SUBESTACIONES AISLADAS EN SF6

APLICACION EN AREAS URBANAS

MIER, GANDHI
Egresado EPN.

OREJUELA, VICTOR
Ingeniero Eléctrico
INECEL - E. P. N.

RESUMEN

El presente trabajo evalúa la Factibilidad de la aplicación de las subestaciones aisladas en SF6 en áreas urbanas comparándolas con las subestaciones tipo convencional en el nivel de voltaje de 138 KV.

Como resultado se determinan los rangos dentro de los cuales debe considerarse el empleo de subestaciones aisladas en SF6 como alternativa en la planificación de los sistemas de transmisión y subtransmisión.

INTRODUCCION

Dentro de la tecnología de equipamiento de subestaciones en alta tensión se ha difundido el empleo de gas SF6 ya sea como medio de extinción del arco en interruptores; o ya como medio aislante y de extinción, en subestaciones blindadas.

Como criterio general se tiene que el empleo de subestaciones blindadas en SF6 conlleva varias ventajas, pero tiene como desventaja que el costo del equipo es mayor que el del empleado en una subestación convencional.

Los antecedentes, ejecutados en nuestro medio, que tiene relación con el presente trabajo son:

a) Trabajo de tesis sobre aplicación de subestaciones aisladas en SF6 en áreas urbanas (referencia 1).

b) Estudios previos realizados para evaluación de equipamiento de subestaciones en los cuales:

b.1) Se han evaluado costos de equipamiento y salidas de servicio solo para equipo convencional (referencias 2, 3, 4, 8).

b.2) Se han evaluado costos de equipamiento para subestaciones SF6 y convencional, sin cuantificar la confiabilidad de los esquemas (referencias 5, 6, 7, 9, 10).

c) Se está empleando subestaciones aisladas en SF6 para los patios de maniobras del Proyecto Hidroeléctrico Paute 138KV y 230KV y del Proyecto Hidroeléctrico Agoyán 138 KV.

d) En la planificación de subestaciones de los sistemas de transmisión y subtransmisión que ejecuta INECEL, solo se considera el empleo de subestaciones de tipo convencional (referencia 11).

e) Las Empresas Eléctricas del país, de lo que se tiene conocimiento, no consideran como alternativa el empleo de subestaciones en SF6 para la planificación de los sistemas de subtransmisión y transmisión en 138 KV.

Estos antecedentes, han motivado la ejecución del presente trabajo que tiene como objetivo el definir el rango de aplicación de las subestaciones aisladas en SF6 en áreas urbanas al nivel de voltaje de 138 KV.
El presente trabajo restringe la evaluación para el nivel de voltaje de 138 KV que es el mayor voltaje que se tendrán para transmisión en los sistemas regionales y para subtransmisión en el Sistema Nacional Interconectado.

En base a los resultados obtenidos en estudios previos (referencias 2, 3, 4, 8), se ha tomado como base de comparación el esquema de barra principal y transferencia tanto para subestación convencional cuanto para subestación en SF6; y adicionalmente se ha evaluado la aplicación del esquema de barra simple seccionada para subestación en SF6.

Es de esperarse que las conclusiones que se presentan al final del trabajo permitan simplificar los estudios de planificación de los sistemas de transmisión y subtransmisión especialmente en aquella fase de estudios iniciales, en los cuales la gran cantidad de parámetros por evaluarse hacen excesivamente laborioso el realizar todos los cálculos en forma exacta y detallada para cada una de las varias alternativas que puedan presentarse.

1. COMPONENTES DE UNA SUBESTACION

Para la evaluación económica de alternativas de equipamiento de subestaciones y para estudios de confiabilidad, se recomienda el considerar como componentes básicos de una subestación, los siguientes: transformadores principales, disyuntores, seccionadores, barras y reguladores de voltaje.

Cada uno de estos componentes comprende a su vez los siguientes equipos (referencia 16):

- Transformador principal: el transformador propiamente dicho, fusibles, puesta a tierra y relés.
- Disyuntor: disyuntor propiamente dicho, instrumentos de medida, pararrayos y relés.
- Seccionador: seccionador propiamente dicho.
- Barra: barra propiamente dicha, estructuras, relés, transformadores de medida y pararrayos (descargadores).
- Regulador de voltaje: regulador propiamente dicho pararrayos y accesorios.

El conjunto disyuntor-seccionadores forma lo que se denomina "Una Posición" (Bay ó Montante).

Se acostumbra a discriminar básicamente los siguientes tipos de posiciones:
a) Posición de línea P(L/T),
b) posición de transformador P(XT).
c) posición de transferencia o acoplamiento o seccionamiento de barras (BY).

En la referencia 1 se describe en detalle los componentes que se tienen en cada tipo de posición tanto para sistemas en SF6 como para convencional.

De entre los componentes principales de una subestación, aquellos que comercialmente se obtiene en el mercado con blindaje metálico y aislamiento en SF6 son: disyuntores, seccionadores, barras colectoras, transformadores de protección y medición, descargadores (pararrayos), boquillas terminales (bushings). El conjun

to de equipos aislados en gas SF6 forman lo que se denomina una subestación en gas (GIS).

La figura Nº 1 presenta el diagrama simplificado de los componentes por posición.

