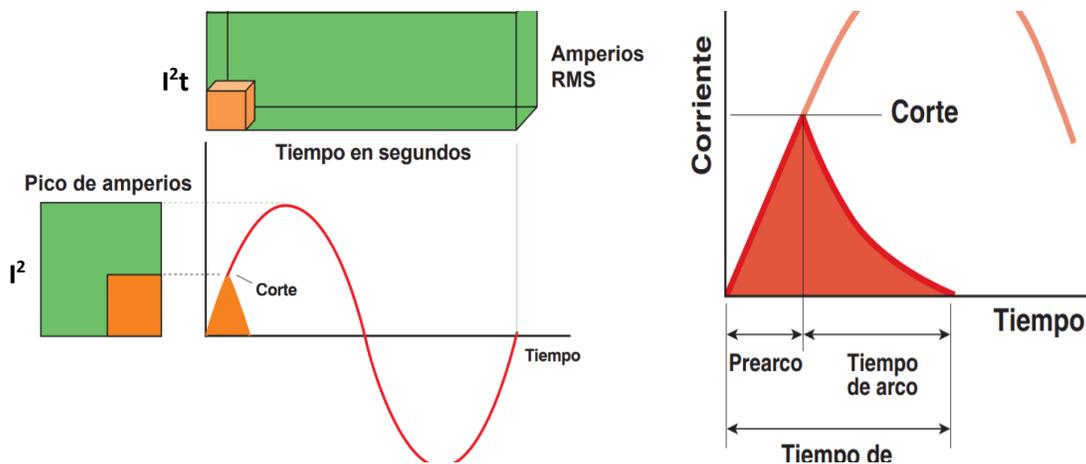


Figura 2.19. Diagrama del funcionamiento de un fusible – Imagen recuperada de [Catálogo Eaton - Cartuchos fusibles de media tensión · 2014, p. 6].

2.3.9. Reactores.

Los reactores son bobinas con diversas funciones. El estándar IEEE Std C57.21-2008 (2008) establece que, un reactor es un dispositivo utilizado para introducir impedancia en un circuito eléctrico, cuyo elemento principal es la reactancia inductiva (p. 3). En el caso de las subestaciones, los reactores se utilizan principalmente en el neutro de los transformadores, para limitar la corriente de cortocircuito a tierra, y en algunas ocasiones, se utilizan en serie con cada una de las fases del transformador, para limitar así la corriente de cortocircuito trifásica. Por otro lado, un reactor en derivación (shunt), es un reactor destinado a conectarse en derivación a un sistema eléctrico con el fin de *extraer la corriente inductiva*³⁰.

³⁰ El uso normal de los reactores en derivación es, compensar las corrientes capacitivas de las líneas de transmisión, los cables o los condensadores de derivación. La necesidad de reactores de derivación es más evidente durante cargas ligeras.

Un reactor de neutro tiene una impedancia relativamente baja (algo así, entre una puesta a tierra directa y un neutro aislado) limitando la corriente de falla a un nivel seguro, sin incluir demasiada alta tensión en las fases saludables. Los reactores shunt (ver Figura 2.20) son la manera más compacta y eficiente de compensar la generación capacitiva en largas líneas de transmisión. Estos son colocados permanentemente en servicio para estabilizar la transmisión de energía o cambiarla en condiciones de carga ligera.



Figura 2.20. Reactor shunt– Imagen recuperada de [Catálogo ABB - Shunt reactors · 2018, p. 2]

Como nos lo señala Montesinos Mawyin, R. F. (1985), cuando se energiza una determinada línea de transmisión, la capacitancia propia de la línea entrega reactivos al sistema de manera proporcional al cuadrado del voltaje y en función de la longitud de la línea, causando un gradual incremento de la tensión en las barras. Esto sucede particularmente en condiciones de mínima demanda, cuando las líneas de transmisión están ligeramente cargadas, siendo necesario implementar un esquema de control que mediante una señal (voltaje, corriente, vars) ordene la entrada del reactor al sistema a fin de consumir reactivos. A medida que aumenta la demanda en el sistema, la necesidad de reactores presentes en el sistema disminuye y, al contrario, a través del esquema de control se debe ordenar la salida del reactor o la entrada de elementos que generen reactivos (como los capacitores). Si en un sistema de transmisión ocurre una falla, una pérdida súbita de carga, o si tiene lugar una operación de maniobra (conmutación), generalmente se producen sobrevoltajes de frecuencia fundamental que pueden ser controlados mediante consumo de potencia reactiva; en dicho caso la aplicación de reactores es una buena solución (p. 38-39).

2.3.10. Bancos de baterías.

Una batería es un dispositivo constituido por celdas electroquímicas que almacena, y proporciona, energía eléctrica de corriente continua. Mientras que, un banco de baterías es un conjunto de baterías conectadas en serie, o en serie/paralelo, para lograr una tensión requerida.

Las baterías son equipos que se utilizan principalmente para garantizar el suministro de energía para el funcionamiento del equipo de protección, así como para proveer energía a los dispositivos de control, medición, señalización y circuitos de alarma que componen a una subestación eléctrica. En un sistema de protección, tienen la función de proporcionar alimentación al circuito de disparo, enviando a través de los contactos de los relevadores la señal de disparo a la bobina de los interruptores. Sobre esto, Hernández Plata, A. de J. afirma que:

“La alimentación al circuito de disparo se refiere de la corriente directa en vez de la corriente alterna debido a que esta alimentación puede no ser de la adecuada magnitud durante un corto circuito; por ejemplo, cuando ocurre una falla trifásica puede resultar una tensión de corriente alterna igual a cero para la alimentación de los servicios, por lo que en estas circunstancias la potencia requerida para el disparo no puede ser obtenida del sistema de corriente alterna, con lo cual fallaría el disparo.” (Hernández Plata, A. de J. (2000), p. 29).

La batería está conectada permanentemente a través de un cargador con alimentación de corriente alterna, que entrega corriente directa a una demanda continua, o intermitente, y además suministra corriente para cargar las baterías. El cargador tiene capacidad suficiente de potencia aparente (VA) para proporcionar toda la carga en estado estable suministrada por la batería.

El cargador de baterías debe cumplir con las funciones siguientes:

- Alimentar el consumo constante de amperes en corriente continua.
- Recargar la batería (*carga de igualación*³¹).
- Mantener cargada la batería (*carga de flotación*³²).

³¹ La carga de igualación es una carga prolongada dada a una batería de almacenamiento para asegurar la restauración completa de los materiales activos en todas las placas de todas las celdas.

³² La carga de flotación es la carga permanente a baja corriente, aproximadamente igual a las pérdidas internas y suficientes para mantener la batería en condiciones de carga completa.

Como lo establece la norma CNPMOS NRF-196-PEMEX-2013 (2014), las funciones del cargador de baterías deben ser controladas por microprocesador, con una eficiencia mínima de 85% para cargadores monofásicos y trifásicos menores a 150 A; y 90% para cargadores de 150 A, o mayores. El sistema compuesto por cargador y banco de baterías debe aportar a la red, de la cual se alimenta, menos del 3% en tensión y menos del 5% en corriente, de distorsión armónica a la entrada del cargador de baterías. Por lo anterior el cargador de baterías debe tener los filtros de armónicos necesarios para cumplir este requisito (p. 8).

2.4. Arreglos de una subestación eléctrica.

Una subestación es un componente crítico en el sistema eléctrico de potencia, por lo que la confiabilidad de dicho sistema dependerá en gran parte de la subestación. Por lo tanto, la configuración del circuito de la subestación debe seleccionarse cuidadosamente.

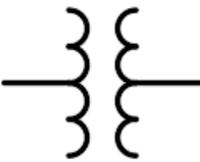
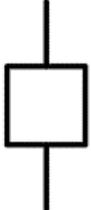
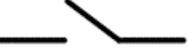
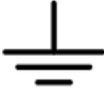
Las barras colectoras son la parte de la subestación donde toda la energía se concentra, desde los alimentadores entrantes, y se distribuye, a los alimentadores salientes. Eso significa que la confiabilidad de cualquier subestación depende de la confiabilidad de las barras de distribución presentes en la red eléctrica. Una interrupción de cualquier barra de distribución puede tener efectos drásticos en la red eléctrica. Una interrupción de una barra de distribución conduce a la interrupción de las líneas de transmisión conectadas a ella. Como resultado, el flujo de energía se desplaza hacia las líneas sanas que sobreviven y que ahora llevan más energía de la que son capaces. Esto lleva al disparo de estas líneas, y el efecto de cascada continúa hasta que hay un apagón o una situación similar. Se debe tener en cuenta la importancia de la fiabilidad de las barras cuando se examinan los diferentes sistemas de barras que existen.

El diagrama unifilar de una subestación eléctrica es aquel que representa, mediante símbolos, la conexión y la configuración de todo el equipo mayor que forma parte de la instalación; es decir, barras colectoras, puntos de conexión, transformadores de potencia, interruptores, transformadores de instrumento, cuchillas desconectadoras, apartarrayos, etc.

El diseño de una subestación eléctrica (en adelante, arreglo) tiene su origen en el diagrama unifilar correspondiente, que resulta del estudio de las necesidades de carga de la zona; por esto,

la elección del arreglo de una subestación depende de las características de cada sistema eléctrico y de la función que realizará dicha subestación en el sistema. Existen distintos arreglos de barras para las subestaciones, y la selección de un arreglo en particular depende de los siguientes factores: la tensión del sistema, las características del sistema en el cual se va a integrar la subestación eléctrica, la flexibilidad, la confiabilidad de operación y el tipo de carga a alimentar.

Tabla 6. Símbolos para diagramas unifilares de subestaciones eléctricas.

Título	Símbolo	Título	Símbolo
Transformador		Interruptor	
Transformador de corriente		Transformador de potencial	
Cuchilla desconectadora		Apartarrayos ³³	
Barra colectora		Puesta a tierra	

Los diagramas unifilares de los arreglos para subestaciones que expondremos a continuación, toman en cuenta los criterios establecidos en las guías de diseño *CFE 04400-42:1989*³⁴ y *CFE 00200-02:1995*³⁵, en el manual *CFE DCDSEBPE:2014*³⁶, y en la especificación *CFE VY200-40:2012*³⁷. Como se muestra en la Tabla 7, la simbología utilizada es la indicada en la norma *NMX-J136:2007*³⁸.

³³ Símbolo utilizado en las guías CFE 04400-42 y 00200-02, aunque no coincide con la norma NMX-J136.
³⁴ Guía de criterios básicos para subestaciones de 115, 230 y 400 kV.
³⁵ Diagramas unifilares de arreglos para subestaciones.
³⁶ Diseño de subestaciones eléctricas de distribución en bajo perfil y encapsuladas en SF₆.
³⁷ Subestaciones blindadas en gas SF₆ de 72.5 kV a 420 kV.
³⁸ Abreviaturas y símbolos para diagramas, planos y equipos eléctricos.

Barra principal/barra auxiliar con interruptor de amarre o transferencia: Este arreglo (ver Figura 2.22) tiene dos barras colectoras, la principal que lleva toda la carga y la de transferencia, que se utiliza para transferir la carga de un transformador de potencia, o un alimentador de AT, a través de un interruptor comodín. Se utiliza en zonas industriales, zonas de alto crecimiento y, en general, en donde se requiera mayor confiabilidad. Este arreglo ofrece una mayor continuidad de servicio, ya que, al presentarse una falla en cualquiera de las dos barras (ocasionando la pérdida de los elementos conectados a ella) la subestación puede ser operada como una subestación independiente con arreglo de barra principal. Las características o alcances de una subestación eléctrica con este arreglo son:

- Barra principal-barra transferencia, hasta 4 alimentadores en AT.
- Uno o dos transformadores.
- Banco de capacitores en AT. (opcional).

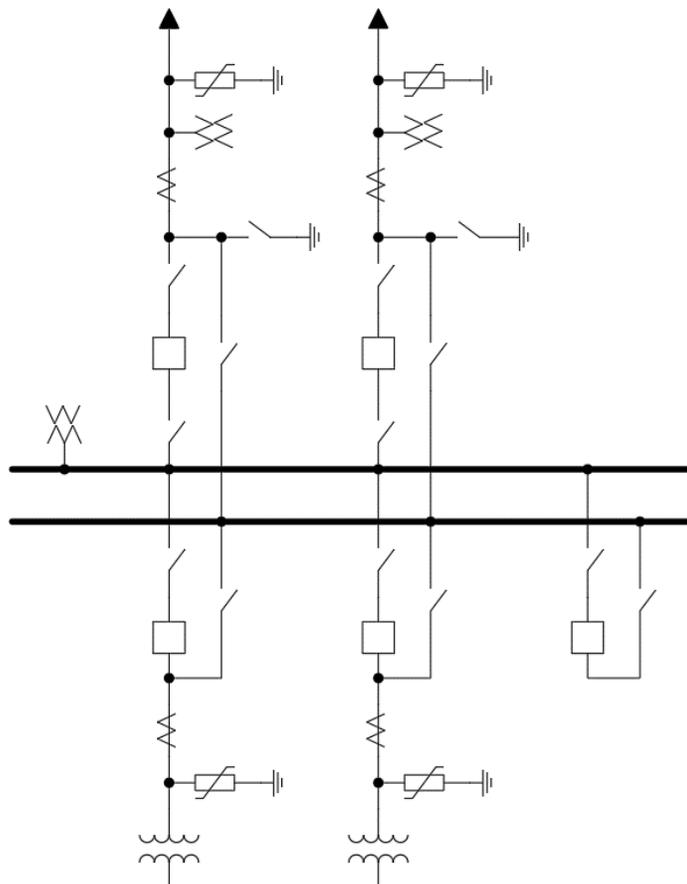


Figura 2.22. Diagrama unifilar para el arreglo de barra principal/barra auxiliar con interruptor de amarre o transferencia.

En anillo: Este arreglo (ver Figura 2.23) tiene secciones de barra, las cuales están interconectadas y forman un anillo, en donde convergen todos los elementos. Este arreglo se utiliza donde se requiere alta confiabilidad tanto en la subestación eléctrica, como en el sistema que la alimenta. En este tipo de conexión las cantidades de interruptores y de ramificaciones de cables y de líneas son iguales y, por esta razón, esta subestación es por lo general más económica que la variante de interruptor y medio por cada ramificación; tiene buena confiabilidad, ya que permite una operación sin interrupción de todas las ramificaciones de cables y de líneas aún en caso de mantenimiento de los interruptores; es flexible y normalmente se le considera apropiado para subestaciones importantes hasta un límite de cinco circuitos. Las características y alcances de una subestación eléctrica con este arreglo son:

- Buses de AT con disposición en “anillo” hasta 4 líneas.
- Uno o dos transformadores.
- No incluir banco de capacitores en AT.

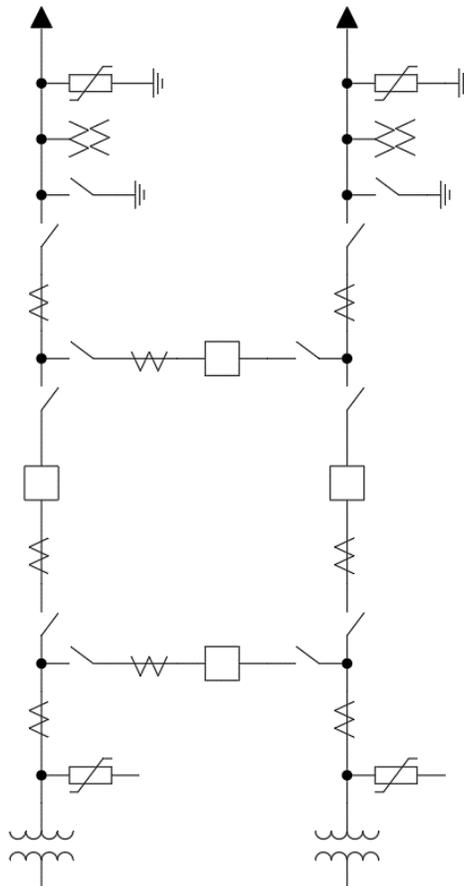


Figura 2.23. Diagrama unifilar para el arreglo en anillo.

Barras en “H”: En este arreglo (ver Figura 2.24) las barras se dividen en secciones mediante elementos de corte. Se utiliza en áreas sin crecimiento en AT, para el suministro de empresas industriales o pequeñas regiones. Para una seguridad de suministro y reservas de red, lo óptimo es contar con dos líneas de alimentación y dos transformadores. Su operación es dentro de un anillo del sistema eléctrico (dos fuentes) y no se deben instalar más de dos subestaciones eléctricas adyacentes. La subestación puede ser operada como subestación de alimentación doble y también, con la conexión transversal cerrada, ser operada como subestación en anillo. Otorgan una mayor flexibilidad en el funcionamiento de la estación. En caso de avería en alguna barra, sólo queda fuera de servicio la sección afectada. Las características y alcances de la subestación eléctrica con este arreglo son:

- Barras de AT en disposición “H” para dos líneas.
- Uno o dos transformadores.
- No incluir banco de capacitores en AT

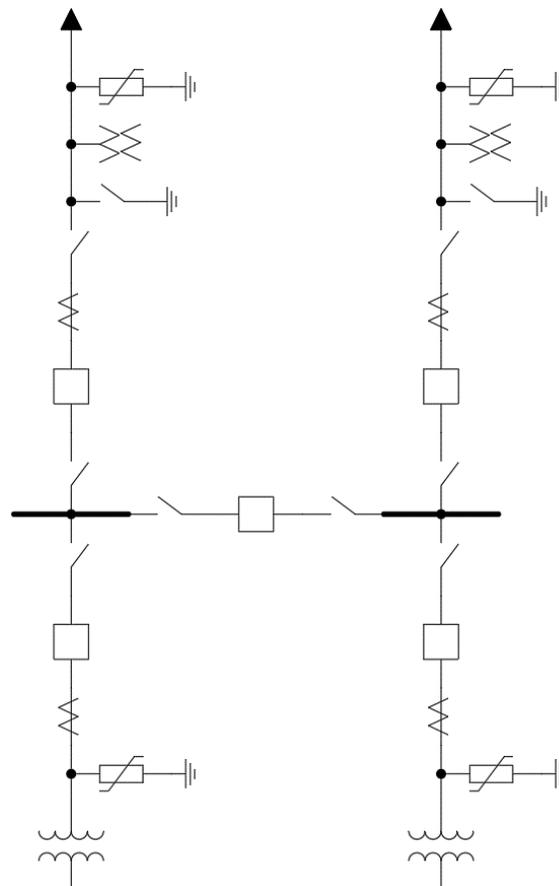


Figura 2.24. Diagrama unifilar para el arreglo de barras en “H”.

Interruptor y medio: Este arreglo (ver Figura 2.25) se utiliza en subestaciones de 115, 230 y 400 kV, sobre todo en aquéllas de interconexión que forman parte de un sistema en anillo. Permite disponer, además del propio interruptor correspondiente a cada línea, otro compartido para cada dos líneas. Si se produce una avería en un interruptor de línea o en una barra, el sistema de protección provoca automáticamente la conmutación sobre el otro juego de barras, sin que exista interrupción del servicio, por lo que proporciona una elevada calidad de servicio. Este esquema es más costoso que otros esquemas, con excepción del doble interruptor/doble barra. Sin embargo, el esquema de interruptor y medio es superior en flexibilidad, confiabilidad y seguridad.

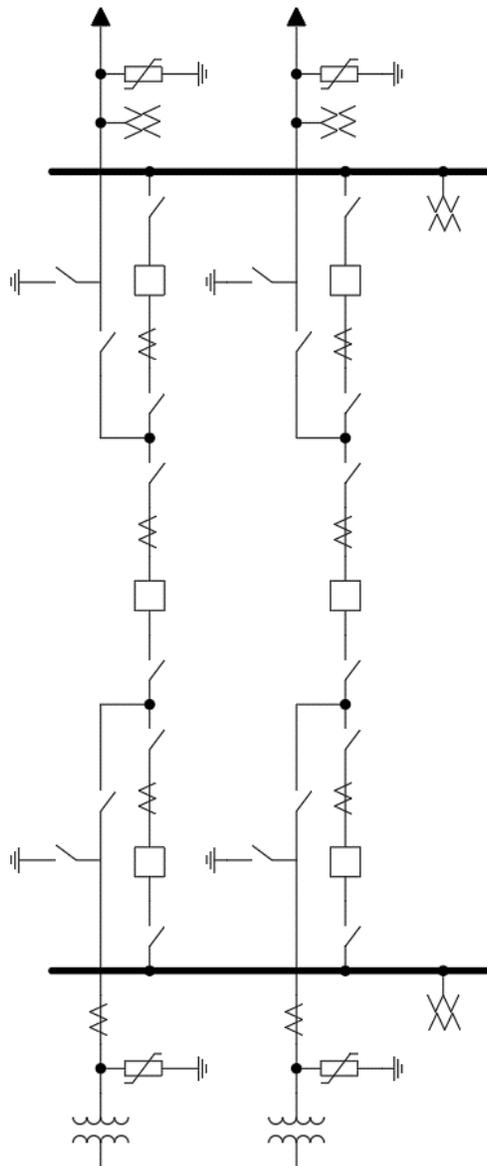


Figura 2.25. Diagrama unifilar para el arreglo de interruptor y medio.

Doble barra/doble interruptor: Este tipo de arreglo (ver Figura 2.26) es la mejor opción en cuanto a confiabilidad, sin embargo, el uso de dos interruptores automáticos por circuito alimentador lo hace costoso y, por lo tanto, su aplicación se limita, generalmente, a las centrales eléctricas de gran potencia o en instalaciones muy importantes donde resulta fundamental la continuidad del servicio. Se puede proporcionar mantenimiento a cualquier barra o interruptor sin afectar el suministro de energía eléctrica. Proporciona facilidad en la ampliación sin tener que dejar fuera de servicio a la subestación o parte de ella. Las subestaciones con éste arreglo pueden ser operadas como subestaciones independientes de barra simple. La ubicación de las barras principales debe ser tal que evite que las fallas se extiendan a ambas barras.

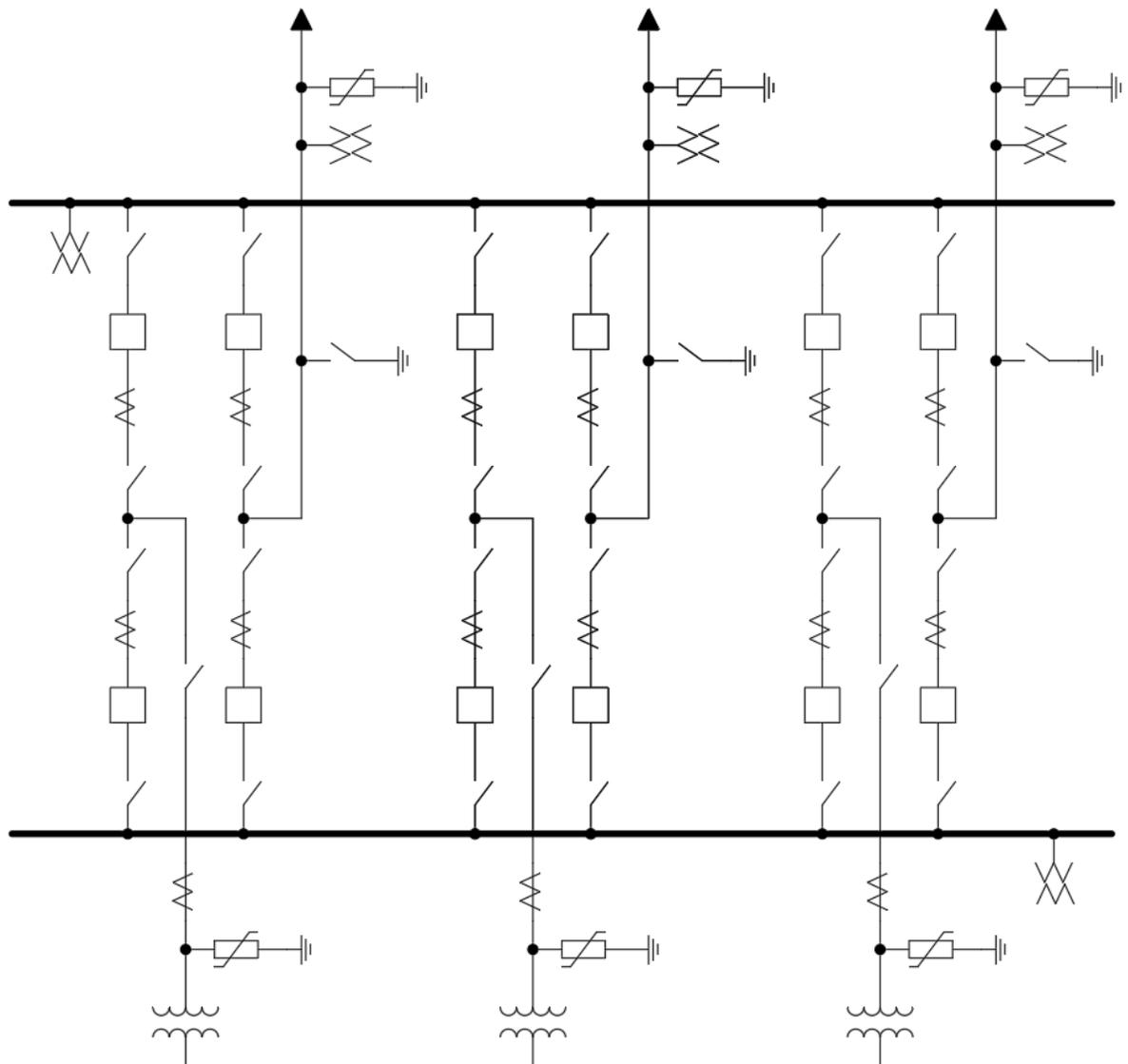


Figura 2.26. Diagrama unifilar para el arreglo de doble barra/doble interruptor.

III. EL GAS HEXAFLUORURO DE AZUFRE.

3.1. Introducción.

Tal y como lo hemos planteado, en las subestaciones aisladas en gas se reducen las distancias entre fases, y de fase a tierra, empleando equipo eléctrico (cuchillas, TP, TC, interruptores, etc.) de menores dimensiones, logrando así, economizar en el área del terreno. Aunado a estos menores requisitos de espacio, existe una protección completa contra el contacto con partes vivas, protección contra la contaminación, libre elección del sitio de instalación y mínima probabilidad de averías; ofreciendo así una calidad de servicio superior. Todo esto es posible gracias a la utilización del gas hexafluoruro de azufre como medio aislante.

Como se establece en el estándar IEEE Std C37.122.3-2011 (2012), el hexafluoruro de azufre es un gas sintético formado por seis átomos de flúor reunidos alrededor de un átomo de azufre situado en el centro. La fórmula química es SF_6 (ver Figura 3.1) y el gas se identifica con el Número CAS **2551-62-4**. (p. 3). El SF_6 fue descubierto en 1901 por los químicos Henri Moissan y Paul Lebeau; lo produjeron mediante la reacción directa, a unos 300°C , de *azufre fundido* (S_8)³⁹ y *flúor gaseoso* (F_2)⁴⁰. Para su fabricación, el único proceso industrial actual es la síntesis del hexafluoruro de azufre a partir de flúor y azufre obtenidos por electrólisis, según la reacción exotérmica:



Ec. 1

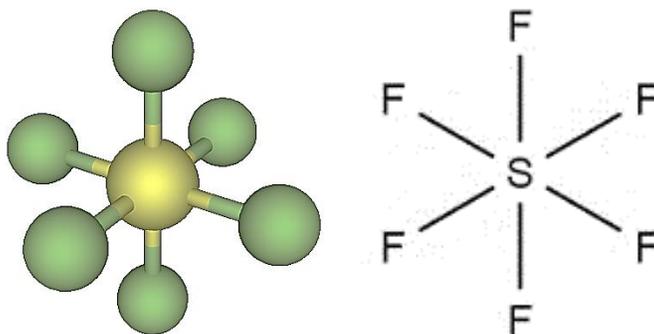


Figura 3.1. Disposición de la molécula de SF_6 .

³⁹ Al fundir el azufre, se obtiene un líquido que fluye con facilidad formado por moléculas de S_8 . Sin embargo, si se calienta, el color se torna marrón algo rojizo, y se incrementa la viscosidad.

⁴⁰ El flúor diatómico F_2 , en condiciones normales es un gas corrosivo de color amarillo casi blanco, fuertemente oxidante. Bajo un chorro de flúor en estado gaseoso, el vidrio, metales, agua y otras sustancias, se queman en una llama brillante. Siempre se encuentra en la naturaleza combinado.

Fihman, A. (1976) señala que en dicho proceso, además del SF₆, algunos otros fluoruros de azufre se cogeneran, tales como SF₄, SF₂, S₂F₂, S₂F₁₀; pero estos son *eliminados*⁴¹, así como impurezas debidas a la presencia de humedad, aire y ánodos de carbono en las celdas de electrólisis del flúor. En la Figura 3.5 se ve el esquema de principio de una instalación de obtención de SF₆ por combinación directa. Hay que destacar la serie de dispositivos de depuración necesarios para obtener un *gas prácticamente puro*⁴² (p. 6).

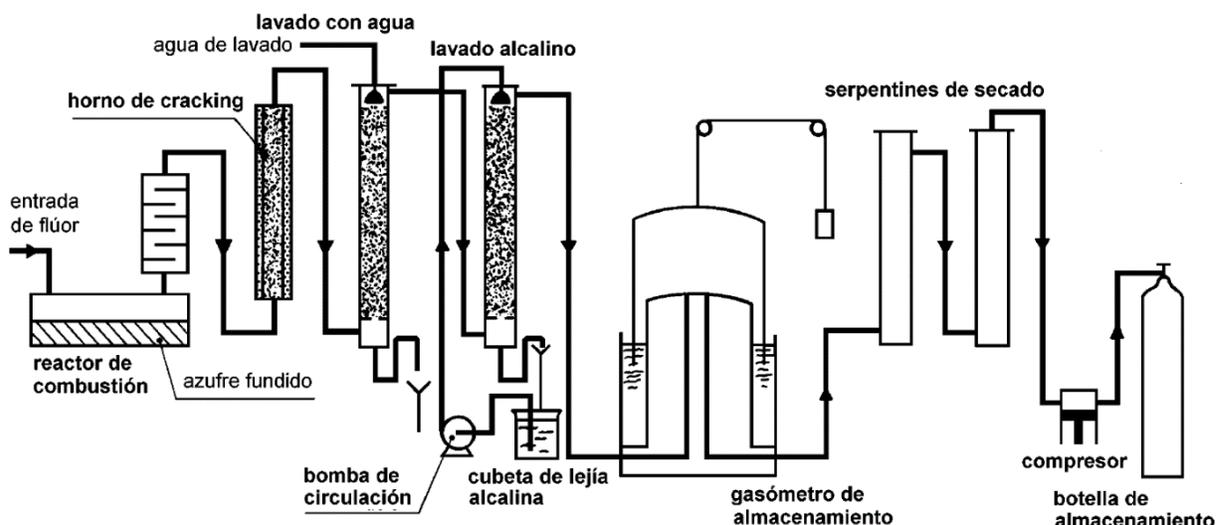


Figura 3.2. Esquema de principio de la síntesis del SF₆ por combinación directa de S + F y de su depuración – Imagen recuperada de [Fihman, A. (1976), p. 6].

Para Christophorou, L., Olthoff, J., y Van Brunt, R. (1997) es evidente que, desde la invención del SF₆, el número de aplicaciones de este gas ha avanzado significativamente desde alrededor de 1940⁴³. Han estudiado y resumido el problema que rodea al uso del SF₆ en la industria eléctrica, señalando que es uno de los gases más utilizados en una amplia gama de aplicaciones comerciales y de investigación. Además de su uso en la industria eléctrica, otros usos incluyen: procesamiento de semiconductores, gas global para el refinado de magnesio, gas reactivo en reciclaje de aluminio para reducir la porosidad, aislamiento térmico y acústico, neumáticos de avión, verificación de fugas, estudios de gas de trazas atmosféricas, amortiguación de la hélice de torpedos, canales supersónicos de viento y aislamiento para domos

⁴¹ Calentando la mezcla para desproporcionar cualquier S₂F₁₀ (que es altamente tóxico) y luego frotar el producto con NaOH para destruir el SF₄ restante.

⁴² El estado final de salida del gas lo define la publicación IEC 60376:2018 que especifica el porcentaje de impurezas admisibles.

⁴³ Su comercialización inicio en 1947.

de radar AEW&C (acrónimo en inglés de *Airborne Early Warning and Control* [Alerta Temprana Y Control Aerotransportado]) (p. 20).

No hay una estimación completamente clara y precisa del tiempo que tarda una cantidad dada de SF₆ liberada en la atmósfera para reducirse mediante procesos naturales. La incertidumbre se relaciona con una falta de conocimiento sobre el mecanismo predominante de su destrucción, pero todos los puntos estimados dan una escala de tiempo de entre 800 a 3 200 años⁴⁴. La fuerte capacidad de absorción de radiación infrarroja del SF₆ y su larga vida útil en el medioambiente son las razones de su extremadamente alto GWP⁴⁵ (acrónimo en inglés de *Global-Warming Potential*, [Potencial de Calentamiento Global]), que para un horizonte de 100 años se estima que es de aproximadamente 23 500 veces⁴⁶ mayor que el del CO₂. El SF₆ es uno de los gases de efecto invernadero a los que se aplica el Protocolo de Kyoto, que es un acuerdo internacional vinculado a la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (CMNUCC).

El enlace químico entre el flúor y el azufre se conoce como uno de los enlaces atómicos existentes más estables. Seis de estos enlaces le otorgan a la molécula una *estabilidad química y térmica*⁴⁷ muy alta. Para equipos eléctricos el SF₆ ofrece excelentes propiedades de aislamiento eléctrico y de *conmutación*⁴⁸. El alto rendimiento actual en la aparata de alta tensión, y la capacidad de conmutación de corriente, no se puede alcanzar con ningún otro gas. Otros gases considerados para su aplicación en aparata de alta tensión han demostrado un mejor rendimiento de aislamiento o conmutación, pero no ambos. La mayoría de estos gases no ofrecen estabilidad a largo plazo, además, a menudo son tóxicos o con costos prohibitivos.

⁴⁴ Intergovernmental Panel on Climate Change (IPPC), *Radiative forcing of climate change*, 1994, p. 33.

⁴⁵ GWP; es una medida relativa de cuánto calor puede ser atrapado por un determinado gas de efecto invernadero, en comparación con un gas de referencia, por lo general dióxido de carbono. El GWP para otros gases puede ser calculado para periodos de 20, 100 o 500 años, siendo 100 años el valor más frecuente. Por ejemplo, el GWP para 100 años del metano es 25 y para N₂O es 298. En otras palabras, la emisión de 1 millón de toneladas de metano es equivalente a emitir 25 millones de toneladas de CO₂ (equivalente). Así, el dióxido de carbono tiene un valor GWP de 1.

⁴⁶ Greenhouse Gas Protocol, *Global Warming Potential Values*, con datos recuperados de [*IPCC Fifth Assessment Report, 2014 (AR5)*], 2016, p. 1.

⁴⁷ Tendencia de un material para resistir su cambio, o descomposición, debido a las variaciones de temperatura, presión, intensidad luminosa, etc.

⁴⁸ Los dispositivos de conmutación de potencia son los encargados de establecer, soportar e interrumpir la corriente eléctrica en un circuito.

Nuevamente, el estándar IEEE Std C37.122.3-2011 (2012) nos señala que, a temperatura ambiente, el SF₆ puro es inodoro, insípido, no tóxico, no corrosivo, no inflamable y *químicamente inerte*⁴⁹. Aunque el gas no es tóxico, no es compatible con la vida, ya que no es oxígeno (p. 4). La rigidez dieléctrica del SF₆ es 2.5 veces la del aire y, al aumentar la presión, dicha resistencia también aumenta. Alrededor de los 3.5 bar de presión relativa el SF₆ tiene la misma resistencia que el aceite nuevo. El SF₆ también posee buenas propiedades de transferencia de calor, pero sobre estas, indagaremos más adelante.

3.2. El arco eléctrico como resultado de la ionización.

El proceso de ionización consiste en el desprendimiento de uno o varios electrones de un átomo o molécula inicialmente neutra. Por otro lado, Pérez Formigó, M. (2010) afirma que, una descarga eléctrica en un medio gaseoso es un fenómeno en el que un gas que, normalmente, no conduce electricidad comienza a hacerlo debido a la ionización de sus moléculas, como consecuencia de la influencia de una fuente energética (de calor, de radiación o de un campo eléctrico, que provoca una diferencia de potencial entre los electrodos inmersos en el medio circundante) (p. 12) (ver Figura 3.3).



Figura 3.3. Conducción eléctrica entre dos electrodos esféricos de acero ($d = 15 \text{ mm}$) debido a la ionización del aire – Imagen recuperada de [Pérez Formigó, M. (2010), p. 15].

⁴⁹ El término inerte se utiliza para describir algo que no es químicamente reactivo. Los gases nobles eran conocidos anteriormente como los gases inertes, debido a su supuesta falta de participación en las reacciones químicas.

Como Rodríguez Luna, J. C. (2011) señala, los gases ionizados (en adelante, plasmas), tanto *naturales*⁵⁰ como aquellos generados por el hombre, tienen distintos *grados de ionización*⁵¹ (GI) y temperaturas. La *temperatura*⁵² del plasma es una medida de la energía cinética promedio de sus portadores de carga (electrones libres e iones positivos). Para los plasmas débilmente ionizados tenemos que $GI \leq 10^{-3}$, en tanto que los plasmas totalmente ionizados tienen grados de ionización cercanos a la unidad. Para los plasmas fuertemente ionizados tenemos que la dinámica de los portadores de carga estará definida por las interacciones electromagnéticas de largo alcance entre los mismos. En los plasmas débilmente ionizados, los portadores de carga y las moléculas neutras, experimentan interacciones de corto alcance en las colisiones con los iones vecinos, razón por la cual no existen efectos colectivos importantes (p. 8).

Lo anterior es importante ya que la conducción eléctrica a través de un plasma no sigue la ley de Ohm, sino que se rige por los procesos físicos elementales que se dan entre las partículas transportadas en el plasma, y producidas y absorbidas en los electrodos.

Llegado a este punto debemos establecer que el arco eléctrico en un interruptor, es un canal de plasma entre los contactos del mismo, formado después de una descarga eléctrica en el medio de extinción. Dicha descarga ocurre justo antes de la separación de los contactos, pues estos se tocan entre sí en una superficie muy pequeña y la alta densidad de corriente resultante hace que el material de contacto se funda. El material de contacto de fusión prácticamente “explota” y esto conduce a la descarga eléctrica en el medio de extinción, ya sea aire, aceite o SF₆. Para entender este fenómeno, Van der Sluis, L. nos afirma que:

“When the molecular kinetic energy exceeds the combination energy, matter changes from a solid state into a liquid state. When more energy is added by an increase in temperature and the

⁵⁰ Cabe destacar que el plasma es, por mucho, el estado de la materia más común en el universo. Todas las estrellas están compuestas por materia en estado de plasma, e incluso, en el espacio interestelar, tenemos plasma, dando cuenta del 99% de la materia bariónica en el universo observable.

