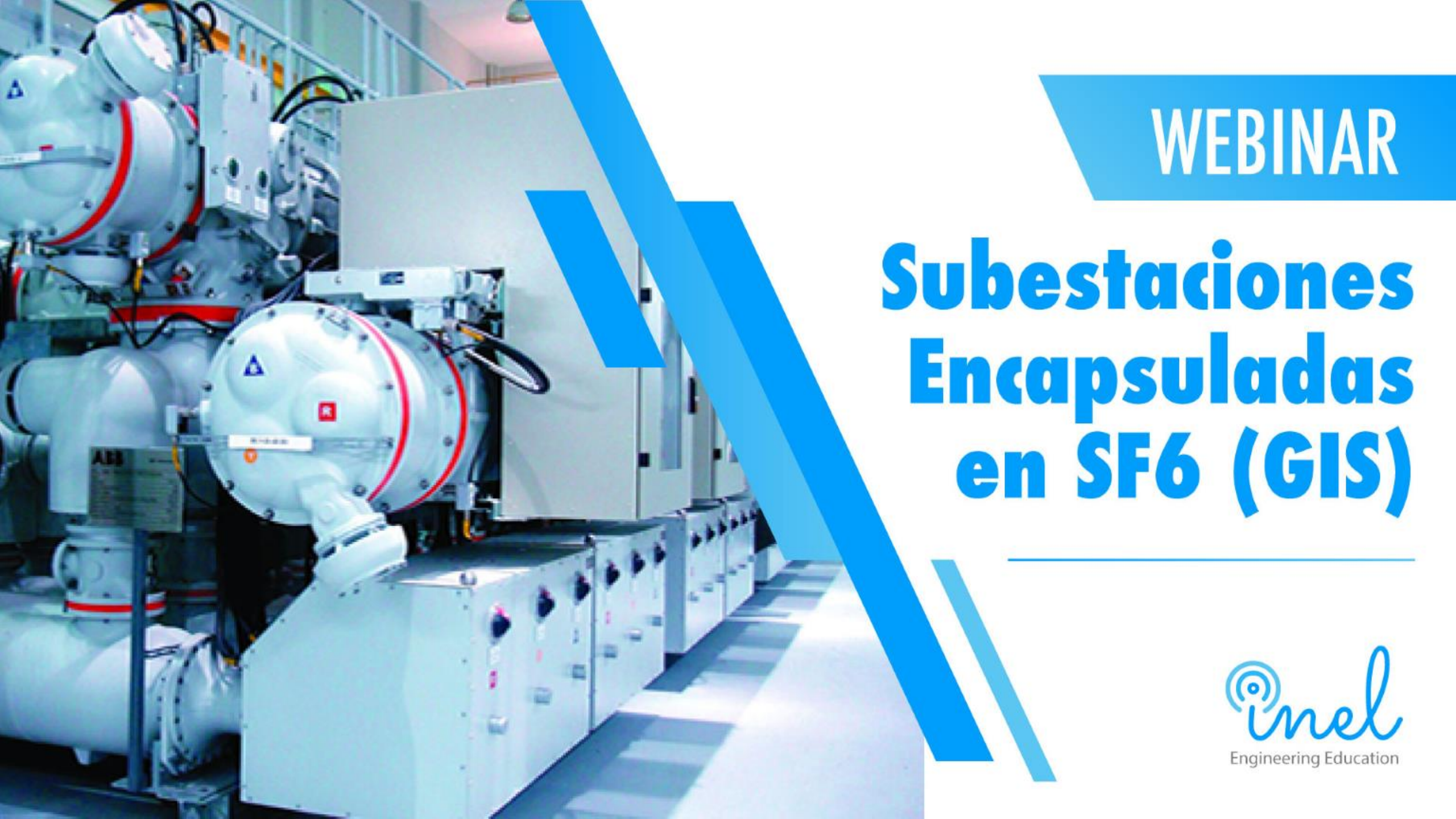




WEBINAR

Subestaciones Encapsuladas en SF6 (GIS)



Kamal Arreaza

Gerente de Ingeniería
y Construcción



Educación

Egresado de Ingeniería Eléctrica de la Universidad de Oriente (UDO), Venezuela. Con una Maestría en Ingeniería Eléctrica en la UNEXPO, Venezuela.

Experiencia



Catorce (14) años de experiencia en el diseño y construcción de grandes proyectos de Ingeniería para clientes en varios países de Latinoamérica incluyendo: Venezuela, Chile, Perú, México, Colombia y Ecuador. Ha revisado Ingeniería de líneas y subestaciones eléctricas en calidad de interventor para empresas de Estados Unidos.

SUBESTACIONES ENCAPSULADAS



SUBESTACIONES ENCAPSULADAS



SUBESTACIONES ENCAPSULADAS

High Voltage SF6 Insulated Substations Indoor and Outdoor installation



- Canopies – equipment almost **independent from environment**
- **Building of all types** – Prefab metal to Underground
- Increased **Reliability**
- Use under **difficult climatic conditions**
- **Easy planning** of outages for Service and Maintenance

CIGRÉ SUMMARY OF RESULTS OF THE 2004 - 2007

SUMMARY

CIGRÉ WG A3.06 has completed a survey of reliability and failures of in-service high voltage equipment. The equipment types considered are SF₆ circuit breakers, disconnectors, earthing switches, instrument transformers and gas insulated switchgear (GIS). 90 utilities from 30 countries have contributed failure and population data, making this the most comprehensive reliability survey for high voltage apparatus ever carried out. The overall major failure frequency for circuit breakers is found to be 0.30 major failures per 100 circuit breaker years of service, which is lower than in a previous survey. Shunt reactor switching is associated with substantial higher failure frequencies than other switching duties. For disconnectors and earthing switches the overall major failure frequency is determined to be 0.21 failures per 100 equipment years of service. A 3:1 ratio between the number of failures caused by the operating mechanisms and failures caused by the primary components of the disconnectors and earthing switches is observed. Instrument transformers show an overall failure frequency of about 0.053 major failures per 100 single phase instruments transformer years of service. In general, individual equipment installed in GIS appears to have lower failure frequencies than equipment in air insulated substations. The overall major failure frequency for GIS bays is about 0.37 major failures per 100 GIS circuit breaker bay years of service. (A GIS circuit breaker bay includes one circuit breaker and all associated disconnectors, instrument transformers, interconnecting busducts and/or parts of busbars and associated terminals.) Six very comprehensive CIGRÉ Technical Brochures containing all results with commentaries, information concerning how the survey was conducted, methods used for statistical analyses, recommendations for utilities and manufacturers, etc. are to be published shortly.

ABB GIS Substations Type ELK Inspection

Device	Inspection after	Maintenance after			
	8 years	2 000 operating cycles	5 000 operating cycles	20 fault clearings or 5 000 operating cycles	2 closing operations onto short circuit
Overall Installation	●				
Circuit Breaker	●			●	
Disconnecter/Earthing Switch	●		●		
Fast Acting Earthing Switch	●	●			●

Recommended Inspection:

- Visual inspection every 8 years
- No gas compartment opening required!

Recommended Inspection:

- Maintenance for some parts e.g. main contacts is relating on operation cycle / switching cycle. In this case opening of related gas compartment is necessary.

693-2018 - IEEE Recommended Practice for Seismic Design of Substations

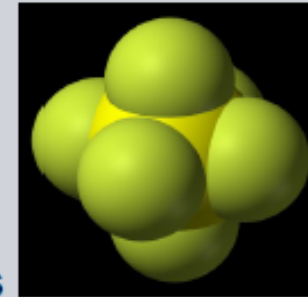
IEEE C 37.123 Guide for Specifications for High-Voltage Gas-Insulated Substations Rated 52 kV and Above