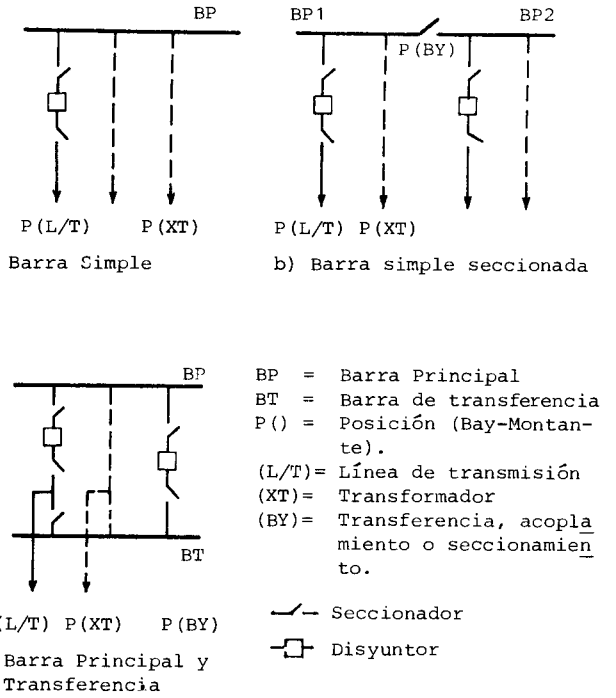


Figura Nº 1 Diagrama Unifilar Simplificado de Esquemas de Una Barra Principal.

2. CARACTERISTICAS Y PROPIEDADES PRINCIPALES DEL SF6.

La referencia 1 describe en detalle las características y propiedades del SF6; de entre ellas, las principales son:

2.1 Químicas.- El gas SF6 es estable, inerte, incoloro, inodoro, no tóxico y no inflamable.

2.2 Eléctricas.- El gas SF6 tiene una rigidéz dieléctrica de aproximadamente tres veces la del aire a la misma presión. El gas SF6 a 3-4 Kg/cm2 tiene la misma ridigéz dieléctrica que la del aceite aislante; su habilidad de extinción del arco eléctrico es del orden de 100 veces la del aire.

2.3 Ventajas y desventajas de las subestaciones aisladas con gas SF6 (GIS).- La referencia 1 detalla las ventajas y desventajas de las Subestaciones GIS comparadas con las convencionales. En síntesis son:

a) Confiabilidad.- Sin aislamiento expuesto, están libres de los efectos de las variaciones atmosféricas: contaminación, humedad, lluvia, etc.,por lo que su confiabilidad es mayor.

b) Seguridad.- Con todas las partes vivas encerradas en envolturas metálicas puestas a tierra, no existe peligro de descargas eléctricas al personal.

c) Ahorro de espacio.- El área que ocupa una subestación aislada en SF6 puede ser del orden del 3% al 20% de la ocupada por una subestación convencional.

Este porcentaje varía en función del número y esquema de barras y en especial de la forma de conexión de las diferentes posiciones de línea o transformador; siendo menores cuando la conexión es con cables subterráneos y mayores cuando la conexión es aérea a pórticos.

La figura Nº 2 presenta una comparación de dimensiones entre una posición de línea de transmisión aislada en SF6; y una convencional (referencia 1). Para el esquema de barra principal y transferencia el esquema en SF6 indicado corresponde a una posición de línea de transmisión que se conecta al sistema áereo a través de cable subterráneo.

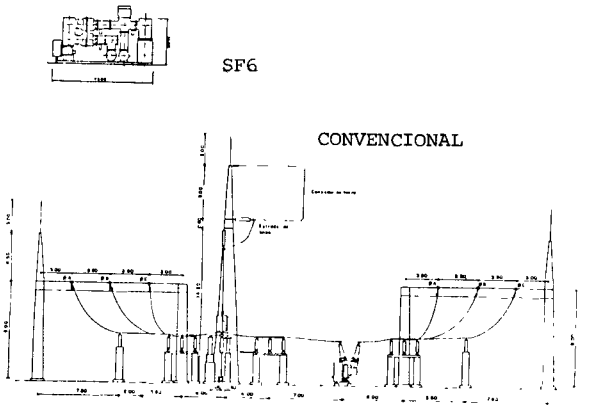


Figura Nº 2 Dimensiones relativas para posición de línea de transmisión.

d) Ahorro en obras civiles y mantenimiento.- El espacio bastante reducido que ocupa una subestación en SF6 hace que los costos de obras civiles (movimiento de tierras, fundación, excavación, rellenos, etc.), sean menores que para subestaciones convencionales.

Los requerimientos de mantenimiento son menos frecuentes que para la subestación convencional.

e) Costo.- En términos generales puede decirse que la principal desventaja de las subestaciones GIS es el mayor costo de los equipos respecto de los empleados en subestaciones convencionales. Debe anotarse (Referencia 12, 13, 19) que la excepción se presenta en el costo de los disyuntores que es menor que el de los del tipo convencional.