⁵¹ Los plasmas se caracterizan por su grado de ionización, $GI = \frac{N_p}{N}$, donde N_p y N son respectivamente, la densidad de partículas cargadas y neutras por unidad de volumen.

⁵² Se dice que un plasma es “caliente” cuando el gas que lo compone está completamente ionizado o casi completamente ionizado. Por otro lado, se dice que un plasma es “frío” cuando solo una pequeña fracción del gas (por ejemplo, el 1%), se encuentra ionizado.

Van der Waals forces are overcome, matter changes from a liquid state into a gaseous state. A further increase in temperature gives the individual molecules so much energy that they dissociate into separate atoms, and if the energy level is increased even further, orbital electrons of the atoms dissociate into free moving electrons, leaving positive ions. This is called the plasma state. Because of the free electrons and the heavier positive ions in the high-temperature plasma channel, the plasma channel is highly conducting and the current continues to flow after contact separation.” [Cuando la energía cinética molecular de la materia en estado sólido, excede su calor latente⁵³, esta cambia a un estado líquido. Cuando se agrega más energía, por un aumento de la temperatura, y se superan las fuerzas de Van der Waals⁵⁴, la materia cambia de un estado líquido a un estado gaseoso. Un aumento adicional de la temperatura, da a las moléculas individuales tanta energía que se disocian en átomos separados, y si el nivel de energía aumenta aún más, los electrones orbitales de los átomos se disocian en electrones libres, dejando detrás iones positivos; a esto se le llama, estado de plasma. Debido a los electrones libres y los iones positivos más pesados en el canal de plasma de alta temperatura, el canal de plasma es altamente conductor y la corriente continúa fluyendo después de la separación por contacto] (Van der Sluis, L. (2001), p. 59).

Por ejemplo, el nitrógeno, componente principal del aire, se disocia en átomos individuales ($N^2 \rightarrow 2N$) a aproximadamente 7 000 K, y se ioniza ($N^+ + e$) por encima de 9 000 K. Por otro lado, el SF_6 se disocia en átomos de azufre y átomos de flúor a aproximadamente 1 800 K y se ioniza a temperaturas entre 5 000 y 6 000 K. Para temperaturas más altas a la ionización, la conductividad aumenta rápidamente.

El arco eléctrico, desempeña un *papel clave*⁵⁵ en el proceso de interrupción y, por lo tanto, a menudo se trata como un arco de conmutación; de hecho, no hay ningún aparato mecánico que

⁵³ El calor latente es la energía requerida por una cantidad de sustancia para cambiar de fase, de sólido a líquido (calor de fusión) o de líquido a gaseoso (calor de vaporización). Se debe tener en cuenta que esta energía en forma de calor se invierte para el cambio de fase y no para un aumento de la temperatura.

⁵⁴ Las fuerzas de Van der Waals o *interacciones de Van der Waals*, son las fuerzas atractivas y/o repulsivas entre moléculas distintas a aquellas debidas a un enlace intermolecular (Enlace iónico, Enlace metálico y enlace covalente de tipo reticular) o a la interacción electrostática de iones con moléculas neutras.

⁵⁵ El arco eléctrico es, a excepción de los semiconductores de potencia, el único elemento conocido que puede cambiar de un estado conductor a un estado no conductor en un corto período de tiempo.

sea capaz de cortar la corriente sin la ayuda del arco eléctrico, ya que este disipa la energía electromagnética del circuito eléctrico, limita las sobretensiones, pero retarda el corte total de la corriente. El arco eléctrico se puede dividir generalmente en tres regiones: la columna central, la región del *cátodo*^{56 57} y la región del *ánodo*⁵⁸, como se muestra en la Figura 3.4. En esta figura también se observa la distribución de potencial típica a lo largo del canal de arco entre los contactos del interruptor.

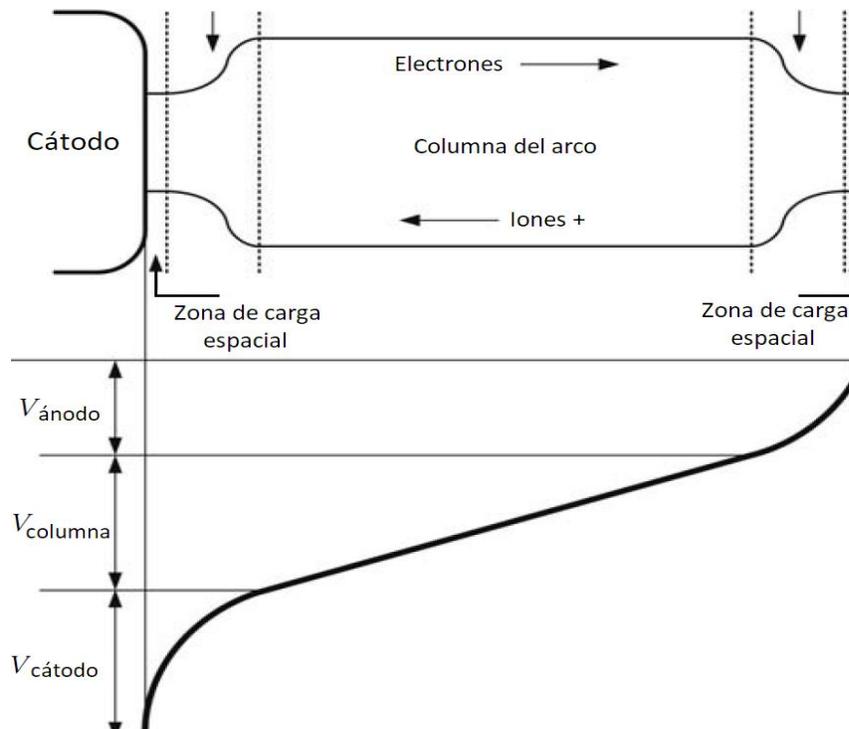


Figura 3.4. Distribución de las regiones de un arco eléctrico – Imagen recuperada (traducida) de [Martínez Velasco, J. A. (2010), p. 451].

Van der Sluis, L. (2001) nos señala que, el gradiente de potencial a lo largo de la columna del arco está en función de la corriente del arco, del intercambio de energía entre el canal de plasma y el medio circundante, la presión, la velocidad del flujo y las propiedades físicas del

⁵⁶ El cátodo es el electrodo con carga negativa, que emite electrones o iones negativos y hacia el cual se mueven los iones positivos.

⁵⁷ La polaridad del cátodo, positiva o negativa, depende del tipo de dispositivo. A veces la condiciona el modo de operación, pues se establece según la dirección de la corriente eléctrica, atendiendo la definición universal de corriente eléctrica. En consecuencia, en un dispositivo que consume energía (como una celda electrolítica) el cátodo es negativo, y en un dispositivo que proporciona energía, como una pila voltaica (o pila de Volta o una batería) el cátodo es positivo.

⁵⁸ El ánodo es el electrodo por el que la corriente entra a un sistema y por el que los electrones dejan el medio (los iones negativos migran hacia el ánodo). Normalmente se vincula al polo positivo del tránsito de la corriente eléctrica

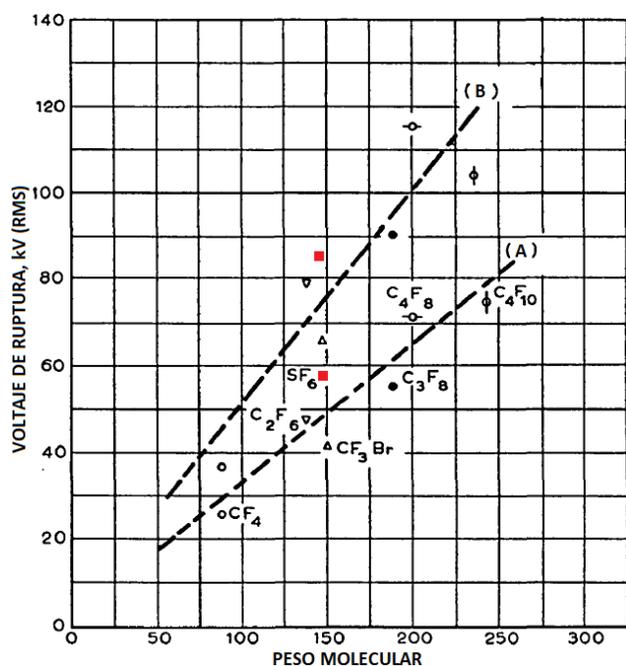
medio circundante. La temperatura máxima en la columna de arco puede oscilar entre **4 000 y 25 000 K**, dependiendo del medio de arco y la configuración de la cámara de extinción (p. 61).

La ionización térmica, como resultado de las altas temperaturas en el arco eléctrico, es causada por colisiones entre los electrones (que se mueven rápidamente), los iones cargados positivamente (de movimiento lento) y los átomos o moléculas con carga neutra. Al mismo tiempo, también hay un proceso de **recombinación**, que se da cuando los electrones y los iones positivos se recombinan para volver a formar un átomo o molécula neutra. Cuando hay un equilibrio térmico, la tasa de ionización está en equilibrio con la tasa de recombinación; **esto anula la carga total del sistema**, ya que el plasma estaría formado por igual número de cargas positivas y negativas. En este caso se habla de un plasma neutro o “casi neutro”. Así mismo, Martínez Velasco, J. A. (2010), afirma que los fenómenos físicos producidos durante el **proceso de recombinación electrón-ión, tienen constantes de tiempo del orden de 10 a 100 ns**, que son mucho más cortas que la tasa de cambio de los fenómenos eléctricos causados en el sistema de energía durante la interrupción de la corriente. Por esta razón, se puede suponer que el arco en el interruptor está en equilibrio de ionización térmica, para cualquier fenómeno transitorio en el sistema (p. 450)

Gases fuertemente electronegativos como el O_2 , Cl_2 o UF_6 , son moléculas con una afinidad electrónica alta; en otras palabras, estas moléculas tienden a atraer electrones libres, formando iones negativos. A este proceso se le conoce como captura electrónica. El hexafluoruro de azufre también posee una fuerte afinidad electrónica (electronegatividad). Esta propiedad presenta diferencias importantes con respecto al mecanismo de descomposición del gas: se puede visualizar si el proceso de captura se considera como lo opuesto a la ionización. Donde el proceso de ionización intenta liberarse, el proceso de captura se esfuerza por eliminar los electrones libres. En el límite, si la unión se llevara a cabo a una velocidad igual a la ionización, no sería posible la descomposición por ionización electrónica.

Camilli, G. (1960) señala que, en un sentido puramente cualitativo, el comportamiento de los gases electronegativos puede describirse como el de una esponja que absorbe los electrones libres que entran en contacto con ella (con la consiguiente asfixia de extensas descargas

*streamers*⁵⁹). La naturaleza de la molécula de gas determina tanto la ionización como la unión del electrón. Las moléculas grandes obviamente son golpeadas más fácilmente y causarán más colisiones, lo que reduce la velocidad promedio del electrón. Por lo tanto, *un gas de mayor peso molecular*⁶⁰ se ionizaría a mayor voltaje y exhibiría una mayor unión de electrones que *uno de menor peso molecular*⁶¹. Esta característica se muestra en la Figura 3.5; como se observa en dicha figura, la relación se aplica tanto en campos uniformes como no uniformes (p. 376).



(A) Pruebas entre placas con bordes redondeados de 3 pulgadas de diámetro, espaciadas de 0 a 5 pulgadas.

(B) Pruebas entre placas cuadradas de 3 pulgadas de longitud, espaciadas a 1 pulgada.

Figura 3.5. Correlación entre la resistencia eléctrica y el peso molecular de distintos fluorogases – Imagen recuperada (traducida) de [Camilli, G. (1960), p. 376].

3.3. Una ecuación de estado para las propiedades termodinámicas del SF₆.

Este subcapítulo tiene el propósito de dar a conocer un panorama general en torno a los experimentos de los que el SF₆ ha sido objeto, y no así, el de aventurarse a plantear una ecuación de estado para describir el comportamiento de dicho gas pues, como veremos más adelante, durante sus más de 100 años de existencia, muchas han sido las ecuaciones postuladas, pero cada una de estas ha tenido diferentes deficiencias al ser comparadas con datos experimentales. Actualmente existe un número significativo de publicaciones, en revistas científicas, dedicadas

⁵⁹ Dentro de las descargas de chispa, existe el fenómeno *streamer*; este es considerado como principal motor de la creación y desarrollo de los plasmas presentes en las descargas disruptivas. Estas son descargas ramificadas en lugar de difusas, donde a cada una de esas ramas se le denomina *streamer*.

⁶⁰ El perfluorobutano C₄F₁₀, posee un peso molecular de 238.03 g/mol.

⁶¹ El tetrafluorometano CF₄, posee un peso molecular de 88.0043 g/mol.

al estudio experimental de las propiedades termodinámicas del SF₆ en diferentes regiones de estado y, a la descripción de su comportamiento con la ayuda de ecuaciones de estado modernas; todo con el fin de poseer tablas de referencia con datos confiables.

Dentro de la comunidad científica, el hexafluoruro de azufre se ha elegido como un fluido modelo para la región crítica, especialmente dado a que su temperatura crítica es cercana a la temperatura ambiente, de la mano de una alta estabilidad química en amplios rangos de temperatura y presión, llevándolo a ser el foco de diferentes experimentos. Para evitar la influencia de la gravedad, algunos de estos experimentos incluso fueron realizados en el espacio. Durante el segundo vuelo del laboratorio espacial europeo *Spacelab*⁶² en 1993, Haupt, A. y Straub, J. (1999)⁶³, midieron un extenso conjunto de datos de la *capacidad calorífica isocórica*⁶⁴ del gas. Más recientemente, y debido a las nuevas mediciones de presión-densidad-temperatura ($p - \rho - T$) de Kurzeja, N. y Wagner, W. (2009)⁶⁵, el SF₆ es la única sustancia para la cual el comportamiento térmico en la región crítica se conoce con extrema exactitud.

Tal y como Guder, C. y Wagner, W. (2009) señalan, fuera de la región crítica muchas mediciones de $p - \rho - T$ fueron realizadas entre 1930 y 1992, pero al comparar los diferentes resultados entre sí, se encontraron incoherencias que llevaron a la conclusión de que eran necesarias nuevas mediciones para mejorar la calidad de los datos. Por lo tanto, con las mediciones de Gilgen, R. et al. (1992)⁶⁶, Funke, M. et al. (2002)⁶⁷, Claus, P. et al. (2003)⁶⁸, e

⁶² En colaboración conjunta norteamericano-alemana, y denominado Spacelab D2.

⁶³ Haupt, A. y Straub, J. (1999). *Evaluation of the isochoric heat capacity measurements at the critical isochore of SF₆ performed during the German Spacelab Mission D-2*. Physical Review E, vol. 59, no. 25, p. 1795-1802.

⁶⁴ Es la energía necesaria que se debe suministrar a toda la masa de una sustancia para elevar su temperatura en una unidad (kelvin o Celsius), mediante una transformación a volumen constante. Se la representa con las letras C_v . Es una propiedad extensiva, ya que su magnitud depende, no solo de la sustancia, sino también de la cantidad de materia del cuerpo o sistema; por ello, es característica de un cuerpo o sistema particular. Por ejemplo, la capacidad calorífica del agua de una piscina olímpica será mayor que la del agua de un vaso. En general, la capacidad calorífica depende además de la temperatura y de la presión.

⁶⁵ Kurzeja, N. & Wagner, W. (2009). (sin publicar). Los datos se encuentran en formato electrónico a disposición del autor Wagner, W. (Wagner@thermo.ruhr-uni-bochum.de).

⁶⁶ Gilgen, R., Kleinrahm, R. y Wagner, W. (1992). *Supplementary measurements of the (pressure, density, temperature) relation of carbon dioxide in the homogeneous region at temperatures from 220 K to 360 K and pressures up to 13 MPa*. The Journal of Chemical Thermodynamics, vol. 24, no. 12, p. 1243-1250.

⁶⁷ Funke, M., Kleinrahm, R. y Wagner, W. (2002). *Measurement and correlation of the (p, ρ, T) relation of sulphur hexafluoride (SF₆). II. Saturated-liquid and saturated-vapour densities and vapour pressures along the entire coexistence curve*. The Journal of Chemical Thermodynamics, vol. 34, no. 6, p. 735-754.

⁶⁸ Claus, P., Kleinrahm, R. y Wagner, W. (2003). *Measurements of the (p, ρ, T) relation of ethylene, ethane, and sulphur hexafluoride in the temperature range from 235K to 520K at pressures up to 30MPa using an accurate single-sinker densimeter*. The Journal of Chemical Thermodynamics, vol. 35, no. 1, p. 159-175.

Ihmels, C. y Gmehling, J. (2002)⁶⁹, se puede decir que el comportamiento $p - \rho - T$ del SF₆ en amplios rangos de la región fluida ha sido redefinido. De esta manera, las inconsistencias mencionadas anteriormente podrían aclararse. Por consiguiente, hoy en día existen datos experimentales de alta precisión disponibles en amplios rangos del fluido, tanto en la región "normal" como en la crítica. Además de la mayor calidad de los nuevos datos experimentales, las técnicas de correlación se han mejorado considerablemente durante las últimas tres décadas. Los algoritmos de vanguardia para optimizar la forma funcional de las ecuaciones de estado fueron desarrollados por Setzmann, U. y Wagner, W. (1989)⁷⁰, y Tegeler, C. et al. (1997)⁷¹; y haciendo uso de ellos se han desarrollado ecuaciones de estado empíricas precisas para varias sustancias (p. 36-37).

3.3.1. Ecuaciones de estado anteriores.

Desde inicios de la década de los 70, se han desarrollado varias ecuaciones de estado para el hexafluoruro de azufre. Sin embargo, ninguna de ellas puede describir los nuevos datos de alta precisión dentro de sus incertidumbres experimentales. Las ecuaciones más antiguas a menudo se diseñaron para reproducir las medidas de un solo autor. La Tabla 6 resume las ecuaciones de estado más destacables.

Tabla 7. Ecuaciones de estado destacables para hexafluoruro de azufre¹.

Autores y año de publicación	Rango de temperatura [K]	Rango de presión ² [MPa]	Rango de densidad ² [kg/m ³]	Numero de términos
Scalabrin, G., Bettio, L., Marchi, P. y Stringari, P. (2007)	223.6-625	≤60	-	47
Span, R. y Wagner, W. (2003)	223.6-521	≤59	-	12
Wyczalkowska, A. K. y Sengers, J. V. (1999)	310-390	-	336-1170	18
de Reuck, K. M., Craven, R. J. B., y Cole, W. A. (1991)	222.38-525	≤55	-	25
Abbaci, A. y Sengers, J. V. (1990)	312-365	-	350-1075	18

⁶⁹ Ihmels, C. y Gmehling, J. (2002). *Densities of Sulfur Hexafluoride and Dinitrogen Monoxide over a Wide Temperature and Pressure Range in the Sub- and Supercritical States*. International Journal of Thermophysics, vol. 23, no. 3, p. 709–743.

⁷⁰ Setzmann, U. y Wagner, W. (1989). *A New Method for Optimizing the Structure of Thermodynamic Correlation Equations*. International Journal of Thermophysics, vol. 10, no. 6, p. 1103–1126,

⁷¹ Tegeler, C., Span, R. y Wagner, W. (1997). *Eine neue Fundamentalgleichung für das fluide Zustandsgebiet von Argon für Temperaturen von der Schmelzlinie bis 700 K und Drücke bis 1000 MPa*. VDI Fortschritt-Berichte, Reihe 3, Nr. 480, Alemania: VDI-Verlag: Düsseldorf.

Cole, W. A. y de Reuck, K. M. (1990)	222.38-525	≤ 55	-	26
Prisyazhnyi, A. P., Totskii, E. E., y Ustyuzhanin, E. E. (1989)	240-500	0.01-150	-	50
Oda, A., Uematsu, M., y Watanabe, K. (1983)	222.35-500	≤ 50	$\leq 2\ 000$	24
Altunin, V. V. (1978)	230-550	≤ 52	$\leq 1\ 920$	40

¹Elaborado con información recuperada de [A Reference Equation of State for the Thermodynamic Properties of Sulfur Hexafluoride (SF_6) for Temperatures from the Melting Line to 625 K and Pressures up to 150 MPa, p. 36].

²Las propiedades faltantes de deben a la forma de la ecuación utilizada.

Sin embargo, cada una de las ecuaciones publicadas anteriormente tiene varias de las siguientes desventajas:

- Los nuevos datos de alta precisión para las propiedades termodinámicas del hexafluoruro de azufre no están representadas dentro de su incertidumbre experimental.
- Los datos en la región crítica extendida no se describen dentro de su precisión.
- La extrapolación a temperaturas y presiones fuera del rango de validez produce resultados físicamente irrazonables.
- Se observa un comportamiento poco razonable en regiones con situaciones de datos deficientes.
- Los valores de temperatura no corresponden a la Escala de temperatura internacional actual de 1990 (ITS-90).

Altunin, V. V. (1978) desarrolló una ecuación de estado explícita a presión basada en un análisis de datos. Sin embargo, desde 1978 la calidad de los datos ha mejorado significativamente y, por lo tanto, la ecuación no cumple con las demandas actuales de precisión. Las ecuaciones de presión de Oda, A. et al. (1983) y Prisyazhnyi, A. P. et al. (1989) se pueden evaluar de manera similar. Mientras que la ecuación de Oda, A. et al (1983) es más corta que la ecuación de Altunin, V. V. (1978), Prisyazhnyi et al. (1989) aumentaron el rango de validez a presiones más altas al tomar en cuenta las mediciones de Prisyazhnyi y Totskii (1987). Finalmente, en el 2009, Guder, C. y Wagner, W., presentan una nueva ecuación de estado para el hexafluoruro de azufre. Esta ecuación supera las deficiencias antes mencionadas, siendo capaz de describir la superficie termodinámica en todo el rango cubierto por datos experimentales confiables dentro de sus incertidumbres experimentales. La nueva ecuación se desarrolló utilizando procedimientos de ajuste actuales y algoritmos de optimización lineales y

no lineales de última generación. Muchos autores coinciden en que los datos obtenidos mediante dicha ecuación son confiables, y nosotros recomendamos ampliamente su uso. Estos datos se pueden consultar en su artículo *A Reference Equation of State for the Thermodynamic Properties of Sulfur Hexafluoride (SF₆) for Temperatures from the Melting Line to 625 K and Pressures up to 150 MPa* [Una ecuación de estado de referencia para las propiedades termodinámicas del hexafluoruro de azufre (SF₆) para temperaturas desde la línea de fusión hasta 625 K y presiones de hasta 150 MPa].

3.4. Propiedades del SF₆

La Tabla 8 posee datos de referencia, recuperados de distintas fuentes.

Tabla 8. Propiedades claves del SF₆¹.

Propiedad		Dato
Peso molecular ⁷²		146.055 419 2 g/mol
Constante específica del SF ₆		0.056 926 829 87 kJ/kg·K
Contenido de azufre		21.95 %
Contenido de flúor		78.05 %
Punto crítico ⁷³	Temperatura	318.723 2 K (45.573 2 ° C)
	Presión	3.754 983 MPa
	Densidad	742.3 kg/m ³
Punto triple ⁷⁴	Temperatura	223.555 K (-49.595 ° C)
	Presión	0.231 429 MPa
Punto de sublimación	Temperatura	209.54 K (-63.61 ° C)
	Presión	0.1 MPa
Solubilidad en agua (25 ° C; 1 atm)		0.001 ml/ml de agua
Solubilidad en aceite de transformador		0.297 ml/ml de aceite
Potencial de calentamiento global (GWP)		23 500
Toxicidad		No ⁷⁵

¹Elaborado con información recuperada de [Estudio tecnológico del hexafluoruro de azufre, p. 48-67], [Pruebas de mantenimiento al hexafluoruro de azufre (SF₆) en una subestación encapsulada, p. 3-26], [Equipo de interrupción de alta tensión aislado en hexafluoruro de azufre (SF₆), p. 3-19], [Elimination of SF₆ from transmission system equipment, p. 11-17], [IEEE Std C37.122.3-2011 Guide for SF₆ Gas Handling for High-Voltage (over 1000 Vac) Equipment, p. 3-5] y [A Reference Equation of State for the Thermodynamic Properties of Sulfur Hexafluoride (SF₆) for Temperatures from the Melting Line to 625 K and Pressures up to 150 MPa, p. 92],

⁷² El peso molecular o masa molar (símbolo *M*), de una sustancia dada, es una propiedad física definida como su masa por unidad de cantidad de sustancia (1 mol).

⁷³ El punto crítico es aquel límite para el cual el volumen de un líquido es igual al de una masa igual de vapor o, dicho de otro modo, en el cual las densidades del líquido y del vapor son iguales.

⁷⁴ El punto triple se da en condiciones de temperatura y presión a las que pueden coexistir en equilibrio las tres fases de una sustancia pura: sólida, líquida y gaseosa.

⁷⁵ Las altas concentraciones de SF₆ conducirán a la asfixia

El gas SF₆ nuevo, debe cumplir con la norma IEC 60376 y la presión nominal del gas SF₆ no debe ser mayor que la presión de diseño. En la Tabla 9 se dan las propiedades de saturación para el hexafluoruro de azufre en el límite de la fase vapor-líquido, en función de la temperatura. Algunos autores también llaman *presión de vapor*⁷⁶ a la presión de saturación (mostrada en la Tabla 9); para cada temperatura los valores en la primera línea corresponden a la línea de líquido saturado y los valores en la segunda línea corresponden a la línea de vapor saturado.

Tabla 9. Propiedades termodinámicas del SF₆ en función de la temperatura¹.

T [K]	p [MPa]	ρ [kg/m ³]	c_v [kJ/kg·K]	c_p [kJ/kg·K]
223.555 ²	0.231 425	1 845.03	0.527 53	0.837 12
		19.56	0.483 31	0.563 09
224	0.235 809	1 842.85	0.528 45	0.838 50
		19.911	0.484 43	0.564 57
226	0.256 302	1 832.97	0.532 57	0.844 71
		21.55	0.489 48	0.571 29
228	0.278 124	1 823	0.536 65	0.850 98
		23.292	0.494 53	0.578 12
230	0.301 330	1 812.92	0.540 69	0.857 30
		25.143	0.499 58	0.585 07
232	0.325 974	1 802.73	0.544 70	0.863 69
		27.107	0.504 64	0.592 14
234	0.352 112	1 792.43	0.548 67	0.870 17
		29.19	0.509 71	0.599 36
236	0.379 801	1 782.01	0.552 62	0.876 73
		31.398	0.514 78	0.606 72
238	0.409 099	1 771.47	0.556 54	0.883 40
		33.736	0.519 86	0.614 24
240	0.440 064	1 760.8	0.560 43	0.890 18
		36.21	0.524 95	0.621 93
242	0.472 753	1 750	0.564 31	0.897 10
		38.826	0.530 04	0.629 81
244	0.507 228	1 739.05	0.568 16	0.904 16
		41.593	0.535 15	0.637 90
246	0.543 547	1 727.96	0.572 00	0.911 38
		44.517	0.540 28	0.646 21
248	0.581 772	1 716.72	0.575 82	0.918 78
		47.606	0.545 41	0.654 76
250	0.621 964	1 705.31	0.579 64	0.926 38
		50.867	0.550 56	0.663 56
252	0.664 186	1 693.73	0.583 44	0.934 19

⁷⁶ La presión de vapor o presión de saturación, es la presión a la que, a cierta temperatura, las fases líquida y gaseosa se encuentran en equilibrio, sin embargo, su valor no guarda relación con las cantidades de líquido y vapor presentes.

		54.311	0.555 71	0.672 63
254	0.708 501	1 681.98	0.587 23	0.942 25
		57.945	0.560 85	0.681 99
256	0.754 973	1 670.04	0.591 02	0.950 57
		61.782	0.565 97	0.691 66
258	0.803 667	1 657.9	0.594 81	0.959 19
		65.83	0.571 08	0.701 69
260	0.854 649	1 645.54	0.598 60	0.968 14
		70.103	0.576 18	0.712 12
262	0.907 986	1 632.97	0.602 38	0.977 47
		74.613	0.581 29	0.723 04
264	0.963 745	1 620.16	0.606 17	0.987 20
		79.374	0.586 44	0.734 55
266	1.021 996	1 607.1	0.609 97	0.997 39
		84.401	0.591 69	0.746 78
268	1.082 807	1 593.78	0.613 77	1.008 1
		89.711	0.597 07	0.759 84
270	1.146 251	1 580.17	0.617 59	1.019 4
		95.322	0.602 62	0.773 87
272	1.212 400	1 566.25	0.621 42	1.031 3
		101.25	0.608 34	0.788 96
274	1.281 328	1 552.01	0.625 29	1.044 0
		107.53	0.614 24	0.805 23
276	1.353 110	1 537.41	0.629 19	1.057 5
		114.17	0.620 29	0.822 80
278	1.427 825	1 522.44	0.633 14	1.071 9
		121.21	0.626 45	0.841 77
280	1.505 551	1 507.05	0.637 16	1.087 5
		128.67	0.632 71	0.862 31
282	1.586 372	1 491.22	0.641 26	1.104 3
		136.6	0.639 03	0.884 65
284	1.670 371	1 474.9	0.645 45	1.122 7
		145.03	0.645 41	0.909 08
286	1.757 636	1 458.05	0.649 78	1.142 8
		154.01	0.651 85	0.936 01
288	1.848 259	1 440.6	0.654 25	1.165 0
		163.6	0.658 38	0.965 99
290	1.942 334	1 422.51	0.658 90	1.189 7
		173.85	0.665 04	0.999 72
292	2.039 961	1 403.69	0.663 76	1.217 6
		184.85	0.671 89	1.038 2
294	2.141 244	1 384.05	0.668 87	1.249 4
		196.68	0.679 01	1.082 6
296	2.246 294	1 363.49	0.674 29	1.286 0
		209.46	0.686 48	1.134 6
298	2.355 227	1 341.86	0.680 08	1.328 9
		223.32	0.694 41	1.196 7

300	2.468 172	1 319	0.686 33	1.380 1
		238.43	0.702 90	1.272 2
302	2.585 263	1 294.67	0.693 16	1.442 5
		255.02	0.712 12	1.366 1
304	2.706 653	1 268 .59	0.700 74	1.520 8
		273.38	0.722 26	1.486 3
306	2.832 507	1 240.34	0.709 30	1.622 5
		293.91	0.733 59	1.645 6
308	2.963 016	1 209.33	0.719 16	1.760 7
		317.2	0.746 54	1.866 9
310	3.098 401	1 174.67	0.730 84	1.961 3
		344.14	0.761 78	2.194 7
311	3.168 002	1 155.55	0.737 62	2.100 4
		359.40	0.770 62	2.425 6
312	3.238 926	1 134.87	0.745 28	2.281 2
		376.21	0.780 59	2.729 0
313	3.311 218	1 112.24	0.754 12	2.526 5
		394.95	0.792 06	3.144 7
314	3.384 929	1 087.08	0.764 65	2.878 7
		416.21	0.805 66	3.747 8
315	3.460 122	1 058.42	0.777 85	3.428 7
		440.95	0.822 47	4.697 6
316	3.536 876	1 024.55	0.795 74	4.410 0
		470.88	0.844 57	6.400 5
317	3.615 299	981.73	0.823 48	6.650 9
		509.72	0.876 98	10.269
318	3.695 565	917.87	0.880 30	16.370
		569.56	0.936 93	26.348
318.1	3.703 704	908.75	0.890 22	19.351
		578.26	0.946 67	31.094
318.2	3.711 866	898.61	0.901 82	23.646
		587.98	0.957 81	37.818
318.3	3.720 051	887.07	0.915 69	30.298
		599.09	0.970 80	48.017
318.4	3.728 260	873.52	0.932 84	41.774
		612.2	0.986 38	65.157
318.5	3.736 495	856.71	0.955 17	65.472
		628.54	1.005 8	99.311
318.6	3.744 758	833.52	0.987 08	136.100
		651.25	1.031 9	195.181
318.7	3.753 053	787.75	1.045 8	1 027.68
		696.67	1.072 1	1 273.30
318.723 2³	3.754 983	742.3	-	-

¹Elaborado con información recuperada de [A Reference Equation of State for the Thermodynamic Properties of Sulfur Hexafluoride (SF₆) for Temperatures from the Melting Line to 625 K and Pressures up to 150 MPa, p. 71-73].

²Punto triple.

³Punto crítico.

Como Fihman, A. (1976) lo señala, no es inusual que, al utilizarlo, el SF₆ alcance temperaturas superiores a su temperatura crítica (45.573 2 ° C) y, en consecuencia, hay que tener en cuenta que la presión desarrollada en el contenedor dependerá de la densidad de llenado, es decir, la masa de SF₆/volumen del contenedor. Es importante que la densidad de llenado sea muy inferior a la densidad crítica. En la práctica, la **densidad de llenado es del orden de 10 a 50 kg/m³** (p. 7-8). La densidad de las fases sólida y líquida, en función de la temperatura, varía de acuerdo a la Tabla 10. La densidad de la fase gaseosa, a temperatura constante, en función de la presión, se indica en la Tabla 11.

Tabla 10. Densidad del SF₆ en sus fases sólida y líquida¹.

Fase sólida		Fase líquida ²	
T [K]	ρ [kg/m ³]	T [K]	ρ [kg/m ³]
0.15	2 740	223.555	1 845.03
78.15	2 683	230	1 812.92
223.15	2 510	240	1 760.80
		250	1 705.31
		260	1 645.54
		270	1 580.17
		280	1 507.05
		290	1 422.51
		300	1 319.00
		310	1 174.67
		315	1 058.42
		318.723 2	742.30

¹Elaborado con información recuperada de [Estudio tecnológico del hexafluoruro de azufre, p. 52-53] y [A Reference Equation of State for the Thermodynamic Properties of Sulfur Hexafluoride (SF₆) for Temperatures from the Melting Line to 625 K and Pressures up to 150 MPa, p. 71-73].

²Para mas valores, consultar la Tabla 8.

Tabla 11. Densidad del SF₆ en su fase gaseosa¹.

p [MPa]	ρ [kg/m ³]			
	a 295 K (21.85 ° C)	a 305 K (31.85 ° C)	a 315 K (41.85 ° C)	a 325 K (51.85 ° C)
0.10	6.025	5.820	5.629	5.451
0.15	9.056	8.763	8.478	8.209
0.20	12.138	11.744	11.358	10.992
0.25	15.270	14.764	14.268	13.801
0.50	31.682	30.429	29.287	28.240
0.75	49.280	47.088	45.139	43.385
1.00	68.266	64.898	61.946	59.324

¹Elaborado a base de información recuperada de [Estudio tecnológico del hexafluoruro de azufre, p. 53], [Equipo de interrupción de alta tensión aislado en hexafluoruro de azufre (SF₆), p. 8] y [A Reference Equation of State for the Thermodynamic Properties of Sulfur Hexafluoride (SF₆) for Temperatures from the Melting Line to 625 K and Pressures up to 150 MPa, p. 73-77].

La sublimación consiste en el cambio de estado de la materia sólida al estado gaseoso sin pasar por el estado líquido. Como lo señala Villeda Alvarado, M. A. (1986), el SF₆ pasa directamente de la fase sólida a la gaseosa, y no existe en forma de líquido sino bajo a presión (p. 5). La Tabla 12, muestra la temperatura de sublimación del SF₆ a diferentes presiones.

Tabla 12. Temperatura de sublimación del SF₆ a diferentes presiones¹.

p [MPa]	T [K]
0.1	209.54
0.5	223.70
1.0	223.98
1.5	224.25
2.0	224.53
3.0	225.09
4.0	225.66
5.00	226.24
10.0	229.21
15.0	232.29
20.0	235.45
25.0	238.65
50.0	254.32
75.0	268.63
100.0	281.52
150.0	304.00

¹Elaborado con información recuperada de [A Reference Equation of State for the Thermodynamic Properties of Sulfur Hexafluoride (SF₆) for Temperatures from the Melting Line to 625 K and Pressures up to 150 MPa, p. 73-90],

El SF₆ es prácticamente estable hasta la temperatura de 773 K, sin embargo, el valor de la temperatura de disociación térmica de éste gas, respecto a la de otros aislantes gaseosos, es relativamente baja. En la Figura 3.6⁷⁷ se observa la *curva de conductividad*⁷⁸ térmica del SF₆, la cual es notablemente inferior a la del N₂. Dicha curva hace resaltar una de las cualidades excepcionales de este gas: **la extinción del arco por la técnica del enfriamiento térmico.**

⁷⁷ Elaborado a base de información recuperada de [Transport Properties of Nitrogen, Hydrogen, Oxygen, and Air to 30,000 K, p. 33, 52],

⁷⁸ La conductividad térmica es una propiedad física de los materiales que mide la capacidad de conducción de calor. En otras palabras, la conductividad térmica es también la capacidad de una sustancia de transferir la energía cinética de sus moléculas a otras adyacentes o a sustancias con las que está en contacto. La conductividad térmica es una magnitud intensiva. Su magnitud inversa es la resistividad térmica, que es la capacidad de los materiales para oponerse al paso del calor.

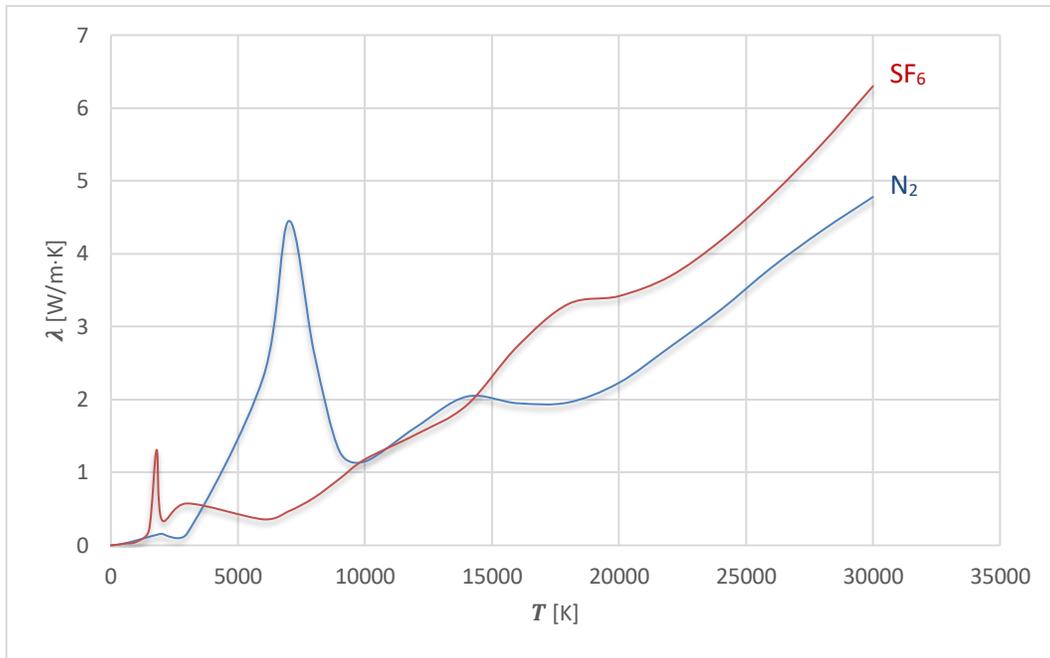


Figura 3.6. Comparación entre la conductividad térmica del SF₆ y el N₂, a presión de 0.1 MPa.

