



Victor F. Lescale, Power Systems – HVDC, Santiago de Chile, 2015-04-15

Tecnología HVDC. Parte 1 de 2: Características y Beneficios

Salidas y punto de reunión



Tecnología HVDC

La tecnología HVDC no es nueva!

- La primera transmisión comercial fue en 1954 (100 kV, 20 MW).
- Interconexión entre la Suecia continental y la isla de Gotland en el mar Báltico.



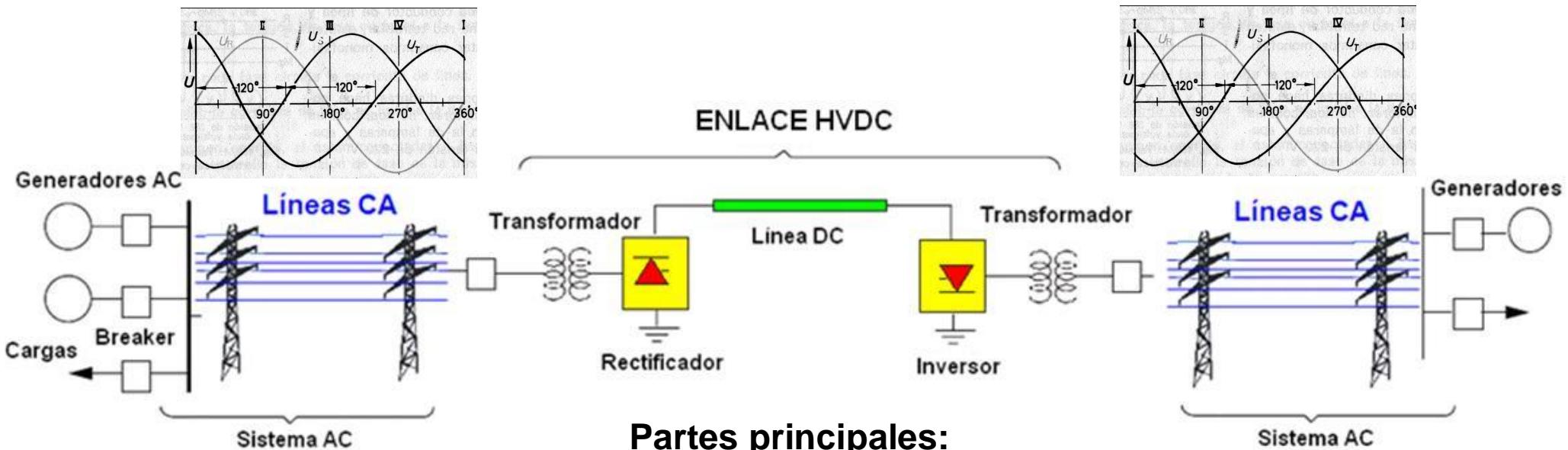
ABB – Pionero de HVDC



- 1954 - Primer enlace HVDC comercial, con válvulas de vapor de mercurio
- 1970 - Primeras válvulas de tiristores para HVDC
- 1997 - La primera instalación comercial de HVDC Light
- 2006 - Primer laboratorio para pruebas 800 kV UHVDC de largo tiempo
- 2008 - Primer sistema y productos de 800 kV UHVDC
- 2009 - El cable de potencia mas largo del mundo, de 580 km, en operación
- 2010 - Cuarta generación de HVDC Light

Qué es la Tecnología HVDC

A diferencia de la transmisión típica en corriente trifásica alterna, en HVDC se utiliza corriente continua lo que da ventajas técnicas, económicas y de impacto al medio ambiente.



