



Bruselas, 30.9.2020  
C(2020) 6635 final

## INFORME DE LA COMISIÓN

**en que se evalúa la disponibilidad de alternativas a los gases fluorados de efecto invernadero en la aparamenta y en equipos relacionados con la aparamenta, en particular en la aparamenta de media tensión para distribución secundaria**

## 1. Introducción

De conformidad con lo dispuesto en el artículo 21, apartado 4, del Reglamento (UE) n.º 517/2014<sup>1</sup>, sobre los gases fluorados de efecto invernadero (en lo sucesivo, «el Reglamento»), la Comisión tiene que evaluar si existen alternativas rentables, técnicamente viables, energéticamente eficientes y fiables que permitan sustituir los gases fluorados de efecto invernadero (gases F) en los nuevos equipos de aparamenta de media tensión para distribución secundaria.

El presente informe responde a esta exigencia del Reglamento. En él también se analizan la aparamenta de media tensión para distribución primaria y la aparamenta para tensiones más altas, así como los interruptores automáticos para generadores y otros equipos relacionados con la aparamenta. No aborda la retroadaptación de aparamenta ya existente.

El gas fluorado objeto del presente informe es el hexafluoruro de azufre (SF<sub>6</sub>), que desde hace décadas se viene utilizando en la aparamenta como material aislante y como medio de interrupción de corriente. Es el gas de efecto invernadero más potente que se conoce, pues su potencial de calentamiento atmosférico (PCA) es de 22 800<sup>2</sup>.

El informe se basa en el trabajo técnico realizado para la Comisión, que ha incluido amplias consultas con las partes interesadas y deliberaciones en el seno del Foro consultivo<sup>3</sup> establecido conforme al artículo 23 del Reglamento; los datos relacionados con los costes y la evolución del mercado proceden, en particular, de información facilitada por los fabricantes.

## 2. Situación actual de las alternativas al SF<sub>6</sub> en los distintos tipos de equipos

### 2.1. Tipos de aparamenta

La aparamenta es un conjunto de interruptores, fusibles o interruptores automáticos que controlan, protegen y aíslan diversos tipos de equipos eléctricos, evitando, por ejemplo, que una sobrecarga de corriente pueda dañarlos. Existen muchos tipos de aparamenta, que se distinguen en el presente informe en función de lo siguiente:

- nivel de tensión;
- nivel de la red eléctrica;
- medio de aislamiento; y
- dispositivo de corte.

#### *Niveles de tensión: baja, media, alta y muy alta tensión*

En lo que se refiere a los niveles de tensión, el informe utiliza la convención de las normas de la Comisión Electrotécnica Internacional (IEC, 2003) y diferencia los siguientes niveles:

---

<sup>1</sup> [https://eur-lex.europa.eu/legal-content/ES/TXT/?uri=uriserv:OJ.L\\_.2014.150.01.0195.01.SPA](https://eur-lex.europa.eu/legal-content/ES/TXT/?uri=uriserv:OJ.L_.2014.150.01.0195.01.SPA).

<sup>2</sup> Los valores de PCA son los que figuran en los anexos I y II del Reglamento.

<sup>3</sup> Reuniones del Foro consultivo sobre gases F, establecido conforme al artículo 23 del Reglamento sobre gases F: [https://ec.europa.eu/clima/events/articles/0106\\_en](https://ec.europa.eu/clima/events/articles/0106_en). El enlace incluye un documento informativo que contiene referencias adicionales de las fuentes utilizadas para fundamentar las conclusiones actuales.

<b>Baja tensión (BT)</b>	< 1 kV
<b>Media tensión (MT)</b>	1 kV – 52 kV
<b>Alta tensión (AT)</b>	> 52 kV y < 150 kV
<b>Muy alta tensión (MAT)</b>	> 150 kV

### *Niveles de la red: transmisión y distribución primaria y secundaria*

La aparamenta también se clasifica en función del tipo de red eléctrica donde se utiliza, es decir, en líneas de transmisión o en líneas de distribución de electricidad.

La transmisión consiste en el transporte de grandes cantidades de energía eléctrica a largas distancias desde las centrales eléctricas a las subestaciones, mientras que la distribución es el suministro de la energía eléctrica desde las subestaciones al consumidor. La distribución se divide asimismo en distribución primaria y secundaria.

En la distribución primaria, la aparamenta se sitúa en la interfaz con la red de transmisión. En general, estas interfaces se encuentran en el interior de subestaciones especializadas, donde están bajo control parámetros ambientales como la temperatura y la exposición a fenómenos meteorológicos como la lluvia o la nieve.

En la distribución secundaria, la aparamenta se sitúa en la interfaz con tensiones inferiores y los clientes finales. Estos transformadores de distribución de media y baja tensión se encuentran en armarios situados cerca de los locales de los usuarios. El tipo de aparamenta que predomina en las redes públicas son las unidades principales de anillo (RMU, por sus siglas en inglés), consistentes en conjuntos modulares, compactos y estancos de los dispositivos de corte necesarios. En comparación con la distribución primaria, se dan diversas limitaciones adicionales: el espacio de instalación suele ser muy reducido, a menudo no es posible controlar parámetros ambientales como la temperatura o la humedad, y es posible que el equipo esté instalado en lugares públicos.