IEEE C 37.122.1 Guide for Gas-Insulated Substations Rated Above 52 kV

Gas SF₆ Principales Propiedades



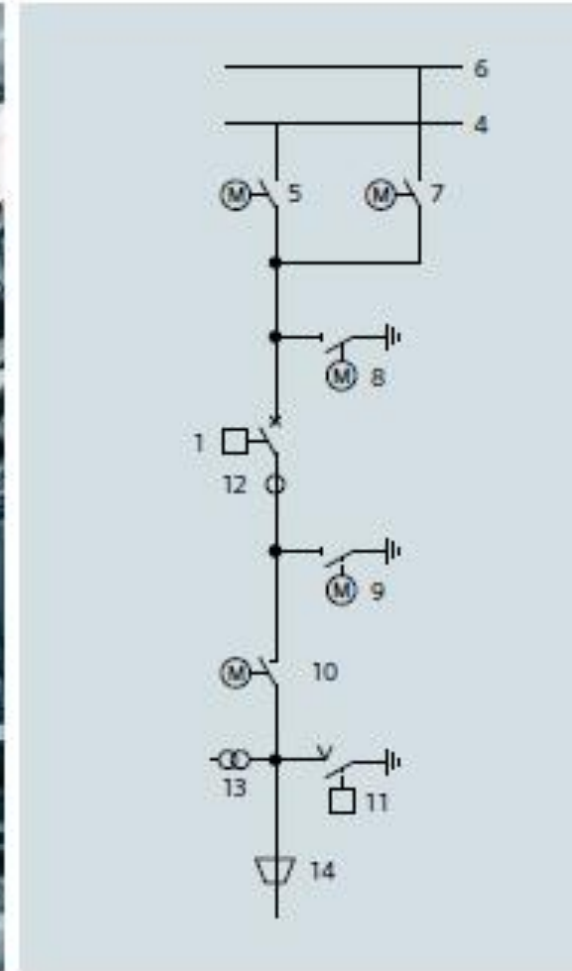
1. Mayor rigidez dieléctrica en comparación con el aire (En promedio >2.5).
2. Incoloro, Inodoro, **No tóxico**, No Inflamable.
3. Bajo presión es usado como medio aislante en Subestaciones Aisladas tipo GIS lo que permite reducir considerablemente los **tamaños** de las Subestaciones.
4. Cinco veces mas pesado que el aire (se acumula en los puntos más bajos)



SUBESTACIONES ENCAPSULADAS



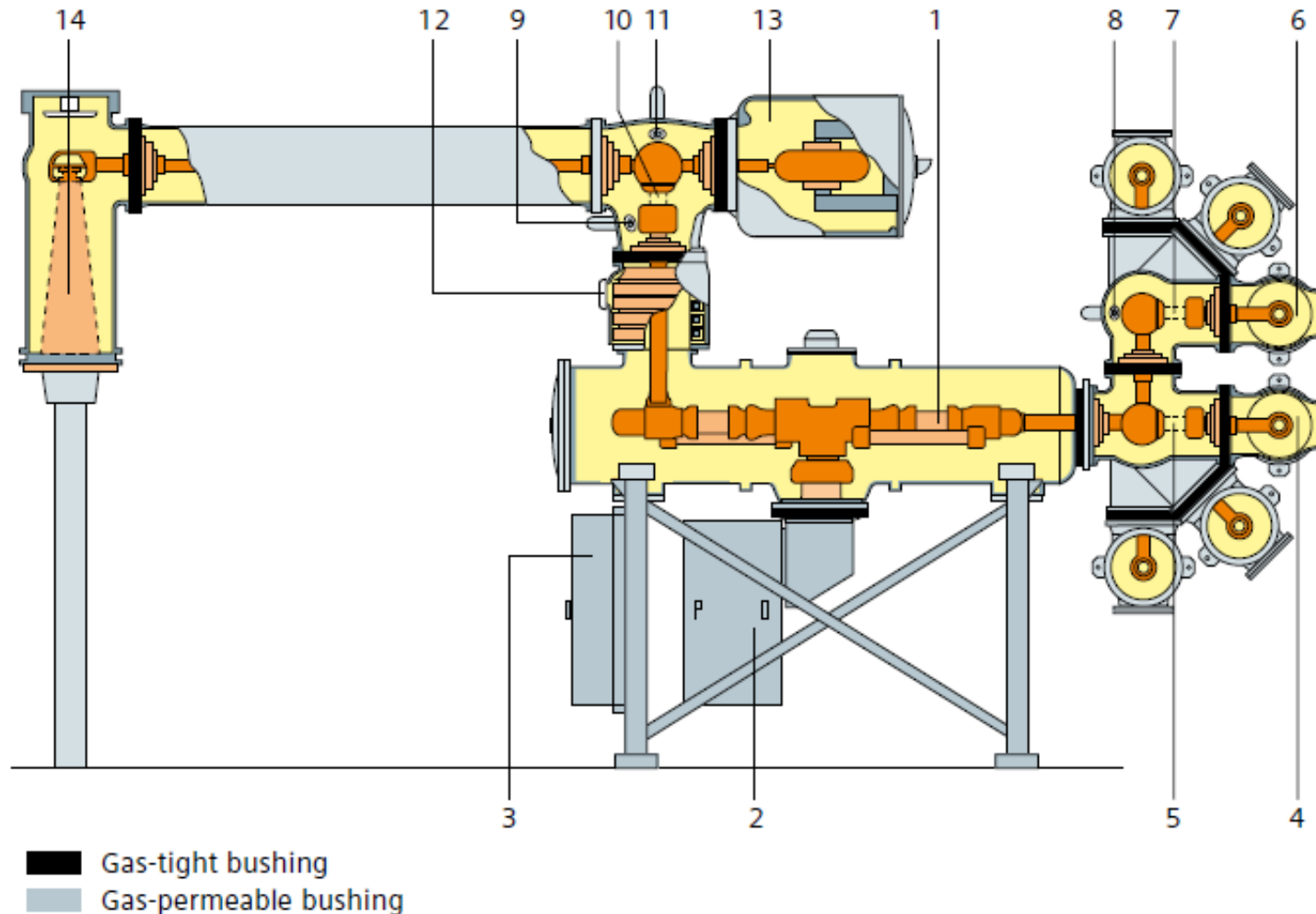
With only a few modules, all typical switching configurations can be implemented



Typical double busbar feeder

SUBESTACIONES ENCAPSULADAS

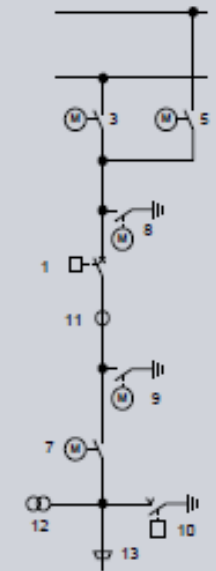
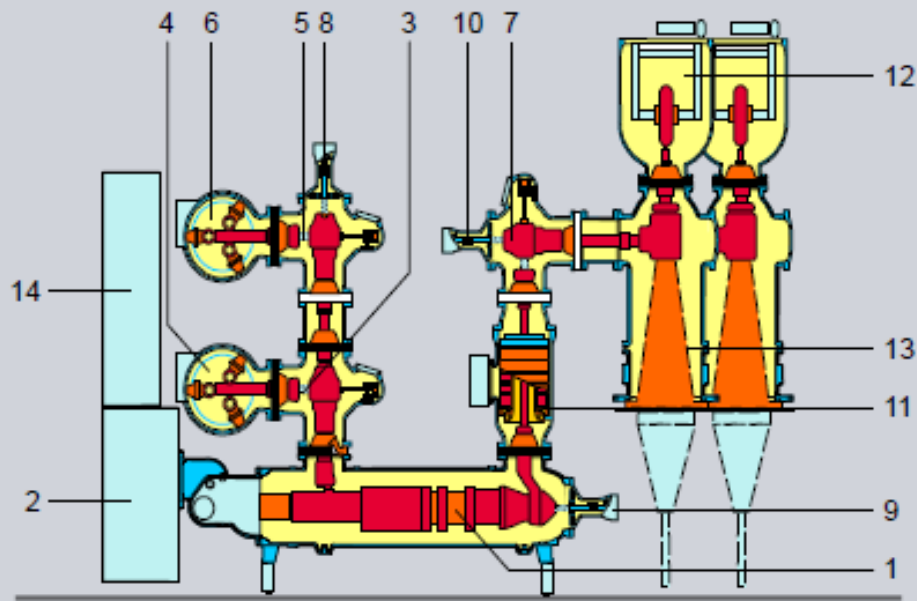
Typical double busbar feeder



1. Circuit-breaker interrupter unit
2. Stored-energy spring mechanism
3. Circuit-breaker control unit
4. Busbar I
5. Busbar disconnector I
6. Busbar II
7. Busbar disconnector II
8. Work-in-progress earthing switch
9. Work-in-progress earthing switch
10. Outgoing-feeder disconnector
11. Make-proof earthing switch (high-speed)
12. Current transformer
13. Voltage transformer
14. Cable sealing end