La figura Nº 3 presenta el costo relativo por posi-

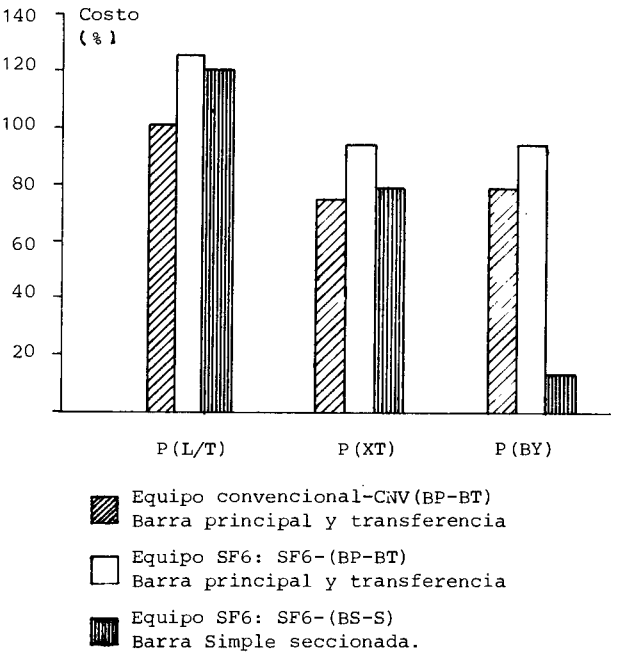


Fig. Nº 3 Costo relativo por posición para equipamiento SF6 y convencional. (Posición de línea de transmisión convencional=100%).

ción para equipamiento convencional y en SF6, como porcentaje del costo de una posición de línea de transmisión convencional.

3. EVALUACION ECONOMICA

Para la evaluación de la aplicación de las subestaciones aisladas en SF6 en áreas urbanas, a un nivel de voltaje de 138 KV, se ha partido del hecho que técnicamente está probada la factibilidad de su aplicación; pero no así económicamente.

Para determinar la factibilidad económica se han considerado los siguientes rubros:

- Costos de Equipos y Materiales
- Costos de terreno y obras civiles
- Costo de potencia no cubierta y energía no servida.

a) Costo de equipos y materiales.- Estos costos consideran:

- Costo FOB del equipo y materiales; y
- Costos adicionales por: flete marítimo, nacionalización, transporte interno, seguros, impuestos, equipo auxiliar, montaje, costos generales (ingeniería, administración, imprevistos).

Un detalle de estos costos se presenta en la referencia 1 que ha considerado los costos dados en las referencias 10, 12, 19.

b) Costo de Terreno y Obras Civiles.- En el presente trabajo, este rubro ha sido considerado como una de las variables en la evaluación de alternativas. Contempla los siguientes costos:

- Costo del terreno propiamente dicho; y
- Costo de obras civiles que cubren los siguientes items: movimiento de tierra (limpieza y desbroce, excavación, rellenos) y fundaciones.

c) Costo de potencia y energía.- En este rubro se evalúa la incidencia económica de las interrupciones de servicio y por ende el grado de confiabilidad de los esquemas.

Para esta evaluación se determina el costo de potencia no cubierta y el de energía no servida; el primero como función del número de interrupciones y potencia interrumpida; y el segundo, en función del número y duración de las interrupciones y de la potencia comprometida.

4. ESQUEMAS DE EQUIPAMIENTO DE UNA SUBESTACION

Para satisfacaer el objetivo del presente trabajo se ha considerado como típica una subestación de 138KV constituída de siete posiciones (4 de línea, 2 de transformador y una de transferencia o seccionamiento).

Para esta subestación típica se evalúan los siguientes esquemas de equipamiento:

a) La mitad del equipamiento (2P(L/T)+1P(XT)+1P(BY)) se lo hace inicialmente y la segunda mitad, luego de 10 años (2P(L/T)+1P(XT)).

   Este equipamiento corresponde a un sistema cuya tasa de crecimiento de la demanda es del orden del 7.5% anual.

b) La mitad del equipamiento (2P(L/T)+1P(XT)+1P(BY)) se la hace inicialmente y la segunda mitad, luego de 5 años (2P(L/T)+1P(XT)).

   Este equipamiento corresponde a un sistema cuya tasa de crecimiento de la demanda es del orden del 15% anual.

c) Todo el equipamiento se la hace inicialmente.

La figura Nº 4 presenta los esquemas de equipamiento evaluados. En ordenadas se indica el número de posiciones de línea de transmisión y transformadores que se instalan, respecto del número total de posiciones de la subestación.

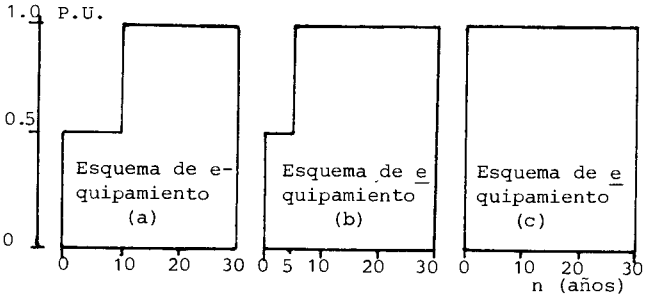


Figura Nº 4 Esquemas de equipamiento de una subestación (Equipo total= 1.0 pu).

5. PARAMETROS EMPLEADOS

Los parámetros empleados son los siguientes:

5.1 Costo de Equipo y materiales.- Se han considerado los costos de cada posición tanto con equipo convencional como con equipo SF6, como porcentaje del costo de una posición de línea de transmisión tipo convencional. Estos costos relativos están indicados en la figura Nº 3.