En la Figura 3.7 (datos mostrados en la Tabla 13), la cresta de conductividad térmica corresponde a la temperatura de disociación de la molécula de SF₆ (1 800 – 2 000 K) que conlleva, después de la recomposición de la molécula en la periferia del arco, una absorción importante de calor, favoreciendo el enfriamiento rápido del medio.

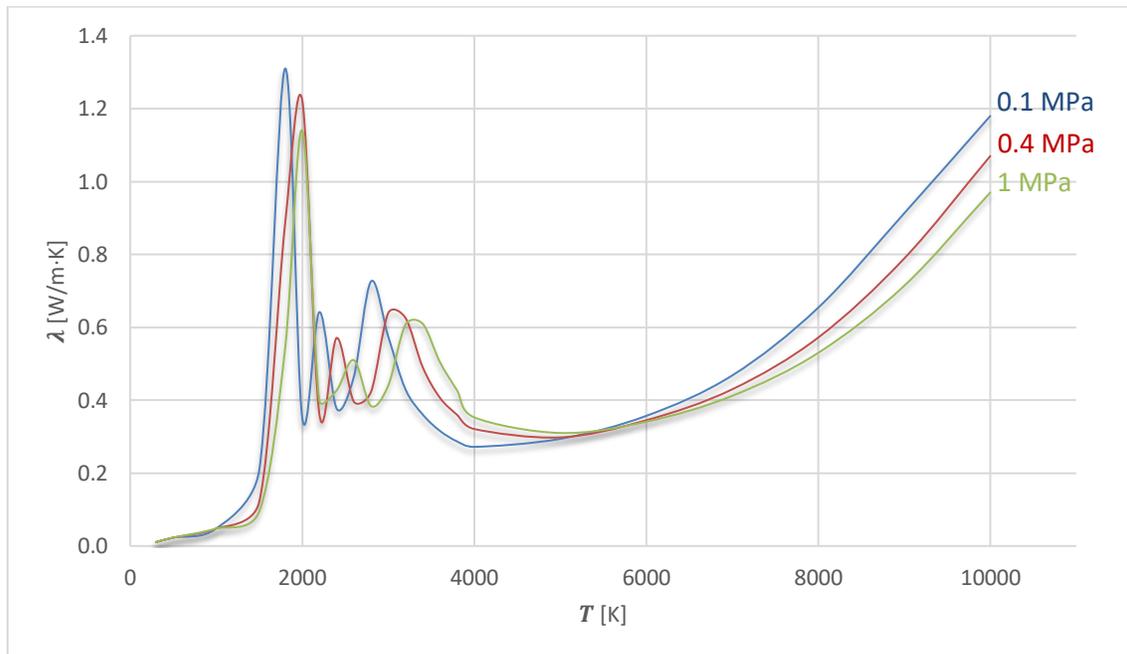


Figura 3.7. Conductividad térmica del SF₆ hasta los 10 000 K y presiones de 0.1, 0.4 y 1 MPa.

Tabla 13. Conductividad térmica del SF₆ a temperaturas de 300 - 30 000 K y presiones de 0.1 - 1 MPa¹.

<i>T</i> [K]	0.1 MPa	0.4 MPa	1 MPa
	λ [W/m·K]		
300	0.010 6	0.010 6	0.010 6
500	0.022 9	0.022 9	0.022 9
1 000	0.048	0.047 9	0.047 9
1 500	0.208	0.121	0.094 7
1 800	1.310	0.882	0.540
2 000	0.352	1.223	1.140
2 200	0.642	0.361	0.398
2 400	0.377	0.571	0.427
2 600	0.464	0.396	0.510
2 800	0.726	0.423	0.384
3 000	0.575	0.639	0.440
3 200	0.430	0.626	0.607
3 400	0.361	0.491	0.610
3 600	0.316	0.407	0.505
3 800	0.287	0.360	0.427
4 000	0.272	0.321	0.353
5 000	0.294	0.298	0.310
6 000	0.357	0.345	0.341
7 000	0.468	0.430	0.412
8 000	0.654	0.572	0.530
9 000	0.913	0.789	0.714
10 000	1.180	1.070	0.970
12 000	1.520	1.620	1.590
14 000	1.920	2.110	2.170
16 000	2.730	2.840	2.900
18 000	3.310	3.770	3.860
20 000	3.420	4.430	4.840
22 000	3.690	4.790	5.670
24 000	4.180	5.260	6.260
26 000	4.800	5.910	6.960
28 000	5.510	6.750	7.790
30 000	6.300	7.640	8.730

¹Elaborado con información recuperada de [Thermodynamic properties and transport coefficients in SF₆ - Cu mixtures at temperatures of 300 - 30 000 K and pressures of 0.1 - 1 MPa, p. 1201-1202],

IV. INTERRUPTORES DE POTENCIA AL VACÍO.

4.1. Introducción.

Los interruptores de vacío, por sus siglas en inglés VI (Vacuum Interrupter), como elementos de interrupción de corriente para contactores, reconectores o interruptores automáticos, han funcionado con éxito en redes de distribución durante más de 45 años y, como lo señala Falkingham, L. T. (2011), la interrupción de corriente en vacío es, hoy en día, la tecnología dominante en todo el mundo para voltajes de hasta 52 kV; e incluso es considerada como la principal candidata para reemplazar a la tecnología de interrupción en SF₆ para voltajes más altos (ver Figura 4.1). Entre las razones de la popularidad de los VI se encuentran su compacidad, su rango de aplicación, su bajo costo, excelente vida eléctrica y mecánica, y su facilidad de implementación; pero sin duda, la que más resalta, es su gran fiabilidad (p. 701).



Figura 4.1. Tubos de maniobra al vacío para 72.5 kV y 145 kV - Imagen recuperada de [Catálogo Siemens - 3AV1 blue circuit-breakers · 2016, p. 1].

La tecnología de interrupción en el vacío se puso en servicio a inicios de la década de 1960, y desde entonces se han fabricado millones de estos interruptores. Se estima que más de un millón de interruptores de vacío se fabrican anualmente en todo el mundo.

4.2. Investigaciones que condujeron al desarrollo de los VI y desarrollos recientes.

A inicios de la década de 1920, el Prof. Sorensen, R. W. del California Institute of Technology, y su asociado Mendenhall, H. E., investigaron la interrupción en el vacío, probándola en diferentes dispositivos durante un período de tres años (ver Figura 4.2). En 1926, Sorensen

publicaría un *informe*⁷⁹ con sus resultados, afirmando que los VI han tenido éxito en interrumpir circuitos eléctricos, y ofrecen una posible solución al problema de la interrupción de potencia, aun presente en esa época.

“The results of these experiments cannot be taken as conclusive evidence that a new type of electric switch has been developed, because the limits of performance have not been determined and there are many problems relating to details that must be solved to make the switch practical. The switch, however, was never the limiting factor in any of the tests made. There is, therefore, certainly sufficient encouragement to warrant further investigation of the subject for the purpose of determining the fundamentals of switching phenomena...” [Los resultados de estos experimentos no pueden tomarse como evidencia concluyente de que se ha desarrollado un nuevo tipo de interruptor eléctrico, ya que los límites de rendimiento no se han determinado y hay muchos problemas relacionados con los detalles que deben resolverse para que el interruptor sea práctico. La interrupción, sin embargo, nunca fue el factor limitante en ninguna de las pruebas realizadas. Por lo tanto, existe un estímulo suficiente para justificar una mayor investigación del tema con el fin de determinar los fundamentos de los fenómenos de interrupción...] (Sorensen, R. W. y Mendenhall, H. E. (1926), p. 1206).

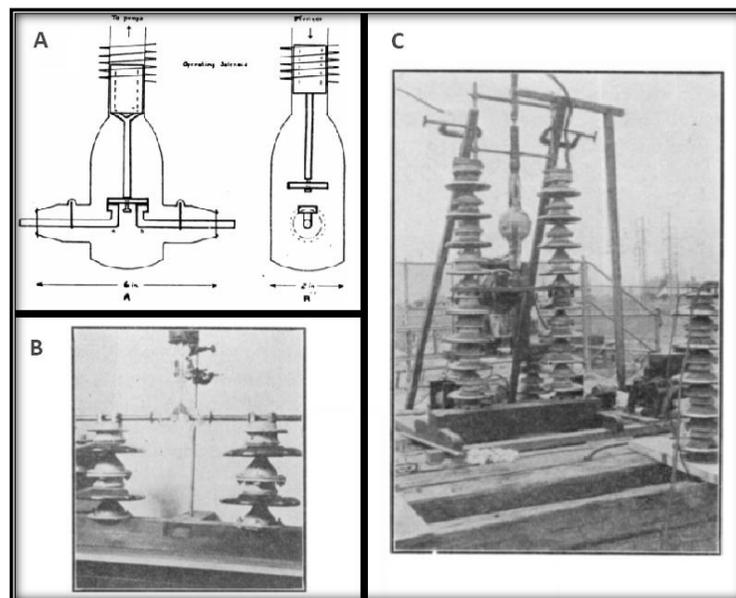


Figura 4.2. Primeros tres VI construidos por Sorensen, R. W., en el California Institute of Technology – Imagen recuperada de [Sorensen, R. W. (1926), p. 1204-1205].

⁷⁹ Sorensen, R. W. & Mendenhall H. E. (1926). Vacuum Switching Experiments at California Institute of Technology. Transactions of the American Institute of Electrical Engineers., vol. 45, no. 12, p. 1203-1206.

Poco después de que Sorensen, R. W. y Mendenhall, H. E. (1926) publicaran su informe, la General Electric Company adquirió los derechos de patente del California Institute of Technology y comenzó un extenso programa de desarrollo, sin embargo, y a pesar del optimismo mostrado por Sorensen, este programa se terminó en 1931 sin alcanzar el éxito industrial, debido a la falta de la tecnología para la manufactura. No obstante, resulta apropiado resaltar el esfuerzo inicial realizado por la General Electric, para con los interruptores de vacío.

Quedará claro que un interruptor de potencia sellado al vacío, no podría haberse desarrollado hasta que nuevas tecnologías y avances científicos en varios campos lo hicieran posible. El uso de interruptores de vacío fue *discutido*⁸⁰ en 1946 en una conferencia interna sobre interruptores de circuito en la General Electric. El tiempo fue propicio hasta mediados de la década de 1950⁸¹.

Más tarde, en 1958, el Prof. Sorensen publicó una *revisión histórica*⁸² que cubre sus propios estudios pioneros y algunas de las posteriores aplicaciones en ingeniería de un VI fabricado comercialmente por la General Electric. En estas publicaciones, Sorensen muestra las principales características deseables de un interruptor de vacío. De estas pueden mencionarse: alta resistencia a la rotura para gaps cortos; interrupciones de medio ciclo de corrientes de potencia; y un tamaño relativamente pequeño de la unidad de interrupción y del mecanismo de accionamiento.

Como lo señala Cobine, J. D. (1962), el interruptor de vacío, que comenzó con tanta promesa en 1926, tardó más de 30 años en alcanzar el grado de desarrollo y fiabilidad demostrado por el interruptor de potencia al vacío que *General Electric anunciara en 1961*⁸³ (p. 13).

⁸⁰ La idea del interruptor al vacío también se estaba examinando en ese momento en, al menos, otros dos laboratorios, a saber, Westinghouse (ahora Eaton Corporation, quienes presentaron sus primeros diseños en el mercado de reconectores a fines de los años sesenta) y Jennings Radio Manufacturing Corporation.

⁸¹ Durante la Segunda Guerra Mundial se hicieron rápidos avances en tecnología y era lógico que las viejas ideas se reexaminaran.

⁸² Sorensen, R. W. (1958). The Power Application Vacuum Switch. *Electrical Engineering*, vol. 77, no. 2, p. 150-154.

⁸³ General Electric, produjo los primeros interruptores de vacío con una tensión nominal de 15 kV a corrientes de corte de cortocircuito de 12.5 kA.

Por otra parte, en los sistemas de distribución con líneas montadas en postes, los interruptores de vacío han sido ampliamente utilizados en Japón (ver Figura 4.3), esencialmente en áreas densamente pobladas donde se requiere una alta resistencia al fuego y un bajo mantenimiento. En el artículo del 2006, *History of vacuum circuit breakers and recent developments in Japan* [Historia de los interruptores de circuito al vacío y desarrollos recientes en Japón], Homma, M., Sakaki, M., Kaneko, E., y Yanabu, S., afirman que:

“In the 1960’s, loss of vacuum in interrupters was feared when we considered using vacuum switches. At that time, we decided the philosophy to diminish the threat of vacuum leaks could be cleared up by establishing quality assurance techniques in design and manufacturing processes.” [En la década de 1960, cuando consideramos su uso, se temía la pérdida de vacío en los interruptores. En ese momento, decidimos que la filosofía para disminuir la amenaza de fugas de vacío se podría aclarar mediante el establecimiento de técnicas de garantía de calidad en los procesos de diseño y fabricación.] (Homma, M., Sakaki, M., Kaneko, E., & Yanabu, S. (2006), p. 86).

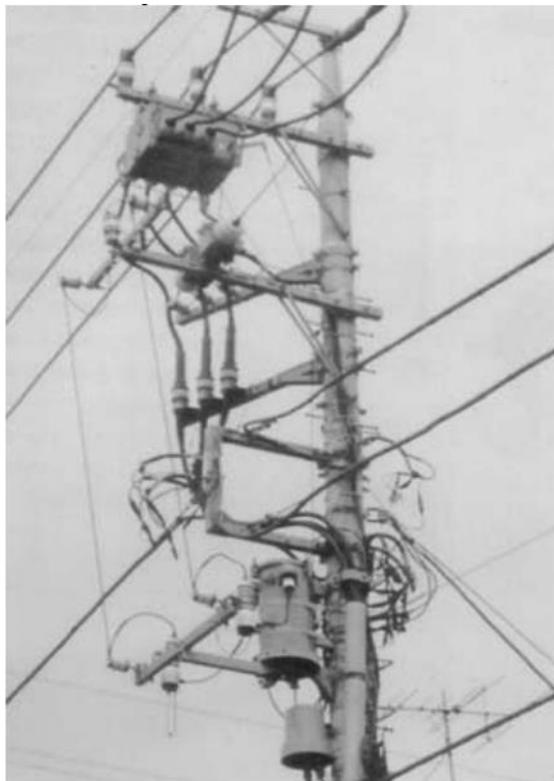


Figura 4.3. Interruptor de vacío comercializado a principios de 1960 – Imagen recuperada de [Homma, M., Sakaki, M., Kaneko, E., & Yanabu, S. (2006), p. 86].

A pesar del uso de alta tecnología y de materiales especiales en la fabricación de los VI, estos son dispositivos esencialmente simples, con una sola parte móvil. La Figura 4.4 muestra los componentes principales de un interruptor típico actual.

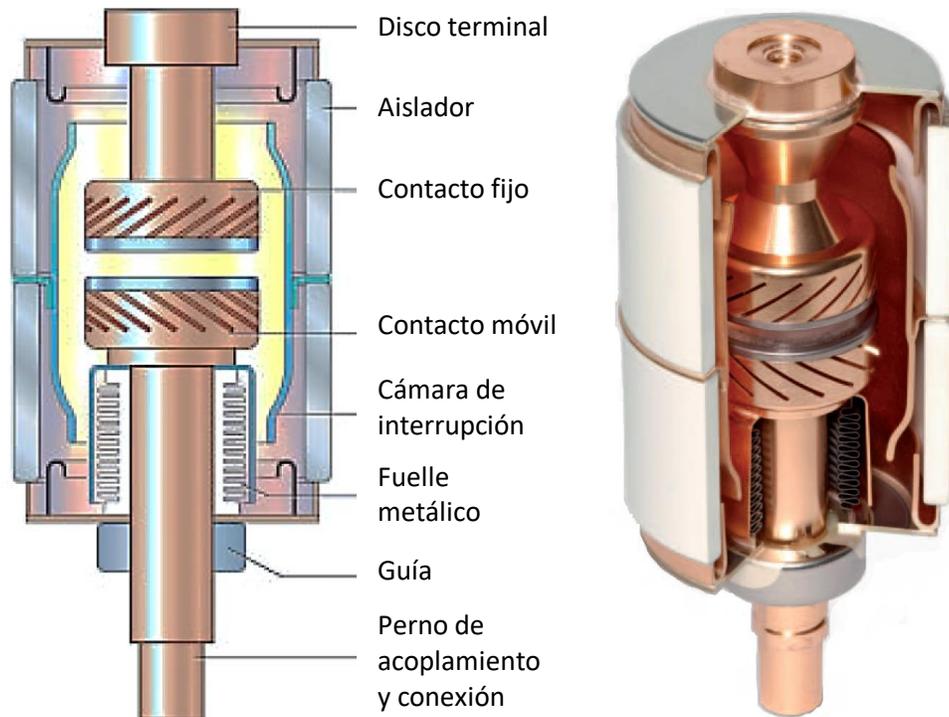


Figura 4.4. Componentes principales, y seccionamiento, de un tubo de maniobra al vacío típico – Imagen recuperada de [Catálogo Siemens – HG 11.01 · 2007, p. 10] y [Catálogo Siemens – HG 11.02 · 2013, p. 2].

Los VI son dispositivos "sellados de por vida", por lo que se deben fabricar con el nivel adecuado de vacío en su interior y, dicho nivel, debe mantenerse durante toda su vida útil. Estos interruptores se fabrican bajo un proceso bastante sofisticado, utilizando un equipo escrupulosamente limpio, y realizando el ensamblaje dentro de una *clean room*⁸⁴. Este proceso de fabricación altamente controlado, contribuye en gran medida a la extremadamente buena fiabilidad y consistencia de rendimiento en estos dispositivos. En 1987, Okawa, M., Tsutsumi, T., y Aiyoshi, T., ya realizaban estudios sobre dicha fiabilidad. En su artículo, *Reliability and field experience of vacuum interrupters* [Fiabilidad y experiencia de campo de los interruptores de vacío], dichos autores analizaron diez de los primeros años de la implementación de estos interruptores; los datos obtenidos evidenciaron las diferentes causas que provocaban la pérdida de vacío. La Tabla 13 resume estos datos.

⁸⁴ Es una sala especialmente diseñada para obtener bajos niveles de contaminación.

Tabla 14. Causas que provocaban la pérdida de vacío en los VI (1965 - 1975)¹.

Causa/fuente de problemas		Porcentaje [%]
Mano de obra	Soldadura	13
	Sellado	13
Manejo	Exceso de estrés mecánico	17
	Choque mecánico	13
Medio ambiente	Corrosión	38
Otros		6

¹Elaborado con información recuperada de [Reliability and field experience of vacuum interrupters, p. 801],

La Figura 4.5, muestra la producción de los interruptores de vacío junto con las cifras de falla. Como se observa, la mayoría de las fallas de vacío ocurrieron en los primeros 8 años. Durante este periodo se hicieron esfuerzos continuos para mejorar la fiabilidad de los VI, como resultado de esto, la probabilidad de una fuga de vacío actualmente se considera despreciable.

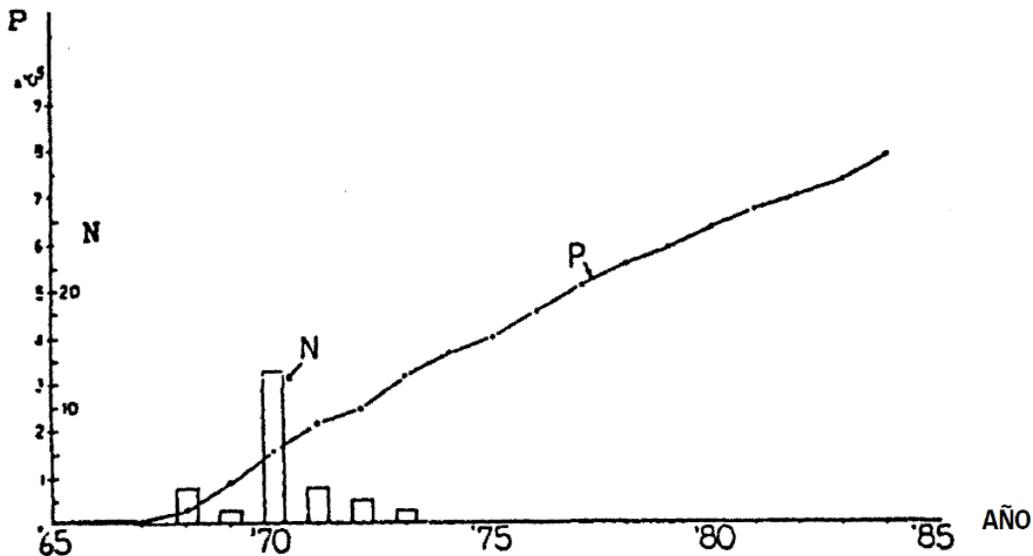


Figura 4.5. Número acumulado de unidades producidas (P) y número de fallas de vacío por año (N) – Imagen recuperada de [Okawa, M., Tsutsumi, T., & Aiyoshi, T. (1987), p. 803].

Después de una muy lenta aceptación por parte de los usuarios finales, los productos que contienen interruptores de vacío han ganado gradualmente una posición dominante en el mercado de distribución de electricidad, desplazando a la tecnología de interrupción en hexafluoruro de azufre, como se muestra en la Figura 4.6⁸⁵.

⁸⁵ Elaborado a base de información recuperada de [A History of Fifty Years of Vacuum Interrupter Development. (The English Connection), p. 706] y [Vacuum interrupter, high reliability component of distribution switches, circuit breakers and contactors, p. 336].

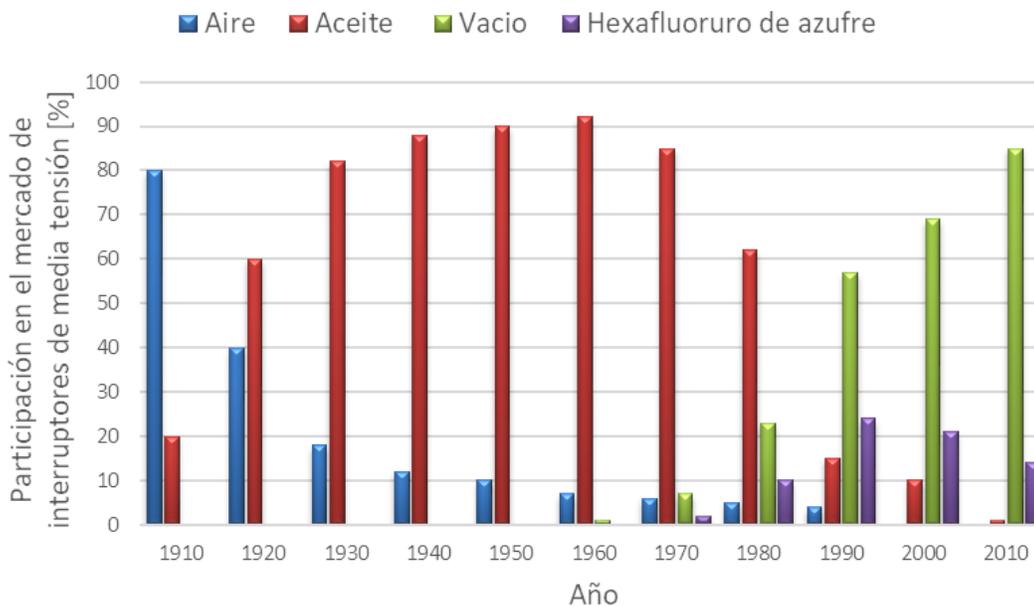


Figura 4.6. Ventas anuales de interruptores para media tensión, según su tecnología.

Los interruptores de vacío presentan un rango de aplicación cada vez más amplio; logrando interrumpir corrientes de falla de hasta 100 kA y empleándose a voltajes que van de 1 a 145 kV, e inclusive, investigaciones recientes muestran el diseño eléctrico de interruptores automáticos de vacío a tensiones de 245 kV^{86 87} (ver Figura 4.7).

Los interruptores de vacío son, por su naturaleza, dispositivos sellados, y no es posible realizar el mantenimiento en la unidad del interruptor. Sin embargo, esto no es un problema, ya que los VI están diseñados para ser capaces de realizar un gran número de operaciones de conmutación mecánicas y eléctricas, y de hecho se considera una gran ventaja, ya que significa que la cámara de interrupción está completamente protegida del medio ambiente y también de los problemas causados por el *mantenimiento*⁸⁸. No obstante, como mantener el vacío es esencial para el correcto funcionamiento del dispositivo, la pérdida de vacío es un fallo crítico y por lo tanto el concepto de "sellado de por vida" para los opositores de los VI representa tanto una

⁸⁶ Falkingham, L. T., Cheng, K. W. & Molan, W. J. (2016). The Design of a 245kV Vacuum Circuit Breaker. Suzhou, China: 27th International Symposium on Discharges and Electrical Insulation in Vacuum (ISDEIV), vol. 2, p. 1-4.

⁸⁷ El modelado muestra que el uso de un VI de 245 kV con diseño de doble ruptura es ciertamente viable. También indica que la tensión eléctrica en el interruptor puede ser significativamente asimétrica, lo que significa que, por ejemplo, el uso de dos interruptores de vacío de 145 kV, en serie, no resulta en la solución óptima. En su lugar, es necesario diseñar los interruptores de vacío y también la cabeza del interruptor para aceptar el esfuerzo electrostático asimétrico con el fin de proporcionar la solución técnica óptima.

⁸⁸ Una gran parte de los problemas en los equipos de conmutación (y, de hecho, en otros tantos equipos) se producen durante, o inmediatamente después del mantenimiento.

ventaja como una *desventaja*⁸⁹. Falkingham, L. T. (2011), afirma que, si bien los interruptores de vacío son dispositivos extremadamente confiables con un *MTTF*⁹⁰ del orden de 44 000 años, aún se presentan fallas, y esta incapacidad para predecir la vida individual de los VI, más allá del cálculo de la vida original que típicamente ha sido de 20 años, puede verse como una debilidad (p. 703).



Figura 4.7. Concepto de un VCB a 245 kV – Imagen recuperada de [Falkingham, L. T., Cheng, K. W. & Molan, W. J. (2016), p. 1-2].

4.3. Teoría y práctica del proceso de interrupción en el vacío.

4.3.1. Propiedades dieléctricas del vacío.

Los interruptores de vacío, como su nombre lo indica, usan el “vacío” como dieléctrico de interrupción y, en principio, es un medio dieléctrico ideal ya que no existe ningún material que permita la conducción eléctrica. No obstante, el vacío nunca es perfecto y desde luego tiene un límite de rigidez dieléctrica. La rigidez dieléctrica de un gap de vacío sigue la curva de Paschen que se muestra en la Figura 4.8. En esta se observa cómo la rigidez dieléctrica de un gap fijo varía con la presión. La curva muestra claramente una rigidez dieléctrica alta cuando la presión

⁸⁹ Esto se agrava por el hecho de que los VI, normalmente, no tienen un medidor de vacío incorporado para avisar de un “vacío en deterioro”. En su lugar, se realiza periódicamente una simple prueba de voltaje para confirmar que el vacío todavía es óptimo, pero esto no da ninguna indicación de vida futura.

⁹⁰ Para algo que no puede ser reparado, el término correcto es "Tiempo Medio Para Falla" (MTTF). Aquí hay un ejemplo. Un bombillo en un candelabro no es reparable, por lo que el bombillo será sustituido. El MTTF podría ser de 10 000 horas.

es menor que 10^{-3} mbar. Esto permite que el interruptor de vacío pueda soportar la tensión transitoria de restablecimiento en un *espacio muy pequeño*⁹¹, dando pie a dispositivos compactos con movimientos cortos de contacto.

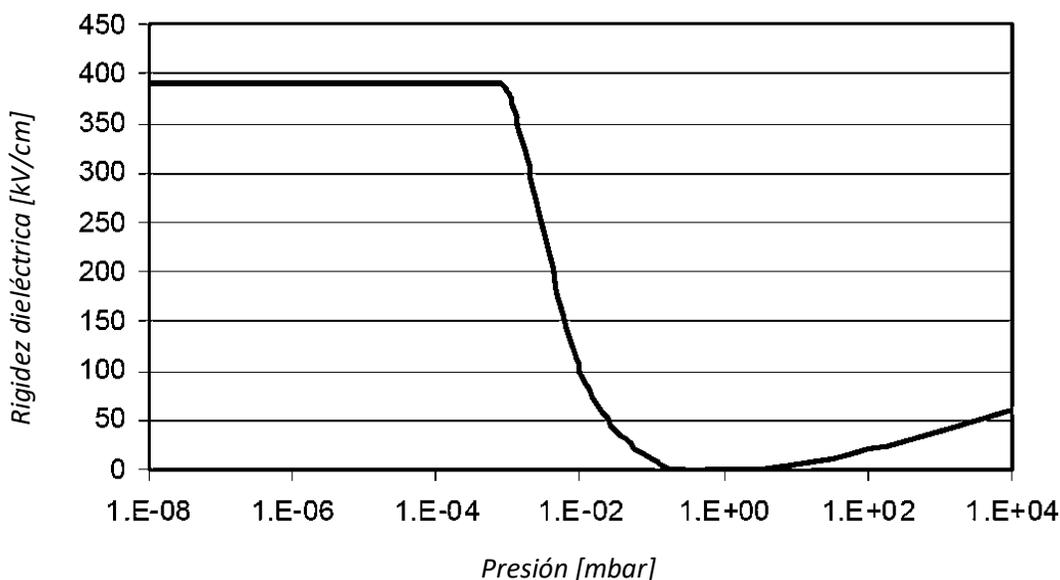


Figura 4.8. Evolución de la rigidez dieléctrica del vacío en función de la presión (curva de Paschen) – Imagen recuperada (traducida) de [Falkingham, L. T. (2011), p. 376].

Sin embargo, al observar la curva, queda claro que la rigidez dieléctrica alrededor de 10^2 y 10^{-1} mbar es extremadamente baja. Este "mínimo de Paschen" significa que, si la presión aumenta debido a una fuga, la rigidez dieléctrica se deteriora rápidamente a un nivel muy bajo, mucho más bajo que el voltaje del sistema. La consecuencia de esto es que cualquier aumento de presión de más de 10^{-3} mbar se considera un fallo crítico.

Picot, P. (2000) señala que, el vacío, cuando se le califica de “alto” (margen de presión comprendido entre 10^{-3} y 10^{-7} mbar; que es el de las cámaras de los VI) es, de hecho, un gas a baja presión; **típicamente 10^{-6} mbar**, en una cámara nueva. A esta presión, un volumen de **1 mm³** contiene todavía **27 x10⁶ moléculas de gas**, pero éstas se pueden ignorar tranquilamente puesto que su recorrido libre, entre dos colisiones, es del orden de un centenar de metros: el término “vacío” es pues, apropiado, ya que cada molécula se comporta, aproximadamente, como si estuviera sola (p. 6).

⁹¹ Por ejemplo, un hueco de 6 mm para 12 kV y 12 mm para 36 kV son típicos.

4.3.2. Emisión electrónica por efecto de campo y el arco eléctrico en el vacío.

Por lo explicado en la sección anterior, quedara claro que el arco eléctrico en los interruptores de vacío difiere del arco producido en los otros tipos de interruptores, ya que este se “quema” en el vacío, es decir, en ausencia de un medio de extinción. Por lo tanto, **el comportamiento de los procesos físicos en la columna de arco, en un interruptor de vacío, debe entenderse como un fenómeno de la superficie metálica en lugar de un fenómeno en un medio de extinción.** Sobre esto, Van der Sluis, L. (2001), afirma que el arco de vacío es el resultado de un fenómeno de emisión de metal-vapor/ion/electrón (p. 65).

En un VI, durante el proceso de interrupción, el papel del cátodo es emitir los electrones que transportan la corriente a la columna de arco. Un cátodo hecho de *material refractario*⁹² con un alto punto de ebullición (por ejemplo, carbono, tungsteno o molibdeno) comienza con la emisión de electrones cuando se calienta a una temperatura por debajo de la temperatura de evaporación; esto se conoce como *emisión termoiónica*⁹³. Las densidades de corriente que se pueden obtener con este tipo de cátodos son del orden de 10 000 A/cm².

Un cátodo hecho de **material no refractario**, con un punto de ebullición bajo (por ejemplo, cobre o mercurio), experimenta una evaporación significativa del material. Estos materiales emiten electrones a temperaturas demasiado bajas para la emisión termoiónica, por lo que la **emisión electrónica** se debe principalmente al fenómeno de *emisión por efecto de campo*⁹⁴. Este tipo de cátodo se utiliza en interruptores de vacío, en los que los electrones emanan de puntos individuales de la superficie del cátodo (en adelante, **puntos catódicos**). Cada uno de estos puntos **suministra de 15 a 150 A**, dependiendo del material del cátodo (ver *Figura 4.9*⁹⁵).

⁹² El término “refractario” se refiere a la propiedad de ciertos materiales de resistir altas temperaturas sin descomponerse

⁹³ En cualquier metal, existen uno o dos electrones por átomo que son libres de moverse de un átomo a otro. A esto se le llama "mar de electrones". Cuando se eleva la temperatura, algunos de ellos se mueven más deprisa y puede que tengan suficiente energía para escapar (evaporarse) del metal. El flujo de electrones que sale del metal se denomina emisión termoiónica.

⁹⁴ La emisión por efecto de campo es la emisión de electrones inducida por campos eléctricos externos. El campo eléctrico disminuye la barrera de potencial de la superficie del metal, lo cual aumenta considerablemente la probabilidad de que los electrones se liberen de esta barrera. Este proceso es independiente de la temperatura.

⁹⁵ Uno podría ver que los chorros de cátodo en la mitad de la superficie delantera, antes de la línea blanca, se inclinan hacia la derecha, mientras que los chorros en la mitad de la superficie trasera se inclinan hacia la izquierda. Una vez que estos chorros llegan a la superficie del ánodo, la fuerza de impacto, dada por los iones que provienen de estos chorros, puede conducir al flujo de remolinos.

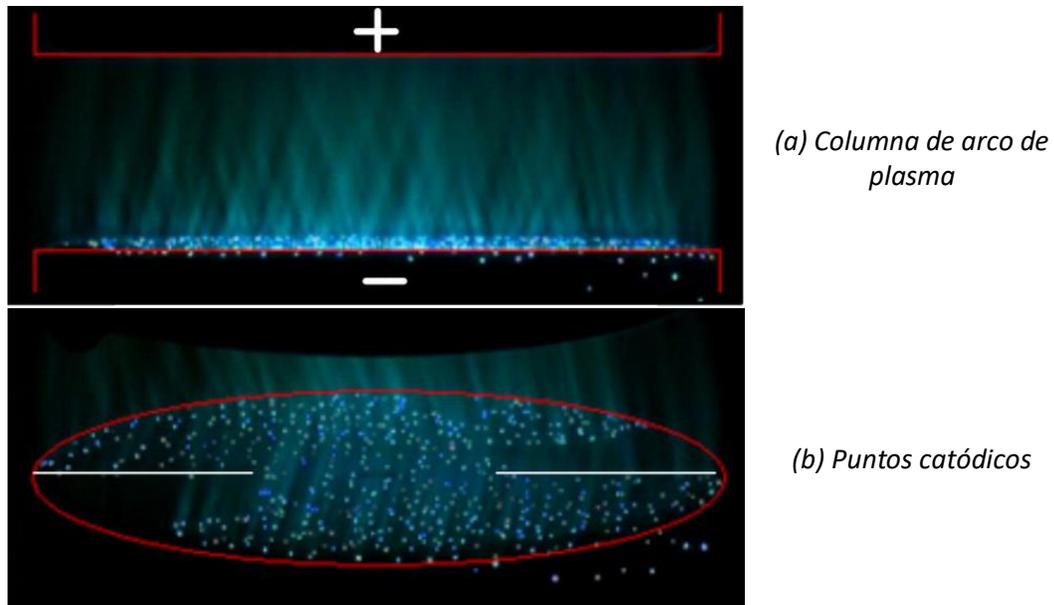


Figura 4.9. Emisiones de los puntos catódicos – Imagen recuperada (traducida) de [Jia, S., Yang, D., Wang, L. y Shi, Z. (2012), p. 315].

Por otro lado, el papel del ánodo puede ser pasivo o activo. En su modo pasivo, el ánodo sirve como un colector de electrones que salen de la columna de arco. En su modo activo, el ánodo se evapora, y, cuando este vapor de metal se ioniza, puede suministrar iones positivos a la columna de arco. Los ánodos activos juegan un papel importante en los arcos producidos en el vacío pues, para altas densidades de corriente, se forman puntos en el ánodo (en adelante, **puntos anódicos**), que son los que suministran iones positivos a la columna de arco. Este es un efecto no deseado porque estos puntos anódicos no dejan de emitir iones en el paso por cero de la corriente, ya que su capacidad calorífica permite que los puntos de ánodo evaporen el material del ánodo incluso cuando la entrada de energía es cero y, por lo tanto, puede causar que el arco en el vacío no se extinga.

Muchos autores concuerdan en que el arco eléctrico puede presentarse, principalmente, en dos modos: “**concentrado**” o “**difuso**”, según la intensidad de corriente que lo atraviese. Sin embargo, se debe aclarar que existen otros modos en los que el arco puede presentarse, y se clasifican, bajo resultados experimentales, según la apariencia del arco en el ánodo, en el cátodo y a la de la columna de arco. En un principio, *Miller, H. C. (1997)*⁹⁶, clasificó el arco de vacío

⁹⁶ Miller, H. C. (1997). Anode modes in vacuum arcs. IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation, vol. 4, no. 4, p. 382-388.

en cuatro tipos: 1) modo de punto anódico, 2) modo de arco difuso, 3) modo de punto de referencia y 4) modo de arco intenso. Por otro lado, *Anders, S., y Anders, A. (1991)*⁹⁷ designaron el arco de vacío como “modo T” y “modo V” en función de las actividades de descarga del cátodo. *Heberlein, J. V. R., y Gorman, J. G. (1980)*⁹⁸ clasificaron la columna de arco de vacío en cinco tipos: 1) modo de arco difuso, 2) modo de columna difusa, 3) modo de columna de constricción, 4) modo de columna de chorro y 5) modo de chorro de ánodo. Finalmente, en 2017, y tras 20 años de investigación, Miller, H. C. realiza una actualización de su artículo inicial (1997), estableciendo que un arco de vacío puede exhibir **siete modos** diferentes de descarga (ver Tabla 15, *Figura 4.10*⁹⁹ y Figura 4.11).