SUBESTACIONES ENCAPSULADAS

Subestación aislada por Gas SF₆ 245 kV Bahía típica de subestación

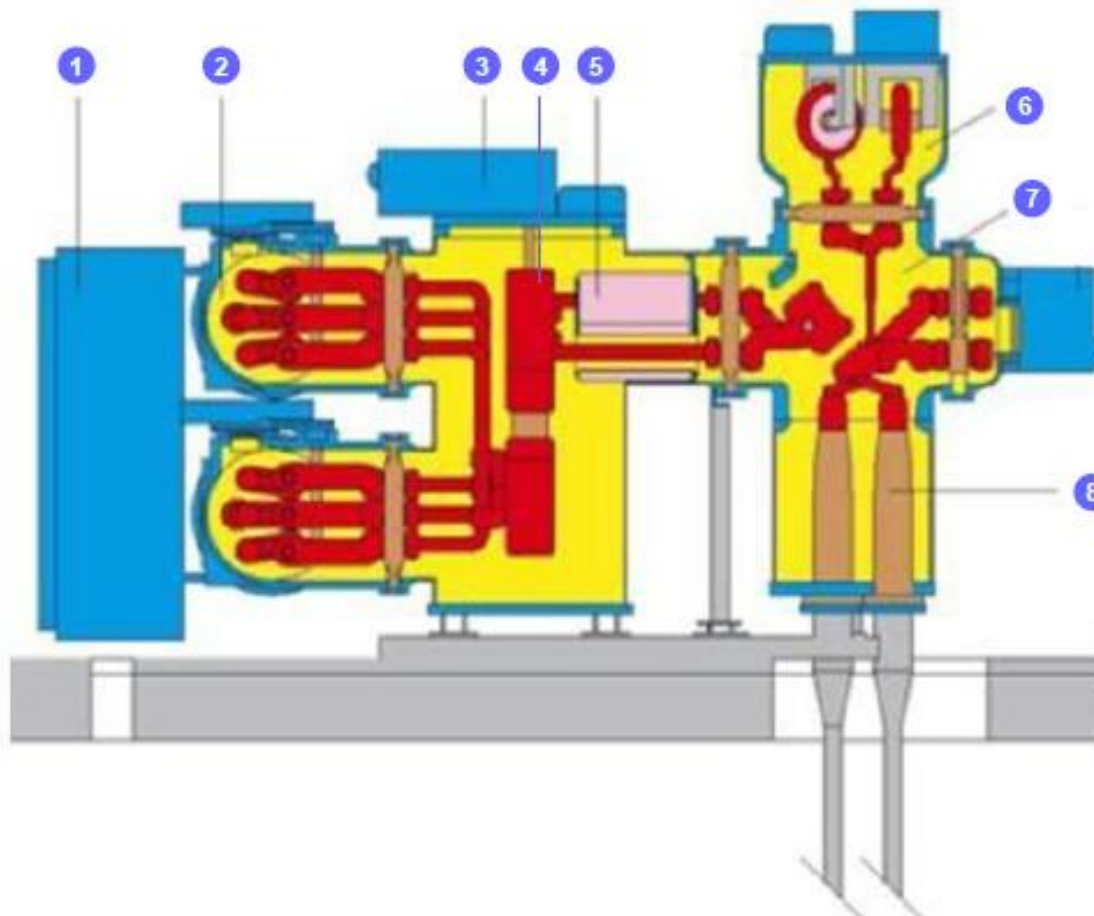


- | | |
|---|--|
| 1 Unidad interruptora del interruptor de potencia | 8 Cuchilla de puesta a tierra (para trabajos de mantenimiento) |
| 2 Mecanismo de operación con energía almacenada por resorte con unidad de control del interruptor | 9 Cuchilla de puesta a tierra (para trabajos de mantenimiento) |
| 3 Seccionador del bus I | 10 Cuchilla de tierra de alta velocidad |
| 4 Bus I | 11 Transformador de corriente |
| 5 Seccionador del Bus II | 12 Transformador de potencial |
| 6 Bus II | 13 Terminal para cable de potencia |
| 7 Seccionador de salida | 14 Cubículo de control local integrado |

SUBESTACIONES ENCAPSULADAS

Subestaciones eléctricas encapsuladas (GIS)

Componentes típicos de una bahía encapsulada con cable

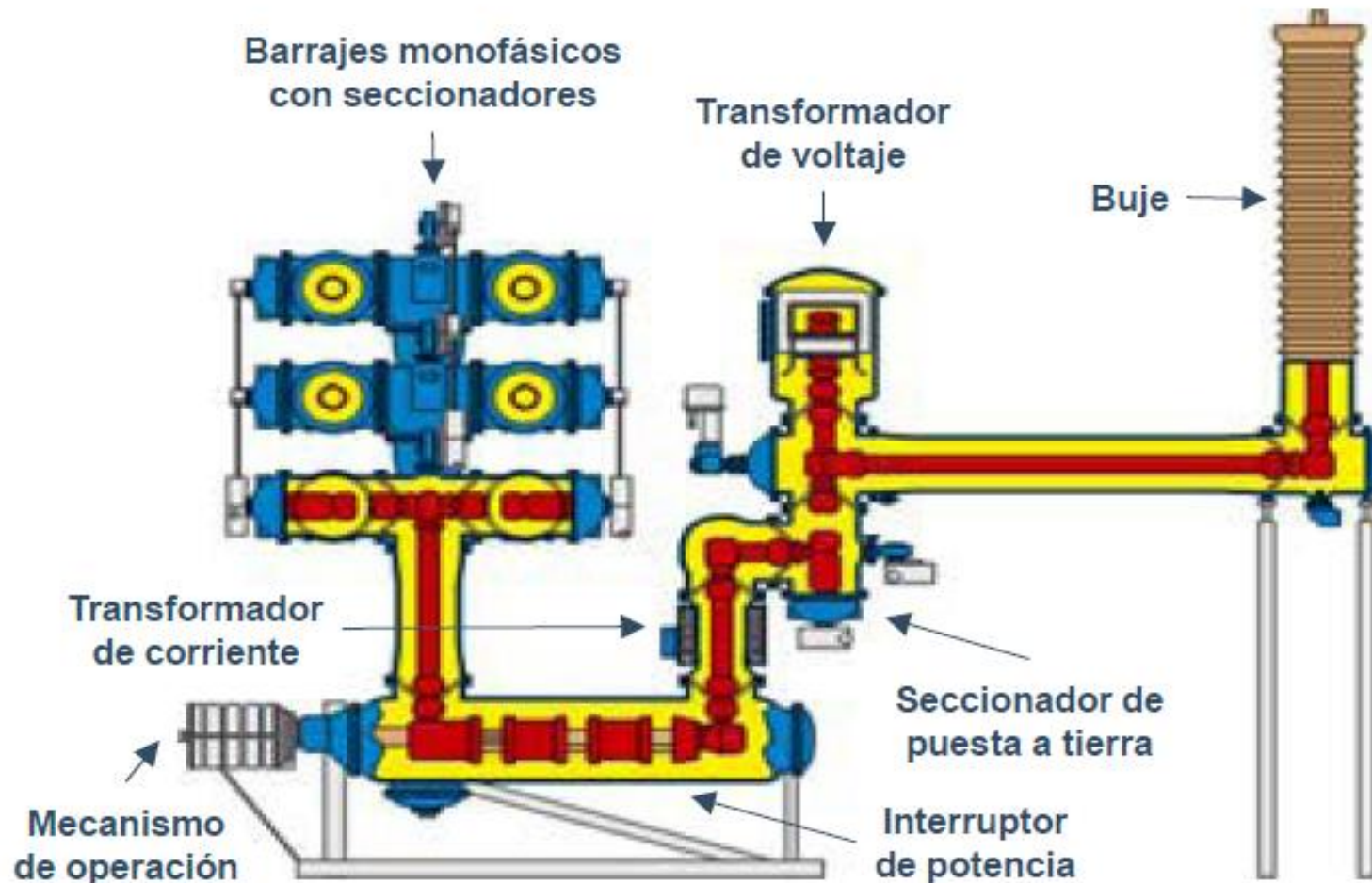


1. Panel de control
2. Barraje doble con seccionadores
3. Mecanismo de operación
4. Interruptor de potencia
5. Transformador de corriente
6. Transformador de voltaje
7. Seccionador de puesta a tierra
8. Cableado de salida

SUBESTACIONES ENCAPSULADAS

Subestaciones eléctricas encapsuladas (GIS)

Componentes típicos de una bahía encapsulada con aislador



Principales ventajas para el uso de Subestaciones Aisladas en Gas SF₆ (I)



1. Requerimiento de espacio mínimo y por consiguiente menores costos de adquisición de terreno
2. Soluciones adaptadas al cliente debido a diseño modular
3. Soluciones con menor tiempo de implementación, debido al despacho de unidades **pre-ensambladas** y probadas en fabrica
4. Libre de mantenimiento mínimo 20 años.
5. Elevado grado de seguridad para el personal en la operación
6. Mayor confiabilidad y vida útil
7. Menor impacto visual

Principales ventajas para el uso de Subestaciones Aisladas en Gas SF₆ (II)



8. Inmune contra condiciones climáticas agresivas y extremas (polvo, arena, viento, hielo)
9. Mejor respuesta sísmica debido a un centro de gravedad mas bajo
10. Fácil extensión o modernización de subestaciones tipo intemperie (AIS) con GIS bajo condiciones de poco espacio o en servicio
11. Tiempos de entrega reducidos (6 meses ExW)
12. Menor volúmen de obras civiles
13. Mayor seguridad contra vandalismo

Principales ventajas para el uso de Subestaciones Aisladas en Gas SF₆ (III)



14. El grupo SC B3 de CIGRE, responsable por temas de diseño, construcción y mantenimiento de Subestaciones, ha concluido que las Subestaciones GIS presentan mayor confiabilidad por dos razones principales⁽¹⁾ :

1. Mas compactas (Entre mas compacta una subestación mas confiable).
2. Inmunes al medio ambiente (Subestaciones aisladas del medio ambiente tienen mayor confiabilidad).