Como valor de referencia se ha considerado que el costo FOB de una posición de línea de transmisión con equipo convencional es del orden de US $ 170.000 (referencia 1).

5.2 Area ocupada.- Se ha considerado que el área ocupada por una posición de línea de transmisión en esquema convencional es del orden de 500 m2. También se ha considerado que el área que ocupa la subestación en SF6 varía entre 3% al 20% del área que ocupa la subestación convencional.

5.3 Costo por interrupciones de servicio.- Para la evaluación de costo por interrupciones de servicio, no existen valores específicos de costos de potencia y energía que deban utilizarse en este tipo de estudios.

En algunos estudios se consideran los costos directos que le representan a la Empresa distribuidora de energía eléctrica las interrupciones de servicio; en otros casos, se incluyen los costos directos que les representan a los abonados; y en otros casos, se considera el "costo social"; esto es el costo que le representa a la comunidad las interrupciones de servicio.

En nuestro medio se han empleado, en las evaluaciones de costos por interrupciones de servicio, los valores indicados en el cuadro Nº 1.

CUADRO Nº 1

Costos de potencia y energía para evaluación de interrupciones de servicio

Referencia	2, 3, 4, 15,17	8	18*
$/MW	200	200	200
$/MWh	14-200	100	500

* En Suecia

Siendo los costos de interrupciones de servicio función de la potencia; es necesario, el conocer los flujos de carga que se tienen en la subestación.

Para poder generalizar resultados se asume que los flujos de potencia pueden estar comprendidos dentro de los valores que corresponden a los siguientes modos de operación de las subestaciones, en correspondencia con los esquemas de equipamiento indicados en el punto 4:

a) Los flujos de potencia de la subestación se incrementa anualmente con una tasa de crecimiento del 7,5% asumiéndose que el flujo de potencia inicial de la subestación corresponde al 50% de la potencia instalada inicialmente.

b) Los flujos de potencia de la subestación se incrementa anualmente con una tasa de crecimiento del 15% asumiéndose que el flujo de potencia inicial de la subestación corresponde al 50% de la potencia instalada inicialmente.

c) Los flujos de potencia anuales son constantes e iguales a la potencia instalada.

La figura Nº 5 esquematiza estos modos de operación.

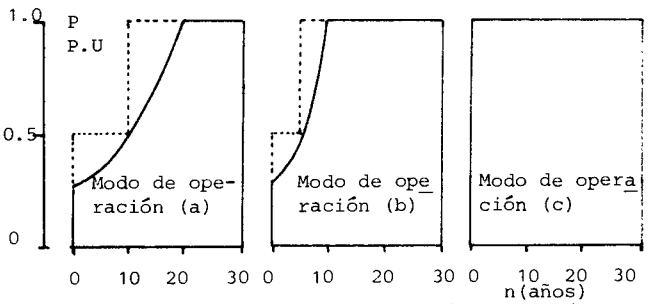


Figura Nº 5 Flujos anuales de Potencia (Potencia total de la Subestación= 1.00 pu).

La potencia anual equivalente (Peq-n) para los tres modos de operación correspondientes a los tres esquemas de equipamiento evaluados y diferentes tasas de actualización, se indican en la Figura Nº 6.

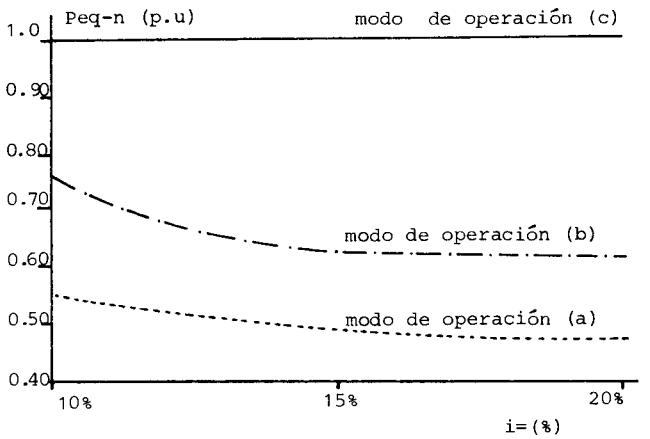


Figura Nº 6 Potencia Anual Equivalente para diferentes esquemas de equipamiento. (Potencia total de la subestación = 1.00 pu).

Para la determinación del grado de confiabilidad se empleó el procedimiento y parámetros descritos en las referencias 2, 3 y 4.

En la evaluación de costos por interrupciones de servicio se consideraron los rangos de potencias indicados en la Fig. Nº 6; y para los esquemas en SF6 se asumió que la frecuencia de fallas están en el orden de un décimo de las que se presentan en subestaciones convencionales; y la duración de las fallas se asumió como el doble de las que se presenta en equipo convencional.

5.4 Evaluación de costos.- La evaluación de costos se la ha realizado en base al VALOR PRESENTE; y se han considerado tres tasas de actualización: 10%,15% y 20%.