Tabla 15. Comparativa de las características de los distintos arcos de vacío¹.

Modo	Voltaje de arco		Zonas luminosas sobre ánodo.				Erosión	
	Promedio	Ruido	Numero	Tamaño	Brillo	Temperatura	Ánodo	Cátodo
Difuso (1)	Bajo	Bajo	Ninguna	-	-	< A la de fusión	Ninguna ²	Escasa ³
Difuso (2)	Bajo	Bajo	Ninguna	-	-	< A la de fusión	Ninguna ²	Escasa ³
Punto de referencia	De medio a alto	De medio a alto	Posiblemente 1	Pequeña	Moderado	De fusión	De baja a moderada	Escasa
Pluma	Medio	Medio	1	Mediana (más en el gap)	Moderado	De fusión	Moderada	De escasa a baja
Punto anódico T1	De medio a alto	Medio	Usualmente 1	De mediana a grande	Brillante	De ebullición	De moderada a alta	De baja a moderada
Punto anódico T2	Alto	Medio	1	Grande	Brillante	De ebullición	Alta	Moderada
Intenso	De bajo a medio	Bajo	1	Grande	Brillante	De ebullición	Alta	Alta

¹Elaborado con información recuperada de [Anode modes in vacuum arcs: Update, p. 2371],

²Los ánodos ganan material, por lo que la erosión total del ánodo es negativa

³La erosión catódica aumenta con la corriente.

⁹⁷ Anders, S., y Anders, A. (1991). On modes of arc cathode operation. IEEE Transactions on Plasma Science, vol. 19, no. 1, p. 20-24.

⁹⁸ Heberlein, J. V. R., y Gorman, J. G. (1980). The High Current Metal Vapor Arc Column between Separating Electrodes. IEEE Transactions on Plasma Science, vol. 8, no. 4, p. 283-288.

⁹⁹ Debido a que las manchas en el ánodo, en los modos de PAT2 y pluma, se han visto principalmente con los electrodos CuCr₂₅, sus regiones se han marcado con líneas segmentadas, ya que pueden no existir para muchos otros materiales.

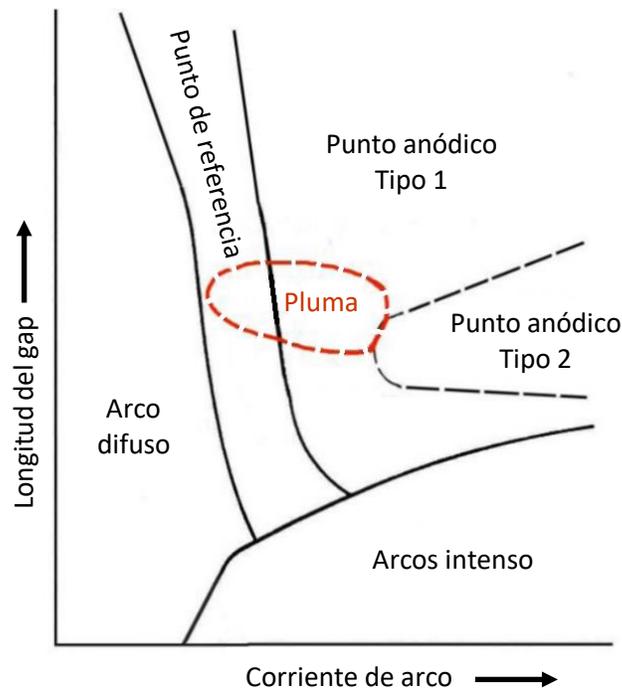
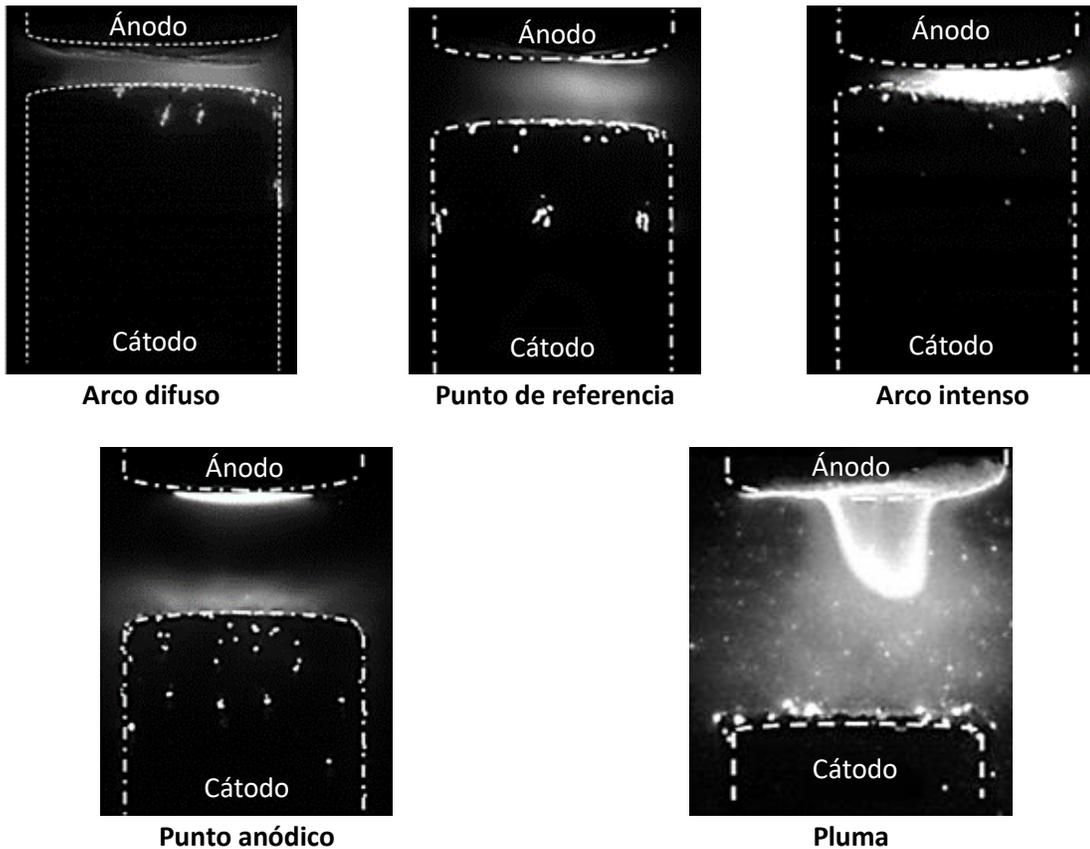


Figura 4.10. Modos de descarga del ánodo en función de la corriente y la longitud del gap – Imagen recuperada (traducida) de [Miller, H. C. (2017), p. 2373].

Como lo señala Miller, H. C. (2017), dos son los modos de baja corriente. En el **primer modo**, el ánodo es básicamente pasivo, actuando solo como un colector de partículas emitidas desde el cátodo. Si los electrodos están compuestos de material fácilmente pulverizable, se puede producir un **segundo modo** en el que el ánodo emitirá un flujo de átomos pulverizados. En ambos modos, la erosión del ánodo es negativa, es decir, el ánodo gana material del cátodo. Un **tercer modo** es el modo de punto de referencia, caracterizado por la aparición de uno o más puntos luminosos pequeños en el ánodo. Un punto de referencia tiene una temperatura cercana al punto de fusión del material del ánodo, con una erosión de relativamente baja a moderada del ánodo. El **cuarto modo** es el modo de pluma y, por lo general, le sigue el modo de punto anódico tipo 2 (PAT2), pero puede coexistir con el modo de punto de referencia. Los **modos quinto y sexto** son los modos de punto anódico. Característicamente, un punto anódico tiene una temperatura cercana al punto de ebullición (atmosférico) del material del ánodo y es una fuente abundante de vapor e iones. En estos modos, el ánodo sufre una severa erosión. El modo de PAT2 tiene un voltaje de arco más alto que el modo de punto anódico tipo 1 (PAT1), mientras que probablemente tome más material de ánodo, lo que resulta en la formación de una columna en el ánodo a medida que el modo de PAT2 hace la transición a un modo de corriente más baja.

El **séptimo modo** es el modo de arco intenso. En este modo también está presente una mancha en el ánodo, pero ahora la erosión severa del ánodo está acompañada por una erosión severa del cátodo también. En el modo de arco intenso suele estar presente un chorro de ánodo que golpea al cátodo (p. 2373).



Modos de arco de vacío – Imagen recuperada de [Gortschakow, S., Khakpour, A., Franke, St., Methling, R. y Uhrlandt, D. (2018), p. 11].

Retomando los dos tipos principales de arco; en un arco en modo difuso, los puntos catódicos se encuentran distribuidos homogéneamente sobre toda la superficie del cátodo. Dicho punto, es una zona de dimensiones muy pequeñas (radio del orden de 5 a 10 μm), y presentan condiciones extremas de temperatura y de campo eléctrico (típicamente de 5 000 K y 5×10^9 V/m), que permiten la emisión electrónica por la combinación de los mecanismos de emisión termoiónica, y emisión por efecto de campo, capaz de producir densidades de corriente muy elevadas (del orden de 10^{11} a 10^{12} A/m²). Por encima de los 100 A, este punto se subdivide, coexistiendo varios puntos en el cátodo, en un número suficiente para transportar la corriente a razón de un centenar de amperios en cada uno de ellos. Como lo indica Picot, P. (2000), a escala macroscópica, el punto catódico aparece como el punto de producción de un plasma de baja

densidad que sale del punto y llena el espacio entre electrodos. Una de las características de este plasma es la gran velocidad de los iones, que presentan energías superiores a la tensión de arco (lo que pone de manifiesto que se producen fenómenos altamente energéticos en la zona del punto catódico). La velocidad dirigida de estos iones es del orden de 10^4 m/s, superior a su *velocidad de agitación térmica*¹⁰⁰. Una de las consecuencias importantes de la elevada velocidad de los iones creados por los puntos catódicos, es su corto tiempo de tránsito en el espacio entre los electrodos (típicamente del orden de 1 μ s). El plasma, creado en el punto catódico, al estar constituido por partículas extremadamente móviles (electrones y iones rápidos, prácticamente sin partículas neutras) desaparece muy rápidamente cuando el punto deja de funcionar (cero de corriente) (p. 9).

Cuando la corriente aumenta, la situación antes descrita tiende a evolucionar, sobre todo en el lado del ánodo. Varios fenómenos se desarrollan en esta evolución; principalmente, una *contracción de la columna de plasma*¹⁰¹. Por otra parte, puesto que el ánodo atrae cada vez más a los electrones, el plasma va *dejando de ser neutro*¹⁰². Esto produce la formación de un salto positivo de tensión anódica, necesario para atraer a los electrones a pesar de la carga espacial. La energía recibida por el ánodo aumenta y tiende a concentrarse en una zona reducida: el ánodo se calienta y comienza a emitir las partículas neutras que son ionizadas por los electrones incidentes. Aparece entonces, alrededor del ánodo, un plasma secundario formado de electrones secundarios e iones menos energéticos emitidos por los puntos catódicos. Estos fenómenos acaban produciendo una mancha anódica luminosa, de dimensiones más importantes (del orden del tamaño de cm^2) que la de los puntos catódicos, hecha de metal fundido, que vierte en el espacio entre electrodos pequeñas cantidades de vapor. Este efecto de contracción en el lado del ánodo acaba por afectar también la contracción del lado del cátodo, porque se crea un camino preferente gracias al plasma generado por el ánodo: aparece una mancha catódica correspondiente a la mancha anódica y el arco toma la **característica forma concentrada de los arcos en un medio gaseoso**. Se trata entonces de un arco en una atmósfera de vapores

¹⁰⁰ La agitación térmica es el movimiento caótico que tienen las moléculas dependiendo de la temperatura y del estado de agregación.

¹⁰¹ Generalmente explicada por el efecto Hall (desviación de las cargas por el campo magnético azimutal creado por las otras líneas de corriente, lo que deduce la aparición de una componente radial que tiende a apretar las líneas de corriente alrededor del eje.

¹⁰² Faltan iones positivos para equilibrar la carga espacial de electrones en las proximidades del ánodo

metálicos densos, cuyos mecanismos de funcionamiento se basan en la ionización de un medio gaseoso.

Como lo señalan Jia, S., Shi, Z. y Wang, L. (2014), en los últimos años, las características de la actividad del ánodo en los interruptores de vacío han sido ampliamente estudiadas. Por ejemplo, uno de estos experimentos se realizó, aplicando un campo magnético axial (AMF), en electrodos con forma de copa, hechos de cobre; con corrientes de arco que fueron de 10 a 15 kA (con un incremento de 2.5 kA), a una distancia de separación fija de 10 mm (p. 8); estos se muestran en la Figura 4.11.

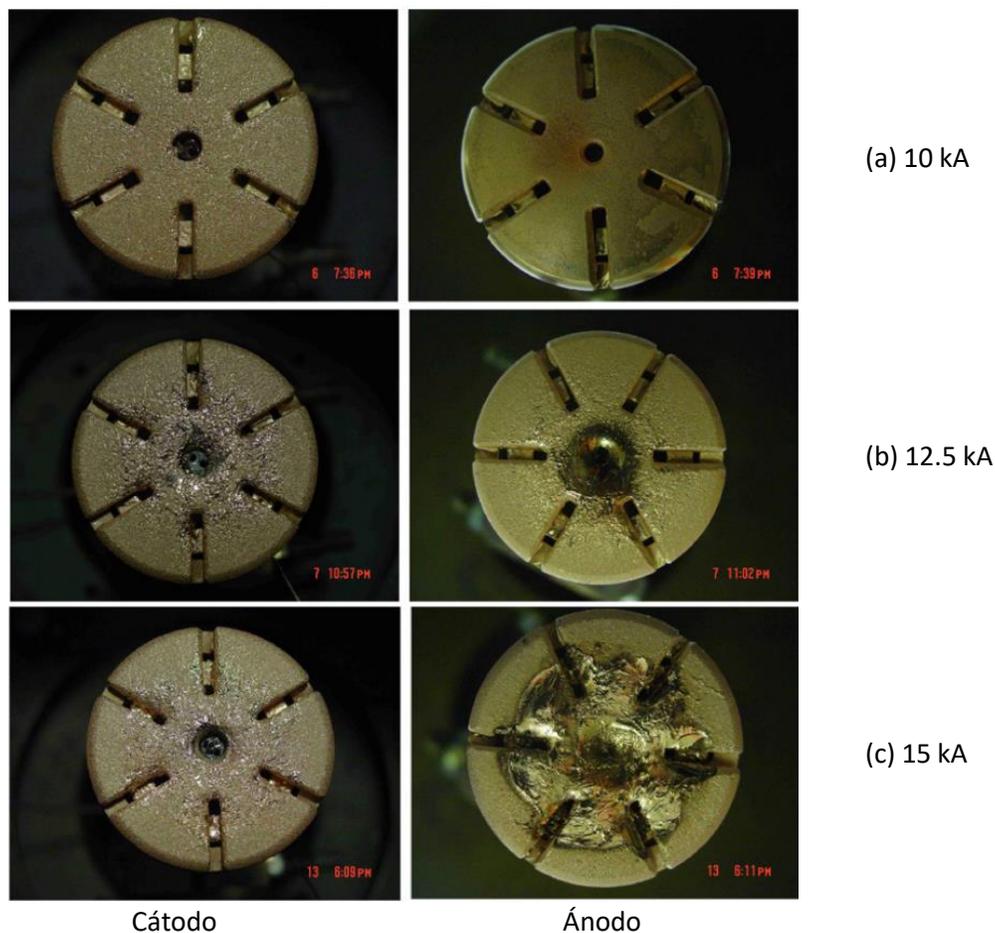


Figura 4.11. Aspecto de los electrodos después de los experimentos a altas corrientes – Imagen recuperada de [Jia, S., Yang, D., Wang, L. y Shi, Z. (2012), p. 314].

Para una corriente de arco de 10 kA, el cátodo se erosiona ligeramente, pero (después de la interrupción) no se puede encontrar rastro de erosión en el ánodo, tal y como se muestra en la

Figura 4.11a. A medida que la corriente aumenta, se produce una *fusión grave en el ánodo*¹⁰³. La erosión del cátodo se atribuye a la emisión de electrones en los puntos catódicos. Como la distribución de las manchas del cátodo es comparativamente homogénea, la erosión de la superficie del cátodo es relativamente menor. Sin embargo, el ánodo se calienta y se funde debido a la gran densidad de flujo de calor, proveniente de la columna de arco. A medida que aumenta la corriente, la constricción de la columna de arco conduce a una distribución radial más restringida de la densidad de flujo de calor. Por lo tanto, la diferencia de la apariencia del ánodo entre la región central fundida, y la región no fundida en el borde, es bastante evidente (ver Figura 4.11c). Como se ha explicado, la fusión del ánodo está relacionada con la **transición del arco en modo difuso, al modo columna difusa**; esto es observable en la Figura 4.12. El arco comienza su transición cuando la corriente del arco está entre los 12.5 kA, y es también en este momento en el que las placas de contacto comienzan a fundirse (ver Figura 4.11b).

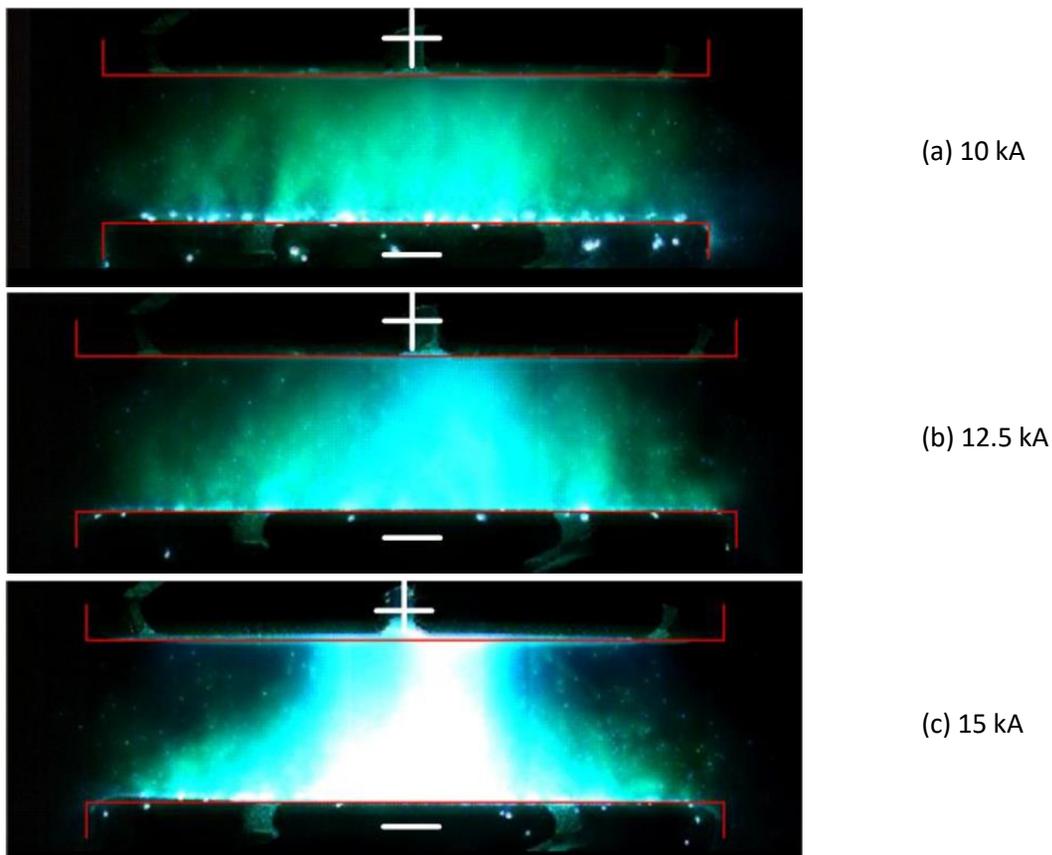


Figura 4.12. Transición del arco, en modo difuso de alta corriente, al modo de columna difusa de alta corriente
 – Imagen recuperada de [Jia, S., Yang, D., Wang, L. y Shi, Z. (2012), p. 314].

¹⁰³ La erosión del ánodo es más severa que la erosión del cátodo debido a diferentes mecanismos de erosión.

Jia, S., Yang, D., Wang, L. y Shi, Z. (2012) señalan que, como es bien sabido, dentro de los interruptores de vacío (cuando la corriente de arco no es muy alta y se aplica un campo magnético axial) el arco se encuentra en “modo difuso” y, directamente *después de la separación de los contactos*¹⁰⁴ (cuando el arco se enciende), el plasma de arco proviene principalmente de los *puntos catódicos*.¹⁰⁵ En este modo difuso, un flujo de calor homogéneo, de la columna de arco hacia el ánodo, podría evitar su sobrecalentamiento, y solo se podría encontrar erosión en el cátodo mientras que el ánodo se mantendría en estado pasivo (ver Figura 4.11a). Cuando la corriente de arco excede un valor crítico, el ánodo se vuelve más activo debido al incremento de flujo de calor en la columna de arco; este se funde y se convierte en una nueva fuente de vapor de metal y gotitas de líquido.

En síntesis, las actividades del ánodo tienen gran influencia en el rendimiento de los interruptores de vacío, ya que el exceso de vapor de metal y las gotas de líquido, en el paso por cero de la corriente, pueden provocar el fallo de la interrupción.

4.3.3. Técnica de corte en el vacío.

En la práctica, las condiciones que deben de cumplirse para conseguir el corte, siempre se dan cuando el arco permanece en modo difuso, que es cuando las corrientes a cortar *no sobrepasan de algunos kA*¹⁰⁶. Cuando el arco pasa a modo de columna difusa, como ya lo hemos explicado, la energía se concentra en una superficie reducida del contacto, lo que provoca un calentamiento localizado. Como lo señala Renz, R. (2000), para evitar un sobrecalentamiento térmico del contacto, existen dos alternativas (p. 176):

1. Provocar un movimiento rápido circular del arco concentrado para que la energía sea repartida sobre una gran parte del contacto y, por tanto, que el calentamiento de cada punto sea menor: esto se consigue aplicando un **campo magnético radial** (RMF) en la zona de arco.

¹⁰⁴ Cuando aumenta la distancia de contacto, la evaporación del material de contacto sigue siendo la fuente principal de partículas cargadas para los arcos de vacío. Para arcos de alta presión, que queman aire, aceite o SF₆, el efecto de la evaporación del material de contacto se reduce al aumentar la separación de contacto, y el plasma depende principalmente del medio circundante.

¹⁰⁵ La evaporación del material del contacto es la fuente principal de partículas cargadas

¹⁰⁶ Este es el caso para los interruptores que utilizan contactos frontales muy simples.

- Prevenir el paso al modo concentrado aplicando un **campo magnético axial** (AMF): cuando el campo alcanza un valor suficiente, el arco se estabiliza en un modo calificado de “columna difusa” y no se concentra y, puesto que el arco inmovilizado utiliza la mayor parte de la superficie de los contactos, el calentamiento resulta, por tanto, también limitado.

Por lo anterior, se entiende que la estructura de contacto, de los interruptores de vacío, afecta de manera crítica el rendimiento, bajo cortocircuito, de estos dispositivos. Ambos tipos de contactos, dependen de la interacción entre el arco de vacío y el campo magnético generado por el flujo de la corriente de cortocircuito. La trayectoria de dicha corriente, en el diseño de contactos AMF, está dispuesta para producir un campo magnético orientado a lo largo del eje entre los contactos de arco. Esto sirve para forzar al arco a permanecer en un modo difuso a altas corrientes. El diseño de RMF utiliza una disposición de trayectoria de corriente diferente para generar un campo magnético orientado radialmente desde el espacio entre los contactos. Esto produce una fuerza azimutal en el arco de vacío constreñido, lo que obliga a rotar en el contacto y dispersar la energía de arco sobre la superficie de contacto (ver Figura 4.13). Ambos tipos se utilizan ampliamente en aplicaciones de sistemas de energía.

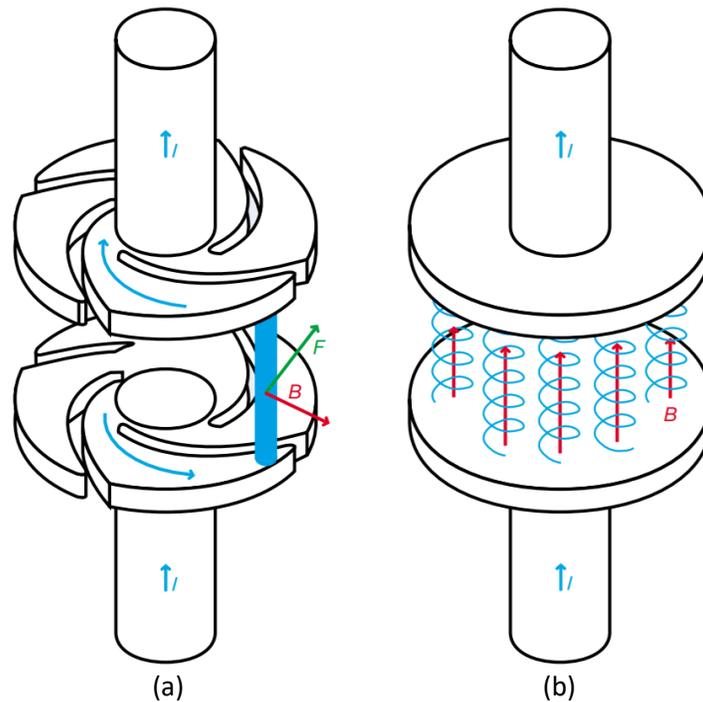


Figura 4.13. Comparativa de funcionamiento entre un contacto de RMF (a) y un contacto de AMF (b) – Imagen recuperada de [Fink, H., Heimbach, M. & Shang, W. (2000), p. 60].

Un parámetro clave de rendimiento para el VI es la corriente de interrupción de cortocircuito. Esto generalmente se verifica en un conjunto de pruebas específicas, con altas corrientes de cortocircuito en el rango de decenas de kA, con una tensión transitoria de restablecimiento en el rango de varias decenas de kilovoltios. A pesar de los extensos experimentos de visualización de arco y el modelado teórico de contactos AMF, y experimentos y modelado similares para contactos RMF, las pruebas de cortocircuito de alta potencia son vitales para verificar con precisión el rendimiento de VI. No obstante, ambos diseños de contacto (AMF y RMF) tienen una serie compleja de fortalezas, que impiden la aceptación de uno u otro diseño como la mejor opción para aplicaciones de media tensión. A continuación, se explica cómo funcionan ambas técnicas de corte:

Técnica con campo radial \vec{B}_r : Como lo indica Picot, P. (2000), el arco concentrado puede asimilarse a un conductor atravesado por una corriente cuya dirección es paralela al eje de los contactos (p. 15). Si se aplica un RMF a este conductor, la fuerza electromagnética resultante (fuerza de Lorentz) tendrá una dirección azimutal, que impulsará a la columna de arco, provocando su rotación alrededor del eje de los contactos. Dicho campo magnético, es provocado por el recorrido que se obliga a seguir a la corriente en los contactos. Y, para obtener este resultado se establecen diferentes geometrías, de las cuales las más usuales son los sistemas en forma de espiral y en forma de ranuras opuestas (en copa) (ver Figura 4.14).

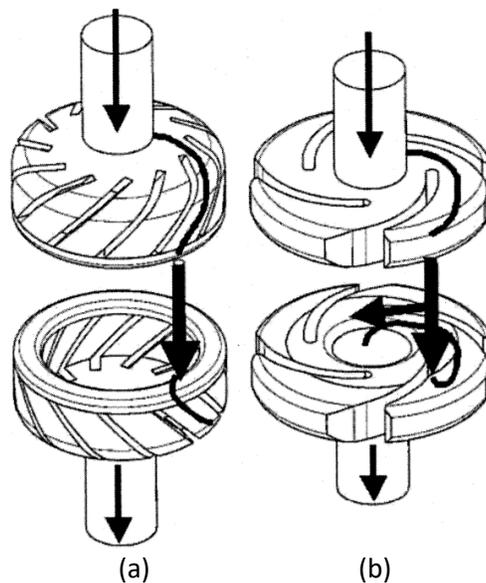


Figura 4.14. Vista de contacto RMF en forma de copa (a) y en espiral(b) con visualización de la fuerza de Lorentz – Imagen recuperada de [Dullni, E., Schade, E., y Shang. W. (2003), p. 903].

El arco de vacío concentrado se conduce a través de los contactos al utilizar la fuerza de Lorentz de una densidad de flujo magnético \mathbf{B} (especialmente generada) que actúa sobre la corriente \mathbf{I} del arco de longitud \mathbf{L} :

$$\vec{F} = I \cdot (\vec{L} \times \vec{B}) \quad \text{Ec. 2}$$

Los portadores de carga única, con carga q y velocidad \mathbf{v} , se desvían por el campo magnético con densidad de flujo \mathbf{B} , y por la fuerza de Lorentz \mathbf{F} antes descrita:

$$d\vec{F} = q \cdot (\vec{v} \times d\vec{B}) \quad \text{Ec. 3}$$

Como lo señalan Dullni, E., Schade, E., y Shang. W. (2003), esta fuerza es perpendicular, tanto a la velocidad como, a la densidad del flujo magnético. Mediante la integración de las fuerzas sobre los portadores de carga, y sumando las contribuciones de todas las vías de corriente en los contactos, lo que resulta en un valor medio de la inducción magnética del arco, se obtiene la fuerza total que actúa sobre el arco (p. 903).

En síntesis, debido a los segmentos de contacto especialmente diseñados, hay un componente radial del flujo magnético que resulta en un componente azimutal \mathbf{B}_ϕ de la fuerza de Lorentz (ver Figura 4.15). Por lo tanto, ambos componentes del campo magnético deben optimizarse para garantizar un comportamiento de conmutación adecuado.

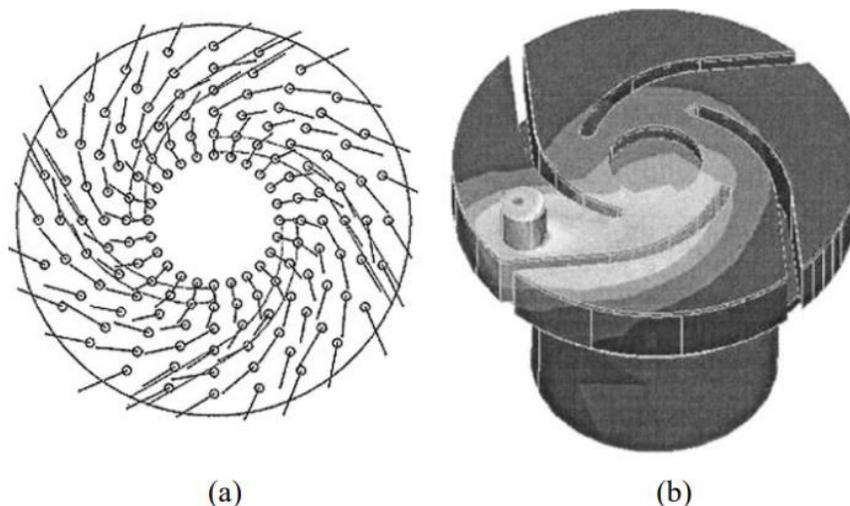


Figura 4.15 Dirección de la fuerza de Lorentz calculada en diferentes posiciones a partir del análisis FEM (a) y la distribución de la densidad de flujo magnético (b) – Imagen recuperada de [Dullni, E., Schade, E., y Shang. W. (2003), p. 904].

Técnica con campo axial \vec{B}_a : Al someter al arco de vacío a un AMF (lo suficientemente importante), los electrones del mismo se ven obligados a seguir trayectorias paralelas a las líneas de campo (ver Figura 4.13b) (que son como hélices de un eje paralelo al de los contactos), porque el \vec{B}_a se combina con el campo azimutal generado por la propia corriente. Por otro lado, los iones positivos del plasma (mucho más pesados) no son controlados de modo tan eficaz por el campo, sino que son retenidos por el esfuerzo electrostático desarrollado por la *carga de espacio*¹⁰⁷ negativa de los electrones, retenidos en la trampa por el campo axial: éstas son las fuerzas electrostáticas que hacen que el plasma tienda a quedar globalmente neutro. En consecuencia, el confinamiento de los electrones se convierte en un confinamiento conjunto del plasma en una columna que corresponde al “tubo” de campo interceptado por el cátodo.

Fink, H., Heimbach, M. y Shang, W. (2000), señalan que en muchos sistemas de contacto AMF, el campo magnético axial es generado por una bobina situada detrás de los contactos (ver Figura 4.16). Como resultado de ello, la resistencia del interruptor aumenta y las pérdidas óhmicas adicionales durante el servicio reducen la intensidad nominal de la corriente (p. 60).

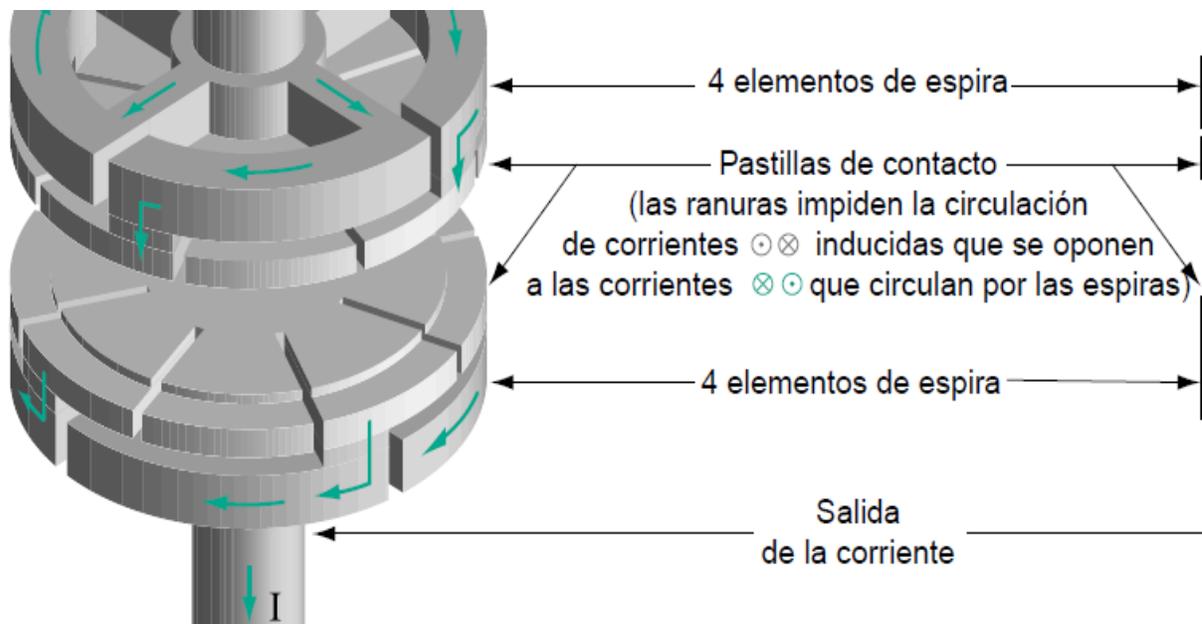


Figura 4.16. Ejemplo del uso de bobinas para generar un AMF – Imagen recuperada de [Théoleyre, S. (1998), p. 25].

¹⁰⁷ El término carga de espacio describe el estado eléctrico de un material, mal conductor, que mantiene una distribución de cargas eléctricas relativamente inmóviles. El estudio del efecto de la carga de espacio sobre las propiedades de los materiales aislantes está adquiriendo importancia creciente, dada su influencia en los procesos de envejecimiento y ruptura dieléctrica, los cuales suponen una limitación de las prestaciones de aquellos.

Por otro lado, Picot, P. (2000) indica que existen otras diversas soluciones para obtener el AMF entre los contactos; como utilizar circuito magnético que canaliza el campo azimuthal, creado por las citadas corrientes, y que lo convierte en un campo axial en la zona entre contactos; o bien, utilizar una espira, exterior a la cámara, que envuelve la zona entre contactos (ver Figura 4.17) (p. 17).

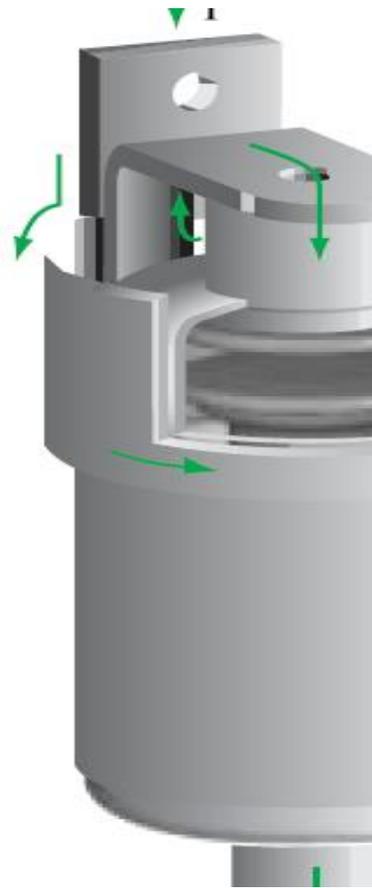


Figura 4.17. Cámara con campo magnético axial con espira exterior – Imagen recuperada de [Picot, P. (2000), p. 17].

Finalmente, Picot, P. (2000) establece que, de un modo general, el camino impuesto a la corriente, para crear un campo axial suficiente en el espacio entre contactos, es más largo que el necesario para crear un campo radial local. Para un volumen dado, la resistencia de los contactos es pues menor con la técnica de campo radial, lo que es una ventaja para los interruptores automáticos de grandes calibres. Por el contrario, las formas necesarias para los contactos RMF son más retorcidas que las de los contactos con campo axial y por tanto menos favorables en el plano dieléctrico: el campo axial será mejor para las tensiones más elevadas (p. 17).

V. SUBESTACIONES ELÉCTRICAS DE DISTRIBUCIÓN, CON CELDAS AISLADAS EN GAS SF₆ E INTERRUPTORES DE POTENCIA AL VACÍO HASTA 40,5 kV.

5.1. Introducción.

Según las *normas internacionales*¹⁰⁸, solo hay dos niveles de voltaje:

- Bajo voltaje: hasta 1 kV CA.
- Alto voltaje: por encima de 1 kV CA.

La mayoría de los aparatos eléctricos utilizados en aplicaciones domésticas, comerciales e industriales funcionan a bajo voltaje. El alto voltaje se utiliza no solo para transmitir la energía eléctrica a distancias muy grandes, sino también para su distribución, sin embargo, debido a que para ambas tareas se utilizan diferentes niveles de “alto voltaje”, y debido a que los requisitos del equipo de conmutación, y los de las mismas subestaciones, también son muy diferentes, el término “medio voltaje” se ha utilizado para los voltajes requeridos para distribución de energía eléctrica, que van desde 1 kV CA hasta los 52 kV CA¹⁰⁹ (ver Figura 5.1).