Existe una correlación entre el nivel de red y los distintos niveles de tensión. La transmisión de electricidad a las subestaciones (generalmente a gran distancia) requiere una tensión más alta que la distribución de electricidad de la subestación al consumidor. En Europa, las tensiones bajas y medias se utilizan sobre todo para la distribución, mientras que la muy alta tensión se utiliza generalmente para la transmisión. Las redes de alta tensión pueden utilizarse tanto para la transmisión como para la distribución, dependiendo del país.

Nivel de tensión	Nivel de distribución
Baja tensión (BT)	Distribución secundaria
Media tensión (MT)	Distribución secundaria Distribución primaria
Alta tensión (AT)	Distribución primaria Transmisión
Muy alta tensión (MAT)	Transmisión

### ***Medio de aislamiento: aire, gas, sólido o líquido***

Como medio para aislar la aparataje puede utilizarse el aire o un material sólido, líquido o gaseoso.

En la aparataje con aislamiento gaseoso (GIS, por sus siglas en inglés) se utiliza normalmente SF<sub>6</sub>. Como alternativa, la GIS sin SF<sub>6</sub> emplea mezclas de gases naturales, como el aire técnico (nitrógeno y oxígeno) o el CO<sub>2</sub>. A fin de aumentar la capacidad de aislamiento, a veces se añaden al gas pequeñas cantidades de sustancias sintéticas fluoradas (principalmente fluoronitrilos y fluorocetonas). El impacto climático de estas mezclas es muy inferior al del SF<sub>6</sub><sup>4</sup>.

En la aparataje con aislamiento de aire (AIS, por sus siglas en inglés) se utiliza el aire ambiente como medio de aislamiento. En este caso, el tamaño de la aparataje suele ser relativamente grande y puede resultar más problemática la posible exposición de las partes eléctricas a factores ambientales como la humedad, el polvo, etc. Por lo tanto, se emplea principalmente en entornos de distribución primaria, donde los factores ambientales pueden controlarse más fácilmente y las limitaciones de espacio son menos importantes que en el caso de los entornos de distribución secundaria.

Las soluciones de aparataje con aislamiento sólido (SIS, por sus siglas en inglés) y líquido (LIS, por sus siglas en inglés) para distribución secundaria están disponibles en el comercio desde hace años. Sin embargo, la cuota de mercado en Europa se sitúa todavía en porcentajes de un dígito único y bajo, debido en parte a que los costes de inversión son ligeramente mayores que los de los productos con SF<sub>6</sub>. Sin embargo, en algunos Estados miembros la cuota de mercado en regiones localizadas es relativamente alta gracias a la cooperación establecida con los usuarios finales que han adoptado esta tecnología. Los diseños más

---

<sup>4</sup> Se considera que las fluorocetonas tienen un PCA inferior a 1 y que los fluoronitrilos tienen un PCA de 2 100 de CO<sub>2</sub> equivalente. La composición de las mezclas se elige en función del sistema en que se utilizan. Por ejemplo, en los casos en que la mezcla con fluoronitrilo consta de un 96 % o un 80 % de CO<sub>2</sub> y de un 4 % o un 20 % de fluoronitrilos, el PCA de las mezclas es de 180 o de 500 de CO<sub>2</sub> equivalente, respectivamente. Esto significa que, en comparación con el SF<sub>6</sub>, el impacto climático de estas mezclas corresponde al 1-2 % del PCA del SF<sub>6</sub>.

avanzados de SIS combinan aislamiento sólido y aire a presión ambiente dentro de un tanque herméticamente cerrado, de manera que también pueden considerarse un tipo de GIS. A diferencia de la AIS, el comportamiento de la aparata no se ve afectado por factores ambientales como polvo, suciedad, sal o humedad.

### ***Medio de corte: vacío o SF<sub>6</sub>***

Los dispositivos de corte protegen el equipo de los daños mediante la interrupción del flujo de corriente eléctrica cuando se detecta una falta. Los dos principales dispositivos son los siguientes: los interruptores automáticos y los dispositivos combinados de interruptores de corte en carga - fusible.

Los interruptores automáticos actúan abriendo los contactos para interrumpir el circuito cuando se detecta una falta; el arco generado se extingue en el medio utilizado. La creación de un vacío es la solución predominante en estos interruptores.

En el caso de un dispositivo combinado de interruptor de corte en carga - fusible, el interruptor de corte en carga desconecta el circuito, mientras que el fusible protege contra los cortocircuitos y los arcos eléctricos. Los interruptores de corte en carga utilizan en su mayoría SF<sub>6</sub>.

## **2.2. Alternativas al SF<sub>6</sub> en la aparata de media tensión**

La viabilidad de la utilización de soluciones sin SF<sub>6</sub> para el aislamiento y la interrupción de la corriente depende, en particular, del nivel de tensión y del nivel de red.

