

---

## SUBESTACIONES DE ALTA Y MEDIA TENSION EN HEXAFLUORURO DE AZUFRE

ALBERTO OCAMPO PARDO

Trabajo de Grado presentado como requisito parcial para optar al título de  
Ingeniero Electricista

Director: RODOLFO ATEHORTUA AMAYA – I. E.

UNIVERSIDAD NACIONAL – FACULTAD DE MINAS  
MEDELLIN, 1981

### INTRODUCCION

*Es indiscutible la importancia, cada vez más creciente, de los sistemas eléctricos de potencia y las subestaciones son fundamentales en ellos. El desarrollo vertiginoso de la generación de energía eléctrica ha obligado a la ubicación de subestaciones en sitios de todas las clases; Grandes centros urbanos, desiertos, páramos, zonas costeras, el ecuador, los trópicos y hasta en los polos.*

*En los grandes centros urbanos la escasez y el costo tan elevado de los terrenos hacen cada vez más difícil la instalación de una subestación de diseño convencional, debido a las dimensiones precisadas por la misma.*

*Los requerimientos eléctricos y mecánicos a que se ven sometidos los equipos de subestación a causa de las condiciones atmosféricas (arena en los desiertos, nieve en los páramos, sal en zonas próximas al mar, temperaturas altas en el ecuador y extremadamente bajas en los polos y las estaciones en los trópicos), además de que los niveles de tensión han de ser altos para disminuir las pérdidas y mejorar la estabilidad, exigen el empleo de un equipo cada vez más confiable y, en lo posible, insensible a las condiciones atmosféricas.*

*En las últimas décadas se ha puesto en ejecución una nueva tecnología, con base en un compuesto formado a partir de los elementos azufre y flúor, y cuyo nombre es hexafluoruro de azufre (que para facilitar la composición se escribirá SF<sub>6</sub> y no con su símbolo químico normalizado, SF<sub>6</sub>, excepto en fórmulas químicas o para otras sustancias, por ejemplo N<sub>2</sub>, H<sub>2</sub>O, etc.).*

El SF6 es la sustancia empleada para el diseño de las subestaciones aisladas en gas (Gas Insulated Substations = GIS), que en principio se construyen de la siguiente manera: Hay un encapsulado puesto a tierra en forma de un tubo; en el centro de éste se encuentra el sistema conductor, sostenido en su lugar por espaciadores aislantes; el espacio entre el conductor y el encapsulado se llena con gas SF6 comprimido.

Con este trabajo se pretende dejar un escrito sobre subestaciones encapsuladas considerando, entre otros, los siguientes tópicos:

- Inicialmente, una somera descripción del desarrollo tecnológico de los equipos encapsulados en SF6, incluyendo algunas notas sobre su producción industrial;
- Seguidamente, aspectos sobre las características del SF6, básicamente sus propiedades dieléctricas y térmicas (medio aislante y para extinción de un arco eléctrico, causado por la apertura de un circuito por el cual fluye corriente);
- Después, un estudio sobre los diversos equipos de maniobra para altas tensiones (interruptores, seccionadores y seccionadores de puesta a tierra, bujes, pararrayos y transformadores para instrumentos) que utilizan las propiedades antes mencionadas para cumplir satisfactoriamente su objetivo;
- Luego, un análisis lo más detallado posible de las características de una subestación encapsulada, considerada ya como un todo; esas características son: Comparación de costos (GIS/Convencional); coordinación de aislamientos; filosofía de la seguridad; componentes; disposición de barras y su clasificación; equipo de control, medida y protección; fabricación, montaje, ensayos y mantenimiento; y, por último, puesta a tierra;
- Posteriormente, se hace mención de las características técnicas normalizadas que, internacionalmente, rigen para equipos encapsulados y aislados con cualquier fluido, y aplicables naturalmente a equipos aislados en SF6 y,
- Finalmente, un balance del desarrollo que en Colombia han tenido los equipos encapsulados en SF6.

Es importante, pues, hacer las consideraciones técnico-económicas del asunto, considerar sus futuras aplicaciones en nuestro medio y crear las inquietudes al respecto.