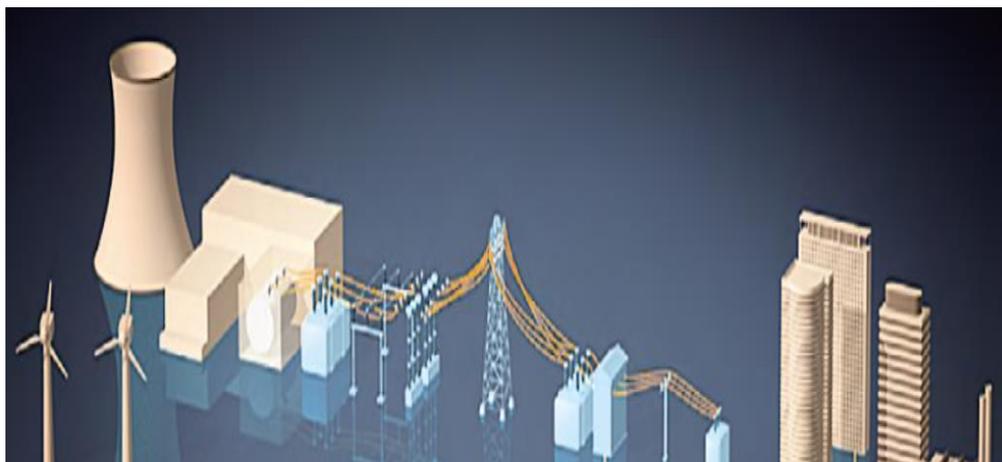


Figura 5.1. 1: Medio voltaje, 2: alto voltaje, 3: bajo voltaje. Niveles de tensión desde la central eléctrica hasta el consumidor – Imagen recuperada de [Siemens AG, p. 122].

¹⁰⁸ El Artículo 922-2 de la NOM-001-SEDE-2012, señala tres niveles de tensión: baja tensión hasta los 1000 V; media tensión mayor que 1000 V y hasta 35 kV; alta tensión mayor que 35 kV y menor que 230 kV; Y extra alta tensión de 230 kV y mayores

¹⁰⁹ La mayoría de los voltajes operativos en sistemas de media tensión están en el rango de 3 kV CA a los 40.5 kV CA.

Para cubrir estos requisitos en la distribución, existen en el mercado conjuntos de aparamenta eléctrica de maniobra para medio voltaje (MV *Switchgear*¹¹⁰), dentro de recintos metálicos, que se suministran de fábrica, ya montados, conectados y probados. Estos equipos se denominan comúnmente “cabinas prefabricadas”, o simplemente “cabinas” o “celdas”.

Como lo menciona Capella, R. (2000), en la actualidad, la confección de equipos MV *Switchgear*, se realiza de forma modular, a base de sus unidades individuales (celdas) ensambladas mecánicamente entre sí y conectadas, asimismo, eléctricamente, de manera que en conjunto (tablero eléctrico) constituyan un esquema eléctrico proyectado. Por tanto, hay diversos tipos de estas celdas en cuanto a su esquema eléctrico individual, que corresponden a las distintas funciones o partes del esquema eléctrico general del conjunto (p. 19).

Por otro lado, estas celdas se pueden clasificar en función del sistema de aislamiento en sus barras; se les llaman AIS (Air Insulated Switchgear) cuando éstas se encuentran aisladas en aire, GIS (Gas Insulated Switchgear) cuando se encuentran aisladas en gas y SIS (Solid Insulated Switchgear) cuando se encuentran en aislamiento sólido. De acuerdo a la necesidad particular, se elige el tipo de celda más adecuado; es por eso que se han desarrollado una serie de celdas que cubren específicamente la necesidad de cada aplicación, tanto para la distribución primaria como para la distribución secundaria.

Los equipos MV *switchgear*, revestidos de metal, han sido durante más de 80 años una pieza clave dentro de los sistemas de distribución en media tensión, tanto para servicios públicos como industriales. Aunque, durante ese período, hubo bastante desarrollo en el diseño y la aplicación de estos equipos, los cambios no han sido tan frecuentes como lo han sido en otros tantos; esto se debe a que estos equipos tienen aproximadamente una vida útil de 40 años, por lo que los usuarios no exigen un cambio rápido en el diseño de los mismos.

¹¹⁰ El término “switchgear” se emplea en forma generalizada para referirse a un equipo eléctrico de maniobra (entendiéndose por “maniobra” las acciones que permiten energizar, desenergizar o segregar un circuito o red eléctrica). Este equipo debe por tanto estar constituido por elementos tales como interruptores y/o seccionadores, que permitan realizar dichas acciones o maniobras.

Existen diferencias entre los diseños de celdas fabricadas con estándares norteamericanos y las construidas según los estándares de la International Electrotechnical Commission [Comisión Electrotécnica Internacional], pues estas tienen una estructura de calificación diferente. Los tableros son llamados Metal-Clad o Metal-Enclosed de acuerdo a la norma a la que se base el diseño del equipo, ya sea la IEEE o IEC; o bien en relación al tipo de accesibilidad y material utilizado entre los compartimientos. Más adelante se dará una explicación más detallada de las diferencias, y similitudes, entre ambos equipos; sin embargo, se debe aclarar que este capítulo se apoya en diseños y estándares de ambas normas; y no exclusivamente de una sola.

Retomando y definiendo, una celda es la división básica de un tablero, y éstas a su vez se dividen en compartimientos o cubículos. Así, una celda de media tensión aloja un conjunto de equipo eléctrico (interruptores, cuchillas de tres posiciones (cerrado-abierto-a tierra) o cuchillas desconectadoras y cuchillas de puesta a tierra, transformadores de instrumento, bus principal, apartarrayos, entre otros) pre-ensamblado en fábrica, compartimentado y con revestimiento metálico, que tiene como propósito la distribución de la energía eléctrica, y la protección, de los diferentes servicios o cargas.

En las celdas metal-clad se pueden incluir otros dispositivos, como equipos de protección contra sobretensiones y transformadores de control, según la necesidad. Dichas celdas se pueden instalar tanto en interiores como en exteriores (a prueba de intemperie). Los requisitos detallados del diseño se encuentran en el estándar IEEE std C37.20.2-2015 - Standard for Metal-Clad Switchgear. Como lo señalan Bridger, B., y Brusso, B. (2014), este estándar y sus predecesores se han revisado muchas veces a lo largo de los años, generalmente, agregando características de seguridad más estrictas e incrementando las calificaciones a medida que crecían las necesidades de los usuarios. Por ejemplo, durante muchos años el voltaje máximo para el equipo de distribución revestido de metal fue de 15 kV, pero los desarrollos recientes han hecho que las clasificaciones de 38 kV estén disponibles. Además, si bien el estándar de equipo no especifica el medio de extinción de los interruptores de circuito utilizados en las celdas, la progresión en la tecnología de este medio (aceite, aire magnético, vacío y SF₆) dio lugar a cambios en su estándar, así como en los estándares del mismo interruptor (p. 7).

5.2. Breve historia del equipo de conmutación “switchgear” revestido de metal.

Por lo que se sabe, el equipo más antiguo que se parecía al “revestimiento metálico” se describió como un Truck-Type Switchgear. Fue un producto de la década de 1920 y principios de 1930. Sobre esto, Bridger, B. afirma que:

“I have never seen any of this equipment but have seen photos and drawings. It consisted of an enclosure with buswork and cable connections into which was inserted an L-shaped truck with a solid front. The circuit breaker, an oil-filled type, was mounted behind this front panel, and all of the instrumentation, relaying, and control were mounted on the front of the panel. Each truck was built with devices rated for a specific circuit, so unless there were duplicate circuits, there was no interchangeability of trucks¹¹⁵.” [Nunca he visto ninguno de estos equipos, pero he visto fotos y dibujos. Consistía en un recinto con conexiones de buses y cables, en el cual se insertó una “carretilla” en forma de L con un frente sólido. El interruptor, uno de tipo aceite, se montó detrás de este panel frontal, y toda la instrumentación, la transmisión y el control se montaron en la parte frontal del panel. Cada carretilla fue construida con dispositivos clasificados para un circuito específico, por lo tanto, a menos que existieran circuitos duplicados, no había intercambiabilidad de estas carretillas¹¹¹.] (Bridger, B. y Brusso, B. (2014), p. 7).



Figura 5.2. Truck-Type Switchgear – Imagen recuperada de [Ferguson, Pailin Ltd - Grace's Guide To British Industrial History. Recuperado del 21/02/1936].

¹¹¹ Esto significaba que, para dar servicio a un interruptor de circuito particular, el circuito tenía que ser puesto fuera de servicio por un período prolongado de tiempo, lo que era un inconveniente importante.

En la Figura 5.2, se muestra un tablero eléctrico con revestimiento metálico en el que se adoptó el método vertical de aislamiento. La carretilla puede retirarse, y el interruptor se levanta mediante el mecanismo de elevación para la inspección de contactos.

Durante la década de 1930, el primer equipo metal-clad switchgear verdadero estuvo disponible. Se diferenció del Truck-Type Switchgear en que solo el interruptor de circuito era removible; los dispositivos de instrumentación, transmisión y control se montaban permanentemente en la unidad estacionaria, ya sea en el panel frontal o dentro del compartimiento, o se montaban remotamente en un panel de control. El equipo ahora tenía una serie de barreras entre los componentes principales, de modo que el bus principal, el interruptor automático y los cables de entrada/salida estaban separados entre sí, y cada unidad vertical estaba separada de sus “vecinos”. Además, todo el bus estaba aislado. Se incluyó un enclavamiento para evitar que la clasificación incorrecta del interruptor se inserte en una unidad determinada, para asegurar que el interruptor esté abierto cuando se inserta, y para disparar el interruptor muy temprano en el proceso de extracción si el operador intentó retirar un interruptor cerrado. La Figura 5.3 muestra una vista lateral de una sección vertical de una de estas tempranas metal-clad switchgear (equipos de distribución revestido de metal).

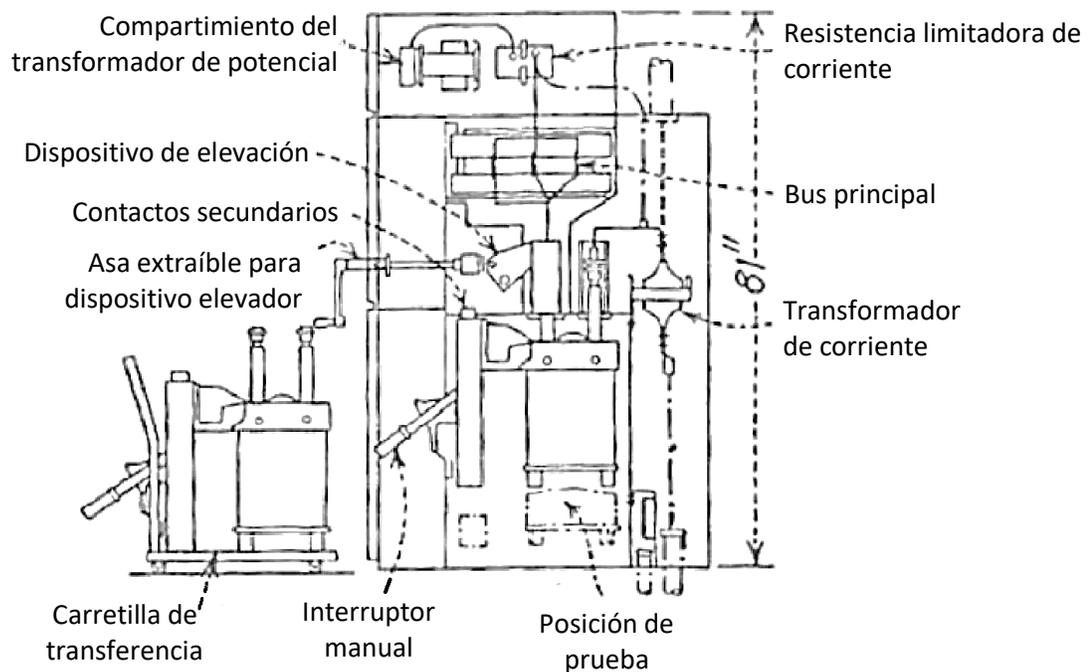


Figura 5.3. Vista lateral de una muy antigua unidad metal-clad de la década de 1930 – Imagen recuperada (traducida) de [Bridger, B. y Brusso, B. (2014), p. 7].

Como se puede observar, el interruptor tenía una manija de operación manual y requería de una caretila de transferencia, tanto para la inserción y como la extracción. También los transformadores de potencial estaban protegidos por *resistencias limitadoras de corriente*¹¹². Los interruptores automáticos de aceite, rellenos con el mismo aceite aislante usado en los transformadores, continuaron siendo utilizados en estos equipos. Algunos fabricantes optaron por interruptores de extracción horizontal y otros por interruptores de elevación vertical, pero, en cualquier caso, la separación del interruptor del resto del equipo permitió que se usaran interruptores de repuesto para *reemplazar un interruptor en servicio*¹¹³.

A principios de 1940, una nueva generación de interruptores automáticos estuvo disponible para su uso en equipos metal-clad switchgear: el *interruptor de aire magnético*^{114 115}. El equipo MV Switchgear, en sí, era bastante similar a la versión anterior, pero el interruptor automático extraíble era radicalmente diferente. En lugar de depender del flujo del aceite aislante para interrumpir el arco, al abrir los contactos del interruptor, el arco tenía lugar en el aire y era controlado/impulsado por fuerza magnética.

Si bien las distintas marcas y modelos de los interruptores de aire magnéticos utilizaban diferentes diseños, todos funcionaban para alargar y enfriar el arco, llevándolo al punto en el que no era sostenible.

Las clasificaciones disponibles en los nuevos interruptores de 5 y 15 kV fueron prácticamente iguales a los disponibles en las líneas de interruptores de aceite. Algunas de las clasificaciones más pequeñas de los interruptores de aceite de 5 kV no se introdujeron. Además, se pusieron a disposición interruptores de 7.5 kV, 1 200 y 2 000 A, y hasta 500 MVA. Estos diferían de los

¹¹² Los fusibles limitadores de corriente aún no estaban disponibles.

¹¹³ El mantenimiento de los componentes primarios de un interruptor circuito de aceite, requería retirarlo de su tanque, un proceso lento y desordenado. Algunos de los interruptores usados en ese momento requerían hasta 50 galones de aceite aislante.

¹¹⁴ Interruptor en el que la ruptura del circuito tiene lugar en el aire de manera que el arco se apaga, generalmente, por la combinación de un soplado magnético a cargo de una bobina en serie con el propio interruptor, y otro de aire generado por su mecanismo de apertura.

¹¹⁵ La eliminación del tanque de aceite facilitó el servicio de los interruptores de los interruptores.

interruptores de 15 kV y 500 MVA en que podían interrumpir corrientes más altas a una tensión más baja de 7.5 kV.

Tanto los interruptores de aceite, como los de aire magnético, se clasificaron para interrumpir un valor de MVA constante, desde la clasificación de voltaje máximo hasta un voltaje más bajo especificado, de modo que la capacidad de interrupción de corriente aumentó a medida que el voltaje del circuito disminuía hasta el voltaje más bajo, que estaba especificado en la norma. A partir de ese voltaje hacia abajo, la corriente de interrupción nominal fue constante.

A principios de la década de 1950 el interruptor de aire magnético había dominado la mayor parte del mercado. Ya muy pocos equipos metal-clad switchgear se estaban construyendo con interruptores de aceite, y los que aún lo hacían eran adiciones a las instalaciones existentes; sin embargo, esta fue la razón por la que este tipo de interruptores se mantuvo disponible por muchos años, pues cada vez que los fabricantes intentaban eliminar los diseños que utilizaban interruptores de aceite, resurgía la demanda del usuario para respaldar a dichas instalaciones.

Como lo mencionan Bridger, B., y Brusso, B. (2014), los cambios en los equipos en la década de 1950 no fueron tan “básicos” como el cambio a los interruptores automáticos, pero si existieron muchas mejoras. Se introdujo un aislamiento al bus que lo hacía resistente al fuego y al “*seguimiento*”¹¹⁶, y se agregaron barreras completas entre las secciones verticales en el compartimiento principal del bus. El enclavamiento adicional entre el elemento del interruptor automático extraíble, y el equipo en el que se insertó, aseguró que el interruptor estuviera abierto antes de que pudiera comenzar su extracción o inserción. Los transformadores de instrumentos moldeados en butilo reemplazaron a los “tapados a mano” utilizados anteriormente, y los transformadores de potencia de control de bobina fundida reemplazaron a los transformadores llenos de líquido. Además, en este período, se *modificó parte de la nomenclatura de voltaje nominal*¹¹⁷. La designación de 5 kV se cambió a 4.16 kV, 7.5 a 7.2 kV y 15 a 13.8 kV. Un cambio importante en el recinto apareció durante este período. Un diseño de “pasillo protegido”

¹¹⁶ La resistencia de seguimiento que define la resistencia dieléctrica de la superficie del material aislante y la corriente de fuga máxima permitida (seguimiento).

¹¹⁷ Estos cambios de nomenclatura no afectaron el diseño del equipo.

se hizo disponible para equipos al aire libre. Esto es simplemente un gabinete conectado a la parte frontal del equipo de distribución (para exteriores) que proporcionó espacio para dar servicio al equipo; permitiendo la extracción del interruptor en un área a prueba de intemperie (p. 8).

A medida que avanzaba la década de 1950, los sistemas eléctricos industriales, y de servicios públicos, de media tensión crecieron para satisfacer las necesidades de la demanda de energía. A mediados de la década de 1960, se habían introducido tres nuevas clasificaciones:

- 4.16 kV, 350 MVA, 1 200 A, 2 000 A y 3 000 A.
- 13.8 kV, 750 MVA, 1 200 A y 2 000 A.
- 13.8 kV, 1 000 MVA, 1 200 A, 2 000 A y 3 000 A.

Estas clasificaciones más altas requerían un nuevo tipo de mecanismo operativo para que los interruptores automáticos cumplieran con las mismas, y con las velocidades de cierre más rápidas requeridas por los estándares actualizados. La operación de cierre en los interruptores anteriores había sido alimentada por solenoides grandes, que habían aumentado de tamaño tanto que la operación de cierre requería más de 100 A a 125 V DC para la mayoría de las clasificaciones, lo que, a su vez, requería una batería de almacenamiento grande y costosa. Los solenoides y baterías más grandes no parecían ser un buen camino a seguir, por lo que la mayoría de los fabricantes crearon mecanismos de energía almacenada, utilizando resortes para almacenar la energía.

Los resortes de cierre se cargaban con un motor pequeño y, cuando estaban cargados, almacenaban suficiente energía para cerrar y trabar el interruptor en condiciones de falla, además de cargar los resortes de apertura cuando el interruptor se cerraba. Los resortes de cierre se recargaban inmediatamente después de que el interruptor se cerraba, de modo que el interruptor fue preparado para volver a cerrarse instantáneamente después de una primera operación de falla si el circuito lo requería. El mecanismo de almacenamiento de energía originalmente se usó principalmente en las clasificaciones más nuevas, pero eventualmente se

migró a prácticamente todos los interruptores automáticos utilizados en los conmutadores revestidos de metal, y los operadores de solenoides se convirtieron en algo del pasado.

La mayoría de los equipos metal-clad switchgear se construyeron para uso en interiores, suministrando frecuentemente equipos para subestaciones de distribución en sistemas de servicios públicos y grandes usuarios industriales. La Figura 5.4a y 5.4b muestra las vistas frontal y posterior de metal-clad switchgear típica, construida en la década de 1970. Los interruptores de circuito que se muestran en la Figura 5.4a tienen mecanismos de energía almacenada. El gran transformador de control de potencia observado en la Figura 5.4b es del tipo de bobina fundida.

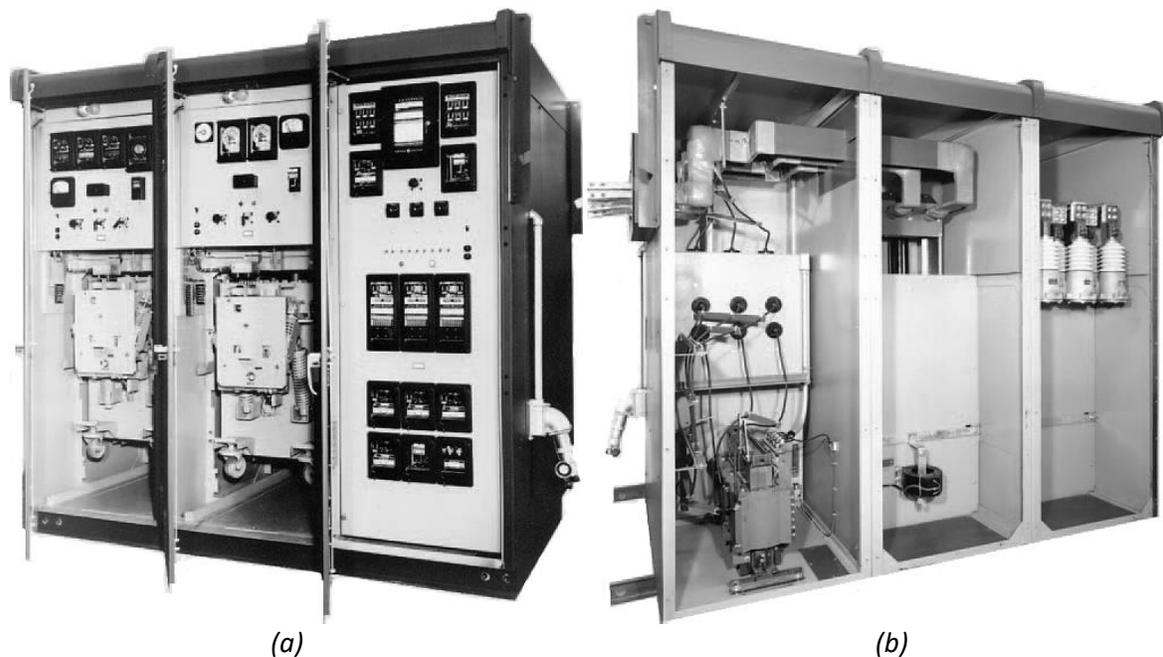


Figura 5.4. (a) Vista frontal exterior y (b) Vista posterior exterior de un equipo metal-clad switchgear con diseño de 1970. (Fotos cortesía de Powell Industries, Houston, Texas) – Imagen recuperada de [Bridger, B. y Brusso, B. (2014), p. 9].

Como lo mencionábamos, todos los equipos metal-clad están diseñados a medida, para una aplicación, o usuario, en particular. En la mayoría de los casos, esto significa que el ingeniero de diseño selecciona una serie de dispositivos, y estructuras, estándar y los organiza para satisfacer las necesidades del usuario. Sin embargo, algunos usuarios tienen demandas inusuales que requieren diseños verdaderamente personalizados, como el tener los compartimientos de bus principal de fase segregados, requeridos por una gran empresa de servicios públicos. La Figura 5.5 muestra una unidad con esta característica especial.

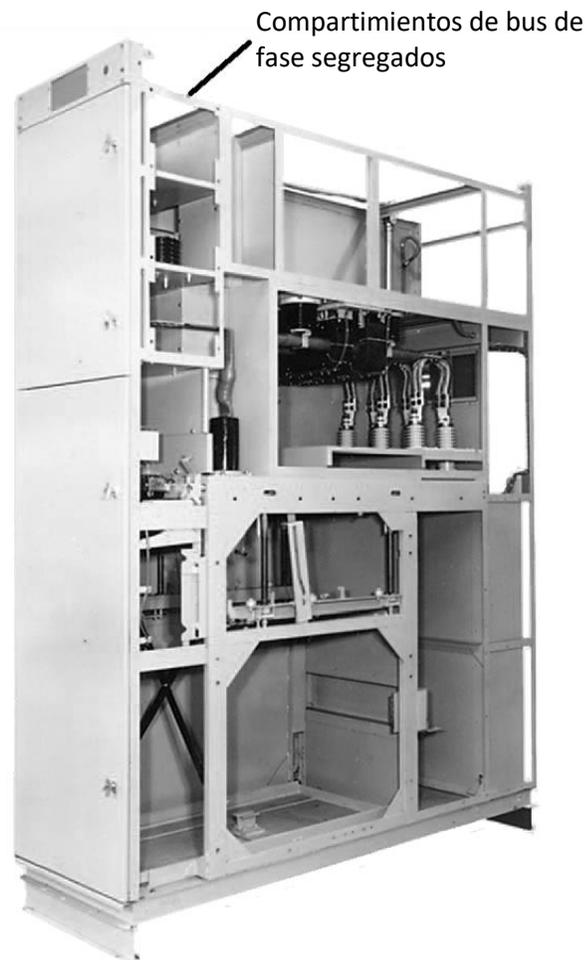


Figura 5.5. Unidad con tres compartimientos de bus separados para el bus principal trifásico. (Foto cortesía de Powell Industries, Houston, Texas) – Imagen recuperada (traducida) de [Bridger, B. y Brusso, B. (2014), p. 9].

Las modificaciones al diseño del equipo fueron necesarias para adaptarse a los interruptores automáticos de mayor clasificación, que a menudo eran más grandes que las clasificaciones anteriores.

Los diseños de la celda se modificaron para adaptarse a los interruptores más grandes, y se crearon diseños de bus de trabajo de 3 000 A. Los aislantes de bus se rediseñaron y se volvieron a probar para soportar las corrientes de falla más altas de las nuevas clasificaciones.

El siguiente gran avance en los equipos metal-clad switchgear fue la introducción de interruptores de vacío (VI) en los interruptores automáticos. Como lo explicábamos en el capítulo anterior, a fines de la década de 1970, los VI con clasificaciones adecuadas para

interruptores automáticos de media tensión se pusieron a disposición y los fabricantes de celdas rediseñaron sus equipos para aprovechar esto.

Una de las principales ventajas de los VI es que son mucho más pequeños y livianos que los modelos anteriores. Esto permitió que los nuevos modelos incluyeran dos interruptores automáticos en una sección vertical, ya sea dos interruptores de 1 200 A o, uno de 1 200 A y otro de 2 000 A¹¹⁸, uno encima del otro, como se muestra en la Figura 5.6. Este espacio ahorrado en el equipo, le proporcionaba una ventaja particular en ciertas instalaciones, como en las plataformas petrolíferas marinas.



Figura 5.6. Dos unidades metal-clad switchgear con una potencia nominal de 13.8 kV y 2 000 A, con interruptores automáticos de vacío. (Foto cortesía de Powell Industries, Houston, Texas) – Imagen recuperada de [Bridger, B. y Brusso, B. (2014), p. 9].

En un inicio, existió cierta resistencia al uso de los VI por parte de los usuarios que estaban preocupados por la fiabilidad de los mismos, sin embargo, la experiencia demostró la gran fiabilidad de estos interruptores. En tanto, a fines de la década de 1980, esencialmente todos los nuevos equipos metal-clad switchgear estaban equipados con interruptores automáticos de

¹¹⁸ Si se trataba de un interruptor de 3 000 A, era necesario que subiera su propia sección vertical para mantener el aumento de temperatura dentro de los límites de diseño.

vacío, y los fabricantes ofrecían modelos diseñados para reemplazar a muchos de los interruptores de aire magnético de la generación anterior.

El uso general de VI en interruptores automáticos de media tensión eventualmente llevó a un cambio en la estructura de calificación de los estándares IEEE para las calificaciones de un interruptor. La norma anterior, que estaba orientada a interruptores magnéticos de aire, especificaba una calificación de interrupción de MVA constante, desde una clasificación de voltaje máxima hasta un voltaje más bajo especificado, y una clasificación constante de interrupción de amperios, por debajo de esa tensión. Esta estructura coincidía con las características de rendimiento reales de los interruptores de aire magnético. Sin embargo, se determinó que el rendimiento real de los VI es una calificación de amperios constante desde la clasificación de voltaje máximo hasta el final, y se revisaron los estándares para reflejar este cambio. Las clasificaciones de interrupción ahora se expresan en kA en lugar de MVA.

A principios de la década de 1990 se presentaron dos desarrollos importantes en los equipos con revestimiento metálico:

- Aparamenta nominal a 38 kV.
- *Resistencia al Arco*¹¹⁹.

Se logró casi triplicar la tensión nominal máxima del equipo de distribución, de 13.8 a 38 kV; sin embargo, hacer el tamaño del equipo lo más pequeño posible presentaba dos problemas de diseño significativos. Primero, la elección de un VI para el interruptor de circuito era crítica. Se propusieron algunos conceptos iniciales utilizando, por cada fase, dos interruptores en serie con niveles de voltaje más bajos, pero esto en general demostró no ser viable pues el uso de dos VI haría que el interruptor y por ende el equipo fuesen más grandes. Además, usar dos VI complicaría el diseño del mecanismo operativo. Una vez que se decidió usar un solo VI por fase, había algo más que resolver. A 38 kV, el aislamiento exterior del VI, se convertía en la ruta de

¹¹⁹ Las fallas de arco eléctrico dentro de un tablero eléctrico de distribución producen una variedad de fenómenos físicos que incluyen aumentos repentinos de presión y recalentamiento extremo y localizado, que combinados destruyen conductores, elementos de aislamiento y partes del revestimiento.

ruptura crítica. Para esto, se plantearon dos soluciones; alargar el VI para que la distancia del flameo superficial (surface flashover) sea adecuado para el nivel de aislamiento básico requerido (BIL) o encapsular la superficie exterior del VI en un material aislante para cumplir con el BIL. Evidentemente, al menos un fabricante eligió este segundo método.

De hecho, incluso con el material aislante en la superficie, el mecanismo del surface flashover y su aplicación al diagnóstico en un interruptor de vacío, sigue siendo estudiado. Sobre esto, Kojima, H. (2017) nos afirma que, al día de hoy, una correcta aplicación de los interruptores de vacío para niveles de voltaje más altos es altamente esperada desde el punto de vista de su alto rendimiento de aislamiento; no obstante, el flashover de superficie en un aislador sólido es uno de los principales problemas. En general, la capacidad de retención de voltaje de un aislador sólido en vacío es usualmente menor que la de un gap de vacío de dimensiones similares. Para mejorar la resistencia dieléctrica en el flashover de la superficie de vacío debemos comprender los mecanismos de iniciación y desarrollo en el flashover. Este fenómeno en el vacío se ha estudiado durante muchos años, pero algunos procesos aún no se comprenden claramente. Probablemente el mecanismo más generalmente aceptado es una cascada de electrones a lo largo de la superficie del aislante, o una avalancha de emisión de electrones secundaria (SEEA). Algunos de los electrones emitidos en el campo, desde la *triple unión*¹²⁰, impactan sobre la superficie del aislador y producen electrones adicionales por emisión secundaria. Algunos de estos electrones secundarios golpearán nuevamente la superficie del aislador, produciendo electrones terciarios. La continuación de este proceso da como resultado una cascada a lo largo de la superficie del aislador que se convierte en una avalancha de emisión de electrones. Este SEEA, a su vez, puede llevar a una ruptura completa (p. 535).

¹²⁰ La intersección entre una superficie metálica, una superficie dieléctrica y la región de vacío se conoce generalmente como la "triple unión", o bien "punto triple". El punto triple, en varias configuraciones, ocurre naturalmente en todos los sistemas de aislamiento de alto voltaje, ventanas de microondas de alta potencia, todos los cátodos de óxido, cátodos fríos con contaminantes adsorbidos, etc. Recibió una atención renovada en investigaciones recientes sobre el desarrollo de cátodos y la ruptura de ventanas de rf. En todos los sistemas anteriores, el punto triple ha sido considerado como la fuente donde los primeros electrones se producen cuando está presente un campo eléctrico suficientemente fuerte. El campo eléctrico en un punto triple matemáticamente agudo podría ser infinito. Este campo eléctrico divergente a menudo se considera que contribuye a un "factor de mejora de campo" significativo, que conduce a la emisión de electrones en el campo. Estos electrones de primera generación, o electrones de semilla, una vez producidos, pueden experimentar una rápida multiplicación, ya sea por ionización de impacto de neutrones o por emisión secundaria si estos electrones de semilla golpean la superficie dieléctrica con una energía suficientemente alta. Cerca del punto triple, se ha especulado que "un solo electrón liberado del electrodo de cátodo puede iniciar una avalancha de emisión secundaria".

Retomando, el otro gran desafío fue controlar cuidadosamente la tensión eléctrica en todo el diseño del equipo. Esto involucraba cosas como el uso de barras de bus tubulares en lugar de rectangulares, el recubrimiento de los conductores con aislamiento líquido, el uso de insertos metálicos cuidadosamente colocados, entre otros tantos. Las calificaciones finales para este equipo fueron 38 kV, 1 200 y 2 000 A continuos, 40 kA de interrupción y 150 kV BIL.

A principios de los años noventa, el desarrollo de equipos metal-clad switchgear con, resistencia al arco, dio impulso a una iniciativa que buscaba una mayor seguridad para los usuarios de estos equipos eléctricos.



Figura 5.7. Ejemplo de equipo de protección personal (PPE) para proteger contra los efectos del arco eléctrico, como lo exige la NFPA¹²¹ 70E – Imagen recuperada (traducida) de [Schoten, P., Dingle, P. y Kaminskyj, W. (2007), p. 2].

Los nuevos estándares, primero requeridos por los grandes usuarios de este equipo y luego como requisitos en los códigos nacionales e internacionales, requerían que el personal que se acercaba al equipo energizado estuviera protegido por ropa que pudiera soportar el arco eléctrico

¹²¹ Antes de mediados de la década de 1990, había directrices mínimas que cubrían las prácticas de trabajo seguras de los empleados en relación con los equipos de distribución eléctrica. En EU. la NFPA fue pionera en crear un documento de seguridad para empleados.

y *arc flash*¹²², a un nivel basado en la corriente de cortocircuito disponible del equipo. Esto requería una vestimenta protectora muy elaborada y torpe para las instalaciones de media tensión, e incluso esa vestimenta protectora no protegería al personal contra arcos o desechos voladores (ver Figura 5.7).

La alternativa era construir equipos que resistieran un posible arco interno, sin poner en peligro a una persona que se encuentra fuera del equipo. Tanto los estándares canadienses como los de la IEC abordaron este tipo de diseño, pero no coincidían entre sí, y no se aplicaron los estándares ANSI o IEEE. Los usuarios comenzaron a solicitar una solución al problema, y los fabricantes idearon diseños adecuados. Además, se desarrollaron estándares IEEE para cubrir este nuevo producto (ver Figura 5.8).



Figura 5.8. Unidad metal-clad de 13.8 kV resistente al arco, que muestra el mecanismo de cierre reforzado de la puerta del interruptor. (Foto cortesía de Powell Industries, Houston, Texas) – Imagen recuperada de [Bridger, B. y Brusso, B. (2014), p. 11].

¹²² Un Arc Flash es más acertadamente definido como la luz producida durante la falla conocida como Arc Fault. Esta última resulta de la descompostura del medio aislante entre dos conductores donde la energía es suficiente para sostener un arco eléctrico a través del aislante (generalmente aire) con la posibilidad de crear cantidades extremas de luz (Arc Light), una inmensa cantidad de calor (hasta 19 000 ° C) y la resultante onda de presión explosiva (Arc Blast). Estas fuerzas se combinan para crear una condición peligrosa que puede vaporizar el metal, destruir equipos y herir a cualquier persona que esté cerca.

El diseño de este equipo implicó grandes cambios en dos áreas. En primer lugar, el recinto exterior tuvo que reforzarse para resistir la fuerza de la explosión del arco, mientras aún se tenían las puertas de extracción del interruptor que podían usarse convenientemente. La Figura 5.8 muestra el mecanismo de cierre reforzado de la puerta para un compartimiento de interruptor resistente al arco. En segundo lugar, se debía proporcionar una ruta en el equipo para el escape de los gases del arco. Esto se tuvo que hacer sin permitir que los gases de arco (altamente conductores) distribuyeran el arco a otra parte del equipo. Además, la ruta de escape para los gases del arco tenía que estar coordinada con el edificio, de modo que los gases no fueran dirigidos hacia el área protegida, fluyendo alrededor del exterior del dispositivo de conmutación. Actualmente, un porcentaje significativo de equipos metal-clad switchgear se están construyendo con diseños resistentes al arco.

El trabajo que realiza el equipo metal-clad switchgear es prácticamente el mismo que hace 80 años, pero se puede realizar en sistemas con niveles de voltaje, corriente e interrupciones de voltaje mucho más altos y con mayor seguridad.

5.3. Diferencia entre metal-clad y metal-enclosed.

Como anteriormente lo mencionábamos, existen estándares que establecen los requisitos que debe cumplir un equipo “metal-clad” o “metal-enclosed”. Estos estándares pueden ser de origen europeo, como el IEC – International Electrotechnical Commission [Comisión Electrotécnica Internacional], estándares americanos, como el ANSI – American National Standards Institute [Instituto Nacional Estadounidense de Estándares], o también internacionales como el IEEE – Institute of Electrical and Electronics Engineers [Instituto de Ingeniería Eléctrica y Electrónica].

Al hablar de equipo metal-clad, normalmente, hacemos referencia a estándares ANSI/IEEE y no lo relacionamos a equipo de la normativa IEC ya que, en este estándar, el término “metal-clad” no aparece. No obstante, en la antigua norma IEC 60298 el término sí existía y posiblemente este fuera lo que diera origen a la confusión, pues un equipo “metal-clad” construido bajo estándares ANSI/IEEE, no era lo mismo (y estrictamente aun no lo es) que uno construido bajo el estándar IEC.

Según lo definido en los estándares de la IEEE, los equipos “metal-clad” son uno de los tres tipos comunes de equipos metal-enclosed; específicamente, su *definición*¹²³ es la siguiente:

“Metal-enclosed (ME) power switchgear: a switchgear assembly completely enclosed on all sides and the top with sheet metal (except for ventilating openings and inspection windows, viewing panes, or similar items) containing primary power circuit switching or interrupting devices, or both, with buses and connections. The assembly may include control and auxiliary devices. Access to the interior of the enclosure is provided by doors or removable covers or both. NOTE—Metal-clad switchgear, metal-enclosed interrupter switchgear, and low-voltage power circuit-breaker switchgear are specific types of metal-enclosed power switchgear.”
[Equipos metal-enclosed (ME) power switchgear: conjunto de equipo de conmutación cerrado completamente por todos los lados, así como en la parte superior, con chapa metálica (excepto las aberturas de ventilación y ventanas de inspección, paneles de visualización o elementos similares) que contienen dispositivos primarios de conmutación o interrupción de circuitos (o ambos), con buses y conexiones. El conjunto puede incluir dispositivos de control y auxiliares. El acceso al interior del recinto se realiza mediante puertas, o cubiertas desmontables, o ambas. NOTA: los equipos metal-clad switchgear, metal-enclosed interrupter switchgear y low-voltage power circuit-breaker switchgear, son tipos específicos de equipos metal-enclosed power switchgear.] (C37.20.1(2015), 2(2015), 3(2013) – IEEE Standards, p. 5, 6, 5).