### **2.2.1 Aparata de media tensión en la distribución primaria**

Para la aparata de media tensión en la distribución primaria, las alternativas sin SF<sub>6</sub> ya son una realidad. Por lo que se refiere al aislamiento, la AIS tiene una cuota de mercado significativa (del 40 % al 80 %, dependiendo del fabricante) en aplicaciones en las que el espacio y los factores ambientales no representan un problema, es decir, en salas con clima controlado y espacio suficiente. También existen alternativas de GIS sin SF<sub>6</sub> que utilizan aire técnico en combinación con un aislamiento sólido o de mezclas de gases con sustancias sintéticas de aislamiento. La capacidad requerida de aislamiento de los gases naturales se consigue con un aumento moderado de la presión del gas en comparación con el SF<sub>6</sub>. Para tensiones de hasta 36 kV, hay aparata disponible comercialmente o en fase de ensayo de prototipo y demostración en instalaciones de clientes.

Si en la mezcla de gases se utilizan sustancias sintéticas, puede ser necesario realizar un control periódico de la calidad del gas, lo que supone unos costes adicionales derivados de la mano de obra, la aplicación de procedimientos y los costes operativos suplementarios que lleva aparejados el mantenimiento. No obstante, los controles y ensayos pueden integrarse fácilmente en sistemas de explotación y mantenimiento ya instalados. En la actualidad, la interrupción de la corriente se consigue mediante interruptores automáticos en vacío sin SF<sub>6</sub>, en configuraciones tanto de AIS como de GIS.

La configuración de las subestaciones de distribución primaria se planifica y se ejecuta de forma individualizada. No se ofertan ni venden en grandes cantidades combinaciones estándar

de módulos. Por consiguiente, cuando se diseñan, ensayan y comercializan nuevos productos no son numerosas las variantes que hay que examinar: los dispositivos están integrados directamente en las redes de los usuarios finales y, por lo tanto, resulta superflua la etapa de integración del sistema en una cabina de distribución.

Por esta razón, la transición a soluciones sin SF<sub>6</sub> podría ser relativamente rápida, con un período de transición de dos a tres años de duración en el caso de soluciones de prototipo aprobado. Muchas soluciones sin SF<sub>6</sub> se encuentran actualmente en una fase avanzada de desarrollo, por lo que se espera que a medio plazo aumente la oferta disponible.

Los costes de las próximas soluciones sin SF<sub>6</sub> previsiblemente serán iguales o solo ligeramente superiores a los de la aparatación con SF<sub>6</sub>, al menos para algunos de los productos comercializados.

### **2.2.2. Aparatación de media tensión en la distribución secundaria**

La GIS con SF<sub>6</sub> predomina en la distribución secundaria debido a las numerosas limitaciones que esta distribución lleva aparejadas (por ejemplo, el espacio, la humedad y el control de la temperatura) y a las ventajas técnicas del SF<sub>6</sub> como aislante y medio de interrupción de corriente en tales condiciones. En esta distribución, la AIS no desempeña un papel importante en las RMU debido a las limitaciones espaciales y ambientales de este segmento. Además, la tecnología estándar utilizada para la interrupción de la corriente es el dispositivo combinado de interruptor de corte en carga - fusible, que también contiene SF<sub>6</sub>.

#### ***Viabilidad técnica y comportamiento del aislamiento sin SF<sub>6</sub>***

En los últimos años, ha empezado a comercializarse aparatación para distribución secundaria que no utiliza SF<sub>6</sub> como medio de aislamiento y cuyas dimensiones físicas y valores eléctricos nominales son idénticos a las de sistemas equivalentes con SF<sub>6</sub> del mismo fabricante. Hoy en día existen diversas soluciones de aparatación sin SF<sub>6</sub>, especialmente para tensiones nominales de hasta 24 kV.

En muchos casos, el medio alternativo utilizado es una mezcla de gases que incorpora fluoronitrilos o fluorocetonas. En algunas de estas soluciones se emplea una presión de gas moderadamente superior para conseguir la capacidad de aislamiento requerida, comparable a la de los primeros diseños con SF<sub>6</sub>. Este cambio se refleja en su diseño estructural, concebido para evitar posibles pérdidas de presión que puedan poner en peligro la funcionalidad. Durante la fase piloto y de demostración, se ha realizado un amplio seguimiento, comprobándose que las mezclas de gases no se deterioran durante el funcionamiento. Sin embargo, el punto de ebullición y la temperatura mínima de funcionamiento de las mezclas alternativas son más altos que en el caso del SF<sub>6</sub>, lo que significa que, con el mismo nivel de presión, la aparatación con SF<sub>6</sub> puede funcionar a temperaturas más bajas. Por otra parte, las mezclas que incorporan fluoronitrilos normalmente pueden operar a una temperatura más baja que cuando se trata de fluorocetonas. Esta limitación puede tener relevancia práctica en aplicaciones situadas en zonas donde puede llegar a hacer mucho frío y no es posible controlar la temperatura.