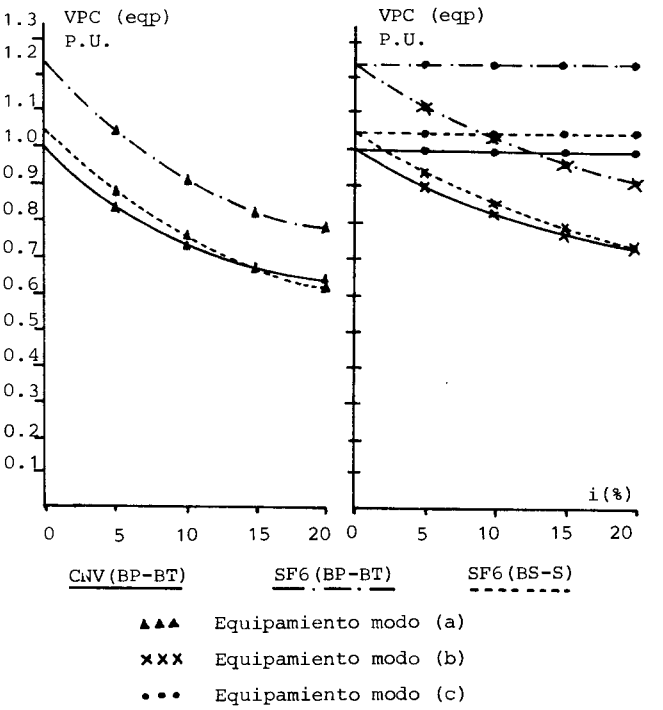
La vida útil de los equipos se ha considerado en 30 años.

La potencia total por subestación (Pt) se ha considerado en 60 MW., como valor de referencia para subestaciones que se conectan a un sistema de transmisión o subtransmisión de 138 KV.

6. RESULTADOS OBTENIDOS

Los principales resultados obtenidos se los resume en los siguientes numerales:

6.1 Costos de Equipo únicamente.- Sin considerar los costos de terreno y obras civiles y los de las interrupciones de servicio, se tiene que (Ver figura 7)



VPC (eqp)=Valor presente de costos de equipos.

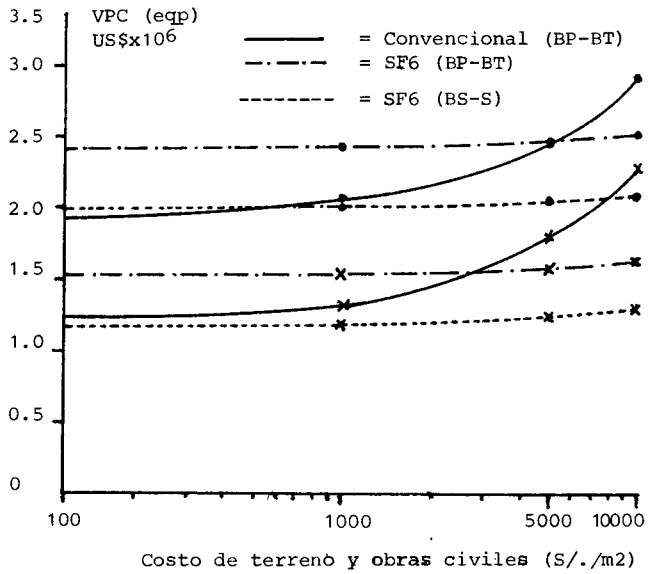
Figura Nº 7 Valor presente de costos de equipo en p.u. del valor presente de costos de equipamiento convencional.

1.a) Para el esquema de barra principal y transferencia en 138 KV, si se considera solamente los costos de equipo instalado, el equipamiento en SF6 es del orden de 125% del costo del equipo convencional.

1.b) El costo del equipo instalado en SF6 para el esquema de barra simple seccionada es del orden del 4% mayor que el costo del equipo convencional para esquema de barra principal y transferencia.

1.c) Para una subestación típica de 138 KV el costo del equipo SF6 instalado, para un esquema de barra simple seccionada; es menor que el costo del equipo convencional instalado, para un esquema de barra principal y transferencia; para tasas de actualización iguales o mayores al 15% y para esquemas de equipamiento correspondientes a un crecimiento de carga del 7.5 % o menor.

6.2) Costos de equipo, terreno y obras civiles.-Sin tomar en cuenta la confiabilidad del servicio se tiene, que (Ver figura Nº 8):



VPC (eqp) = valor presente de costos de equipo
xxx = Equipamiento modo (a); i=20%
••• = Equipamiento modo (c); i=20%

Figura Nº 8 Valor presente de costos de: Equipo instalado, terreno y obras civiles.

2.a) Para el esquema de barra principal y transferencia en 138 KV, el costo del equipamiento en SF6 es menor que el del equipamiento convencional cuando los costos del terreno y obras civiles son del orden de S/. 5.000/m2 o mayor, cuando el equipamiento corresponde al esquema (c); y S/. 3000/m2 cuando el equipamiento corresponde al esquema (a).

2.b) Si el costo del terreno y obras civiles es del orden de S/. 500/m2 o mayor, el esquema de equipamiento en SF6 para barra simple seccionada es menor que el equipamiento convencional para barra principal y transferencia, cuando todo el equipamiento se lo hace inicialmente; y para cualquier costo de terreno para equipamiento que corresponde a un crecimiento de la carga del 15% o menor.

6.3) Costos de Equipo, terreno y obras civiles e interrupciones de servicio.- La figura Nº 9 indica los valores presentes de costos por interrupciones de servicio para diferentes tasas de actualización y diferentes costos de potencia y energía. Es de indicarse que dentro de los rangos evaluados el costos por energía no servida (Ce=$/MWh) influye notablemente en los costos por interrupción de servicio.