La anterior definición aparece en tres estándares de la IEEE: C37.20.1-2015 – IEEE Standard for Metal-Enclosed Low-Voltage (1 000 Vac and below, 3 200 Vdc and below) Power Circuit Breaker Switchgear; C37.20.2-2015 – IEEE Standard for Metal-Clad Switchgear; y en el C37.20.3-2013 – IEEE Standard for Metal-Enclosed Interrupter Switchgear (1 kV - 38 kV).

Ahora bien, específicamente, el estándar C37.20.2 (2015), establece que para que un equipo metal-enclosed pueda ser llamado “metal-clad switchgear”, son necesarias las siguientes características (p. 6):

¹²³ La definición difiere de la del IEEE Std C37.100.

a) Los dispositivos de conmutación e interrupción, deben ser de tipo extraíble, dispuesto con un mecanismo para moverlo físicamente entre las posiciones desconectadas y conectadas, y equipado con dispositivos de desconexión primaria autoalineables y de autoacoplamiento y conexiones de cableado de control desconectables.

b) Las partes principales del circuito primario, es decir, los dispositivos de conmutación o interrupción, buses, transformadores de voltaje y los transformadores de control de potencia, deben estar completamente encerrados por barreras metálicas, conectadas a tierra, que no tengan aberturas intencionales entre compartimientos, excepto las pequeñas aberturas para cables, manojos de cables, enlaces mecánicos u objetos de naturaleza similar. Específicamente se incluye una barrera de metal delante del dispositivo de interrupción, o una parte del mismo, de modo que, cuando está en la posición conectada, no se expongan componentes del circuito primario por la apertura de una puerta.

c) Todas las partes vivas deben estar encerradas dentro de compartimientos de metal puestos a tierra.

d) Persianas automáticas (shutters) deben cubrir los elementos del circuito primario cuando el elemento extraíble está en la posición desconectada, de prueba o retirada.

e) Los buses primarios y las conexiones deben estar cubiertas con material aislante en todas partes.

f) Deben proporcionarse enclavamientos mecánicos para una secuencia de operación adecuada en condiciones normales de operación.

g) Los instrumentos, los medidores, los relés, los dispositivos de control secundarios y su cableado, deberán estar aislados, por barreras metálicas conectadas a tierra, de todos los elementos del circuito primario (a excepción de las longitudes cortas de cables, como en los terminales de los transformadores de instrumentos).

h) La puerta a través de la cual se inserta el dispositivo de interrupción de circuito puede servir como un panel de instrumentos o de relés y también puede proporcionar acceso a un compartimiento de control secundario dentro de la carcasa.

Por su parte, el estándar IEC 60298 (1996): A.C. Metal-Enclosed Switchgear and Controlgear for Rated Voltages Above 1 kV and Up to and Including 52 kV, también diferenciaba entre tres tipos de compartimentación: metal-clad switchgear, compartmented switchgear: y cubicle-type switchgear. Específicamente su definición para equipos “metal-clad switchgear” era la siguiente:

“Metal-clad switchgear and controlgear: Metal-enclosed switchgear and controlgear in which components are arranged in separate compartments with metal partitions intended to be earthed.” [Los metal-clad switchgear and controlgear son equipos en los cuales los componentes están dispuestos en compartimientos separados con particiones de metal destinadas a conectarse a tierra.] (IEC 60298. (1996), p. 5).

Sim embargo, los requisitos que este estándar establecería, solo se desarrollaron en dos notas, dentro de la misma definición. La Nota 1 establecía que este término (metal-clad switchgear) se aplicaría solo a equipos metal enclosed switchgear, con particiones metálicas, que proporcionaran el grado de protección $IP2X$ ¹²⁴ (o superior) de la Tabla 6 de IEC 60694 (1996), y que tuvieran compartimientos separados, al menos para los siguientes componentes: cada dispositivo de conmutación principal; componentes conectados a un lado de un dispositivo de conmutación principal, por ejemplo, circuito alimentador; y componentes conectados al otro lado del dispositivo de conmutación principal, por ejemplo, *barras colectoras*¹²⁵. La Nota establecía que todo equipo metal-enclosed switchgear que tuviera particiones metálicas y que cumpliera con todos los requisitos de la Nota 1, podría utilizar una barrera shutter aislante; que debía proporcionar un grado de protección $IP2X$ (o superior) y cumple con los requisitos de la *subcláusula 5.103.1*¹²⁶.

¹²⁴ Protegida contra los cuerpos sólidos de más de 12 mm.

¹²⁵ Si se tuvieran más de un conjunto de barras de distribución, cada conjunto estaría en un compartimiento separado.

¹²⁶ Para particiones y shutters de material aislante.

Resulta ahora evidente que los requisitos que la IEEE solicita para sus equipos metal-clad no eran los mismos que la IEC requería en su estándar 60298. ¿Esto significa que una celda metal-clad bajo estándares de la IEEE, y una celda metal-enclosed bajo estándares de la IEC, son equipos completamente diferentes? No del todo. El nuevo estándar IEC 62271-200:2011 (High-voltage switchgear and controlgear - Part 200: AC metal-enclosed switchgear and controlgear for rated voltages above 1 kV and up to and including 52 kV) define las características de construcción de los equipos de una manera diferente, de tal forma que bajo el estándar IEC se tienen muchas más variantes de construcción de los tableros; y bajo esas variantes hay ciertas características que pueden ayudar a que un equipo diseñado bajo estándares europeos, puede ser equivalente, constructivamente, a un equipo diseñado bajo estándares americanos.

5.4. Características de las celdas aisladas en gas SF₆ para media tensión.

El siguiente subtema proporciona información sobre la planificación, especificación, prueba, instalación, operación y mantenimiento de celdas aisladas en gas SF₆. Se utilizaron diferentes documentos de referencia, tanto de la normativa IEEE, como de la IEC e inclusive algunas especificaciones nacionales; cada uno de las cuales, resulta indispensable.

Este tipo de celdas son ideales para aquellas instalaciones que cuentan con dimensiones reducidas, en donde el medio ambiente es agresivo (alta humedad, polvo, gases corrosivos, salinidad, etc.) y para los procesos en donde es primordial mantener el suministro de la energía eléctrica (ver Figura 5.9). Otros usos se refieren a redes de distribución públicas e industriales, por ejemplo, en:

- Compañías eléctricas.
- Centrales eléctricas.
- Industria cementera.
- Industria automotriz.
- Plantas siderúrgicas.
- Industria minera.
- Industria textil y alimentaria.
- Industria química.
- Industria del petróleo.
- Instalaciones de oleoductos.
- Instalaciones en alta mar.
- Industria petroquímica.
- Industria de construcción naval.
- Centrales diésel.
- Grupos electrógenos de emergencia.
- Electrificación ferroviaria.



Figura 5.9. (1) Aplicación en electrificación ferroviaria, (2) aplicación en red de suministro pública y (3) aplicación en instalación en alta mar. – Imagen recuperada de [Catálogo Siemens – HA 35.11 · 2017, p. 2].

5.4.1. Especificaciones técnicas.

El estándar C37.122.2-2011 (Guide for the Application of Gas-Insulated Substations 1 to 52 kV) establece la documentación necesaria que debe incluirse en una *especificación* ^{127 128} para un equipo MV-GIS (p. 4-5):

- Diagrama unifilar de conmutación.
- Diagrama unifilar de medición y transmisión.
- Plan de sitio.
- Condiciones del lugar (restricciones de acceso, limitaciones de espacio, temperatura, humedad, altitud del lugar, contaminación, condiciones ambientales especiales etc.).
- Distribución y la disposición del edificio.

¹²⁷ Las especificaciones técnicas son documentos en los cuales se definen las normas, exigencias y procedimientos a ser empleados y aplicados en todos los trabajos de construcción de obras, elaboración de estudios o fabricación de equipos.

¹²⁸ La especificación de la MV-GIS se debe basar en un diagrama unifilar, y será posible preparar bocetos de diferentes diseños y esquemas disponibles, y ver cómo se pueden usar en un proyecto real.

- Equipo primario (requisitos y clasificaciones; incluidos los requisitos del transformador de instrumentos).
- Equipo secundario (protección y control, medición, enclavamiento, estación de fuentes de servicios de CA y CC, etc.).
- Datos del sistema de ingeniería (método de puesta a tierra, servicio de cortocircuito, etc.)
- Requisitos de mantenimiento y funcionamiento (requisitos de seguridad locales, esquemas de bloqueo).
- Horario de entrega del proyecto.
- Conexiones a otros equipos (cable, bus de cable, bus con aislamiento sólido o bus con aislamiento de gas).

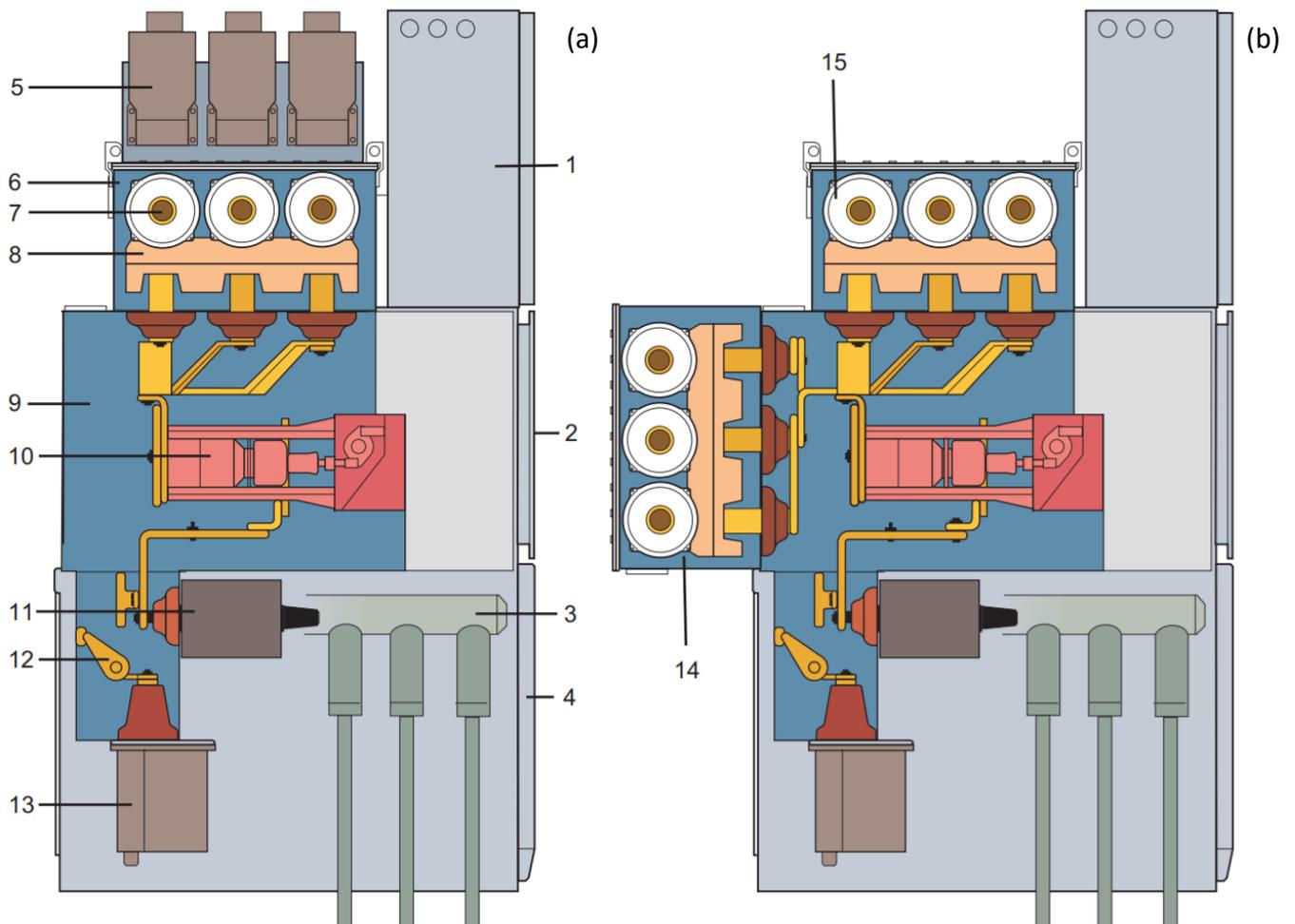
Se debe prestar especial atención a la interconexión entre una celda y otros componentes de la red, como líneas aéreas, transformadores, cables, etc. El tipo y la ubicación de estas conexiones tendrán un impacto importante en el diseño y en el costo total.

Sobre los arreglos de la subestación, el arreglo de barra principal; doble barra; y, en algunos casos, arreglo de barra principal/barra auxiliar con interruptor de amarre o transferencia, son los más comúnmente *aplicados en América*. Acerca de esto, el estándar C37.122.2-2011, afirma que el arreglo, y por ende la disposición de los elementos dentro de la celda, se ve influenciado por una serie de restricciones importantes entre las que destacan (p. 7):

- **Buses y secciones de buses.** El arreglo puede influir en la longitud del bus, la orientación del equipo y el número de secciones de buses requeridas.
- **Indicadores de posición y la ventana de visualización.** La disposición debe permitir una visión clara de todos los indicadores de posición para desconectar y conectar a tierra los interruptores. Todos los indicadores de posición deben ser visibles desde el piso o desde una plataforma de acceso. Las vistas proporcionaran una verificación directa de la posición del contacto del interruptor (blade) y deben ser fácilmente accesibles con una necesidad mínima de quitar el hardware, cubiertas, etc.

- **Expansión.** La disposición debe ser tal que la expansión de la instalación original se pueda lograr con un tiempo de inactividad mínimo de la MV-GIS.
- **Conexiones auxiliares.** La longitud y la cantidad de puntos terminales del cableado de control de bajo voltaje y las conexiones de gas SF₆ deben minimizarse.
- **Operación.** todas las manijas operativas deben ser accesibles y agrupadas para una operación simplificada. Todos los dispositivos indicadores y medidores deben estar claramente etiquetados, visibles y fácilmente accesibles.
- **Configuración.** la MV-GIS debe ser modular y la configuración de los componentes combinados debe promover la flexibilidad, un diseño compacto y simplificar las aplicaciones de modernización.

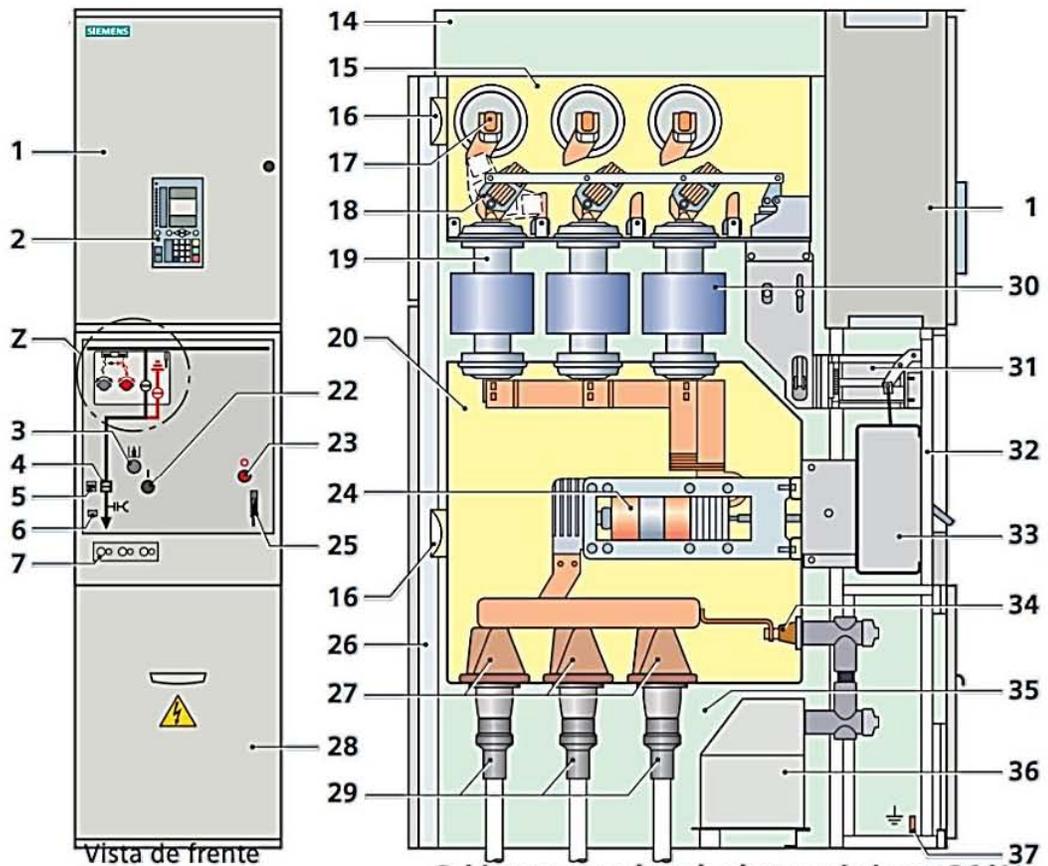
Por otra parte, otras características interesantes se pueden encontrar en la Especificación CFE V6700-71 (Tableros aislados en gas SF₆ para media tensión). La misma establece que el diseño de las celdas debe tener la posibilidad de ampliación futura por ambos extremos, permitiendo la extracción de las celdas centrales sin desplazar los contiguos. El bus principal debe estar confinado, aislado en SF₆ u otro medio distinto, permitiéndose que la interconexión entre celdas se realice en el mismo medio aislante (conservando sus características: resistencia al polvo, contaminación, agua, humedad, salinidad, con protección contra contactos indirectos.). El grado de protección del conjunto de la envolvente debe ser como mínimo igual a IP3X y el del compartimiento de gas de **IP65**, con una tasa de **fuga máxima garantizada del gas ≤ 0.1% anual**, durante la vida útil de las celdas. Todas las secciones del tablero deben estar diseñadas para soportar una falla de arco interno trifásico a tensión nominal, y con la corriente de cortocircuito nominal de acuerdo a la norma IEC 62271-200. Accesibilidad clase A, en donde el personal autorizado puede estar situado en cualquier posición alrededor de todo el tablero. Preferentemente los seccionadores e interruptores de vacío, o SF₆, deben instalarse dentro de una envolvente metálica sellado herméticamente que contenga gas SF₆ como aislamiento con un grado de protección IP65; en caso de que se encuentren estos equipos en envolventes independientes estos deben cumplir con el mismo grado de protección (p. 5-6). La disposición de los elementos, en equipos MV-GIS, mostradas en la Figuras 5.10, 5.11 y 5.13 son algunas disposiciones comunes que pueden aplicarse. Estas disposiciones se basan en diseños y configuraciones de celdas típicas ofrecidos por distintos fabricantes.



1. Armario de baja tensión
2. Panel de control
3. Terminales de cables
4. Cubierta del compartimento de conexión de cables
5. Módulo del TP en el juego de barras
6. Compartimento del juego de barras, lleno de gas, con interruptor de tres posiciones
7. Juego de barras
8. Interruptor de tres posiciones

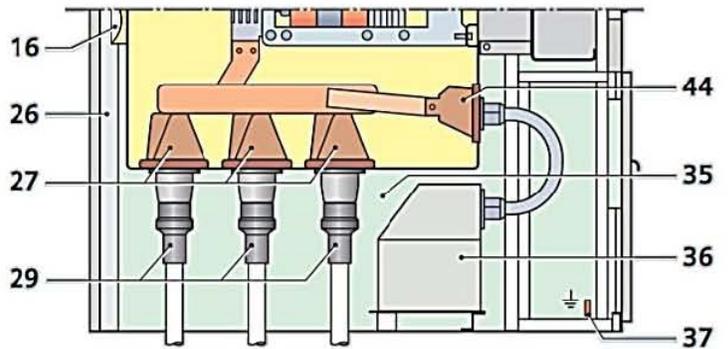
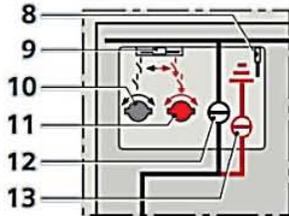
9. Compartimento hermético lleno de gas con interruptor automático
10. Interruptor automático de vacío
11. TC toroidal
12. Dispositivo de seccionamiento para TP
13. TP en el bloque de salidas
14. Módulo del juego de barras (lleno de gas) con interruptor de tres posiciones para doble barra
15. Módulo del juego de barras con seccionador

Figura 5.10. (a) GHA con arreglo barra principal y (b) GHA con arreglo de doble barra – Imagen recuperada de [Catálogo Schneider Electric - GHA Apararmenta aislada por gas con interruptor automático de vacío para la distribución primaria de hasta 40.5 kV · 2011, p. 9].

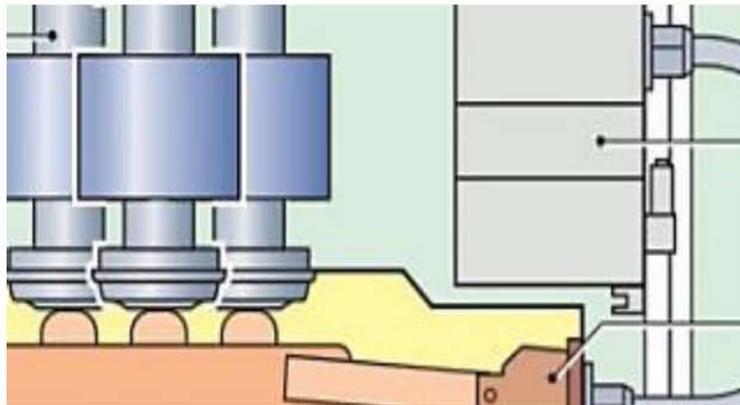


Celda con cono interior integrado hasta 36 kV

Detalle Z:



Celda con cono interior integrado hasta 40,5 kV



1. Compartimento de baja tensión
2. Relé de protección multifuncional SIPROTEC 4 (ejemplo)
3. Abertura de mando para tensar los resortes del interruptor de potencia
4. Indicador de posición del interruptor de potencia
5. Indicador de “resorte tensado”
6. Contador de ciclos de maniobra del interruptor de potencia
7. Sistema detector de tensión capacitivo
8. Palanca de interrogación
9. Corredera de preselección y dispositivo de inmovilización para las funciones de “seccionamiento/puesta a tierra” del interruptor de tres posiciones
10. Abertura de mando para la función de “seccionamiento” del interruptor de tres posiciones
11. Abertura de mando para la función de “puesta a tierra preparada” del interruptor de tres posiciones
12. Indicador de posición para la función de “seccionamiento” del interruptor de tres posiciones
13. Indicador de posición para la función de “puesta a tierra preparada” del interruptor de tres posiciones
14. Cubierta de embarrado
15. Módulo de embarrado, aislado en SF₆
16. Alivio de presión (disco de ruptura)
17. Sistema de embarrado tripolar
18. Seccionador de tres posiciones
19. Acoplamiento de módulos entre el módulo de embarrado y el módulo de interruptor de potencia
20. Módulo de interruptor de potencia soldado, aislado en SF₆
21. Corredera de selección para seleccionar el seccionador de tres posiciones en celdas de embarrado doble
22. Pulsador de CIERRE del interruptor de potencia
23. Pulsador de APERTURA del interruptor de potencia
24. Tubo de maniobra al vacío del interruptor de potencia
25. Dispositivo de inmovilización para la derivación (adecuado para bloquear con un candado)
26. Canal de alivio de presión
27. Conexión de cables integrada como cono interior
28. Cubierta del compartimento de cables
29. Conexión de cables con conectores de cono interior
30. Transformador de corriente para la derivación
31. Mecanismo de funcionamiento para el interruptor de tres posiciones
32. Panel de mando mecánico
33. Mecanismo de funcionamiento para el interruptor de potencia
34. Conector hembra del TC como cono exterior
35. Compartimento de cables
36. TP para la derivación
37. Embarrado de puesta a tierra
38. Dispositivo de seccionamiento del transformador de potencial para la derivación
39. Pasatapas del transformador de potencial para la derivación
40. Conexión de cables con conectores en T de cono exterior
41. Acoplamiento de módulos entre el módulo de interruptor de potencia y el módulo separado con cono interior
42. Módulo separado con cono interior
43. Conexión de cables integrada como cono interior
44. Conector hembra del TC como cono interior

Figura 5.11. NXPLUS con arreglo barra principal – Imagen recuperada de [Catálogo Siemens - Celdas fijas tipo NXPLUS con interruptores de potencia, hasta 40.5 kV, aisladas en gas. HA 35.51· 2011, p. 28-29].

- 1.0 Compartimento de interruptor automático
 - 1.1 Polo del interruptor automático
 - 1.2 Mecanismo de servicio del interruptor automático
 - 1.3 Borna de cable
 - 1.4 Borna de ensayo (también para otros dispositivos enchufables)
 - 1.5 Sistema indicador de tensión capacitivo
 - 1.8 Transformador de tensión
 - 1.9 Sensor o transformador de bloque
 - 1.12 Pasatapas, compartimento del interruptor automático/barras
 - 1.13 Disco de descarga de presión
 - 1.15 Transformador de intensidad
 - 2.0 Compartimento de barras
 - 2.1 Sistema de barras
 - 2.3 Seccionador de tres posiciones
 - 2.4 Seccionador
 - 2.5 Mecanismo del seccionador de tres posiciones
 - 2.6 Mecanismo del seccionador
 - 3.0 Compartimento de terminaciones de cable
 - 3.1 Terminal de cable
 - 3.2 Cable de alta tensión
 - 3.3 Sujeción de cable
 - 3.5 Barra principal de tierra
 - 4.0 Conducto de descarga de presión, trasero (para el compartimento de interruptor automático y el compartimento de terminaciones de cable)
 - 4.1 Conducto de descarga de presión, superior (para compartimento de barras)
 - 6.0 Compartimento de baja tensión
 - 6.1 Unidad central de un dispositivo combinado de protección y control
 - 6.2 Interfaz persona-máquina de un dispositivo combinado de protección y control
- Gas aislante SF6 o AirPlus

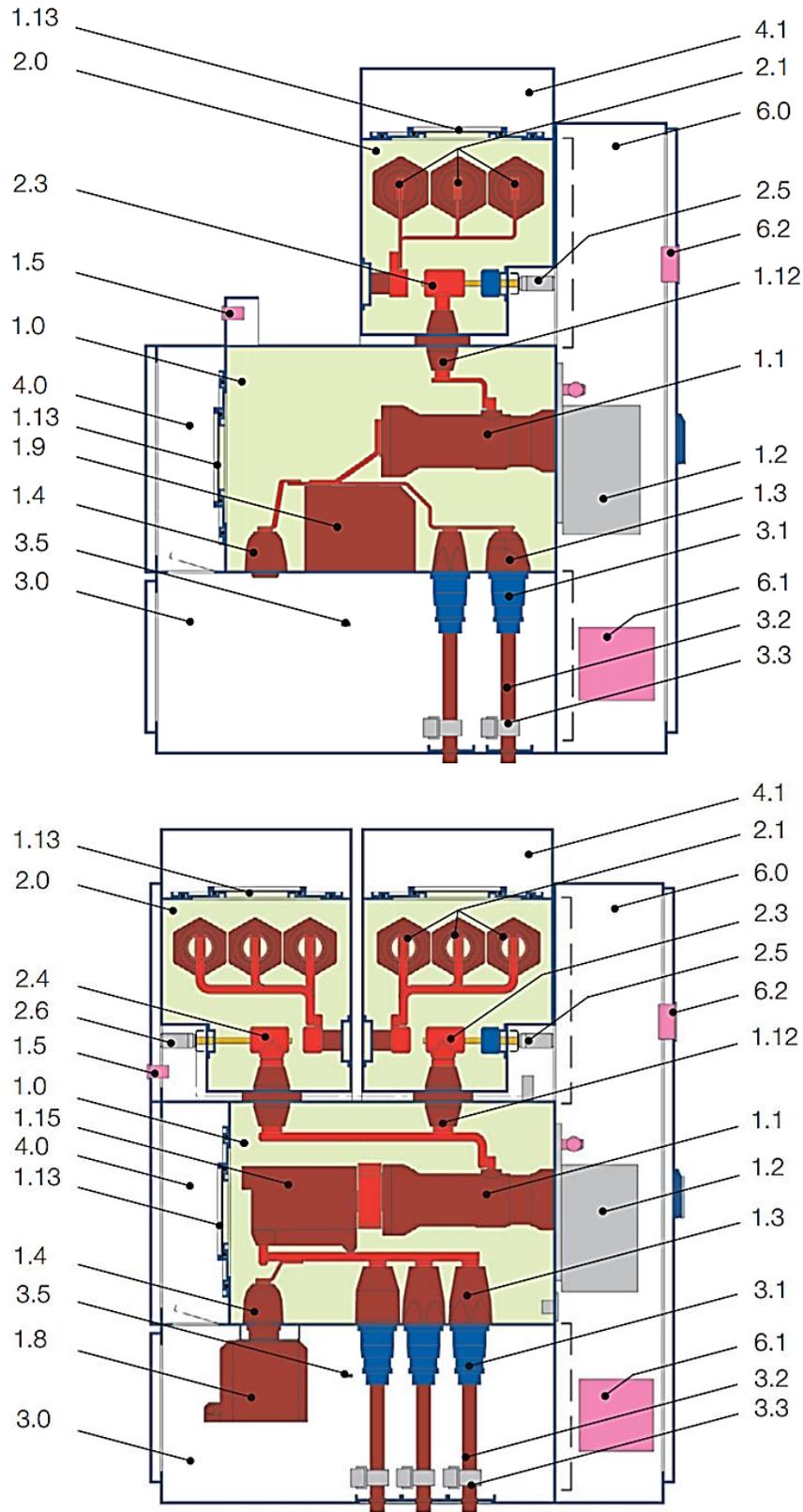


Figura 5.12. ZX2 con arreglo barra principal (superior) y con arreglo de doble barra (inferior) – Imagen recuperada de [Catálogo técnico ABB - ZX2 Celdas de aislamiento en gas de media tensión. TK 502/20 ES - 2019, p. 21].

Como se observa, distintas disposiciones estarán disponibles dependiendo de los requisitos del cliente, tales como que los interruptores de desconexión/conexión a tierra estén ubicados en ambos lados de las posiciones del interruptor de potencia, TP, apartarrayos, entre otros.

En cuanto al equipo primario de estas subestaciones, el estándar C37.122.2-2011, nos ofrece una descripción de sobre ellos (p.13-14):

- **Interruptor de potencia:** En los equipos MV-GIS, todos los interruptores suelen ser interruptores de vacío, montados en un compartimento aislado con gas SF₆. Los interruptores deben cumplir con los requisitos de IEEE C37.06, IEEE C37.09, IEEE C37.04 e IEC 62271-100.
- **Transformadores de corriente:** En los equipos MV-GIS están disponibles los transformadores de corriente de tipo wound y tipo window.
- **Transformadores de potencial:** Los transformadores de potencial tienen un diseño monofásico y, por lo general, no tienen fusibles primarios¹²⁹.
- **Transformador de control de potencia:** Normalmente, la energía de control la proporciona un transformador externo al tablero MV-GIS.
- **Detectores/indicadores de tensión:** Normalmente se proporciona un dispositivo capacitivo que se utiliza para detectar la presencia de voltaje sin el uso de un *hot-stick*¹³⁰.
- **Seccionador de tres posiciones:** Consiste en un sistema de un solo contacto, con una unidad que tiene tres posiciones. Este seccionador es un seccionador de ruptura sin carga. Se usa para aislar el interruptor automático de vacío y para conectar a tierra una línea o carga en combinación, con el interruptor de potencia.

Sobre terminaciones:

- **Cable:** Las terminaciones de cable de tipo plug-in son el estándar de la industria para conectar cables de alimentación a equipos MV-GIS, de hasta 52 kV.

¹²⁹ Los fusibles primarios están disponibles como opción.

¹³⁰ En la industria de la distribución de energía eléctrica, un hot-stick es un polo aislado, generalmente hecho de fibra de vidrio, utilizado por los trabajadores de las empresas de servicios eléctricos cuando se conectan a una línea activa, para protegerlos de descargas eléctricas.

- **Bujes de aire:** Los bujes de aire montados directamente no se utilizan normalmente en equipos MV-GIS.
- **Barra de bus y conexiones:** Por lo general, todos los conductores de barra de bus carecen de manguitos, fundas o cubiertas aislantes.
- **Conexiones entre celdas y transformadores:** Estas conexiones se pueden realizar a través de un bus aislado sólido, un bus aislado por gas, un conducto de bus, un bus de cable o un cable.
- **Descargadores de sobretensiones:** Los descargadores de sobretensiones son comúnmente plug-in de tipo seco.

A continuación, se señala el equipo secundario típico un sistema MV-GIS:

- Protección, control y enclavamiento.
- Monitoreo.
- Control de supervisión y adquisición de datos (SCADA) e interfaz de comunicación.
- Conexiones de cableado y requisitos de interconexión.
- Anunciación y alarmas.
- Diagrama de bus mímico.

Los requisitos y especificaciones generales para los equipos secundarios de un MV-GIS, no difieren sustancialmente de los de los equipos metal-clad switchgear convencionales y, por lo tanto, las normas IEEE e IEC asociadas se pueden usar como referencia. También se debe tener en cuenta que los equipos MV-GIS tiene seccionadores de desconexión y conexión a tierra, que pueden ser motorizados como una opción. La carga adicional de los interruptores accionados por motor debe considerarse en el diseño de la celda.

Por otra parte, las características requeridas del tablero, según se define en la Especificación CFE V6700-71, son las siguientes:

- Tensión y número de fases.
- Nivel de aislamiento.

- Frecuencia.
- Corriente nominal para circuito principal.
- Corriente de corta duración (circuito principal y de tierra).
- Corriente pico, si fuera aplicables (circuito principal y de tierra).
- Duración del Cortocircuito (circuito principal y de tierra).
- Valores de los componentes que forman parte del tablero, incluyendo las operaciones de sus dispositivos y equipos auxiliares.
- Nivel de llenado del fluido en los compartimientos.

Cuando se finalizan la configuración preliminar y los datos de especificación, es posible que se deban realizar algunos estudios. Estos pueden ser los siguientes:

- Estudios de ingeniería.
 - Estudios de cortocircuito.
 - Estudios de condición de sobretensión temporal (TOV).
 - Cálculos del estudio de sobretensión transitoria (EMTP).
 - Estudios de conmutación de condensadores.
 - Estudios de coordinación de aislamiento.
 - Estudios de ferro-resonancia.
 - Cálculos sísmicos
 - Estudios de ingeniería civil (nivelación de pisos, cimientos, sótano de cables).
 - Estudios de conexión y desconexión a tierra (cálculos de conexión a tierra para personal: contacto, pasos y potenciales de transferencia).
 - Cálculos de alivio de presión para los requisitos de la sala de distribución.
 - Estudios sísmicos.
 - Evaluaciones de liquidación y dimensiones.
 - Estudios de nivel sonoro.
- Estudios de logística.
 - Instalaciones de transporte, almacenamiento y montaje.
 - Demandas impuestas por el servicio y mantenimiento del MV-GIS y posibles ampliaciones futuras, como el acceso a equipos y permisos de trabajo.

Por su parte, el gas SF₆ nuevo, debe cumplir con la norma IEC 60376 y la presión nominal del gas, a 20 ° C, no debe ser mayor que la presión de diseño. Así mismo, la Especificación CFE V6700-71 establece sus propios requisitos (p. 6).

- El medio de aislamiento debe ser SF₆.
- El medio de extinción del arco eléctrico puede ser vacío o SF₆.
- Las distancias internas de aislamiento deben ser tales que, en caso de pérdida de presión hasta un valor igual a la presión atmosférica, los módulos deben soportar en forma continua su tensión nominal entre terminales, y a tierra, siempre y cuando no se haya ocasionado por falla interna.
- En caso de pérdida de presión del aislamiento, el equipo debe enviar una señal de alarma.
- Deben tener los dispositivos necesarios para la supervisión y control de las condiciones del gas SF₆.

En cuanto a los datos eléctricos, los "valores comunes" se muestran en las Tabla 16, 17, 18 y 19; y estos se aplican de fase a tierra, entre las fases y en todo el dispositivo de conmutación abierto. Los valores de tensión soportada "a lo largo de la distancia de aislamiento" son válidos solo para los dispositivos de conmutación en los que, el espacio entre los contactos abiertos, está diseñado para cumplir con los requisitos de seguridad especificados para los seccionadores y seccionadores de puesta a tierra.

Tabla 16. Tensiones máximas nominales y niveles de aislamiento (IEEE Std C37.06/C37.22/IEC 62271-1)¹.

Tensión nominal máxima del sistema, rms [kV]		Tensión soportada asignada a frecuencia industrial, rms, 1 min [kV]				Tensión soportada asignada de impulso tipo rayo [kV]			
		Valor común		A través la distancia de aislamiento		Valor común		A través la distancia de aislamiento	
IEEE	IEC	IEEE	IEC	IEEE	IEC	IEEE	IEC	IEEE	IEC
4.76	7.2	19.0	20.0	20.9	23.0	60.0	60.0	66.0	70.0
8.25	17.5	36.0	38.0	39.6	45.0	95.0	95.0	104.5	110.0
15.0	17.5	36.0	38.0	39.6	45.0	95.0	95.0	104.5	110.0
15.5	24.0	50.0	50.0	55.0	60.0	110.0	125.0	121.0	145.0
25.8 ²	36.0	60.0	70.0	66.0	80.0	125.0	145.0	137.5	165.0
25.8	36.0	60.0	70.0	66.0	80.0	150.0	170.0	165.0	195.0
27.0	36.0	60.0	70.0	66.0	80.0	125.0	170.0	137.5	195.0

38.0 ²	38.0	80.0	70.0	88.0	77.0	150.0	150.0	165.0	165.0
38.0	38.0	80.0	95.0	88.0	105.0	200.0	200.0	220.0	220.0
48.3	52.0	105.0	95.0	115.5	110.0	250.0	250.0	275.0	290.0

¹Elaborado con información recuperada de [IEEE Std C37.122.2-2011 (Guide for the Application of Gas-Insulated Substations 1 to 52 kV, p.10)].

²Estos interruptores están diseñados para su aplicación en circuitos de distribución en estrella multi-tierra equipados con apartarrayos.

La frecuencia nominal es la frecuencia a la cual el equipo está diseñado para funcionar. Las frecuencias estándar son 50 Hz y 60 Hz. Las aplicaciones en otras frecuencias (16 2/3, 25 Hz) deben recibir una consideración especial.