Para tensiones de hasta 12 kV, algunos fabricantes ofrecen asimismo soluciones con aire técnico y, recientemente, un fabricante ha introducido una apartamentada de este tipo con tensión nominal de hasta 24 kV. A estas soluciones no les afecta el nivel de temperatura.

### ***Viabilidad técnica y comportamiento de la interrupción de la corriente sin SF<sub>6</sub>***

Por lo que se refiere a la interrupción de la corriente, en la distribución secundaria se utilizan comúnmente interruptores de corte en carga. En esta distribución no resulta sencillo encontrar alternativas sin SF<sub>6</sub> a los interruptores de corte en carga que sean rentables, fiables y seguras, ya que, en comparación con los interruptores automáticos en vacío, los interruptores de corte en carga suelen ser más sencillos y económicos, además de no requerir mantenimiento. La utilización de interruptores automáticos resulta en particular más cara y gravosa debido a la necesidad de salvaguardar la selectividad del sistema de protección, que garantiza que solo se desconecte la parte del sistema afectada por una falta, en lugar del sistema en su totalidad<sup>5</sup>. Ello puede exigir una coordinación compleja y costosa de la protección entre la distribución primaria y la secundaria, así como, potencialmente, entre los distintos operadores. Además, los interruptores automáticos requieren normalmente un mantenimiento, lo que no ocurre en el caso de los interruptores de corte en carga. No obstante, estas cuestiones son de carácter sistémico y es factible resolverlas. Por otra parte, se han introducido recientemente dispositivos combinados de interruptores de corte en carga - fusible sin SF<sub>6</sub>.

### ***Costes y potencial de mercado***

Teniendo en cuenta la limitada gama de productos disponible en la actualidad en el mercado y que su introducción es relativamente reciente, así como los numerosos factores externos y condiciones de contorno que afectan al precio final, es difícil calibrar con precisión la inversión adicional que debe hacer el usuario final para adquirir apartamentada con aislamiento sin SF<sub>6</sub>, en comparación con una unidad con SF<sub>6</sub>.

La inversión suplementaria por unidad parece situarse entre el 5 y el 20 %, si bien pueden darse condiciones excepcionales que la hagan descender hasta el 0 % o aumentar hasta el 30 %. Las alternativas sin SF<sub>6</sub> pueden conllevar asimismo costes de mantenimiento adicionales en comparación con los productos con SF<sub>6</sub>.

Sin embargo, además del efecto medioambiental, las alternativas sin SF<sub>6</sub> encierran ventajas potenciales:

- el desarrollo de redes inteligentes puede requerir una reconfiguración frecuente de las topologías de red, por ejemplo, para la recarga de vehículos eléctricos, y para este fin son más adecuados los interruptores en vacío;
- los costes de final de vida generados en el futuro por la recuperación, reciclado y eliminación del SF<sub>6</sub> pueden llegar a ser considerables.

Los fabricantes de apartamentada necesitarían disponer de cierta perspectiva de mercado para emprender las inversiones en investigación, desarrollo e innovación que les permitan ofrecer una cartera completa de alternativas sin SF<sub>6</sub>.

---

<sup>5</sup> Se trata de un reto debido a los distintos tiempos de eliminación de cortocircuitos que, en el caso de los interruptores automáticos, son más largos que en los dispositivos combinados de interruptores de corte en carga - fusible y, en ocasiones, incluso más largos que en los interruptores automáticos de las subestaciones.

Además, la introducción de nuevas alternativas en la distribución secundaria requiere franquear una serie de etapas y es más compleja que en la distribución primaria. La configuración de una RMU puede variar en función de las especificaciones de los clientes y cada configuración debe ser de prototipo aprobado. Aunque el volumen en la distribución secundaria es grande, la diversidad de productos también lo es. En algunos casos especiales, el despliegue de aparata sin SF<sub>6</sub> puede seguir revistiendo gran complejidad, por ejemplo, en condiciones ambientales extremas o si se añade una RMU a una red de distribución secundaria ya existente.

La comercialización más generalizada de soluciones de prototipo aprobado va a requerir previsiblemente un período de transición de dos años. Estas soluciones no representan sino una parte de la gama total de productos, de manera que probablemente se necesitará más tiempo (de cuatro a cinco años) para poder satisfacer las distintas necesidades de los clientes, es decir, que la cartera ofertada al mercado tendrá que incrementarse de manera progresiva. En cuanto a las soluciones disponibles comercialmente, aumentar la capacidad de fabricación requerirá cierto tiempo.