## CONCLUSIONES

1. Aunque el SF6 ha sido conocido durante casi ochenta años, y los equipos encapsulados que utilizan dicho gas se encuentran comercializados desde hace unos treinta años, sólo en los últimos años se ha dado a conocer en nuestro medio esta innovación tecnológica existiendo, en la actualidad, únicamente dos subestaciones encapsuladas (Chambacú y Bocagrande) que, escasamente, pueden clasificarse en la categoría de subestaciones de media tensión: Su tensión nominal es apenas 66 Kv.
2. El proceso para la producción de SF6 es tan sofisticado que, cumpliendo con las normas prescritas por la IEC, se garantiza un producto prácticamente libre de impurezas. Esto último satisface plenamente las exigencias que, plenamente justificadas, el cliente hace con respecto al control de calidad y a la garantía de calidad de los productos que adquiere.
3. Además, se dispone de una técnica sumamente precisa, la cromatografía, que permite analizar el SF6 en cuanto a su nivel de pureza y a los productos de descomposición ocasionados por la acción de un arco eléctrico sobre el gas.
4. Dada su estructura molecular el SF6, según las investigaciones, se comporta como si fuera un gas noble, aspecto que tiene un significado doblemente importante: En primer lugar, se ubica como una de las sustancias más inertes y estables y, en segundo lugar, no está sujeto a envejecimiento por sí mismo.
5. Las propiedades del SF6 lo sitúan en un lugar de privilegio, con respecto a otros materiales empleados en el diseño de equipos eléctricos. Son destacables, entre otras, las siguientes: No es tóxico ni inflamable, no reacciona con el agua ni con el ácido fluorhídrico, y tampoco con el amoníaco. Sólo ataca ciertos materiales (vidrio al silicio, resinas fenólicas) cuando se encuentra sometido a descargas eléctricas; para contrarrestar estos efectos, los fabricantes usan materiales que no se vean afectados en casos semejantes (aluminio, resinas epóxicas).
6. Las propiedades físicas del SF6 también contribuyen a hacer de éste una sustancia de características especiales: Su peso molecular relativamente alto (unas cuatro veces el peso molecular del aire); es uno de los gases más pesados que se conocen, pues densidad a 20°C y 760 mm Hg es 6,14 Kg/m<sup>3</sup> (en las mismas condiciones de temperatura y presión la densidad del aire es 1,3 Kg/m<sup>3</sup>); es prácticamente insoluble en agua (0,001 ml/ml de agua) y

lo es muy poco en aceite de transformador (0,297 ml/ml de aceite); se licúa a presiones y temperaturas elevadas (14 bares a 20°C).

7. Como la temperatura de disociación térmica del SF6 es comparativamente baja (2.700°K), puede afirmarse que en igualdad de condiciones tiene más facilidad para extinguir un arco eléctrico. El calor de formación también es relativamente bajo, por lo cual su regeneración luego de un arco es mucho más rápida.
8. Con respecto a sus propiedades dieléctricas, no hay duda de que el SF6 es muy superior a los otros medios dieléctricos empleados actualmente. A presión atmosférica la relación rigidez dieléctrica SF6/aire es superior a 2 y comprimiendo el SF6, se obtiene un doble efecto: Además de aumentar apreciablemente su rigidez dieléctrica, el volumen de gas disminuye lo suficiente como para hacer que una subestación encapsulada ocupe sólo del 10 o/o al 20 o/o del espacio requerido por una subestación convencional de iguales características.

Sin embargo, debe hacerse notar que esa compresión tiene un límite: El punto de licuefacción (14 bares a 20°C).

9. Como medio de extinción del arco, el SF6 se comporta casi idealmente, pues su comportamiento como aislante (antes del arco) - conductor (durante el arco) - aislante (después del arco), es extraordinario, entre otras cosas porque: Se descompone a temperaturas sustancialmente más bajas que otras sustancias; su conductividad térmica a temperaturas de arco, miles de grados Kelvin, es altísima y de esta manera logra disipar más eficientemente el calor generado por el arco eléctrico; además, su re-regeneración se cumple muy rápidamente, garantizando así que, una vez extinguido el arco, el gas adquiere sus propiedades dieléctricas en un tiempo adecuado como para prevenir efectos posteriores inesperados. La discusión que, sobre la extinción del arco, se plantea en este trabajo es de por sí bastante compleja y parece prestarse a contradicciones y confusiones, aún entre los investigadores. Prueba de ello son los siguientes hechos: mientras unos afirman que la propagación del calor es predominantemente convectiva, otros afirman que es por conducción; para unos el arco se asume como un cilindro conductor recto, y otros consideran que no es así, aunque parece prevalecer esta segunda opinión. De todas maneras, es un tema que podría profundizarse más detenidamente, pues factores prácticos limitan la extensión de la investigación al respecto.