(1) Evaluation of different switchgear technologies (AIS,MTS,GIS) for rated voltage 52 KV and above.
CIGRE, Working group B3.20, Document Nr 390, August 2009.

Principales ventajas para el uso de Subestaciones Aisladas en Gas SF₆ (IV)



Por lo mencionado anteriormente concluye el grupo CIGRE en su escrito ⁽¹⁾ :

“Una mayor confiabilidad permite simplificar los diagramas unifilares de una Subestación, por ejemplo eliminando el bus de transferencia”.

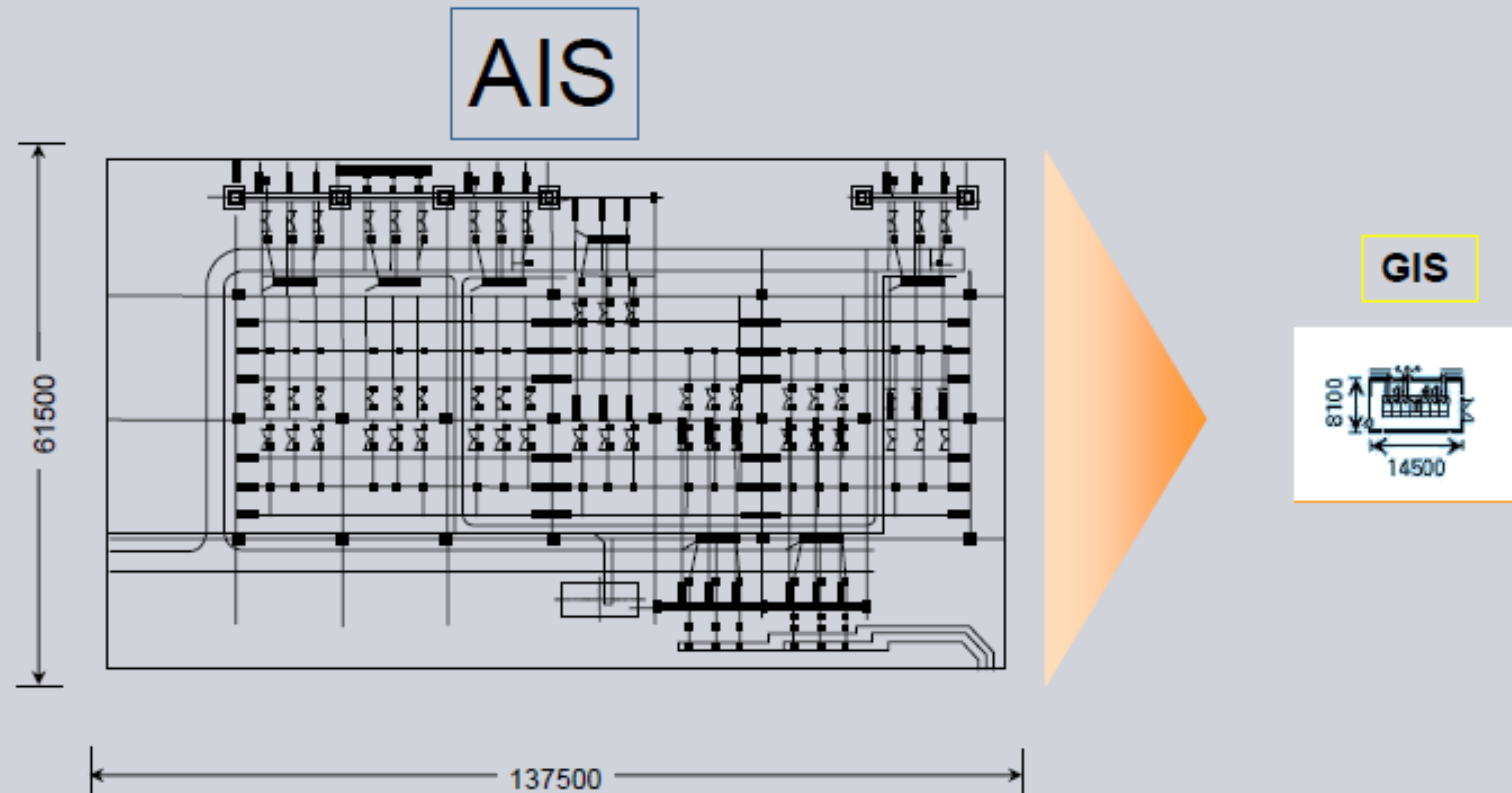
En otras palabras una subestación encapsulada en SF₆ sin barra de transferencia puede ser tan confiable como una Subestación en Aire con barra de transferencia, y con los ahorros en costos que ello implica.

(1) Evaluation of different switchgear technologies (AIS,MTS,GIS) for rated voltage 52 KV and above.

CIGRE, Working group B3.20, Document Nr 390, August 2009.

ESPACIO REQUERIDO

Comparación de requerimientos de Espacio entre una Subestación tipo intemperie (AIS) y una Subestación aislada en Gas SF₆ tipo interior 245 kV 50:1



Subestaciones encapsuladas en Gas SF₆ Modernización o Reemplazo de Subestaciones existentes Fácil y rápido

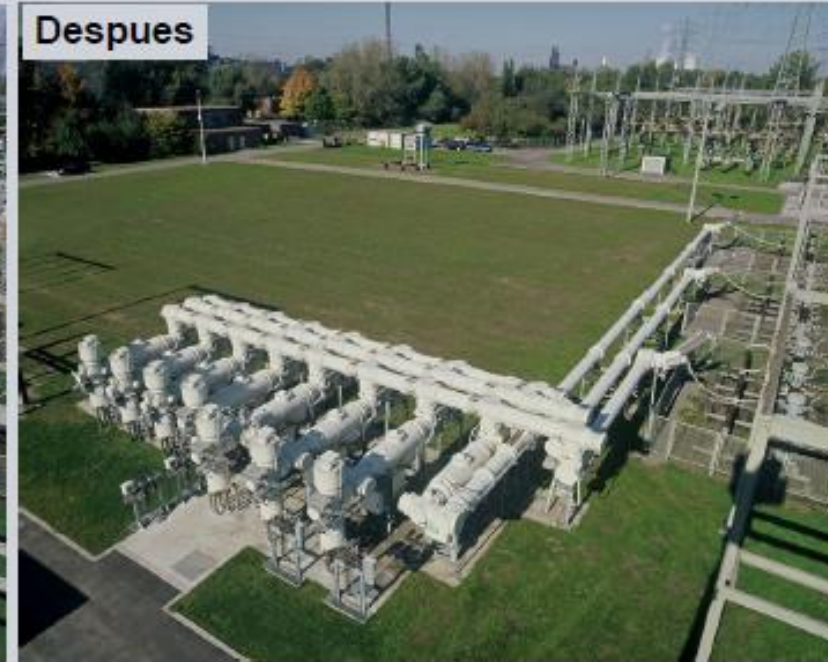


Reemplazo de una Subestación intemperie (AIS) por una Subestación aislada en Gas SF₆ (GIS), 123 kV / 40 kA 8DN8 HIS Mündelheim, HKM Duisburg / Alemania