### **2.2.3. Interruptores automáticos para generadores**

En las centrales eléctricas, los interruptores automáticos del generador son la interfaz del generador con la red, más concretamente con el transformador de media a alta tensión, y protegen tanto el generador como el transformador. Debido a la función que desempeñan, están concebidos para corrientes nominales y de cortocircuito extraordinariamente altas. Al ser pequeño el número de centrales eléctricas (en construcción), los interruptores automáticos para generadores constituyen una aplicación de nicho y muy pocos fabricantes los producen. Un fabricante ofrece un diseño sin SF<sub>6</sub>, pero solo es adecuado para una gama limitada de aplicaciones. En el desarrollo de alternativas no están participando otros fabricantes, pero este hecho no apunta a la existencia de obstáculos técnicos fundamentales, sino que indica simplemente que las perspectivas de mercado parecen por ahora demasiado escasas para justificar los costes de desarrollo.

## **2.3. Alternativas al SF<sub>6</sub> en la aparata para tensión más alta**

### ***Viabilidad técnica y comportamiento del aislamiento sin SF<sub>6</sub>***

En el caso de las subestaciones de alta tensión, el aislamiento de aire exige un espacio significativamente mayor que en las configuraciones donde se utiliza aislamiento gaseoso. Una de las aparatas AIS más comunes combina barras con aislamiento de aire y dispositivos de corte con aislamiento gaseoso. La aparata híbrida combina barras con aislamiento de aire y módulos prefabricados que integran interruptores automáticos, seccionadores, interruptores de puesta a tierra y transformadores de medida en una sola cámara con aislamiento gaseoso. Las configuraciones híbridas requieren menos espacio que la AIS, pero el banco de interruptores<sup>6</sup> es mayor que en el caso de la GIS. En la aparata de alta tensión no se utilizan ni el aislamiento sólido ni el líquido.

La aparata con aislamiento íntegramente gaseoso ha sido, debido a su compacidad, la solución estándar adoptada para las subestaciones en aplicaciones donde el espacio es un

---

<sup>6</sup> El «banco de interruptores» es la zona donde está ubicada la aparata y su huella.



factor crítico, por ejemplo, en zonas urbanas y otras zonas densamente pobladas, así como, por ejemplo, en plataformas de alta tensión que recogen la energía de los parques eólicos marítimos.

Las mezclas de gases son las únicas alternativas al SF<sub>6</sub>; recientemente la situación ha evolucionado del siguiente modo:

- Para tensiones de hasta 145 kV inclusive, se han realizado demostraciones y ensayos piloto de varios diseños de GIS sin SF<sub>6</sub>; de acuerdo con la información facilitada por los fabricantes, a escala mundial se han encargado más de mil módulos para los dos próximos años. En función de la mezcla de gases y el rango de temperaturas asociado a ella, el caso de uso puede quedar limitado a aplicaciones de interior. Además, ya se han efectuado demostraciones a lo largo de varios años de diversas instalaciones piloto de GIS que utilizan distintas mezclas de gases.
- En cuanto a la GIS de 72,5 kV para convertidores de energía eólica marina, existen diseños de GIS que utilizan mezclas de gases naturales y mezclas con fluoronitrilos; los productos se fabrican a escala industrial. Las aplicaciones en el mar entrañan retos específicos en materia de logística, salud y seguridad, por lo que, en este tipo de aplicaciones, evitar la manipulación de SF<sub>6</sub> presenta ventajas.
- En lo que concierne al segmento por encima de los 145 kV, en 2015 se instaló en Zurich (Suiza) una GIS de 170 kV que utiliza una mezcla de gas con fluorocetonas. La GIS se basa en un diseño con SF<sub>6</sub> de 245 kV. En 2020 está previsto poner en tensión otra GIS piloto de 170 kV/50 kA con fluoronitrilos. En este caso, las dimensiones físicas son idénticas a las de los diseños con SF<sub>6</sub>. Además, ha superado con éxito todos los ensayos de comportamiento una GIS con gases naturales para los valores nominales de 170 kV/50 kA.
- En cuanto a las tensiones de hasta 245 kV, están en curso estudios preliminares y de diseño para aparataje sin SF<sub>6</sub> y sus componentes. Se espera poder disponer de las primeras soluciones dentro del próximo quinquenio.
- Para tensiones más altas (> 245 kV), todavía tiene que producirse un avance considerable en I+D. En los próximos cinco años podrían ser una realidad las primeras soluciones comerciales basadas en mezclas de gases con sustancias sintéticas, aunque se necesitará más tiempo para satisfacer toda la diversidad de requisitos técnicos y aplicaciones.

Las soluciones basadas en mezclas de gases con fluoronitrilos y las basadas en SF<sub>6</sub> son equivalentes en cuanto a dimensiones y valores eléctricos nominales. Sin embargo, las dimensiones físicas de los modelos con mezclas de gases basadas en fluorocetonas y gases naturales son mayores que las de los modelos de SF<sub>6</sub> con la misma potencia nominal. Como opción alternativa, en lugar de mantener la misma potencia nominal y aumentar el tamaño de la aparataje, en ocasiones una potencia nominal inferior resulta suficiente y permite utilizar un sistema sin SF<sub>6</sub> con una tensión inferior e idéntico tamaño.