La figura Nº 10 presenta los costos totales de la subestación para diferentes esquemas; de esta figura se tiene que:

3.a) Con los costos de potencia 14-200 US$/MW y energía 200US$/MWh, que se han utilizado en nuestro medio en los diferentes estudios de confiabilidad, el equipamiento en SF6 es más económico que el equipamiento convencional.

3.b) Si el costo del terreno y obras civiles es menor que S/. 100/m2, el equipamiento en SF6 en más económico que el equipamiento convencional, para el esquema de barra principal y transferencia, cuando los costos de potencia varían entre 14 - 150 US$/MW, y el costo de energía es mayor que 50US$/MWh.

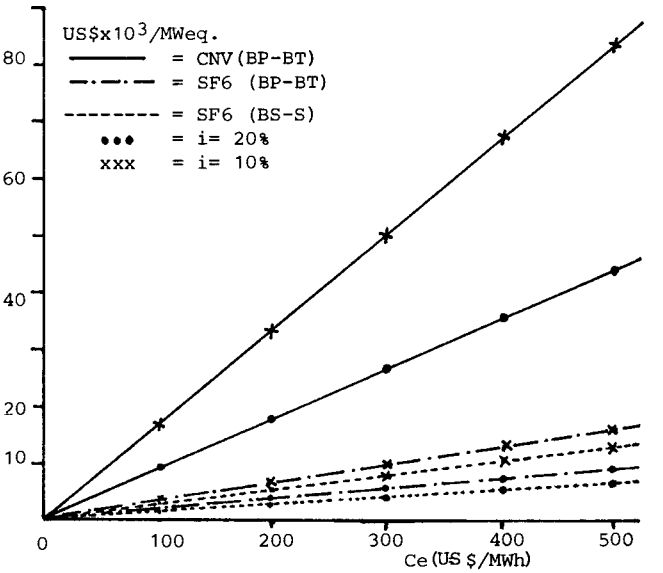
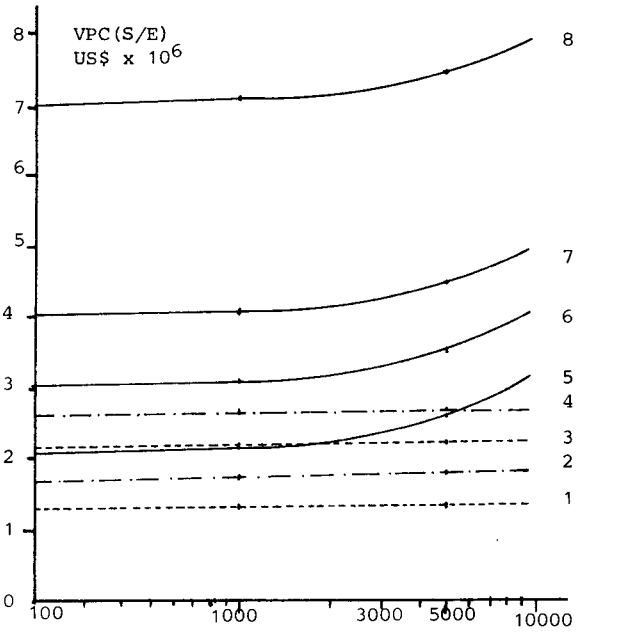


Figura Nº 9 Valor presente de costos de interrupción por MW de carga de la subestación.



CNV(BP-BT) SF6 (BP-BT) SF6 (BS-S)

Curva	Equipo	Esquema Barras	Modo de Operación	i %	Ce US$/MWh
1	SF6	BS-S	(a)	20	200
2	SF6	BP-BT	(a)	20	200
3	SF6	BS-S	(c)	20	200
4	SF6	BP-BT	(c)	20	200
5	CNV	BP-BT	(a)	20	200
6	CNV	BP-BT	(c)	20	200
7	CNV	BP-BT	(c)	10	200
8	CNV	BP-BT	(c)	10	500

Figura Nº 10 Valor presente de costos de: equipo, terreno y obras civiles, e interrupciones de servicio.

7. CONCLUSIONES

Las principales conclusiones del presente trabajo son:

7.1) El costo de las interrupciones de servicio pueden constituír un rubo muy importante dentro del costo total de evaluación de esquemas, dependiendo del costo unitario por energía no satisfecha; pudiendo llegar a ser del orden del 250% del costo del equipo instalado.

7.2) El equipamiento en SF6 es más económico que el convencional, cuando se toma en cuenta los costos de: equipo, terreno y obras civiles (para costos mayores de S/.100/m2), y de interrupciones de servicio (para costos de potencia comprendidos entre 14 y 150 US$/MWh y de energía mayores a 50US$/MWh).

7.3) El esquema de barra simple seccionada en SF6 es más económico y presenta similares condiciones de confiabilidad que el esquema de barra principal y transferencia en SF6.

7.4) El equipamiento en SF6 es más económico que el equipamiento convencional, para cuando el costo del terreno y obras civiles sean del orden de S/. 3000/m2 o mayor; aun sin considerar la incidencia económica del mejor grado de confiabilidad del equipo en SF6.