Antes



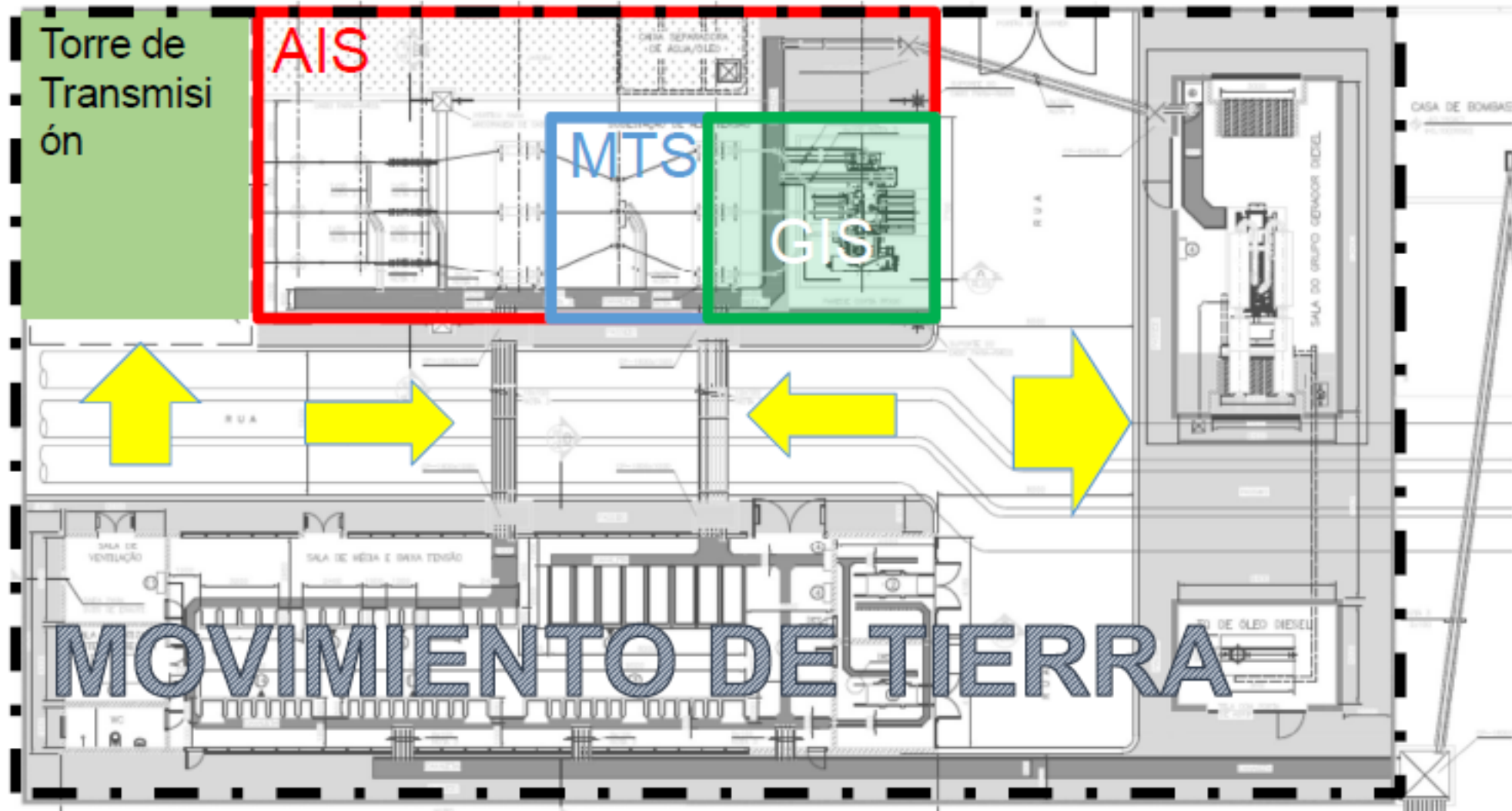
Despues



ESPACIO REQUERIDO



ESPACIO REQUERIDO



DESEMPEÑO SISMICO IEEE 693

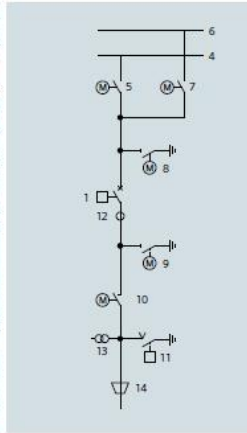
GIS Hoy – Tecnología confiable y del futuro
Robustez y confiabilidad demostrada
Siemens GIS – Chile



ESPECIFICACIONES TECNICAS



With only a few modules, all typical switching configurations can be implemented



Typical double busbar feeder

Switchgear type	8DQ1	
Rated voltage	up to	550 kV
Rated frequency		50 / 60 Hz
Rated short-duration power-frequency withstand voltage (1 min)	up to	740 kV
Rated lightning impulse withstand voltage (1.2 / 50 μ s)	up to	1,550 kV
Rated switching impulse withstand voltage (250 / 2,500 μ s)	up to	1,175 kV
Rated normal current busbar	up to	5,000 A
Rated normal current feeder	up to	5,000 A
Rated short-circuit breaking current (< 2 cycles)	up to	63 kA
Rated peak withstand current	up to	170 kA
Rated short-time withstand current (up to 3 s)	up to	63 kA
Leakage rate per year and gas compartment (type-tested)		< 0.1 %
Driving mechanism of circuit breaker		stored-energy spring
Rated operating sequence		O-0.3 s-CO-3 min-CO CO-15 s-CO
Bay width		3,600 mm
Bay height, depth (depending on bay arrangement)		4,800 mm x 10,000 mm
Bay weight (depending on bay arrangement)		21 t
Ambient temperature range		-25 °C up to +55 °C
Installation		indoor
First major inspection		> 25 years
Expected lifetime		> 50 years
Standards		IEC / IEEE / GOST

Other values on request

ELK-4, 800 kV Extra high-voltage GIS



Rated voltage [kV]	800
Rated frequency [Hz]	50
Rated normal current – busbar / feeder [A]	6300/5000
Rated short-time withstand current (up to 3 s) [kA]	63
Bay width [mm]	9420
Ambient temperature range [°C]	-30 ... +40

- High performance ratings in a compact design 800 kV, 6300 A, 63 kA
- Reliable, well proven technology based on five decades of GIS experience
- Reduction amount of SF₆-gas up to 20 percent compared to previous designs
- Modular components enable maximum flexibility and customization in layout configuration
- Convenient operation and serviceability

ELK-5, 1200 kV Ultra-high voltage applications



Rated voltage [kV]	1200
Rated frequency [Hz]	50
Rated normal current – busbar / feeder [A]	8000/5000
Rated short-time withstand current (up to 3 s) [kA]	63
Bay width [mm]	n/a
Ambient temperature range [°C]	-30 ... +40

- High performance ratings in a compact design 1200 kV, 8000 A, 63 kA
- Reliable, well proven technology based on five decades of GIS experience
- Very large power plants
- Long range power transmission
- Convenient operation and serviceability
- Comprehensive experience and excellent performance in extra high voltage and UHV GIS technology
- Excellent design, test and service capabilities

Gas-insulated switchgear Technical data

Product	Sub-transmission 72.5 - 170 kV		Transmission 245 - 1200 kV			
	ENK	ELK-04 C / ELK-04	ELK-14 C / ELK-14	ELK-3 C / ELK-3	ELK-4	ELK-5
Enclosure	Three-phase	Three-, single-phase	Three-, single-phase	Single-phase	Single-phase	Single-phase
Rated voltage [kV]	72.5	145 / 170	245 / 253 / 300	420 / 550	800	1200
Rated power frequency withstand voltage [kV]	140	275 / 325	480	650 / 740	960	1100
Rated lightning impulse withstand voltage [kV]	325	650 / 750	1050	1425 / 1675	2100	2400
Rated normal current [A]	2500	3150 / 4000	3150 / 4000	5000 / 6300	5000 / 6300	5000 / 8000
Rated short circuit breaking current, 3s [kA]	40	40 / 50 / 63	50 / 63 / 80	63 / 80	63	63