En determinadas ubicaciones donde debe mantenerse la tensión nominal y el espacio es limitado, por ejemplo, en subestaciones de centrales eléctricas o en zonas urbanas, los diseños disponibles en la actualidad basados en fluoronitrilos son posiblemente la única alternativa viable a la aparataje con SF<sub>6</sub>.

En los bancos de interruptores a la intemperie, el espacio es un factor menos crítico, dado que las dimensiones de los componentes instalados en los años setenta y ochenta del pasado siglo son mucho mayores que las de los diseños con SF<sub>6</sub> modernos. En muchos casos será posible sustituirlos por alternativas de igual tensión nominal, pero sin SF<sub>6</sub>.

### ***Viabilidad técnica y comportamiento de los dispositivos de corte sin SF<sub>6</sub>***

Para realizar el corte ya se utilizan mezclas de gases y vacío como alternativa al SF<sub>6</sub>.

- Para tensiones de hasta 145 kV, están disponibles en el mercado interruptores en vacío.
- Para tensiones de hasta 170 kV, están disponibles en el mercado mezclas a base de fluoronitrilo.
- Para tensiones de hasta 245 kV, están en curso estudios preliminares sobre interruptores en vacío.
- Para tensiones más altas de hasta 420 kV, está en estudio la conexión de dos interruptores en serie.
- Para tensiones nominales de 420 kV, el programa LIFE de la UE propugna la aplicación de una mezcla de fluoronitrilo para interruptores automáticos de GIS.

### ***Costes y potencial de mercado***

La GIS basada en fluorocetonas y gases naturales tiene unos costes más altos debido a sus mayores dimensiones. Según los fabricantes, el factor de coste de la GIS alternativa objeto de ensayos piloto es de hasta el 200 % en comparación con las variantes comerciales con SF<sub>6</sub>, aunque han matizado que, como resultado de las curvas de aprendizaje, se podrían reducir esas dimensiones y, por tanto, los costes.

La penetración en el mercado de las soluciones alternativas para la aparamenta de alta tensión y de muy alta tensión resulta más sencilla que en el caso de la media tensión. Las subestaciones de alta tensión se diseñan y construyen conforme a las especificaciones de los clientes. La configuración individual se ensambla utilizando componentes de prototipo aprobado.

Los clientes, por su parte, tienen que establecer en el conjunto de la instalación los procedimientos específicos en materia de medio ambiente, sanidad y seguridad que requieren las mezclas de gases alternativas antes de su aplicación. En el caso de las sustancias sintéticas, estos procedimientos van a ser probablemente bastante similares a los del SF<sub>6</sub>, aunque se tienen que elaborar directrices específicas y organizar actividades de formación. En las alternativas donde solo se utilizan gases naturales, tanto la manipulación como los procedimientos en materia de medio ambiente, sanidad y seguridad son más sencillos.

El tiempo necesario para realizar la transición a productos sin SF<sub>6</sub> depende principalmente de la tensión de que se trate:

- hasta 145 kV, se han realizado demostraciones de GIS con varias mezclas de gases sin SF<sub>6</sub>; dado que ya se ha alcanzado una fase avanzada, cabe esperar que la comercialización se produzca en un plazo de dos años; en un plazo de cinco años podría disponerse de una cartera consolidada que abarque todas las soluciones;

- se espera que las soluciones de hasta 245 kV se sometan a ensayos piloto en los próximos dos años y que se introduzcan soluciones comerciales en un plazo de cinco años, a lo que seguirá una comercialización completa;
- el desarrollo de alternativas para tensiones más altas se prolongará como mínimo cinco años; los plazos de transición se determinarán mediante un seguimiento de los avances que se vayan produciendo.

#### **2.4. Alternativas al SF<sub>6</sub> en equipos asociados a la aparamenta**

Son varios los componentes y dispositivos relacionados con la aparamenta que actualmente utilizan SF<sub>6</sub> y que comparten la característica de no requerir corte. En determinados casos, el gas se utiliza como gas de proceso durante la fabricación o exclusivamente como aislamiento. Algunos de los componentes solo son pertinentes en el sector de la media tensión (condensadores) y determinadas aplicaciones existen en media y alta tensión.

Los **transformadores de medida** se utilizan en media y alta tensión para medir la corriente y/o la tensión. Los diseños difieren según la función y el nivel de tensión:

- En media tensión se emplea resina colada/epoxi como aislante. El SF<sub>6</sub> se utiliza en parte de la gama de productos como gas de proceso durante la fabricación. En el proceso de fabricación es posible reciclar y circular el gas; a este respecto, un fabricante ha notificado una reducción del 70 % del consumo de SF<sub>6</sub> en comparación con la situación de hace veinte años en que el gas no se hacía circular. Es posible que las reducciones de emisiones sean más escasas en comparación con los niveles alcanzados hasta ahora. No obstante, los costes específicos de las reducciones serán extraordinariamente elevados. Las cantidades de gas que finalmente están presentes en el producto son insignificantes. No se han obtenido resultados satisfactorios con otros gases y mezclas de gases que se han investigado. En esta aplicación, no se vislumbran en la actualidad posibilidades realistas de una sustitución completa del SF<sub>6</sub>.
- En alta tensión, el SF<sub>6</sub> también se ha utilizado como aislamiento en los transformadores y en algunas aplicaciones el medio de aislamiento empleado es aceite. Se están utilizando gases alternativos a base de sustancias naturales, así como mezclas con sustancias sintéticas (fluorocetona, fluoronitrilo). Para tensiones de hasta 245 kV, se han efectuado demostraciones de transformadores de corriente que utilizan gases alternativos. En cuanto a las tensiones de hasta 420 kV, se han presentado diseños individuales de transformadores de tensión o está previsto que en los próximos dos años se efectúen demostraciones de ellos. Las mezclas de gases que no utilizan fluoronitrilos requieren una presión de gas más alta que el SF<sub>6</sub>. Por consiguiente, en las soluciones alternativas el tamaño y el peso de la cámara también son mayores y, de haber limitaciones de espacio en los lugares donde se encuentran los transformadores de medida que vayan a sustituirse, se verá reducida la gama de diseños alternativos aplicables. Sin embargo, al menos en los bancos de interruptores a la intemperie, las dimensiones son por lo general menos críticas. El desarrollo de carteras de productos consolidadas, la industrialización de la fabricación y la homologación por los usuarios finales tendrán lugar a lo largo de varios años, de manera que se espera que el conjunto de alternativas disponibles se incremente progresivamente a medio plazo.

Los **condensadores** para aplicaciones de media tensión en el rango inferior de kV se benefician de la rigidez dieléctrica del SF<sub>6</sub> y hasta ahora no se han desarrollado alternativas. Al igual que en el caso de los transformadores de media tensión, este gas se utiliza durante el proceso de fabricación y en el componente quedan encapsuladas cantidades insignificantes. Por el momento no es factible recuperarlas, de modo que se liberará SF<sub>6</sub> cuando se produzca la eliminación al llegar al final de vida útil.

Los **aisladores pasantes** se utilizan para aislar los conductores que entran en un dispositivo de la envolvente, y en ellos la utilización como aislamiento de papel impregnado de aceite, papel impregnado de resina y materiales sintéticos impregnados de resina coexiste con diseños en que se utiliza el SF<sub>6</sub>. Para voltajes inferiores a 145 kV, se dispone de diseños que utilizan mezclas de gases alternativas. Según los fabricantes, con los trabajos en curso, parece realista prever que en los dos próximos años se produzca una ampliación gradual de los rangos de tensión hasta los 245 kV, aunque se necesitan importantes inversiones en I+D. Antes de llevar a cabo el despliegue comercial, tendrán que efectuarse ensayos de vida útil de una duración razonable. Al llegar al final de vida útil, el gas se puede recuperar y tratar. No obstante, en el caso de los diseños en que el medio de aislamiento se combina con espumas, la recuperación del gas resulta compleja y no se han establecido los correspondientes procedimientos. Lo que ocurre actualmente en la práctica es que el gas se libera tras su eliminación al llegar al final de vida útil<sup>7</sup>.

Las **líneas con aislamiento gaseoso y las barras y conductos de barras con aislamiento gaseoso** se utilizan para la transmisión compacta de alta potencia a distancias limitadas, cerca de las centrales eléctricas y las subestaciones. Desde 2017, para tensiones de hasta 420 kV se han efectuado, con resultados satisfactorios, demostraciones de diseños sin SF<sub>6</sub> que utilizan mezclas de gases con fluoronitrilos. En 2020 verá la luz un sistema basado en las fluorocetonas, que estará operativo en 2021. En ese mismo período también se llevará a cabo un ensayo piloto para tensiones de 420 kV utilizando aire comprimido. Los gases sintéticos y los productos de descomposición pueden recuperarse y tratarse al final de vida útil. En el caso de los gases naturales, es posible liberar el gas a la atmósfera, con la consiguiente reducción de los procesos de transporte y reciclado.

### 3. Conclusiones

A la vista de lo anterior, pueden extraerse las conclusiones que figuran a continuación con respecto a la **nueva aparamenta de media tensión utilizada en la distribución secundaria**.

En la actualidad, el SF<sub>6</sub> es la tecnología predominante en este segmento, tanto para el aislamiento como para la interrupción de la corriente. En lo que concierne al aislamiento, recientemente han aparecido alternativas comerciales en determinadas aplicaciones para tensiones de hasta 24 kV. Sus características técnicas, por ejemplo, dimensiones físicas, vida técnica y fiabilidad, son al parecer idénticas a las de soluciones equivalentes del mismo fabricante en que se emplea SF<sub>6</sub>. Sin embargo, los fabricantes no van a poder desarrollar de inmediato toda la gama de productos ni establecer la capacidad de producción necesaria para suministrar a todo el mercado. Los diferentes tipos de aparamenta de la gama de productos

---

<sup>7</sup> Por este motivo, en Alemania, el SF<sub>6</sub> acumulado se contabiliza como emisiones durante la producción.

podrían estar disponibles en un plazo de entre dos y cinco años, dependiendo del nivel de desarrollo y ensayo en que se encuentre cada tipo. Sin embargo, en determinados casos, la sustitución del SF<sub>6</sub> todavía puede plantear dificultades, por ejemplo, si existen restricciones de espacio o condiciones ambientales especiales. Es probable que los costes adicionales por unidad sean entre un 5 % y un 30 % más elevados, incluso cuando se haya industrializado y ampliado la producción.