8. RECOMENDACIONES

8.1) Independientemente de que por razones: estéticas, alto grado de contaminación, limitación de espacio, etc, sea imperativo el empleo de subestaciones aisladas en SF6; se recomienda considerar, en la planificación de los sistemas de transmisión y subtransmisión de 138KV, el empleo de subestaciones aisladas en SF6, más aún cuando los costos de terreno y obras civiles sean del orden de S/. 3000/m2 o mayor.

8.2) Si se desea obtener en forma aproximada el costo del patio de 138 KV de una subestación, puede emplearse la siguiente expresión:

$$VPC(S/E) = (Npt).(Ccpv(L/T))\Big[1.12.(Kce).(Kme) + 70\times10^{-6}.(Ka).(Ct/oc) + 70\times10^{-6}.(Ki).(Hi).(Ce).(Pt)\Big]$$

donde:

VPC(S/E)	=	Valor presente de costo de la subestación (US$)
Npt	=	Número total de posiciones.
Ccpv(L/T)	=	Costo por posición de línea de transmisión convencional (US$-FOB)
Kce	=	Costo de equipo en pu del costo de equipo convencional.
Kme	=	Factor de equipamiento Kme = 1.00 para alternativa (a) Kme = 1.30 para alternativa (b) Kme = 1.40 para alternativa (c)
Ka	=	Area en por unidad de la ocupada por equipo convencional.
Ct/oc	=	Costo de terreno y obras (S/./M2)
Ki	=	Frecuencia de fallas del equipo en pu de la frecuencia de fallas para equipo convencional.
Hi	=	Tiempo de duración de las fallas en pu del tiempo de duración de fallas para equipo convencional.
Ce	=	Costo de la energía por interrupción de servicio (US$/MWh).
PT	=	Potencia total de la subestación (MW)

8.3) Se recomienda implementar y/o mantener un registro estadístico de frecuencia y tiempo de interrupciones de servicio.

8.4) Finalmente se recomienda la ejecución de trabajos que evaluen los costos que deben emplearse en los estudios de confiabilidad, para potencia interrumpida y energía no satisfecha, en las diferentes empresas del país y a nivel nacional.

9. APENDICE A

FORMULAS EMPLEADAS

$$VPC(S/E) = VPC(Eqp) + VPC(t/oc) + VPC(is) \qquad (F1)$$

$$VPC(Eqp) = \sum_{jm}\Big\{\Big[Ccp(L/T).Np(L/T) + Ccp(XT).Np(XT) + Ccp(BY).Np(BY)\Big]\cdot\Big[\frac{1}{(1+i)^m}\Big]\Big\} \qquad (F2)$$

$$VPC(t/oc) = (Npt).(App).(Ct+Coc) \qquad (F3)$$

$$VPC(is) = \sum_{n=1}^{v}\Big\{\Big[(Cp).(Peq-n).(KTn) + (Ce).(Peq-n).(HTn)\Big].\Big[1/(1+i)^n\Big]\Big\} \qquad (F4)$$

$$KT\ (BS) = \Big[(p1+p31+p32).(M) + (p5).(b)\Big].(P1/PT) \qquad (F5)$$

$$HT\ (BS) = \Big\{(p1).(M).(t1) + 0.5(M).(p31+p32) + \Big[(p31).(t31) + (p32).(t32)\Big].(M).(P2/P1) + (p5).(b).(t5)\Big\}.(P1/PT) \qquad (F6)$$

$$KT(VB) = \Big\{(p1).(bp).(M) + \Big[(m).(p2).(bt) + (m').(p'2).(bt) + p3\Big].(M) + \Big[(p4).(M) + p'4\Big].(M-1) + (p5).(bt)\Big\}\cdot(P1/PT) \qquad (F7)$$

$$HT(VB) = \Big\{(p1).(bp).(M).(t1) + \Big[(m).(p2).(bt).(t2) + (m').(p'2).(bt).(t'2) + (p3).(t3)\Big].(M) + \Big[(P2/P1).(p4).(M).(t4) + (p'4).(t'4).(P2/P1) + 0.5(P4).(M) + 0.5\ (p'4) + (p5).(bt).(t5)\Big].\ (M-1)\Big\}\ (P1/PT) \qquad (F8)$$

VPC	=	Valor presente de costos
S/E	=	Subestación
eqp	=	equipo
t/oc	=	terreno y obras civiles
is	=	interrupciones de servicio
Ccp()	=	costo por cada posición
(L/T)	=	línea de transmisión
(XT)	=	transformador
(BY)	=	Transferencia, seccionamiento.
i	=	tasa de actualización.
Np()	=	número de posiciones
j	=	número de veces en que se instalan nuevas posiciones (1, 2, etc)
m	=	año en que se instalan las nuevas posiciones contando a partir de la primera instalación (1, 2, 3, etc.).
Npt	=	Número total de posiciones
App	=	Area por posición
Ct	=	costo del terreno (S/./m2)
Coc	=	costo de obras civiles (S/./m2)
Cp	=	Costo por potencia interrumpida (US$/./MW)
Ce	=	costo por energía interrumpida (US$/./MWh)
Peq-n	=	potencia anual equivalente del año n(MW)
KT	=	número de interrupciones de servicio
HT	=	horas de interrupción de servicio
n	=	número de años
v	=	vida útil de la subestación
(BS)	=	barra simple
(VB)	=	varias barras.