EVOLUCION SUBESTACION GIS 245 KV



1970's



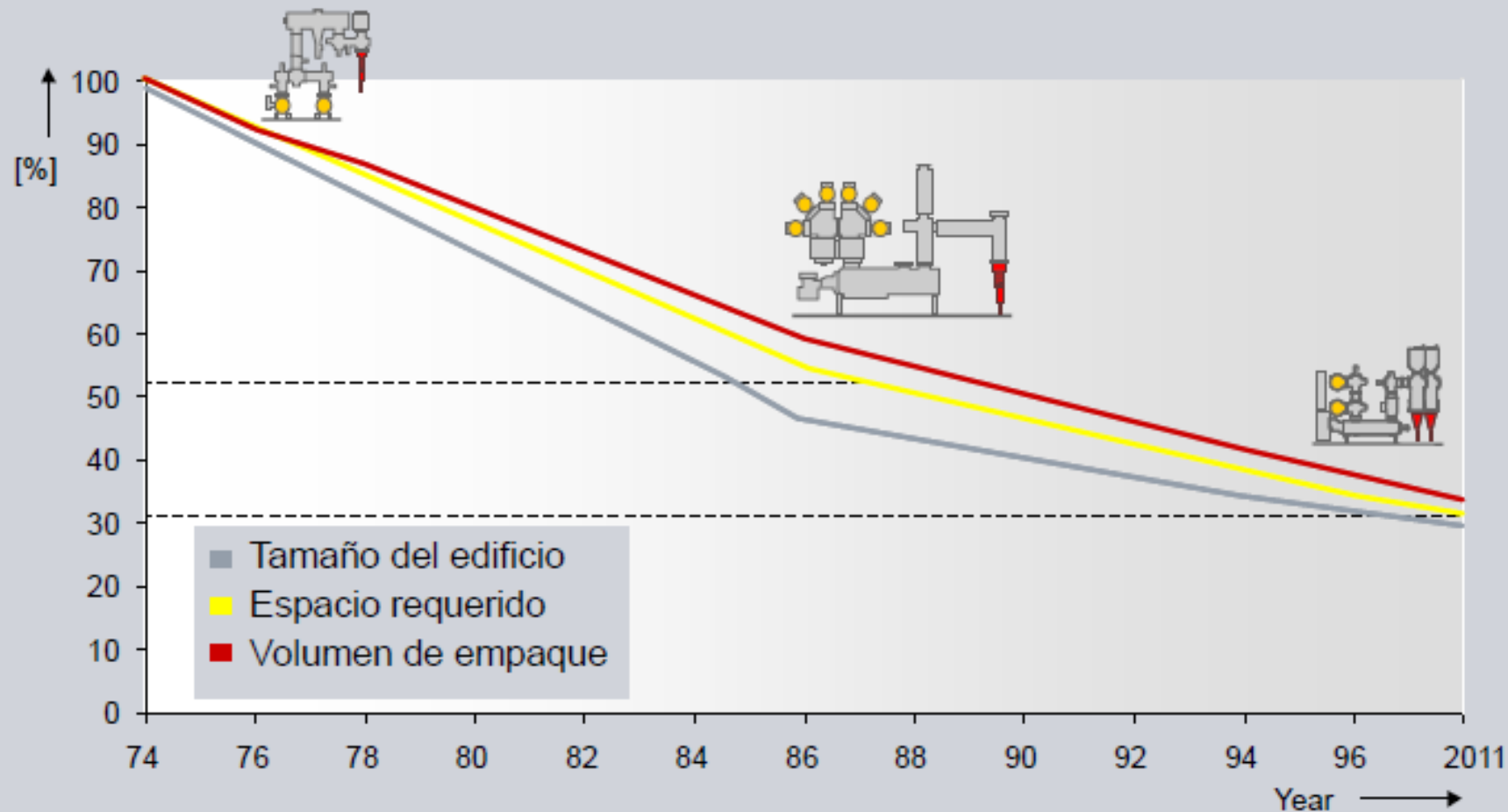
1980's



1990's

EVOLUCION SUBESTACION GIS 245 KV

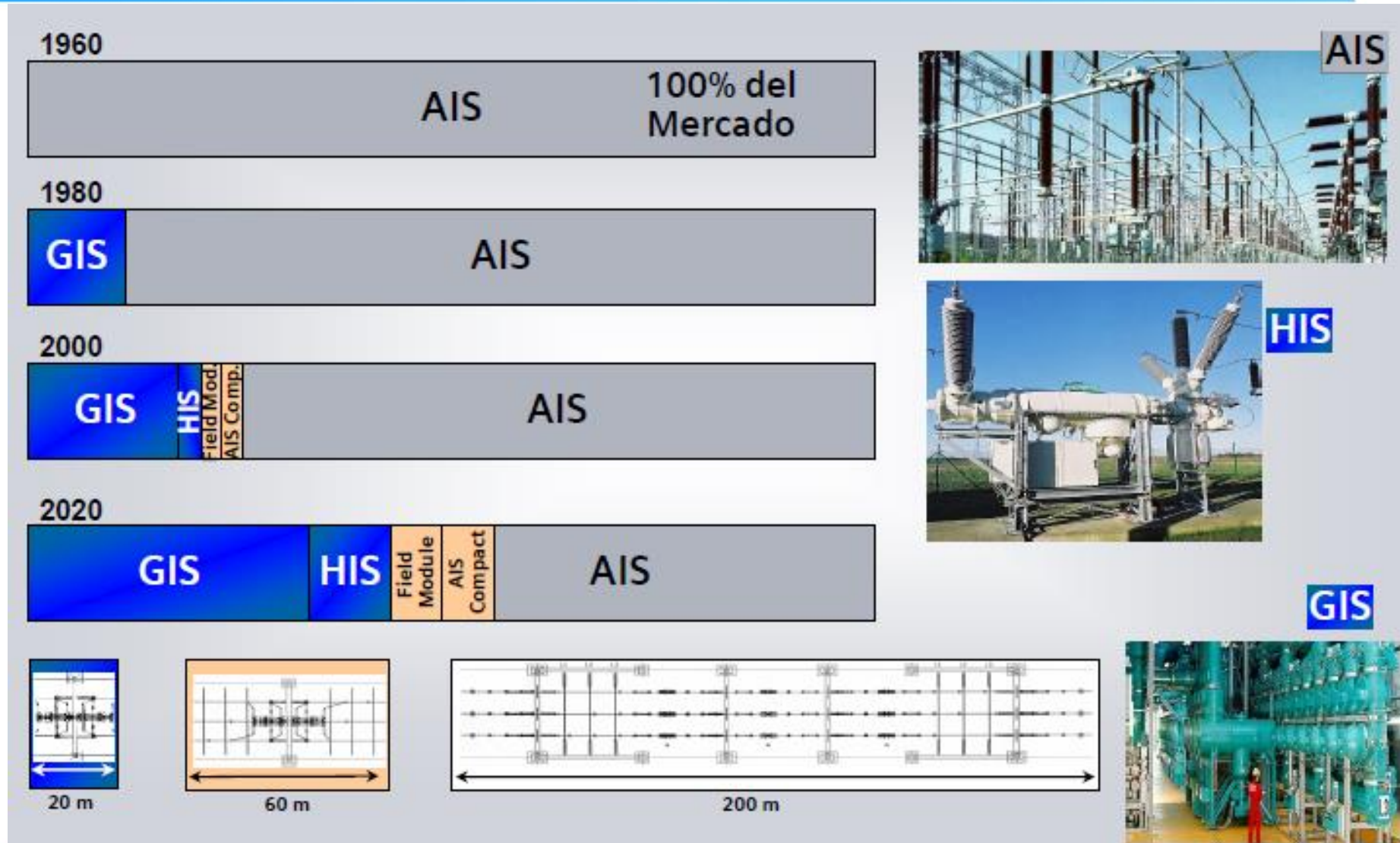
Subestaciones aisladas en Gas SF₆
Reducción de requerimientos de espacio 245 kV