Por lo que se refiere a la interrupción de la corriente, los interruptores automáticos en vacío son las alternativas más comunes a los interruptores de corte en carga que contienen SF<sub>6</sub>. Aunque su utilización es viable técnicamente, los principales obstáculos para la generalización de su empleo en la distribución secundaria estriban en la necesidad de mantenimiento y en los complejos y costosos cambios que habría que introducir para mitigar el riesgo de que resulte comprometida la selectividad del sistema de protección, que garantiza que, en caso de que se produzca una falta, solo se desconecte la parte afectada. Recientemente, se han presentado interruptores de corte en carga sin SF<sub>6</sub> que no presentan estos obstáculos sistémicos.

En nuevos emplazamientos o si se realiza una sustitución completa (reemplazamiento de una caja de distribución al final de su vida útil) va a resultar obviamente más fácil instalar un equipo sin SF<sub>6</sub> que en el caso de ampliaciones o renovaciones parciales, cuando coexisten en una subestación aparamentos con y sin SF<sub>6</sub>.

El informe también ha evaluado la viabilidad de sustituir el SF<sub>6</sub> en **nueva aparamenta de media tensión utilizada en la distribución primaria**. En este segmento siempre han existido alternativas sin SF<sub>6</sub> y la industria está desarrollando y ofreciendo cada vez más soluciones de aparamenta sin SF<sub>6</sub>. Sus características, por ejemplo, dimensiones físicas, vida técnica y fiabilidad, son al parecer idénticas a las de soluciones equivalentes del mismo fabricante en que se emplea SF<sub>6</sub>. Una vez alcanzado el pleno despliegue en el mercado, se espera que los costes adicionales sean solo marginales, ya que los diseños de las alternativas son muy similares a los de los productos que utilizan SF<sub>6</sub>. Así pues, parece realista poder conseguir, tras un período transitorio de dos o tres años, una comercialización completa de las soluciones alternativas. La interrupción de la corriente no constituye un problema en la distribución primaria, pues ya se utilizan comúnmente interruptores automáticos en vacío.

En cuanto al segmento de **tensiones más altas**, se han realizado demostraciones de GIS para tensiones de hasta 145 kV con varias mezclas de gases sin SF<sub>6</sub>. Cabe prever que para este tipo de sistemas la comercialización comience en un plazo de dos años y que a lo largo del próximo lustro pueda disponerse de una cartera consolidada que abarque todos los sistemas. Las soluciones de hasta 245 kV se someterán a ensayos piloto en los próximos dos años y previsiblemente las soluciones comerciales serán una realidad en un plazo de cinco años, a lo que seguirá una comercialización completa. Es posible que el desarrollo de alternativas para tensiones más altas requiera como mínimo cinco años. En entornos con restricciones de espacio, los diseños de GIS con fluoronitrilos constituyen posiblemente la única alternativa al SF<sub>6</sub>, ya que otras soluciones exigen más espacio. Sin embargo, para la mayoría de las aplicaciones no se trata de un factor condicionante.

El SF<sub>6</sub> se utiliza como gas de proceso en la fabricación de **transformadores de medida y condensadores de media tensión**. Hasta ahora, las posibles alternativas no han arrojado resultados satisfactorios. Para minimizar las emisiones durante la fabricación, es esencial un

buen manejo del proceso y una reutilización eficaz del gas. Las emisiones de producto durante el funcionamiento y la eliminación son insignificantes. Por lo que se refiere a los **aisladores pasantes** y las **líneas con aislamiento gaseoso** y las **barras y conductos de barras con aislamiento gaseoso**, en el caso de determinados rangos de tensión las alternativas podrían alcanzar un grado de penetración relativamente alto a lo largo de los próximos cinco años.

En general, cuando las alternativas sin SF<sub>6</sub> son más caras que la alternativa con SF<sub>6</sub>, para impulsar la transición probablemente va a ser necesaria una intervención a nivel político. En el marco del Pacto Verde Europeo, la Comisión ha puesto en marcha recientemente una revisión de las normas de la UE sobre los gases fluorados, que incluye la evaluación y la propuesta de revisión del Reglamento sobre gases fluorados en el último trimestre de 2021<sup>8</sup>. Las conclusiones del presente informe se utilizarán como contribución técnica a dicha revisión.

---

<sup>8</sup> <https://ec.europa.eu/info/law/better-regulation/have-your-say/initiatives/12479-Review-of-EU-rules-on-fluorinated-greenhouse-gases>