b = número de barras
bp = número de barras principales
bt = número de barras de transferencia
m = fracción anual de tiempo empleado en mantenimiento de posición de interrupción.
m' = fracción anual de tiempo empleado en reparación de posición de interrupción.
M = número de posiciones de interrupción.
P1,(P2)= potencia asociada a la barra,(a una posición)
PT = potencia total de la subestación
p(x) = probabilidad de ocurrencia de fallas(averías/año).
1 = en la barra
2 = en barra de transferencia bajo mantenimiento en posición de interrupción.
'2 = en barra de transferencia bajo reparación de posición de interrupción.
31 = en posiciones de interrupción-grave
32 = en posiciones de interrupción-leve
4 = simultánea en posiciones de interrupción bajo mantenimiento de una posición.
'4 = simultánea en posiciones de interrupción bajo reparación de una posición.
p5 = simultánea en barras
t(x) = duración de cada avería (horas)

REFERENCIAS

1. MIER,GANDHI., "Estudio de las Subestaciones blindadas y aisladas con SF6, aplicación en áreas urbanas en Ecuador". Tesis de Grado - EPN - (Por presentarse).

2. INECEL-IECO-CP., Funcionalidad de Subestaciones selección de esquemas-Informe Final Anexo I1 - 1975 Archivo Diseños Paute y Sistema Nacional de Transmisión - INECEL.

3. ALTAMIRANO, J., Diseño de Subestación Boliche Tesis de Grado - EPN- 1975.

4. ENRIQUEZ, P., Estudios de confiabilidad para las Subestaciones del S.N.T. - CIER - Quito 1976.

5. INECEL-IECO-ASINCA.- Economic Comparison for two step up transformer voltages - Molino Project Noviembre 1976 - INECEL.

6. OREJUELA, V., Selección de Equipo en SF6 para el Proyecto Paute - Informe Interno - Proyecto Paute - Mayo 1977 - INECEL.

7. INECEL-IECO-ASINCA., Economic Comparison for two step up transformer voltages - Informe Interno Proyecto Paute - Junio 1977 - INECEL.

8. TERAN, E., Selección y protección de Esquemas de barras de subestaciones de 230/138KV- Tesis de Grado - EPN - 1978.

9. OREJUELA, V., Comparación de equipamiento convencional /SF6 para subestación Milagro. Informe Interno - Diseños S.N.T. - Agosto 1979 - INECEL.

10. GARCIA, NOVOA, OREJUELA., Selección de voltaje para líneas de transmisión correspondientes a la Fase C del S.N.T - Informe Interno - INECEL - Diciembre 1980 - INECEL.

11. INECEL., Diseño Preliminar del Sistema de Transmisión (DPST) - Documentación de Programa-PLAN MAESTRO DE ELECTRIFICACION - INECEL - Julio 1982.

12. MITSUBISHI., Technical Specification on Mitsubishi 145 KV GIS for INECEL, Ecuador - GIS 24340 INECEL - Diciembre 1982.

13. QUAGLIO - BRAACK., Subestacoes blindadas a SF6 Mundo Eléctrico - Octubre 1976.

14. TAKEUCHI., Current tendency of Subestation Equipment. Publicación de Mitsubishi,

15. OREJUELA, V., Análisis de confiabilidad de líneas de Transmisión - CIER 31-251 - Marzo 1976 -INECEL.

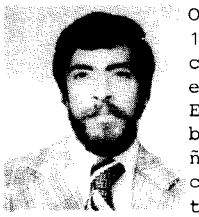
16. PATTON, A., Determination and Analysis of Data for Reliability studies. IEEE - VOL. 81 PAS January 1968.

17. NEIRA, M., Confiabilidad de Sistema Eléctricos Tesis de Grado - EPN - Marzo 1977 - Quito.

18. MATTSSON - NUDER., Simplified use of failure statistics for optimizing system and equipment design CIGRE 31-06-1972.

19. INECEL.,Contratos: ST/6/A, ST/6/B, PA/7/A/1, PA/10,ST/3/B/1,ST/3/B/2,ST/3/B/3,ST/3/B/6 - INECEL.

MIER, GANDHI., Nació en Tulcán el 7 de octubre de 1956. Obtuvo su grado de Bachiller en el Colegio "Experimental Bolívar" de Tulcán. Egresó de de la Facultad de Ingeniería Eléctrica de la Escuela Politécnica Nacional en Agosto de 1982. Ha realizado su trabajo de tesis titulado "Estudio de las Subestaciones blindadas y aisladas en SF6, en áreas urbanas en Ecuador" que será presentado en marzo de 1983 y que ha servido de base para el presente trabajo.



OREJUELA, VICTOR., Nació en Quito en 1946.Se graduó de Ingeniero Eléctrico en la EPN en 1972. Ha realizado estudios de postgrado en la General Electric Co. y Brown Boveri. Ha trabajado en INECEL desde 1970, en diseños de: Líneas y Redes de Distribución, líneas de Transmisión y Subestaciones, Proyectos Pisayambo y Paute, planificación del SNT y Sistema Guayaquil. Actualmente es Jefe de Diseños del Sistema Nacional de Transmisión. Desde 1975 es profesor de la EPN. Es instructor de los cursos del CESI-INECEL. Ha sido Vicepresidente de la IEEE Sección Ecuador y Presidente de la Asociación de Ingenieros de INECEL-AIDI y, del Colegio de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos de Pichincha (CIEEPI).