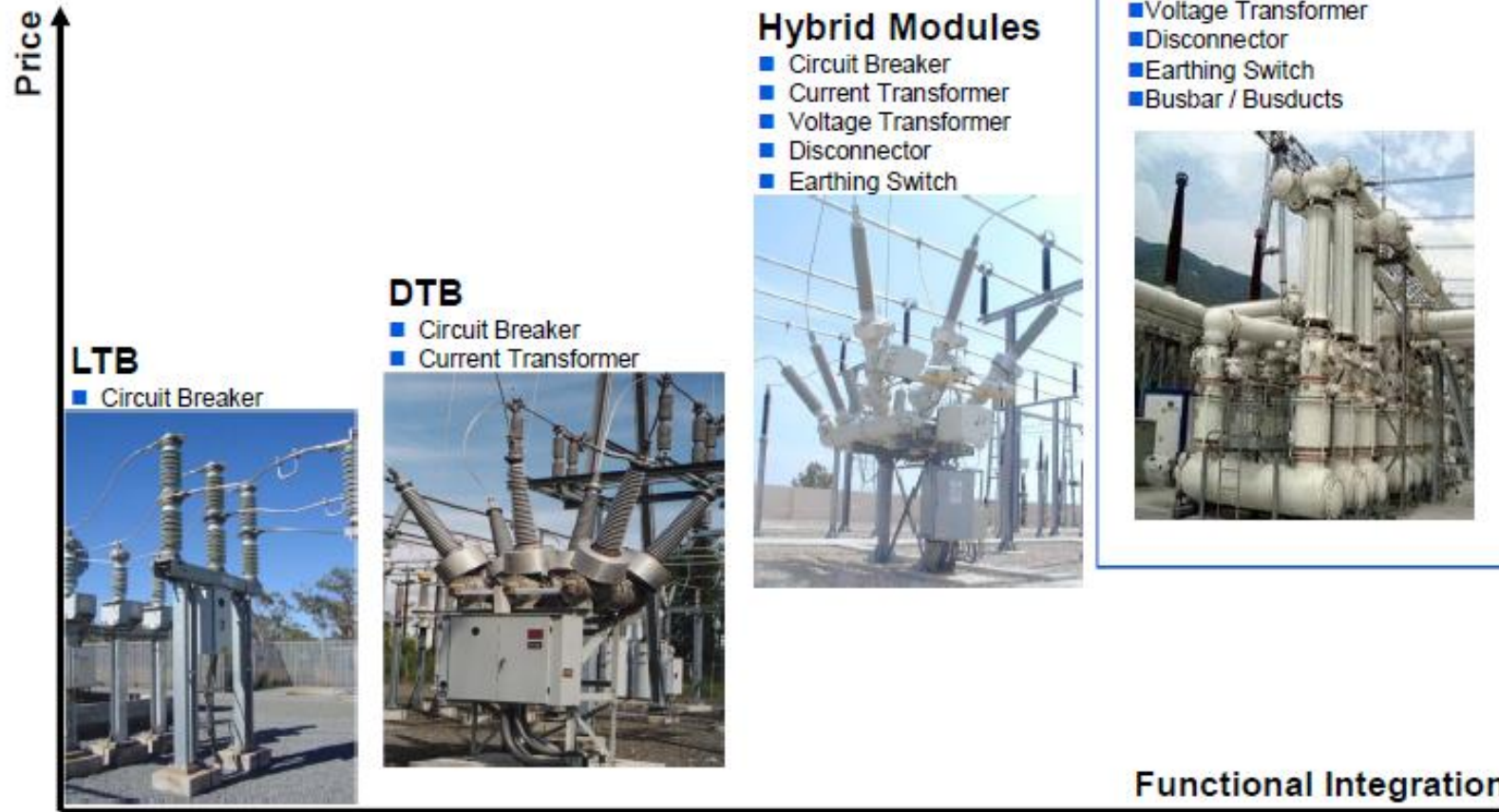
TENDENCIA TECNOLÓGICA

TIPO	AIS	DCB	DTB	HIS	GIS
Instalación	Exterior	Exterior	Exterior	Exterior	Exterior Interior
Interruptor encapsulado		✓	✓	✓	✓
Seccionador encapsulado		✓		✓	✓
Barraje encapsulado					✓
TC encapsulado		✓	✓	✓	✓
TV encapsulado		✓		✓	✓

TENDENCIA TECNOLÓGICA



Gas Insulated Switchgear Overall description



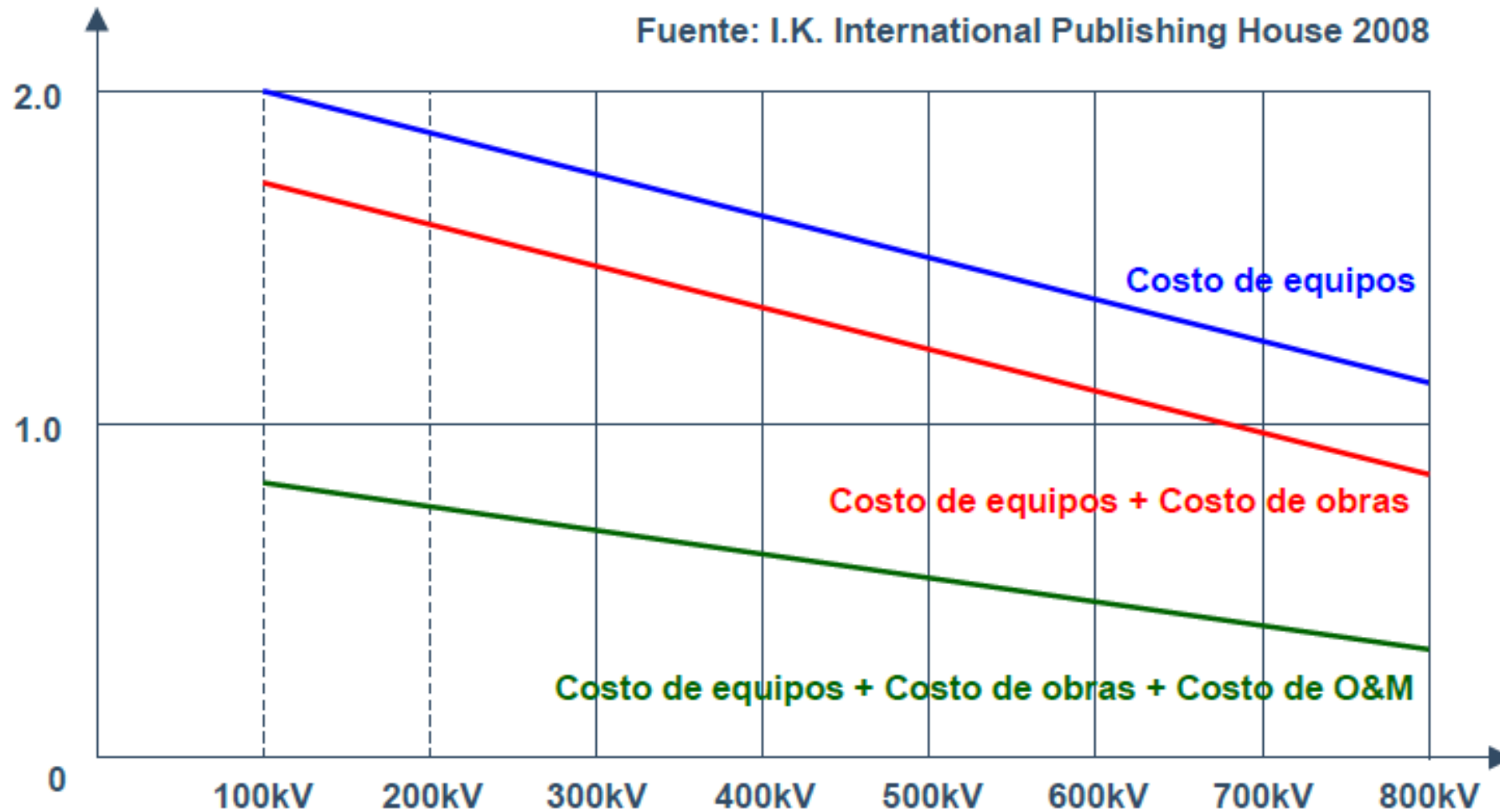
PRECIO INICIAL VS TECNOLOGIA

**Tabla N° 5: Presupuesto de Inversión de Obras Eléctricas –
Ampliación de la S/E O'Higgins 220 kV**

		Solucion 1-A	Solucion 2-A	Solucion 3-A
	Presupuestos Obras Eléctricas	S/E O'Higgins	S/E O'Higgins	S/E O'Higgins
		5 PL + 1 PS	5 PL + 1 PS	5 PL + 1 PS
		AIS	GIS INDOOR	GIS OUTDOOR
		220 kV	220 kV	220 kV
		kUS\$	kUS\$	kUS\$
Item	Actividad			
1	Ingeniería	540	585	563
2	Equipo principal	2.737	7.956	7.287
3	Materiales	541	325	345
4	Derechos de Internación	27	80	73
5	Fletes y gastos eq./materiales	197	497	458
6	Obras civiles	841	1.130	619
7	Montajes e instalación	599	1.355	1.060
8	Puesta en Servicio	130	130	130
9	Estudio de Impacto Ambiental			
10	Administración e inspección	648	702	675
11	Terrenos	0	0	0
A	Subtotal	6.259	12.759	11.209
B	Imprevistos	626	1.276	1.121
	TOTAL	6.885	14.035	12.330

Fuente: REEMPLAZO DE SUBESTACIONES CONVENCIONALES AISLADAS EN AIRE POR TECNOLOGÍA GIS (SF6). Análisis Técnico – Ing. ALEJANDRO TOMAS FLORES RAMIREZ