Tabla 17. Corriente nominal a servicio continuo, rms [A].¹

IEEE	IEC
600	630
1 200	1 250
2 000	2 000
2 500	2 500
3 000	3 150
4 000	4 000

¹Elaborado con información recuperada de [IEEE Std C37.122.2-2011 (Guide for the Application of Gas-Insulated Substations 1 to 52 kV, p.11)].

Tabla 18. Capacidad de interrupción de la corriente asignada de cortocircuito del interruptor, rms [kA].

IEEE Std C37.06	IEC 62271-100
16.0	16.0
20.0	20.0
25.0	25.0
31.5	31.5
40.0	40.0

¹Elaborado con información recuperada de [IEEE Std C37.122.2-2011 (Guide for the Application of Gas-Insulated Substations 1 to 52 kV, p.11)].

El valor estándar de la corriente admisible asignada de *corta duración* (3 segundos)¹³¹ debe ser igual a la capacidad de interrupción de la corriente de cortocircuito del equipo de distribución, tal como se indica en la Tabla 18.

¹³¹ Especificación CFE V6700-71 establece que El valor estándar para la Duración nominal de la corriente de corta duración es de 3 segundos, mientras que, según los estándares IEEE, la duración es de 2 segundos.

El valor de cresta/pico de la corriente admisible asignada debe corresponder a la frecuencia nominal. Para una frecuencia nominal de 60 Hz, es igual a 2.6 veces la capacidad nominal de interrupción de cortocircuito, mientras que para una frecuencia nominal de 50 Hz es igual a 2.5 veces la capacidad nominal de interrupción de cortocircuito.

Tabla 19. Número de operaciones (IEEE/IEC)¹.

Prueba	Equipo	IEEE	IEC
Número de operaciones (Ciclos de funcionamiento sin carga (C-O))	Interruptor de potencia	C37.06 15 kV: 5 000 o 10 000 27 kV: 2 500 38 kV: 1 500	62271-100 ² Clase M1: 2 000 Clase M2: 10 000
	Seccionador	C37.22 15kV: 400 27/38 kV: 300	62271-102 ³ Clase M0: 1 000 Clase M1: 2 000 Clase M2: 10 000

¹Elaborado con información recuperada de [IEEE Std C37.122.2-2011 (Guide for the Application of Gas-Insulated Substations 1 to 52 kV, p.13)].

²Los ciclos de trabajo de acuerdo con IEC 62271-100, la definición de M1 y M2 se refiere al Anexo A.

³Los ciclos de trabajo de acuerdo con IEC 62271-102 Addendum A1, 2002, definición de M0, M1 y M2 se refieren al Anexo A.

Finalmente, con respecto a los manuales de instrucciones necesarios, se deben tener en cuenta las siguientes consideraciones:

- El fabricante debe proporcionar los manuales de instrucciones apropiados para el transporte, almacenamiento, instalación, operación y mantenimiento de la instalación MV-GIS.
- Las instrucciones para el transporte y el almacenamiento deben proporcionarse en un momento conveniente antes de la entrega, y las instrucciones para la instalación, operación y mantenimiento deben proporcionarse a más tardar en el momento de la entrega.
- El manual de operación puede ser un documento separado del manual de instalación, y del de mantenimiento.
- El MV-GIS normalmente se envía parcial o completamente lleno de SF₆.
- El fabricante debe proporcionar los detalles e instrucciones completas para la instalación, operación y mantenimiento.

5.5. Gases alternativos para aislamiento de aparata de media tensión.

5.5.1. Contribución al calentamiento global de las emisiones de SF₆ y conciencia ambiental actual.

El SF₆ se ha utilizado desde la década de 1950 en equipos eléctricos de alta y media tensión como medio de aislamiento, o ruptura, sin ningún problema con respecto a la toxicidad e inflamabilidad. Sin embargo, sus subproductos, en caso de numerosas operaciones de ruptura, pueden ser muy tóxicos; no obstante, sus concentraciones son bajas gracias a su capacidad para recombinarse.

Si bien la contribución al calentamiento global de las emisiones de SF₆, en equipo de conmutación de media tensión, es muy pequeña, un gas de aislamiento eco-eficiente contribuiría a reducir la huella de carbono de la red eléctrica. Por esta razón, algunos candidatos alternativos han sido identificados para reemplazarlo.

Desde la introducción de dispositivos de conmutación con aislamiento en SF₆, en alto voltaje, esta tecnología se ha convertido en la primera elección cuando se requieren alta confiabilidad, seguridad y dimensiones compactas. La búsqueda de gases de aislamiento alternativos no es nueva, e incluso comenzó antes de que equipos MV-GIS estuvieran disponibles. Sin embargo, originalmente el enfoque de la búsqueda era bastante diferente; aunque el rendimiento técnico del SF₆ es excelente, las primeras investigaciones han estado buscando gases aún mejores. La atención se centró en el rendimiento técnico (aislamiento y extinción del arco), equilibrado por la estabilidad y la toxicidad. Solo cuando el calentamiento global se convirtió en un tema de mayor interés, y el SF₆ se identificó como un gas de efecto invernadero, el enfoque de la búsqueda cambió para encontrar soluciones ecológicas con un similar rendimiento técnico. A lo largo de las décadas, los resultados fueron siempre los mismos: **las alternativas técnicamente interesantes tuvieron un inconveniente no deseado, es decir, toxicidad o un alto GWP.**

Desde la adopción del Protocolo de Kyoto, en 1997, el calentamiento global provocado por las emisiones de gases de efecto invernadero del hombre, ha recibido una atención creciente. Varios países acordaron objetivos vinculantes para reducir sus emisiones de gases de efecto invernadero, entre los cuales también figura el SF₆. Pese a esto, como en su momento no se

disponía de un gas alternativo, no se pudo evitar completamente su uso para interruptores eléctricos. Como consecuencia, las primeras mejoras tecnológicas apuntaron a reducir las cantidades de gas filtrado. El diseño del equipo se adaptó para cambiar el llenado de gas, del sitio del operador a la planta del fabricante, asegurando un manejo del SF₆ bajo condiciones muy controladas. Como segunda medida, la calidad en la producción se incrementó para reducir las tasas de fuga por debajo del 0.1% anual.

En 2014, la Unión Europea publicó el reglamento sobre gases fluorados de efecto invernadero. Hasta 2020 se evaluará si existe una alternativa adecuada a SF₆ para equipos de conmutación de media tensión (distribución secundaria). Si este es el caso, **una prohibición para la comercialización de nuevos equipos de conmutación que contengan SF₆** podría ser la consecuencia.

“A más tardar el 1 de julio de 2020, la Comisión publicará un informe en que evalúe si existen alternativas rentables, técnicamente viables, energéticamente eficientes y fiables que permitan sustituir los gases fluorados de efecto invernadero en los nuevos equipos de aparata de media tensión para distribución secundaria... A la luz de la futura evolución técnica, conviene que la Comisión siga evaluando las prohibiciones relativas a la comercialización de nuevos equipos de aparata de media tensión para distribución secundaria...” (El Parlamento Europeo Y El Consejo De La Unión Europea, (2014), p. 2, 20)

Sin embargo, en la actualidad los operadores de interruptores SF₆ ya se ven afectados por las regulaciones de inventario y las obligaciones relacionadas con el uso de SF₆. Incluso si el impacto de estas regulaciones sigue siendo limitado debido a las cantidades de gas, comparativamente pequeñas, en los equipos de conmutación de media tensión, las regulaciones futuras más estrictas podrían llevar a un aumento de los costos operacionales de estos equipos, nuevos y existentes.

Además, de los desarrollos políticos y regulatorios, también la creciente conciencia ambiental en el público en general ha generado un mayor interés en alternativas amigables con el clima en el sector energético.

5.5.2. *Actuales tecnologías de aislamiento para equipos de conmutación de media tensión.*

Como lo señalan Hyrenbach, M. y Zache, S. (2016), más allá del uso del SF₆, existen diferentes tecnologías de aislamiento para equipos de conmutación de media tensión, en los rangos de tensión más importantes (de entre 6 y 40.5 kV). A continuación, una breve descripción general presentará algunas de las ventajas/desventajas de estas tecnologías en comparación con la del aislamiento en SF₆ (p. 2-3).

Air insulated switchgear (AIS). Es el grupo más “importante” de los equipos de conmutación en media tensión, cubriendo alrededor del 80 al 85% del mercado. La solución técnica es en principio simple. Como el proceso de producción del equipo no es demasiado complejo, muchos fabricantes ofrecen sus tableros utilizando el interruptor automático de otros proveedores. Este tipo de aparamenta utiliza el aire atmosférico como medio de aislamiento. En relación con esto, el equipo de conmutación se enfrenta a todos los impactos, como humedad, polvo, sal, sustancias corrosivas, y a la influencia de la reducción de la presión de aire en grandes altitudes. Debido a la relativamente baja resistencia dieléctrica del aire, las dimensiones del AIS se vuelven significativamente más grandes, especialmente a los niveles de voltaje más altos (24 o 36 kV). Además, el sistema requiere de mantenimiento durante toda su vida útil.

Solid insulated switchgear (SIS). Encapsular la trayectoria completa de corriente mediante aislamiento sólido ha sido una solución desde hace mucho tiempo, preferiblemente para niveles de voltaje bajos. Cuando una capa conductora está en la superficie exterior del aislamiento, la tensión dieléctrica completa está en el material de aislamiento. Estos equipos switchgear pueden ser diseñados tan compactos como los GIS. Como los aisladores eléctricos también son siempre aislantes térmicos, el rendimiento térmico de los equipos SIS es limitado. Los materiales de aislamiento utilizados son principalmente resina epoxi y caucho de silicona, y en la mayoría de los casos una combinación de ambos. Se debe tener especial cuidado en todas las conexiones de los componentes del SIS, a fin de evitar brechas dieléctricas entre diferentes materiales. Otro punto débil del diseño son los interruptores. En todos los diseños existentes, el contacto móvil, o partes de él, están aislados en aire. Esto tiene un impacto en las dimensiones y puede convertirse en un factor de riesgo.

Debido al uso de altas cantidades de materiales poliméricos, es cuestionable si este diseño es respetuoso con el medio ambiente. El reciclaje es complejo y la carga de incendio es mayor en comparación con los equipos GIS. La solución es ofrecida por algunos fabricantes, pero es más un producto de nicho.

Air/solid insulated hybrid switchgear. Para combinar los beneficios de AIS y SIS, y al mismo tiempo reducir los efectos negativos de ambas tecnologías, se introdujeron en el mercado algunos conceptos de equipos switchgear con aislamiento de aire en donde la trayectoria de la corriente está cubierta por una fina capa de material de aislamiento comparable, pero sin una superficie conectada a tierra. Esta solución es más compacta que equipos AIS, pero no tan compacta como los SIS. Debido a la intensidad de campo reducida, en el material de aislamiento, el riesgo de descarga parcial interior es menor que en equipos SIS. Aun así, se da el riesgo de contacto con el ambiente, que puede conducir a problemas dieléctricos en las superficies debido al polvo o la humedad. Realmente, también esta solución es vista como un producto de nicho en el mercado.

Gas insulated switchgear utilizando mezclas de SF₆. En las primeras discusiones sobre el SF₆, se presentaron algunas soluciones utilizando mezclas de gas SF₆ con aire seco o con nitrógeno. Debido al excelente rendimiento del SF₆, el rendimiento dieléctrico de una mezcla aún se encuentra en un nivel alto, incluso con un bajo contenido de SF₆. Dependiendo del nivel de voltaje, solo se utiliza de un 15 a un 35 % de SF₆ en la mezcla, mientras que las dimensiones en el nivel, de un equipo GIS clásico aislado con SF₆, se mantienen.

El inconveniente de esta solución es que aún se utiliza SF₆, solo se reduce la cantidad. El GWP del gas puro sigue siendo extremadamente alto e incluso calculado sobre la mezcla los valores de GWP son mayores a 4000, por lo que no es realmente una solución.

Gas insulated switchgear utilizando aire seco. El desacoplamiento del ambiente de la ruta de alto voltaje de un equipo AIS, se puede hacer encapsulándolo. El resultado es un equipo GIS que utiliza aire como medio de aislamiento. Si la presión se encuentra al mismo nivel que lo sería para el SF₆, el rendimiento dieléctrico es aproximadamente un tercio. Así, los diseños de

36 kV, que utilizarían SF₆, ahora se pueden utilizar para aplicaciones de 12 kV, utilizando ahora aire seco como gas de aislamiento. Con los medios suficientes es factible una actualización a equipos de hasta 17.5 kV; pero para 24 kV sería necesario aumentar las distancias entre el alto voltaje y las partes conectadas a tierra.

La principal ventaja de esta solución es el mantener las dimensiones, y las ventajas de los equipos GIS convencionales, por lo menos a bajos voltajes. Esa es la razón por la que estos productos tienen un segmento de mercado que podría crecer si las discusiones sobre el SF₆ siguen aumentando. Para niveles de voltaje más altos, una alternativa al aumento de las dimensiones sería el aumento de la presión. Se requieren entre 2 y 3 bar para alcanzar un rendimiento dieléctrico similar al SF₆, lo que tendría un gran impacto en el diseño de las encapsulaciones.

Como la aceptación de presiones mayores a 1.5 bar, en media tensión, es limitada, solo hay algunas soluciones disponibles en el mercado.

Gas insulated switchgear utilizando nitrógeno. En principio esto es lo mismo que para el aire. La única ventaja es el uso del nitrógeno inerte y la evitación del oxígeno. Esto tiene algunas ventajas menores, pero debe pagarse con un rendimiento dieléctrico ligeramente reducido. También aquí, solo existen algunas soluciones disponibles en el mercado

5.5.3. Nuevas soluciones alternativas.

Hyrenbach, M. y Zache, S. (2016), nos afirman que recientemente se han encontrado algunos candidatos alternativos. Por ejemplo, la fluorocetona C6 FK (C₆F₁₂O), la cual ya se había introducido en el mercado para aplicaciones completamente diferentes (extinción de incendios y como alternativa al SF₆ como gas de cobertura para el magnesio fundido). Una producción en mayor cantidad, registros y experiencias con este fluido ha llamado la atención sobre este. Debido a la alta temperatura de ebullición, de aproximadamente 49 ° C, la posible cantidad gaseosa de C6 FK en una mezcla de gas aplicable para las temperaturas de -5 ° C o incluso de -25 ° C es comparativamente baja. El rendimiento dieléctrico del C6 FK puro es excelente, pero en la mezcla no es suficiente para aplicaciones MV-GIS (p. 3).

En tanto Preve, C., Piccoz, D. y Maladen, R. (2017), afirman que otros candidatos son el $C_5F_{10}O$ y el C_4F_7N . El primero de estos, también miembro del grupo de fluorocetona, C_5FK ($C_5F_{10}O$), ha mostrado un rendimiento dieléctrico muy bueno. Un punto de ebullición de $26.9^\circ C$, combinado con la alta presión de vapor de 0.94 bar (a $25^\circ C$) permite mezclas de gases adecuadas para aplicaciones dieléctricas hasta rangos de temperatura de $-5^\circ C$ o incluso $-25^\circ C$. El nivel de toxicidad es más bajo que el del SF_6) y el GWP de esta sustancia es menor a 1. Esto lo vuelve un candidato muy interesante como alternativa de aislamiento de gas. Por su parte, el fluoronitrilo C_4FN (C_4F_7N), en comparación con las fluorocetonas, su punto de ebullición es significativamente menor ($-4.7^\circ C$) y la presión de vapor es bastante alta (2.52 bar (a $25^\circ C$)). Esto permite una mayor concentración de fluoronitrilo en una mezcla gaseosa, y temperaturas de operación más bajas que para las fluorocetonas. El rendimiento dieléctrico del gas puro es ligeramente superior al de las fluorocetonas. Por otro lado, el GWP de 2090 es considerablemente más alto que el de las fluorocetonas, lo que lo hace menos atractivo como alternativa al SF_6 , especialmente con el enfoque en aplicaciones de media tensión (p. 42-43).

Después de muchos años de investigación intensiva sobre gases de aislamiento alternativos, ahora hay una nueva mezcla de gases disponibles, que puede cubrir una amplia gama de aplicaciones en equipos de conmutación de media tensión. Como la interrupción de la corriente se realiza utilizando interruptores de vacío, la nueva mezcla de gases se requiere solo con fines de aislamiento. Esto permite aplicaciones en distribución primaria y secundaria y en niveles de voltaje de hasta 36 kV.

Los costos adicionales de esta nueva tecnología, que se basa en modificaciones relacionadas con el rendimiento dieléctrico, y térmico, o la compatibilidad del material, son limitados. Por otro lado, existe un beneficio en los ahorros relacionados con los esfuerzos evitados para el manejo y la presentación de informes del SF_6 , que incluso podrían aumentar en el futuro. No obstante, estos gases, tal y como lo señalan Preve, C., Maladen, R. y Piccoz, D. (2016). tienen una toxicidad más alta que el SF_6 (ver Tabla 20), lo cual es un problema importante para las aplicaciones de distribución secundaria en las que se pueden usar equipos cercanos al área pública. Por ejemplo, en el caso de una fuga de gas dentro de una sala eléctrica, en un edificio público, existe un riesgo real de envenenamiento para los residentes (p. 1).

Tabla 20. Propiedades de gases alternativos para su uso en equipos de MV-GIS¹.

Gas	Número CAS	Punto de ebullición [°C]	GWP	Inflamabilidad	Toxicidad LC50 4h/rat [ppmV]
SF ₆	2551-62-4	-63.61 ³	23 500	No	-
C ₅ F ₁₀ O	756-12-7	26.5	1.0	No	> 20 000
CF ₃ I	2314-97-8	-22.5	0.4	No	160 000
HFO1234zeE	1645-83-6	-19.0	6.0	Baja	> 207 000
HFO1234yf	754-12-1	-29.0	4.0	Si	> 405 000
HCFO1233zd	102687-65-0	18.3	7.0	No	120 000
C ₄ F ₇ N	42532-60-5	-4.7	2 100	No	< 15 000

¹Elaborado con información recuperada de [Method for validation of new eco-friendly insulating gases for medium voltage equipment, p. 1].

²LC50 (Concentración letal al 50% de mortalidad).

³Punto de sublimación.

Como hemos visto, reemplazar al SF₆ como medio aislante, o de ruptura, en equipos MV-GIS se basa en muchos parámetros; mismos que buscan garantizar la seguridad de los operadores, tanto en condiciones normales como en condiciones anormales, y una vida útil esperada comparable a la del equipo SF₆, por lo que tendría que definirse un programa de validación para el gas puro, y para los aparatos llenos con este gas. Esta validación no solo se refiere al rendimiento eléctrico, sino a muchos otros temas, como toxicidad, estanqueidad, compatibilidad de gas/materiales, entre otros. Es decir, incluso si el impacto ambiental es un parámetro clave a considerar, reemplazar un gas no tóxico y de efecto invernadero como el SF₆ por un gas más tóxico con un menor impacto ambiental, parece no ser relevante.

Con respecto a los aspectos regulatorios, la regulación europea actual de gases fluorados promueve gases con un GWP inferior a 150 (o 750) para sistemas de aire acondicionado y refrigeración. Evitar el uso de gases con un GWP superior a 1000, mientras existan otros candidatos con un GWP más bajo, debería ser la prioridad.

En conclusión, no se encontró el candidato ideal para aplicaciones de media tensión y en el mejor de los casos se podrían utilizar todos los posibles candidatos fluorados como medios dieléctricos, asegurando la ruptura mediante un interruptor de vacío. Ese podría ser un período de transición de años o décadas antes de encontrar una nueva generación de productos químicos que tengan propiedades eléctricas comparables a las del SF₆, con un bajo impacto ambiental.

5.6. El interruptor idóneo para distribución; vacío vs. SF₆.

En términos generales, la estructura de un interruptor, ya sea de SF₆ o de vacío, comprende un medio de ruptura, un medio aislante, conductores, aisladores y un actuador. Además del hecho de utilizar un medio de ruptura diferente, esto puede llevar a otras diferencias en la construcción del interruptor: por ejemplo, mientras que el SF₆ puede proporcionar tanto el medio de ruptura como el de aislamiento, el vacío siempre está incluido en la "botella" de cerámica, pero su aislamiento está hecho de otros materiales (aislamiento sólido o de gas).

Otra característica que puede llevar a diferentes tipos de construcción es la disipación del calor producido por el flujo de corriente. El SF₆ tiene un excelente coeficiente de intercambio de calor por convección y esto fomenta la disipación mientras que, en el caso del vacío, la transmisión de calor se produce únicamente por conducción a través de los contactos. Esto significa que se pueden alcanzar, fácilmente, corrientes nominales altas con los interruptores automáticos SF₆ en comparación con los interruptores automáticos de vacío. Por último, la energía requerida para mover los contactos en los interruptores automáticos SF₆ es mayor que en los interruptores automáticos de vacío y esto afecta el tamaño del variador (ver Figura 5.13 y Tabla 21).

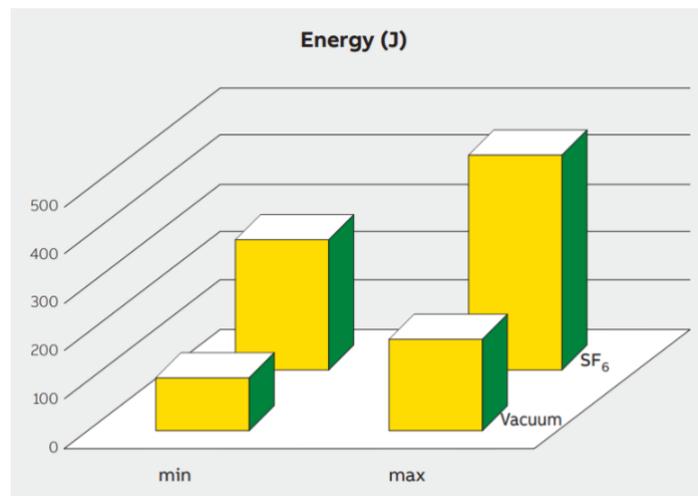


Figura 5.13. Requerimientos de energía operativa – Imagen recuperada de [ABB. (2018), p. 24].

Los interruptores para distribución primaria y secundaria cumplen con la norma IEC 62271-100: Aparatos de conmutación y control de alto voltaje - Parte 100: Interruptores automáticos de corriente alterna. Mientras que los diseñados para operar y proteger generadores cumplen

con la norma IEC/IEEE 62271-37-013: Aparatos de conmutación y control de alto voltaje - Parte 37-013: Interruptores automáticos de generador de corriente alterna. La gama también incluye versiones que cumplen con los estándares ANSI/IEEE (ANSI/IEEE C37.04-C37.06-C37.09).

La literatura técnica de los últimos años contiene una serie de artículos que analizan los méritos y desventajas de las tecnologías de interrupción en vacío y en SF₆. Por supuesto, la mayoría de los artículos están inclinados a favor de una de las tecnologías competidoras. Quizás los principales argumentos utilizados por los defensores del SF₆ son:

- Un interruptor SF₆ puede equiparse con una alarma, para indicar que se ha perdido la presión del gas dentro del interruptor.
- La interrupción en SF₆ es "*suave*"¹³².

Los defensores del SF₆ argumentan que un interruptor de vacío necesita un "detector de pérdida de vacío" que sea equivalente a la *alarma de baja presión*¹³³ de un interruptor en SF₆. A lo largo de los años, se han realizado varios esfuerzos para desarrollar uno de estos detectores, sin embargo, parece que cualquier medio para proporcionar una indicación (o alarma remota) sobre la pérdida de vacío requiere cambios en la construcción del interruptor; esto es algo que aumentaría radicalmente la probabilidad de que ocurra una fuga.

Las fugas son mucho más probables con el SF₆ que en el vacío, la razón de esto se relaciona con su construcción. En un interruptor de vacío, todas las conexiones entre los *diferentes materiales*¹³⁴ están hechas por una *fuerte soldadura*¹³⁵. Hoy en día, la soldadura mecánica y la soldadura en hornos de inducción por lotes, se emplean con un control del proceso

¹³² El otro argumento utilizado ampliamente por los defensores de la tecnología SF₆ es que los VI cortan la corriente antes de una corriente natural cero, y los interruptores de gas no. Esto no es completamente cierto, ya que se puede presentar este "corte" en cualquier tipo de medio de interrupción, incluidos los interruptores automáticos de aceite, aire magnético, vacío, SF₆ y chorro de aire. Además, el corte de corriente es un fenómeno estadístico, y también depende de las características del circuito que se está conmutando y la cantidad de corriente interrumpida.

¹³³ La única razón por la que necesitan esta opción es porque las fugas en SF₆ son una certeza virtual.

¹³⁴ No se utilizan materiales orgánicos.

¹³⁵ En los primeros años, se utilizaron muchas técnicas de producción manual, especialmente cuando se usó vidrio de borosilicato para la envoltura aislante, ya que no podía tolerar altas temperaturas.

extremadamente estricto. La única parte móvil dentro del interruptor de vacío es el contacto de cobre, que está conectado a la placa final del interruptor, soldado con un fuelle de acero inoxidable. Dado que el fuelle está soldado al vástago de contacto y a la placa final del interruptor, la tasa de falla de esta conexión es extremadamente baja. Siemens, por ejemplo, informa que, a partir de 2010, el MTTF de sus VI ya ha excedido los 57 000 años, lo que demuestra que la pérdida de vacío es una ocurrencia extremadamente remota, y ya no representa una preocupación importante, como lo fue en la década de 1960.

Para brindar un poco de perspectiva, podríamos considerar los problemas de los interruptores de aire magnético. Ninguno de estos interruptores incluye un medio para indicar que los conductos de arco no están instalados, o están instalados incorrectamente; de estarlos el resultado es por lo general la destrucción completa del interruptor y un daño considerable a uno o más cubículos del equipo de distribución. Sin embargo, estos interruptores se utilizaron durante décadas y nadie reclamó un indicador de "pérdida de integridad del conducto de arco".

Los defensores de los interruptores SF₆ aumentan continuamente el espectro de fallas catastróficas de los interruptores automáticos en caso de pérdida de vacío. Sin embargo, muchos VI han estado en servicio por veinte, treinta o más años. Un gran porcentaje de ellos ha superado la vida útil prevista por los fabricantes. La Figura 5.14 muestra un conjunto de polo fallado. Como lo señala Cadick, J. (2013), este fallo ocurrió recientemente (2013, año de publicación) y los estudios de la industria muestran que cada vez se producen más fallas de este tipo (p. 3).



Figura 5.14. Interruptor de vacío fallado – Imagen recuperada de [Cadick, J. (2013), p. 3]

No se puede afirmar con una certeza del 100% que la causa próxima, o raíz de la falla, mostrada en la Figura 5.14, fuera la pérdida de vacío. Sin embargo, se puede afirmar, con un alto grado de certeza, que si la presión de vacío hubiera estado en el rango aceptable de 10^{-3} y 10^{-7} mbar, la botella no habría fallado. En contraste, un interruptor SF₆ requiere un sello deslizante o giratorio en el punto donde el mecanismo penetra en la pared de la cámara del interruptor. Estos sellos pueden envejecer y filtrarse, por lo que es obligatorio una alarma de baja presión.

Como se indica en el TechTopics No. 03, (2012), un interruptor SF₆ típico tiene el doble de piezas, en el circuito de alto voltaje, que un interruptor de vacío equivalente. El número típico de partes móviles en el circuito de alto voltaje también es el doble. Más importante aún, el número de piezas móviles inaccesibles es aproximadamente 10 veces más grande. Este último punto es muy significativo, ya que las partes móviles obviamente tienen una mayor tasa de fallas que las partes que no se mueven. La mayor cantidad de piezas móviles en el interruptor SF₆ determina que debe ser menos confiable que un interruptor de vacío. En algunos casos, un interruptor SF₆ puede repararse, pero solo en la fábrica, lo que significa que, en la mayoría de los casos, el método de reparación será, de hecho, un reemplazo (p. 2). También hay que decir que, en el caso del interruptor SF₆, los interruptores que han alcanzado su número límite de operaciones pueden ser reacondicionados y restaurados a una condición "nueva". Sin embargo, la experiencia práctica ha demostrado que, en condiciones normales de servicio, el interruptor SF₆ nunca requiere mantenimiento durante toda su vida útil. Por esta razón, algunos fabricantes ya no ofrecen instalaciones para que el usuario pueda revisar el interruptor, pero han adoptado un diseño de "sellado de por vida" como el del interruptor de vacío.

Los partidarios de la tecnología SF₆ con frecuencia afirman que un interruptor SF₆, con fugas, seguirá interrumpiendo la corriente de falla nominal. Si bien en ocasiones esto puede ser cierto, no suele ocurrir en todas las clasificaciones, especialmente en los interruptores de circuito de tipo de subestación exterior. La resistencia dieléctrica y la capacidad de interrupción de los interruptores de circuito SF₆ dependen de la existencia de una presión de gas adecuada. Si la presión del SF₆ cae a nivel atmosférico, no hay forma de saber si la cámara de arco contiene gas SF₆, aire o una mezcla. Como resultado, no hay forma de predecir con seguridad el rendimiento

del interruptor en tales condiciones. Características importantes de los interruptores de gas SF₆ y de vacío, se resumen en la Tabla 21.

Tabla 21. Comparativa en características de las tecnologías de interrupción de corriente, en SF₆ y vacío¹.

Criterios	Interruptores SF ₆		Interruptores de Vacío
	Interruptor de circuito de soplado	Interruptor de presión automática	Contacto material-cromo-cobre
Corriente de corte acumulada.	A 50 veces la corriente nominal de corte de cortocircuito; hasta 10 000 veces la corriente nominal continua.		A 100 veces la corriente nominal de corte de cortocircuito; 10 000 a 20 000 veces la corriente nominal continua.
Número de operaciones entre servicios referidos al mecanismo de operación.	5 000 a 20 000 operaciones C – O.		10 000 a 20 000 operaciones C – O.
Vida útil del interruptor.	5 000 a 20 000 operaciones C – O (entre revisiones).		20 000 a 30 000 operaciones C – O.
Intervalo de servicio.	Lubricación del mecanismo de operación después de 5 a 10 años (si no se alcanza el número limitado de operaciones).		Lubricación del mecanismo de operación después de 10 años (si no se alcanza el número limitado de operaciones).
Gastos en revisión de interruptor.	La revisión implica el desmantelamiento completo del interruptor. Costos de mano de obra altos, costo de material bajo.		Prueba utilizada para comprobar el nivel de vacío; de ser necesario, se reemplaza el interruptor. Bajos costos de mano de obra, altos costos de materiales.
Requerimientos de energía operativa.	Los requisitos de energía operativa son altos, porque el mecanismo debe suministrar la energía necesaria para comprimir el gas.	Los requisitos de energía son bajos, porque el mecanismo debe mover solo masas relativamente pequeñas a una velocidad moderada, en distancias cortas. El mecanismo no tiene que proporcionar la energía para crear el flujo de gas.	Los requisitos de energía operativa son bajos, porque el mecanismo debe mover solo masas relativamente pequeñas a una velocidad moderada, en distancias muy cortas.

Energía del arco.	Debido a la alta conductividad del arco en el SF ₆ , la tensión del arco es baja (de entre 150 y 200 V).	El voltaje del arco es de entre 50 y 100 V.
Erosión en contactos.	Debido a la baja energía, la erosión por contacto es pequeña.	Debido a la baja energía del arco, al rápido movimiento, del mismo, sobre el contacto y al hecho de que la mayoría del vapor de metal se vuelve a condensar en el contacto, la erosión del contacto es extremadamente pequeña.
Idoneidad para ciclos de re-cierre automático individuales y múltiples.	Muy bien adaptado.	Muy bien adaptado.
Conmutación de transformadores	Muy bien adaptado. Sobretensiones, al cambiar los transformadores descargados, generalmente por debajo de 3 pu. Los apartarrayos no son normalmente necesarios.	Muy bien adaptado. Sobretensiones al cambiar los transformadores descargados generalmente por debajo de 3 pu.; en casos especiales se recomienda el uso de pararrayos (p. ej., para transformadores de horno).
Conmutación de alimentadores aéreos y de cable.	Muy bien adaptado.	Muy bien adaptado.
Conmutación de capacitores.	Muy bien adaptado.	Muy bien adaptado hasta 25kV. Libre de reincorporación
Conmutación de capacitores back to back.	Muy bien adaptado. En casos especiales, los reactores pueden ser necesarios para limitar la corriente de entrada.	Bien adaptado hasta 25 kV. En casos especiales, los reactores pueden ser necesarios para limitar la corriente de entrada.
Conmutación de reactores en derivación.	Muy adecuado. Sobretensiones generalmente por debajo de 2.5 pu.; normalmente no es necesaria ninguna acción para limitar las sobretensiones.	Muy adecuado. Bajo ciertas circunstancias, pueden ser necesarios pasos para limitar las sobretensiones, debido a la posibilidad de un corte de corriente virtual.

Conmutación de motores,	Muy bien adaptado. Sobretensiones generalmente por debajo de 2.5 pu.; normalmente no es necesaria ninguna acción para limitar las sobretensiones.	Muy adecuado. Bajo ciertas circunstancias, pueden ser necesarios pasos para limitar las sobretensiones, debido a la posibilidad de un corte de corriente virtual.
Conmutación de hornos de arco	Solo adecuado en aplicaciones con un número, comparativamente bajo, de operaciones por día	Adecuado también para aplicaciones con un número muy alto de operaciones (más de 100 C – O por día)
Aplicación de tracción (16 2/3 Hz).	Adecuado en principio.	Muy bien adaptado.
Rigidez dieléctrica de un gap entre contactos.	Alta.	Muy alta pero sujeta a fluctuaciones más amplias que en SF ₆ debido a la influencia del estado de las superficies de contacto
Supervisión del estado del interruptor.	Supervisión de la presión de gas SF ₆ posible (manómetro con contactos para señalización remota)	No es necesario supervisar el nivel de vacío.
Comportamiento en caso de falta.	La rotura de la carcasa del interruptor, el arco de combustión provocará un cortocircuito trifásico	La destrucción del interruptor, el arco de combustión conducirá a un cortocircuito trifásico
Comportamiento de conmutación en relación a la corriente pico.	La acumulación de presión y por lo tanto el flujo de gas es independiente del valor de la corriente. Las corrientes grandes o pequeñas se enfrían con la misma intensidad. Sólo se interrumpirán los valores pequeños de corrientes transitorias de alta frecuencia, si las hubiera. La desionización del gap se produce muy rápidamente, debido a la característica electro-negativa del gas SF ₆ y los productos de arco.	La acumulación de presión y, por lo tanto, el flujo de gas depende del valor de la corriente que se va a interrumpir. Las corrientes grandes se enfrían intensamente, las corrientes pequeñas suavemente. En general, las corrientes transitorias de alta frecuencia no se interrumpirán. La desionización del gap se produce muy rápidamente debido a la característica electro-negativa del gas SF ₆ y los productos.
		No es necesario el flujo de un medio de "extinción" para extinguir el arco de vacío. Una desionización extremadamente rápida de la brecha de contacto garantiza la interrupción de todas las corrientes, grandes o pequeñas. Las corrientes transitorias de alta frecuencia pueden ser interrumpidas. El valor de la corriente cortada se determina por el tipo de material del contacto.

Medios de extinción de arco	El SF ₆ posee excelentes propiedades dieléctricas y de extinción de arco. Después de la extinción del arco, las moléculas de gas disociadas se recombinan casi por completo para reformar el SF ₆ . Esto significa que prácticamente no se produce pérdida/consumo del medio de enfriamiento. La presión del gas puede ser supervisada muy simple y permanentemente. Esta función no es necesaria cuando los interruptores están sellados de por vida.	No se requiere ningún medio de extinción adicional. Un vacío a una presión de 10 ⁻⁷ bar o menos es un medio de extinción casi ideal. Los interruptores están "sellados de por vida" por lo que no se requiere la supervisión del vacío.
-----------------------------	--	--

¹Elaborado con información recuperada de [Medium Voltage Switching Devices Selection for application and purpose – Information on Short Circuit Current Interruption, p. 1-2], [Shipboard high voltage operations and management, p. 2], [Comparison Between Vacuum and SF₆ Circuit Breaker, p. 6-16], y [Technical Application Papers No. 26 Medium voltage switching devices: technologies and applications, p. 15-27],

Como se puede observar en la Tabla 21, los dispositivos de conmutación, con las tecnologías actuales, son básicamente iguales para aplicaciones de media tensión. El SF₆ ahora se está eliminando gradualmente en muchas organizaciones debido a preocupaciones ambientales, y en virtud de los productos derivados del SF₆ que se consideran preocupantes, y a los requisitos especiales de eliminación y de manipulación. El vacío tiene una ligera ventaja con respecto a la vida útil y el mantenimiento; esto es debido a los menores requerimientos de energía (requiere menos fuerza para operar, y su menor separación entre contactos también ayuda.)

Finalmente, y para responder a la pregunta tácita de este subtema; ¿cuál es el mejor interruptor automático para aplicaciones de distribución, vacío o SF₆? Aunque en el pasado existiera una preocupación por los interruptores automáticos de vacío, con los materiales y las tecnologías que se utilizan en la actualidad, ¿debería haber motivos de preocupación? Vacío o SF₆; la elección es completamente del cliente. Casi cincuenta años de experiencia a nivel mundial en el desarrollo, fabricación y comercialización de interruptores de media tensión, tanto de SF₆ como de vacío, han demostrado claramente que las dos tecnologías son válidas en sí mismas y no excluyentes desde un punto de vista objetivo. Los factores económicos, las preferencias del usuario, la “tradicición” industrial, el nivel de competencia y las necesidades específicas de interrupción son los factores de decisión que favorecen a una u otra tecnología.

CONCLUSIONES.

Las subestaciones eléctricas aisladas en gas SF₆ surgen como solución a un proceso de urbanización continuamente acelerándose, pues la creciente demanda de energía eléctrica de las grandes ciudades, centros urbanos y zonas industriales, exigió a los líderes en el sector energético la posibilidad de poder construir subestaciones que redujeran considerablemente el espacio ocupado para su instalación, lo que conllevaría a su vez a una reducción del costo de los terrenos los cuales eran cada vez más difíciles de conseguir.

Durante muchos años, las subestaciones con aislamiento en SF₆ (para alto voltaje) se convirtieron en la primera opción cuando los clientes requerían alta confiabilidad, seguridad y dimensiones compactas. Sin embargo, aunque el rendimiento técnico del SF₆ es excelente, el gas fue identificado como un gas de efecto invernadero, lo que dio pie a diversos cuestionamientos sobre su utilización.

No hay una estimación completamente clara y precisa del tiempo que tarda el SF₆, liberado en la atmósfera, en reducirse mediante procesos naturales. La incertidumbre se relaciona con una falta de conocimiento sobre el mecanismo predominante de su destrucción, pero todos los puntos estimados dan una escala de tiempo de entre 800 a 3 200 años. La fuerte capacidad de absorción de radiación infrarroja del SF₆ y su larga vida útil en el medioambiente son las razones de su extremadamente alto GWP, que para un horizonte de 100 años se estima que es de aproximadamente 23 500 veces mayor que el del CO₂.