10. Con respecto a los equipos en SF6, es indudable que entre los dos tipos básicos de interruptores (Puffer y doble presión), el primero de ellos es el más utilizado por razones de economía y sencillez en su construcción: Mientras el interruptor a doble presión requiere de un tanque con SF6 comprimido, presto a actuar en caso tal que se necesite interrumpir la corriente, el interruptor puffer no es tan complicado, ya que el gas que utiliza como medio dieléctrico sirve simultáneamente como fluido de extinción, pues el movimiento del cilindro puffer comprime el gas y lo dirige al arco, pudiendo decirse que la presión del gas de extinción se auto-regula con respecto a la intensidad de los arcos eléctricos. Las desventajas del puffer en relación con el interruptor a dos presiones son su capacidad de ruptura y tiempo de interrupción menores. Sin embargo, sobre este último aspecto es conveniente anotar que ya se encuentra en experimento un interruptor puffer de solamente 1 ciclo (IEEE, Vol. 99, No. 3) Los factores de diseño del interruptor puffer (presión, diámetro de la boquilla, disposición de contactos, velocidad de operación, varilla de operación) son cuidadosamente calculados y ensayados por el fabricante, garantizando de esta manera un equipo altamente confiable. Los mecanismos de operación son similares a los empleados en los interruptores convencionales (en aceite o en aire), pero queda la incógnita sobre el mecanismo de resortes que, aunque es considerado impráctico por la mayoría de autores consultados, se emplea para interruptores en SF6.

11. Los otros equipos de subestación como seccionadores (En ángulo, en T y recto), seccionadores de puesta a tierra (lento, rápido, con capacidad de interrupción), bujes (SF6/aceite, SF6/cable, SF6/aire) son tan confiables como los convencionales y permiten realizar cualquier tipo de disposición, sin importar las exigencias eléctricas y mecánicas a que se vean sometidos durante el servicio. Los demás equipos (pararrayos, transformadores para instrumentos) se comportan de igual manera. Las características de diseño de las subestaciones encapsuladas presentan mucha versatilidad, por ejemplo transformador de corriente integrado al interruptor o transformador combinado de corriente y potencial.

12. Quizás el aspecto más cuestionable de las subestaciones encapsuladas es el económico. Para tensiones superiores a unos 600 kv. una subestación convencional tiene un costo ligeramente superior a una GIS. Para tensiones menores (como en Colombia) el costo de una GIS es mayor que el de una convencional, pero sin incluir costos de la tierra ni mantenimiento. Sin embargo, la economía que suponen estos dos factores para una GIS, que necesita 10 o/o a 20 o/o del espacio requerido por una convencional y no precisa de mucho mantenimiento, podría equiparar los costos y hasta ha-

cer más aconsejable una GIS que una convencional, en muchos casos. Además, en lugares de alta contaminación, cerca al mar o en sitios con mucha altura sobre el nivel del mar, factores que no afectan una GIS, la elección de ésta como solución podría ser económica a largo plazo, si se tiene en cuenta la vida útil de los equipos sometidos a esas condiciones.

13. La coordinación de aislamientos, punto vital en subestaciones, es resuelto de una manera tan satisfactoria como en una subestación convencional. Sin embargo, las consideraciones al respecto son un tanto diferentes, pues el daño causado por una descarga es más severo en una GIS que en una convencional. Además, debe tenerse en cuenta la menor impedancia de los elementos en SF6 (55 a 75 ohmios), con lo cual el pararrayos puede dar una longitud de protección mayor que en subestaciones convencionales.
14. La prevención de un arco interno es un aspecto sumamente estudiado en una GIS, pues es la falla más severa en estas subestaciones. Se emplean espaciadores huecos, discos descargadores, válvulas de seguridad, etc., para dar solución a este problema.
15. Los materiales y métodos de manufactura empleados en la ejecución de una GIS son analizados muy en detalle, y se dispone de todo tipo de componentes que permiten obtener un equipo altamente confiable.
16. El equipo de control, medida y protección, en cuanto a la parte eléctrica, es similar en ambos tipos de subestación. Con respecto al mismo equipo para el gas SF6, es tan confiable como el de la parte eléctrica; la división en compartimientos de gas, el equipo de control local, las alarmas, los dispositivos para supervisión de la presión y la densidad, hacen factible tal confiabilidad.
17. Las precauciones tomadas durante el montaje pueden asegurar una posterior operación libre de eventualidades, siempre que aquéllas se cumplan estrictamente. El mantenimiento que requiere una subestación encapsulada es mínimo comparado con el mantenimiento necesario para una convencional.
18. Los ensayos a que ha de someterse una GIS son tan exigentes que, de realizarse satisfactoriamente, garantizan un equipo apto para el servicio.