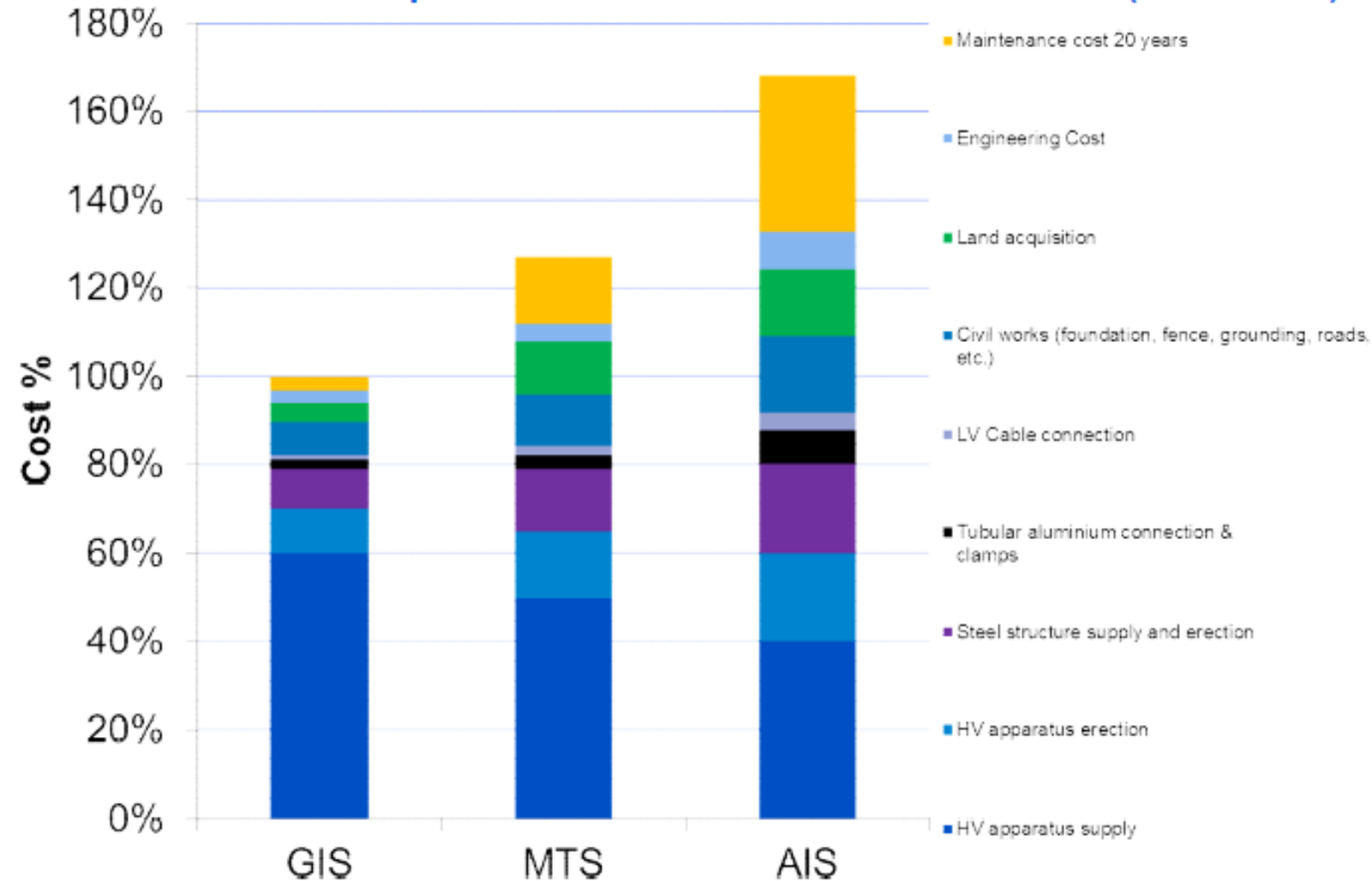
PRECIO TOTAL VS TECNOLOGIA



PRECIO TOTAL VS TECNOLOGIA

Trends

Economical Comparison GIS – MTS – AIS (500 kV)

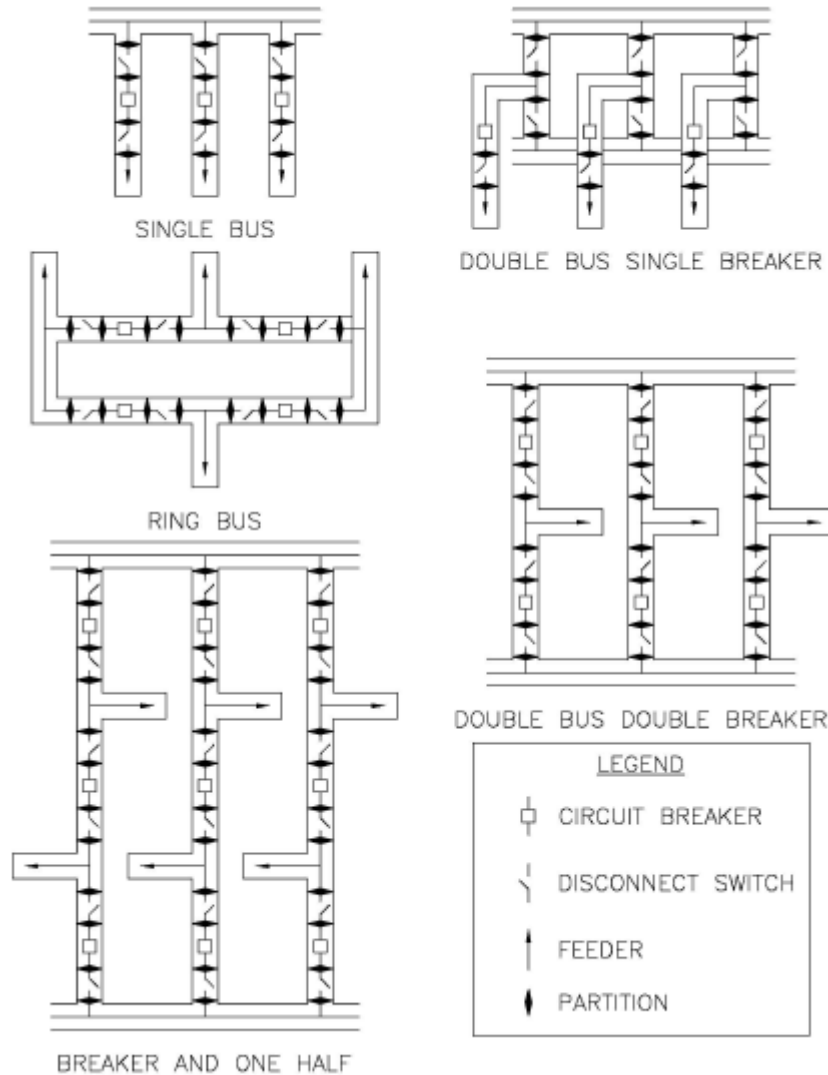


Subestaciones eléctricas encapsuladas (GIS)

Ventajas y desventajas comparativas

AIS	GIS
✓ Diseño estructural y espacial	✓ Diseño modular y compacto
✓ Instalación exterior	✓ Instalación interior y exterior
✓ Mayor espacio	✓ Menor espacio
✓ Exposición a la intemperie	✓ Aislamiento a la intemperie
✓ Menor seguridad	✓ Mayor seguridad
✓ Menor confiabilidad	✓ Mayor confiabilidad
✓ Menor costo de equipos	✓ Menor costo de O&M
✓ Menor vida útil	✓ Mayor vida útil
✓ No requiere monitoreo de aire	✓ Monitoreo continuo de gas

COMPARTIMIENTOS DE SF6 Y MONITOREO



Detección de fuga de gas SF₆



COORDINACION DE AISLAMIENTO IEC 60071-2

Annex H (informative) Atmospheric correction – Altitude correction	129
H.1 General principles	129
H.1.1 Atmospheric correction in standard tests	129
H.1.2 Task of atmospheric correction in insulation co-ordination	130
H.2 Atmospheric correction in insulation co-ordination	132
H.2.1 Factors for atmospheric correction	132
H.2.2 General characteristics for moderate climates	132
H.2.3 Special atmospheric conditions	133
H.2.4 Altitude dependency of air pressure	134
H.3 Altitude correction	135
H.3.1 Definition of the altitude correction factor	135
H.3.2 Principle of altitude correction	136
H.3.3 Standard equipment operating at altitudes up to 1 000 m	137
H.3.4 Equipment operating at altitudes above 1 000 m	137
H.4 Selection of the exponent m	138
H.4.1 General	138
H.4.2 Derivation of exponent m for switching impulse voltage	138
H.4.3 Derivation of exponent m for critical switching impulse voltage	141
Annex I (informative) Evaluation method of non-standard lightning overvoltage shape for representative voltages and overvoltages	144
I.1 General remarks	144
I.2 Lightning overvoltage shape	144
I.3 Evaluation method for GIS	144
I.3.1 Experiments	144
I.3.2 Evaluation of overvoltage shape	145
I.4 Evaluation method for transformer	145
I.4.1 Experiments	145
I.4.2 Evaluation of overvoltage shape	145
Annex J (informative) Insulation co-ordination for very-fast-front overvoltages in UHV substations	152
J.1 General	152
J.2 Influence of disconnector design	152
J.3 Insulation co-ordination for VFFO	153

10. Special considerations for gas-insulated substations (GIS)	33
10.1 Special considerations for GIS definitions	33
10.2 GIS characteristics	34
10.3 Enclosures and circulating currents	35
10.4 Grounding of enclosures	35
10.5 Cooperation between GIS manufacturer and user	36
10.6 Other special aspects of GIS grounding	37

xi
Copyright © 2015 IEEE. All rights reserved.

10.7 Notes on grounding of GIS foundations	37
10.8 Touch voltage criteria for GIS	38
10.9 Recommendations	40
11. Selection of conductors and connections	40
11.1 Basic requirements	40
11.2 Choice of material for conductors and related corrosion problems	40
11.3 Conductor sizing factors	42
11.4 Selection of connections	52