La contribución del SF₆ a la industria global de suministro eléctrico es innegable, pero también lo es su impacto perjudicial para el medioambiente. Por esta razón, actualmente existe una búsqueda de candidatos alternativos que puedan reemplazarlo.

Esta búsqueda de gases de aislamiento alternativos no es nueva, e incluso comenzó antes de que el gas SF₆ se implementará como medio aislante en subestaciones MV-GIS (Medium Voltage - Gas Insulated Switchgear). Sin embargo, y tal y como se expuso en el subtema 5.5.3. *Nuevas soluciones alternativas*, aun no se ha encontrado un candidato ideal, pues las alternativas

técnicamente interesantes han presentado un inconveniente no deseado, es decir, toxicidad o un alto GWP.

Mientras que, como medio aislante, el gas SF₆ se encuentra en un período de transición, que podría durar años o décadas antes de poder encontrar una nueva generación de productos químicos que tengan propiedades eléctricas comparables, como medio de interrupción, ya existe una solución alternativa.

La interrupción de corriente mediante interruptores de vacío es, hoy en día, la tecnología dominante en todo el mundo para voltajes de hasta 52 kV; e incluso es considerada como la principal candidata para reemplazar a la tecnología de interrupción en SF₆ para voltajes más altos. Los interruptores de vacío presentan un rango de aplicación cada vez más amplio; logrando interrumpir corrientes de falla de hasta 100 kA y empleándose a voltajes que van de 1 a 145 kV, e inclusive, investigaciones recientes muestran el diseño eléctrico de interruptores automáticos de vacío a tensiones de 245 kV. Las investigaciones que condujeron al desarrollo de los interruptores de vacío, su principio de funcionamiento, así como otras características importantes, fueron expuestas a lo largo de todo el Capítulo IV. *Interruptores de potencia al vacío.*

Las cualidades de los interruptores de vacío son bien conocidas; son compactos, confiables y tienen una vida útil más larga que los otros interruptores, no hay riesgos de incendio ni generación de gas durante y después de su operación, pueden interrumpir cualquier corriente de falla, son silenciosos durante el funcionamiento y se requiere menos potencia para la operación de control. Su tamaño compacto y peso ligero también son características positivas.

Desde un punto de vista comparativo, la literatura técnica de los últimos años contiene una serie de artículos que analizan los méritos y desventajas de las tecnologías de interrupción en vacío y en SF₆, dicha comparativa fue abordada en el subtema 5.6. *El interruptor idóneo para distribución; vacío vs. SF₆.* Por supuesto, la mayoría de los artículos están inclinados a favor de una de las tecnologías competidoras. Sin embargo, casi cincuenta años de experiencia a nivel mundial en el desarrollo, fabricación y comercialización de interruptores de media tensión, tanto

de SF₆ como de vacío, han demostrado claramente que las dos tecnologías son válidas en sí mismas y no excluyentes desde un punto de vista objetivo, dejando la decisión final en manos del cliente.

Finalmente, el panorama actual de las subestaciones eléctricas de distribución, con celdas aisladas en gas SF₆, no es completamente claro. Esto se debe a que las legislaciones actuales exigen soluciones alternativas, prácticamente de manera inmediata, al uso del SF₆. En 2014, la Unión Europea publicó un reglamento sobre gases fluorados de efecto invernadero; estableciendo que será en 2020 que se evalúe si existe una solución alternativa adecuada al SF₆ para equipos de conmutación de media tensión (distribución secundaria). Si este es el caso, una prohibición para la comercialización de nuevos equipos de conmutación que contengan SF₆ podría ser la consecuencia.

ÍNDICE DE IMÁGENES.

<i>Figura 1.1. Palacio de Bellas Artes, vista nocturna desde la Torre Latinoamericana.....</i>	<i>11</i>
<i>Figura 1.2. Central Hidroeléctrica Ixtapatongo, Estado de México, 1958.....</i>	<i>14</i>
<i>Figura 1.3. Central Nucleoeléctrica Laguna Verde - Imagen recuperada de [Informe Anual 2016 CFE, p. 27].....</i>	<i>18</i>
<i>Figura 1.4. Reformas a la Constitución Política De Los Estados Unidos Mexicanos, en Materia De Electricidad. .</i>	<i>19</i>
<i>Figura 1.5. Regulatoria del SEN - Imagen recuperada de [Prospectiva del Sector Eléctrico 2017-2031, p. 19].....</i>	<i>20</i>
<i>Figura 1.6. Esquema del sistema de producción y utilización de energía eléctrica.....</i>	<i>21</i>
<i>Figura 1.7. Sistema Eléctrico Nacional 2016, Red troncal de transmisión - Imagen recuperada de [Programa de Ampliación y Modernización de la RNT y RGD 2017-2031, p. 20].</i>	<i>22</i>
<i>Figura 1.8. Tipos de tecnologías de generación.</i>	<i>23</i>
<i>Figura 1.9. Comparativo de la participación de la generación total, por tecnología, en 2016 y 2031.....</i>	<i>24</i>
<i>Figura 1.10. Diagrama esquemático y vista de corte transversal de un generador síncrono – Imagen recuperada de [Wildy, T., p. 344].....</i>	<i>25</i>
<i>Figura 1.11. Tres redes conectadas por 4 líneas de enlace – Imagen recuperada de [Wildy, T., p. 670].</i>	<i>26</i>
<i>Figura 1.12. Mapa que muestra la capacidad de enlaces (en MW) entre las 53 regiones de transmisión del SEN 2016 - Imagen recuperada de [Prospectiva del Sector Eléctrico 2017-2031, p. 58].....</i>	<i>27</i>
<i>Figura 1.13. Esquema de distribución primaria y secundaria.....</i>	<i>29</i>
<i>Figura 1.14. Características de los diferentes tipos de redes eléctricas – Imagen recuperada de [Trashorras Montecelos, J., p. 5].</i>	<i>30</i>
<i>Figura 1.15. Participación de usuarios por sector, 2016.</i>	<i>32</i>
<i>Figura 2.1. Unidad básica de una subestación eléctrica tipo intemperie – Imagen recuperada de [Barrero González F., p. 12].</i>	<i>33</i>
<i>Figura 2.2. Tipos de subestaciones.</i>	<i>34</i>
<i>Figura 2.3. Transformador de potencia – Imagen recuperada de [Siemens AG, p. 286].....</i>	<i>39</i>
<i>Figura 2.4. Transformador de distribución – Imagen recuperada de [Deschamps C., p. 12].....</i>	<i>39</i>
<i>Figura 2.5. Accesorios de un transformador – Imagen recuperada de [Raúll Martín, J., p. 43].</i>	<i>40</i>
<i>Figura 2.6. Banco trifásico (3 monofásicos + 1 de reserva). Fuente: ABB - Imagen recuperada de [Trashorras Montecelos, J., p. 78].</i>	<i>41</i>
<i>Figura 2.7. Conexión en un transformador trifásico - Imagen recuperada de [Medina García M. A., p. 43].</i>	<i>41</i>
<i>Figura 2.8. Transformador especial de puesta a tierra – Imagen recuperada de [Catálogo ABB - Special transformers, Reactors products · 2013, p. 7].</i>	<i>42</i>
<i>Figura 2.9. Transformadores de instrumento - Imagen recuperada de [Catálogo Artech - Transformadores de tensión inductivos, p. 23].</i>	<i>43</i>

<i>Figura 2.10. Transformadores de tensión inductivos - Imagen recuperada de [Catálogo Artech - Transformadores de tensión inductivos, p. 19].</i>	44
<i>Figura 2.11. Secciones de los TP inductivos de la Figura 2.10 - Imagen recuperada de [Catálogo Artech - Transformadores de tensión inductivos, p. 20].</i>	45
<i>Figura 2.12. Transformadores de corriente con aislamiento en papel-aceite - Imagen recuperada de [Catálogo Artech - Transformadores de intensidad, p. 5-6].</i>	46
<i>Figura 2.13. Esquema del apartarrayos autovalvular – Imagen recuperada de [Raúll Martín, J., p. 72].</i>	48
<i>Figura 2.14. Vista en corte de un apartarrayo – Imagen recuperada de [Catálogo Siemens - Apartarrayos 3EP4 para redes de hasta 362 kV · 2004, p. 5].</i>	49
<i>Figura 2.15. Curva características de corriente/voltaje de un apartarrayo de MO no lineal – Imagen recuperada (traducida) de [Siemens AG, p. 200].</i>	50
<i>Figura 2.16. Banco de capacitores de 300 Mvar/420 kV/50 Hz, en Noruega – Imagen recuperada de [Catálogo ABB - Power Capacitors and Harmonic Filters · 2013, p. 6].</i>	50
<i>Figura 2.17. Componentes de un capacitor – Imagen recuperada (traducida) de [Catálogo Trinetics - 15, 25, 35kV Class Shunt Capacitors · 2013, p. 3,4].</i>	51
<i>Figura 2.18. Corte realizado por un interruptor ideal – Imagen recuperada de [Théoleyre, S. (1998), p. 8].</i>	53
<i>Figura 2.19. Diagrama del funcionamiento de un fusible – Imagen recuperada de [Catálogo Eaton - Cartuchos fusibles de media tensión · 2014, p. 6].</i>	59
<i>Figura 2.20. Reactor shunt– Imagen recuperada de [Catálogo ABB - Shunt reactors · 2018, p. 2].</i>	60
<i>Figura 2.21. Diagrama unifilar para el arreglo de barra principal.</i>	64
<i>Figura 2.22. Diagrama unifilar para el arreglo de barra principal/barra auxiliar con interruptor de amarre o transferencia.</i>	65
<i>Figura 2.23. Diagrama unifilar para el arreglo en anillo.</i>	66
<i>Figura 2.24. Diagrama unifilar para el arreglo de barras en “H”.</i>	67
<i>Figura 2.25. Diagrama unifilar para el arreglo de interruptor y medio.</i>	68
<i>Figura 2.26. Diagrama unifilar para el arreglo de doble barra/doble interruptor.</i>	69
<i>Figura 3.1. Disposición de la molécula de SF₆.</i>	70
<i>Figura 3.2. Esquema de principio de la síntesis del SF₆ por combinación directa de S + F y de su depuración – Imagen recuperada de [Fihman, A. (1976), p. 6].</i>	71
<i>Figura 3.3. Conducción eléctrica entre dos electrodos esféricos de acero (d = 15 mm) debido a la ionización del aire – Imagen recuperada de [Pérez Formigó, M. (2010), p. 15].</i>	73
<i>Figura 3.4. Distribución de las regiones de un arco eléctrico – Imagen recuperada (traducida) de [Martínez Velasco, J. A. (2010), p. 451].</i>	76
<i>Figura 3.5. Correlación entre la resistencia eléctrica y el peso molecular de distintos fluorogases – Imagen recuperada (traducida) de [Camilli, G. (1960), p. 376].</i>	78

Figura 3.6. Comparación entre la conductividad térmica del SF ₆ y el N ₂ , a presión de 0.1 MPa.	88
Figura 3.7. Conductividad térmica del SF ₆ hasta los 10 000 K y presiones de 0.1, 0.4 y 1 MPa.....	88
Figura 4.1. Tubos de maniobra al vacío para 72.5 kV y 145 kV - Imagen recuperada de [Catálogo Siemens - 3AV1 blue circuit-breakers · 2016, p. 1].	90
Figura 4.2. Primeros tres VI construidos por Sorensen, R. W., en el California Institute of Technology – Imagen recuperada de [Sorensen, R. W. (1926), p. 1204-1205].	91
Figura 4.3. Interruptor de vacío comercializado a principios de 1960 – Imagen recuperada de [Homma, M., Sakaki, M., Kaneko, E., & Yanabu, S. (2006), p. 86].	93
Figura 4.4. Componentes principales, y seccionamiento, de un tubo de maniobra al vacío típico – Imagen recuperada de [Catálogo Siemens – HG 11.01 · 2007, p. 10] y [Catálogo Siemens – HG 11.02 · 2013, p. 2].....	94
Figura 4.5. Número acumulado de unidades producidas (P) y número de fallas de vacío por año (N) – Imagen recuperada de [Okawa, M., Tsutsumi, T., & Aiyoshi, T. (1987), p. 803].	95
Figura 4.6. Ventas anuales de interruptores para media tensión, según su tecnología.	96
Figura 4.7. Concepto de un VCB a 245 kV – Imagen recuperada de [Falkingham, L. T., Cheng, K. W. & Molan, W. J. (2016), p. 1-2].....	97
Figura 4.8. Evolución de la rigidez dieléctrica del vacío en función de la presión (curva de Paschen) – Imagen recuperada (traducida) de [Falkingham, L. T. (2011), p. 376].	98
Figura 4.9. Emisiones de los puntos catódicos – Imagen recuperada (traducida) de [Jia, S., Yang, D., Wang, L. y Shi, Z. (2012), p. 315].	100
Figura 4.10. Modos de descarga del ánodo en función de la corriente y la longitud del gap – Imagen recuperada (traducida) de [Miller, H. C. (2017), p. 2373].	102
Figura 4.11. Aspecto de los electrodos después de los experimentos a altas corrientes – Imagen recuperada de [Jia, S., Yang, D., Wang, L. y Shi, Z. (2012), p. 314].	105
Figura 4.12. Transición del arco, en modo difuso de alta corriente, al modo de columna difusa de alta corriente – Imagen recuperada de [Jia, S., Yang, D., Wang, L. y Shi, Z. (2012), p. 314].....	106
Figura 4.13. Comparativa de funcionamiento entre un contacto de RMF (a) y un contacto de AMF (b) – Imagen recuperada de [Fink, H., Heimbach, M. & Shang, W. (2000), p. 60].	108
Figura 4.14. Vista de contacto RMF en forma de copa (a) y en espiral(b) con visualización de la fuerza de Lorentz – Imagen recuperada de [Dullni, E., Schade, E., y Shang. W. (2003), p. 903].	109
Figura 4.15 Dirección de la fuerza de Lorentz calculada en diferentes posiciones a partir del análisis FEM (a) y la distribución de la densidad de flujo magnético (b) – Imagen recuperada de [Dullni, E., Schade, E., y Shang. W. (2003), p. 904].	110
Figura 4.16. Ejemplo del uso de bobinas para generar un AMF – Imagen recuperada de [Théoleyre, S. (1998), p. 25].	111

Figura 4.17. Cámara con campo magnético axial con espira exterior – Imagen recuperada de [Picot, P. (2000), p. 17].	112
Figura 5.1. 1: Medio voltaje, 2: alto voltaje, 3: bajo voltaje. Niveles de tensión desde la central eléctrica hasta el consumidor – Imagen recuperada de [Siemens AG, p. 122].	113
Figura 5.2. Truck-Type Switchgear – Imagen recuperada de [Ferguson, Pailin Ltd - Grace's Guide To British Industrial History. Recuperado del 21/02//1936].	116
Figura 5.3. Vista lateral de una muy antigua unidad metal-clad de la década de 1930 – Imagen recuperada (traducida) de [Bridger, B. y Brusso, B. (2014), p. 7].	117
Figura 5.4. (a) Vista frontal exterior y (b) Vista posterior exterior de un equipo metal-clad switchgear con diseño de 1970. (Fotos cortesía de Powell Industries, Houston, Texas) – Imagen recuperada de [Bridger, B. y Brusso, B. (2014), p. 9].	121
Figura 5.5. Unidad con tres compartimientos de bus separados para el bus principal trifásico. (Foto cortesía de Powell Industries, Houston, Texas) – Imagen recuperada (traducida) de [Bridger, B. y Brusso, B. (2014), p. 9].	122
Figura 5.6. Dos unidades metal-clad switchgear con una potencia nominal de 13.8 kV y 2 000 A, con interruptores automáticos de vacío. (Foto cortesía de Powell Industries, Houston, Texas) – Imagen recuperada de [Bridger, B. y Brusso, B. (2014), p. 9].	123
Figura 5.7. Ejemplo de equipo de protección personal (PPE) para proteger contra los efectos del arco eléctrico, como lo exige la NFPA 70E – Imagen recuperada (traducida) de [Schoten, P., Dingle, P. y Kaminskyj, W. (2007), p. 2].	126
Figura 5.8. Unidad metal-clad de 13.8 kV resistente al arco, que muestra el mecanismo de cierre reforzado de la puerta del interruptor. (Foto cortesía de Powell Industries, Houston, Texas) – Imagen recuperada de [Bridger, B. y Brusso, B. (2014), p. 11].	127
Figura 5.9. (1) Aplicación en electrificación ferroviaria, (2) aplicación en red de suministro pública y (3) aplicación en instalación en alta mar. – Imagen recuperada de [Catálogo Siemens – HA 35.11 · 2017, p. 2].	133
Figura 5.10. (a) GHA con arreglo barra principal y (b) GHA con arreglo de doble barra – Imagen recuperada de [Catálogo Schneider Electric - GHA Aparamenta aislada por gas con interruptor automático de vacío para la distribución primaria de hasta 40.5 kV · 2011, p. 9].	136
Figura 5.11. NXPLUS con arreglo barra principal – Imagen recuperada de [Catálogo Siemens - Celdas fijas tipo NXPLUS con interruptores de potencia, hasta 40.5 kV, aisladas en gas. HA 35.51· 2011, p. 28-29].	138
Figura 5.12. ZX2 con arreglo barra principal (superior) y con arreglo de doble barra (inferior) – Imagen recuperada de [Catálogo técnico ABB - ZX2 Celdas de aislamiento en gas de media tensión. TK 502/20 ES · 2019, p. 21].	139
Figura 5.13. Requerimientos de energía operativa – Imagen recuperada de [ABB. (2018), p. 24].	153
Figura 5.14. Interruptor de vacío fallado – Imagen recuperada de [Cadick, J. (2013), p. 3]	155

ÍNDICE DE TABLAS.

Tabla 1. Capacidad instalada total por grupos financieros principales (MW) en México ¹	15
Tabla 2. Longitud total de las líneas de transmisión en México.	28
Tabla 3. Valores de tensión normalizados para transmisión y subtransmisión.....	29
Tabla 4. Longitud de las líneas de distribución.....	30
Tabla 5. Valores de tensión normalizados para distribución.....	31
Tabla 6. Símbolos para diagramas unifilares de subestaciones eléctricas.....	63
Tabla 7. Ecuaciones de estado destacables para hexafluoruro de azufre ¹	80
Tabla 8. Propiedades claves del SF ₆ ¹	82
Tabla 9. Propiedades termodinámicas del SF ₆ en función de la temperatura ¹	83
Tabla 10. Densidad del SF ₆ en sus fases sólida y líquida ¹	86
Tabla 11. Densidad del SF ₆ en su fase gaseosa ¹	86
Tabla 12. Temperatura de sublimación del SF ₆ a diferentes presiones ¹	87
Tabla 13. Conductividad térmica del SF ₆ a temperaturas de 300 - 30 000 K y presiones de 0.1 - 1 MPa ¹	89
Tabla 14. Causas que provocaban la pérdida de vacío en los VI (1965 - 1975) ¹	95
Tabla 15. Comparativa de las características de los distintos arcos de vacío ¹	101
Tabla 16. Tensiones máximas nominales y niveles de aislamiento (IEEE Std C37.06/C37.22/IEC 62271-1) ¹	143
Tabla 17. Corriente nominal a servicio continuo, rms [A]. ¹	144
Tabla 18. Capacidad de interrupción de la corriente asignada de cortocircuito del interruptor, rms [kA].	144
Tabla 19. Número de operaciones (IEEE/IEC) ¹	145
Tabla 20. Propiedades de gases alternativos para su uso en equipos de MV-GIS ¹	152
Tabla 21. Comparativa en características de las tecnologías de interrupción de corriente, en SF ₆ y vacío ¹	157

BIBLIOGRAFÍA.

- [1] Enríquez Harper, G. (2002). *Elementos de diseño de subestaciones eléctricas*. México: Limusa.
- [2] Trashorras Montecelos, J. (2015). *Subestaciones eléctricas*. Madrid: Paraninfo.
- [3] Raúl Martín, J. (2000). *Diseño de subestaciones eléctricas*. México: UNAM, Facultad de Ingeniería.
- [4] Wildy, T. (2007). *Máquinas eléctricas y sistemas de potencia*. México: Prentice Hall.
- [5] Siemens AG. (2017). *Power Engineering Guide 8.0*, Recuperado el 3 de abril de 2018, de <https://www.siemens.com/>
- [6] Enríquez Harper, G. (2003). *Protección de instalaciones eléctricas industriales y comerciales*. México: Limusa.
- [7] Giménez Gutiérrez, W. F. (1999). *Modelización de interruptores eléctricos de potencia*. Tesis de doctorado. Universitat Politècnica de Catalunya. Barcelona, España.
- [8] Flores Ramírez, A. T. (2010). *Reemplazo de subestaciones convencionales aisladas en aire por tecnología GIS (SF₆)*. Tesis de pregrado. Universidad De Chile. Santiago de Chile, Chile.
- [9] Aragón Quezada, G. Leyva Paz, E. & Vigil Sánchez, D. (2015). *Análisis comparativo entre subestaciones eléctricas encapsuladas en SF₆ y subestaciones convencionales*. Tesis de licenciatura. IPN, Escuela Superior de Ingeniería Mecánica y Eléctrica. Ciudad de México, México.
- [10] García Santillán, J. (2010). *Diseño bajo norma y puesta en marcha de una subestación en anillo en SF₆*. Tesis de licenciatura. UNAM, Facultad de Ingeniería. Ciudad de México, México.
- [11] Barrero González, F. (2004). *Sistemas de energía eléctrica*. Madrid: Thomson.
- [12] Enríquez Harper, G. (2008). *Manual del técnico en subestaciones eléctricas*. México: Limusa.
- [13] Juárez Cervantes, J. D. (1995). *Sistemas de distribución de energía eléctrica*, México: UAM, Unidad Azcapotzalco.
- [14] De la Garza Toledo, E. M. (1994). *Historia de la industria eléctrica en México I*, México: UAM, Unidad Iztapalapa.

- [15] Secretaría de Energía. (29 de diciembre de 2017). *Prospectiva del sector eléctrico 2017-2031*, Recuperado de: <https://www.gob.mx/sener>
- [16] Secretaría de Energía. (31 de mayo de 2018). *Programa de desarrollo del sistema eléctrico nacional 2018-2032*, Recuperado de: <https://www.gob.mx/sener>
- [17] Comisión Federal de Electricidad. (2017). *Informe anual 2016*, Recuperado de: <https://www.cfe.mx>
- [18] Banco De México, S.A. (1967). *Informe anual 1966 cuadragésima quinta asamblea general ordinaria de accionistas*, Recuperado de: <http://www.cedem.org>
- [19] López Sotomayor, J. (2012). *Diseño técnico-económico de una subestación eléctrica GIS en entorno urbano*. Tesis de pregrado. Universidad Carlos III de Madrid. Madrid, España.
- [20] Deschamps, C. (2016). *Transformadores de distribución*, ABB Blumenau. Recuperado el 18 de julio de 2018, de <https://new.abb.com/>
- [21] Medina García, M. A. (2013). *Uso de herramientas didácticas para la materia de máquinas eléctricas de la carrera de ingeniería mecánica eléctrica (plan 2012) del módulo industrial como apuntes de apoyo*. Tesis de licenciatura. UNAM, Facultad De Estudios Superiores Cuautitlán. Estado de México, México.
- [22] Chapman, S. (2012). *Maquinas eléctricas*. México: McGraw-Hill.
- [23] Endre, M. (2012). *Historia de las subestaciones aisladas en gas*. THINK GRID, no. 10, p. 46-49.
- [24] Ortiz García, Ma. E. (1990). *Estudio tecnológico del hexafluoruro de azufre*. Tesis de licenciatura. UNAM, Facultad de Química. Ciudad de México, México.
- [25] Arenas Fragoso, E. (2014). *Pruebas de mantenimiento al hexafluoruro de azufre (SF₆) en una subestación encapsulada*. Tesis de licenciatura. UNAM, Facultad De Estudios Superiores Aragón. Estado de México, México.
- [26] Villeda Alvarado, M. A. (1986). *Equipo de interrupción de alta tensión Aislado en hexafluoruro de azufre (SF₆)*. Tesis de licenciatura. UNAM, Facultad De Estudios Superiores Cuautitlán. Estado de México, México.
- [27] Rodríguez Luna, J. C. (2011). *Estudio de los efectos del desprendimiento electrónico y las reacciones ión negativo-molécula en la avalancha de hexafluoruro de azufre*. Tesis de maestría. UNAM, Instituto De Ciencias Físicas. Morelos, México

- [28] Cai, X. (2013). *Elimination of SF₆ from transmission system equipment*. Tesis doctoral. University of Manchester. Manchester, Inglaterra.
- [29] Xiao, S. Zhang, X. Zhuo, R. Wang, D. Tang, J. Tian, S. & Li, Y. (2017). *The influence of Cu, Al and Fe free metal particles on the insulating performance of SF₆ in C-GIS*, IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation, vol. 24, no. 4, p. 2299-2305.
- [30] Preve C., Piccoz D. & Maladen R., (2017). *Application of HFO1234ZEE in MV switchgear AS SF₆ alternative gas*, CIRED - Open Access Proceedings Journal, vol. 2017, no. 1, p. 42-45.
- [31] IEEE. (2012). *IEEE Std C37.122.3-2011 Guide for Sulphur Hexafluoride (SF₆) Gas Handling for High-Voltage (over 1000 Vac) Equipment*.
- [32] Christophorou, L. Olthoff, J. & Van Brunt, R. (1997). *Sulfur hexafluoride and the electrical power industry*, IEEE Electrical Insulation Magazine, vol. 13, no. 5, p. 20-24.
- [33] Camilli, G. (1960). *Gas-insulated Power Transformers*, The Institution of Electrical Engineers, vol. 107 A, p. 375-382.
- [34] Morell, R. (2000). *Las técnicas de corte de los interruptores automáticos BT*, Cuadernos Técnicos Schneider Electric, no. 154. Recuperado el 28 de agosto de 2018, de <https://www.schneider-electric.es/es/>
- [35] Fihman, A. (1976). *El SF₆, características físicas y químicas*, Cuadernos Técnicos Schneider Electric, no. 79. Recuperado el 28 de agosto de 2018, de <https://www.schneider-electric.es/es/>
- [36] Glaubitz, P., Stangherlin, S., Crawley, D., Henriot, J., Holm, A., Jannick, P., Justiz, P., Meguro, M., Probst, R., Sieber, P., Theoleyre, S., Yokota, T., Van der Zel, L. (2005). *CIGRE TF B3.02.01 Guide for the preparation of customised "Practical SF₆ handling instructions"*, Recuperado el 28 de agosto de 2018, de <https://e-cigre.org/publication/>
- [37] Avallone A., E. & Baumeister III, T. (Ed.). (2012). *MARKS Manual del ingeniero mecánico Tomo I*. México: McGraw-Hill.
- [38] Guder, C. & Wagner, W. (2009). *A Reference Equation of State for the Thermodynamic Properties of Sulfur Hexafluoride (SF₆) for Temperatures from the Melting Line to 625 K and Pressures up to 150 MPa*. Journal of Physical and Chemical Reference Data, vol. 38, no. 1, p. 33-94.

- [39] Chewy, B., Gleizes, A. & Razafinimanana, M. (1994). *Thermodynamic properties and transport coefficients in SF₆ - Cu mixtures at temperatures of 300 - 30 000 K and pressures of 0.1 - 1 MPa*. Journal of Physics D: Applied Physics, vol. 27, no. 6, p. 1193-1206.
- [40] Jerrold, M. Y. (1963). *Transport Properties of Nitrogen, Hydrogen, Oxygen, and Air to 30,000 K*. Reporte técnico. AVCO Corp., Wilmington, Mass. Research and Advanced Development Div. Massachusetts, Estados Unidos.
- [41] Sorensen, R. W. & Mendenhall H. E. (1926). *Vacuum Switching Experiments at California Institute of Technology*. Transactions of the American Institute of Electrical Engineers., vol. 45, no. 12, p. 1203-1206.
- [42] Sorensen, R. W. (1958). *The Power Application Vacuum Switch*. Electrical Engineering, vol. 77, no. 2, p. 150-154.
- [43] Cobine, J. D. (1962). *Research and development leading to high-power vacuum interrupters*. Electrical Engineering, vol. 81, no. 1, p. 13-21.
- [44] Okawa, M., Tsutsumi, T. & Aiyoshi, T. (1987). *Reliability and field experience of vacuum interrupters*. IEEE Transactions on Power, vol. 2, no. 3, p. 799-804.
- [45] Falkingham, L.T. & Montillet, G.F. (2004). *A History of Fifty Years of Vacuum Interrupter Development. (The English Connection)*. Denver, CO, USA: IEEE Power Engineering Society General Meeting, vol. 1, p. 706-711.
- [46] Homma, M., Sakaki, M., Kaneko, E., & Yanabu, S. (2006). *History of vacuum circuit breakers and recent developments in Japan*. IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation, vol. 13, no. 1, p. 85-92.
- [47] Slade, P. G., Li, W., Mayo, S. & Taylor, E. D. (2007). *Vacuum interrupter, high reliability component of distribution switches, circuit breakers and contactors*. Journal of Zhejiang University - Science A: Applied Physics & Engineering. vol. 8, no. 3, p. 335-342.
- [48] Falkingham, L. T. (2011). *The Strengths and Weaknesses of Vacuum Circuit Breaker Technology*. Xi'an, China: 1st International Conference on Electric Power Equipment – Switching Technology, p. 701-703.
- [49] Falkingham, L. T., Cheng, K. W. & Molan, W. J. (2016). *The Design of a 245kV Vacuum Circuit Breaker*. Suzhou, China: 27th International Symposium on Discharges and Electrical Insulation in Vacuum (ISDEIV), vol. 2, p. 1-4.

- [50]Théoleyre, S. (1998). *Las técnicas de corte en MT*, Cuadernos Técnicos Schneider Electric, no. 193. Recuperado el 9 de octubre de 2018, de <https://www.schneider-electric.es/es/>
- [51]Picot, P. (2000). *El corte de corriente eléctrica en vacío*, Cuadernos Técnicos Schneider Electric, no. 193. Recuperado el 9 de octubre de 2018, de <https://www.schneider-electric.es/es/>
- [52]Martinez Velasco, J. A. (Ed.). (2010). *Power System Transients Parameter Determination*. Estados Unidos: CRC Press, Taylor & Francis Group.
- [53]Van der Sluis, L. (2001). *Transients in Power Systems*. Inglaterra: John Wiley & Sons Ltd.
- [54]109 Jia, S., Yang, D., Wang, L. & Shi, Z. (2012). *Simulation and experimental studies of anode activities in high-current vacuum arcs*. Tomsk, Russia: 25th International Symposium on Discharges and Electrical Insulation in Vacuum (ISDEIV), p. 313-316
- [55]111 Jia, S., Yang, D., Wang, L. & Shi, Z. (2012). *Investigation of the swirl flow on anode surface in high-current vacuum arcs*. Journal of Applied Physics, vol. 111, no. 4, p. 1-6.
- [56]Jia, S., Shi, Z. & Wang, L. (2014). *Vacuum arc under axial magnetic fields: experimental and simulation research*. Journal of Physics D: Applied Physics, vol. 47, no. 40, p. 1-24.
- [57]Pérez Formigó, M. (2010). *Modelado de descargas eléctricas en gases mediante redes neuronales*. Tesis de maestría. Universidad de Sevilla, Sevilla, España.
- [58]Gos, M. R., Talpone, H. & Raiti, O. (2001). *Apuntes de la cátedra de "Generación, transmisión y distribución de la energía eléctrica", tema 4: Seccionadores y Cuchillas de Tierra*. Material no publicado. UTN: Argentina. Recuperado el 24 de octubre de 2018, de <http://www.frlp.utn.edu.ar/materias/tydee/>
- [59]Tafolla Ramírez, R. (2014). *Consideraciones generales para optimizar el diseño electromecánico de subestaciones de transmisión*. Tesis de licenciatura. UNAM, Facultad De Ingeniería. Ciudad de México, México.
- [60]Montesinos Mawyin, R. F. (1985). *Selección y protección de reactores en sistemas de potencia*. Tesis de licenciatura. EPN, Facultad De Ingeniería Eléctrica. Quito, Ecuador.
- [61]IEEE. (2008). *IEEE Std C57.21-2008 Requirements, Terminology, and Test Code for Shunt Reactors Rated Over 500 kVA*.
- [62]Jacobó Garzón, F., Juárez Sosa, C. & Rodríguez Nuñez, R. (2008). *Dimensionamiento y especificación de un filtro de Armónicas aplicado a la subestación Tecnológico, Satt valle*. Tesis de licenciatura. UNAM, Facultad de Ingeniería. Ciudad de México, México.

[63] CNPMOS. (2014). *NRF-196-PEMEX-2013 Cargador y banco de baterías*. Recuperado el 13 de noviembre de 2018, de <http://www.pemex.com/>

[64]Hernández Plata, A. de J. (2000). *Maniobras para librar equipo en subestaciones de distribución (230/23 kV)*. Tesis de licenciatura. IPN, Escuela Superior de Ingeniería Mecánica y Eléctrica. Ciudad de México, México.

[65]Renz, R. (2000). *On criteria of optimized application of AMF- and RMF-contact systems in vacuum interrupters*. Xi'an, China: 19th International Symposium on Discharges and Electrical Insulation in Vacuum (ISDEIV), p. 176-176.

[66]Miller, H. C. (2017). *Anode modes in vacuum arcs: Update*. IEEE Transactions on Plasma Science, vol. 45, no. 8, p. 2366-2374.

[67]Gortschakow, S., Khakpour, A., Franke, St., Methling, R. & Uhrlandt, D. (2018). *Spectroscopic study of high-current vacuum arcs considering anode activity*. Viejo San Juan, Puerto Rico: 7th International Workshop On Mechanism of Vacuum Arcs, p. 1-33.

[68]Dullni, E., Schade, E., & Shang, W. (2003). *Vacuum arcs driven by cross-magnetic fields (RMF)*. IEEE Transactions on Plasma Science, vol. 31, no. 5, p. 902-908.

[69]Fink, H., Heimbach, M. & Shang, W. (2000). *Vacuum interrupters with axial magnetic field contacts*. ABB Review. vol. 4, no. 1, p. 59-64.

[70]Capella, R. (2000). *Centros de Transformación MT/BT*, Publicación técnica Schneider Electric, no. PT-004. Recuperado el 25 de febrero de 2019, de <https://www.schneider-electric.es/es/>

[71]Schneider Electric México. (2016). *Catalogo Schneider Electric Compendiado 34*, Recuperado el 25 de febrero de 2019, de <https://www.se.com/mx/es/>

[72]Bridger, B. & Brusso, B. (2014). A Brief History of Metal-Clad Switchgear. IEEE Industry Applications Magazine, vol. 20, no. 4, p. 7–81.

[73]Kojima, H. (2017). *Surface Flashover Mechanism and Its Application to Diagnosis in Vacuum Interrupter*. Xi'an, China: 4th International Conference on Electric Power Equipment - Switching Technology (ICEPE-ST), p. 535-539.

[74]Schoten, P., Dingle, P. & Kaminskyj, W. (2007). *Effects of local interpretations of Operational safety in north america and europe On design of medium voltage switchgear*. Vienna, Austria: 19th International Conference on Electricity Distribution (ICED), p. 1-5.

[75] Cadick, J. (2013). *Predicting the Present Condition and Remaining Life of a Vacuum Interrupter*. New Orleans, LA, USA: 16th Annual Electrical Safety, Reliability and Sustainability Conference & Exhibition, p. 1-5.

[76] Siemens AG. (2012). *TechTopics No. 03: Vacuum vs. SF₆*, Recuperado el 12 de marzo de 2019, de <https://www.siemens.com/>

[77] ABB. (2010). *Medium Voltage Switching Devices Selection for application and purpose – Information on Short Circuit Current Interruption*. Recuperado el 12 de marzo de 2019, de <https://new.abb.com/>

[78] O'Donovan, M. & Barry, N. (2013). *Shipboard high voltage operations and management*. Dublín, Irlanda: 48th International Universities' Power Engineering Conference (UPEC), p. 1-5.

[79] Csanyi, E. (2010). *Comparison Between Vacuum and SF₆ Circuit Breaker*. EEP – Electrical Engineering Portal. Recuperado el 12 de marzo de 2019, de <https://electrical-engineering-portal.com/comparison-between-vacuum-and-sf6-circuit-breaker>

[80] ABB. (2018). *Technical Application Papers No. 26 Medium voltage switching devices: technologies and applications*. Recuperado el 12 de marzo de 2019, de <https://new.abb.com/>

[81] IEEE. (2015). *IEEE Std C37.20.1-2015 Standard for Metal-Enclosed Low-Voltage (1 000 Vac and below, 3 200 Vdc and below) Power Circuit Breaker Switchgear*.

[82] IEEE. (2015). *IEEE Std C37.20.2-2015 Standard for Metal-Clad Switchgear*.

[83] IEEE. (2013). *IEEE Std C37.20.3-2013 Standard for Metal-Enclosed Interrupter Switchgear (1 kV - 38 kV)*.

[84] IEC. (1996). *IEC 60298 A.C. Metal-Enclosed Switchgear and Controlgear for Rated Voltages Above 1 kV and Up to and Including 52 kV*.

[85] IEEE. (2011). *IEEE Std C37.122.2-2011 Guide for the Application of Gas-Insulated Substations 1 to 52 kV*.

[86] El Parlamento Europeo Y El Consejo De La Unión Europea. (2014). Reglamento de la UE No 517-2014 sobre los gases fluorados de efecto invernadero y por el que se deroga el Reglamento (CE) No 842/2006, Recuperado el 12 de marzo de 2019, de <https://eur-lex.europa.eu>

[87]Hyrenbach, M. & Zache, S. (2016). *Alternative insulation gas for medium-voltage switchgear*. Berlin, Germany: 2016 Petroleum and Chemical Industry Conference Europe (PCIC Europe), p. 1-9.

[88]Preve, C., Piccoz, D. & Maladen, R. (2017). *Application of HFO1234ZEE in MV switchgear AS SF₆ alternative gas*. CIRED - Open Access Proceedings Journal, vol. 2017, no. 1, p. 42–45.

[89]Preve, C., Maladen, R. & Piccoz, D. (2016). *Method for validation of new eco-friendly insulating gases for medium voltage equipment*. Montpellier, France: 2016 IEEE International Conference on Dielectrics (ICD), p. 1-6.

[90]Catálogos de producto de Trinetics.

[91]Catálogos de producto de IUSA.

[92]Catálogos de producto de Arteche.

[93]Catálogos de producto de EATON.

[94]Catálogos de producto de Schneider Electric.

[95]Catálogos de Producto de ABB.

[96]Catálogos de producto de Siemens.