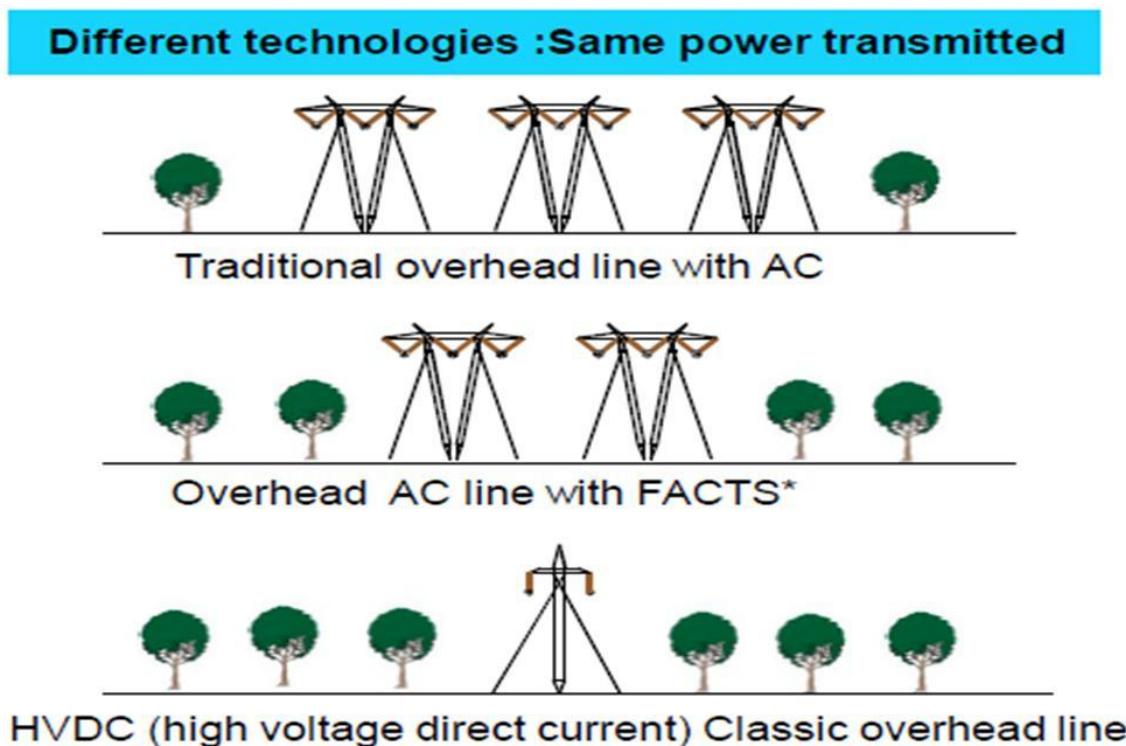
Partes principales:

- Estaciones de conversión: Bidireccionales
- “Línea” de corriente continua
 - Línea aérea
 - Cable submarino o subterráneo
 - Mezcla de ambas formas
 - Back to Back

Tecnología HVDC

Razones típicas para el uso de esta tecnología

- Interconexión de redes asíncronas
- Transmisión de grandes potencias a largas distancias
- Transmisión por cable submarino (> 80-100 km)
- Control de flujo de potencia (activa)

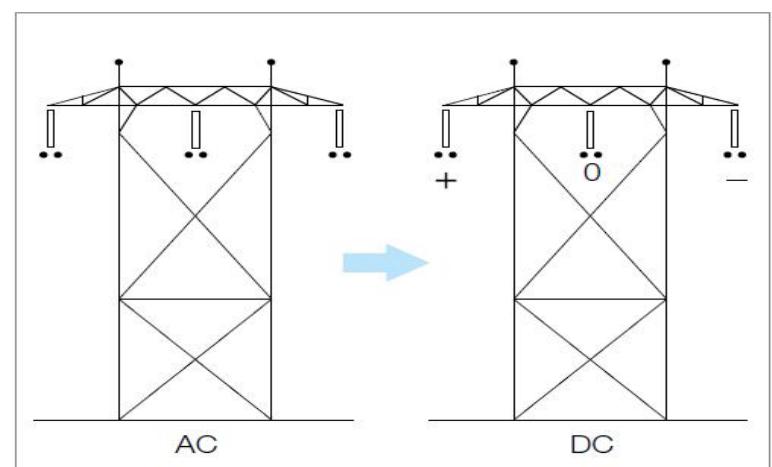
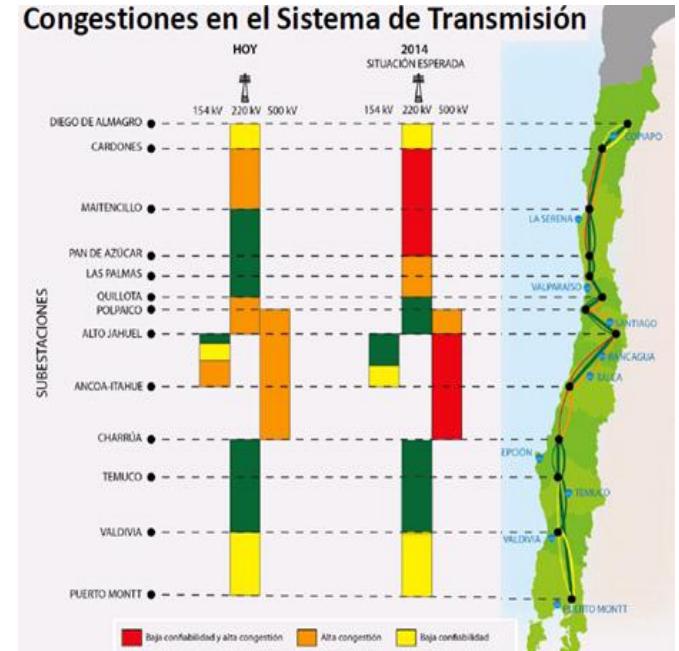


Tecnología HVDC

Conversión de Líneas existentes de CA a CD

Ventajas:

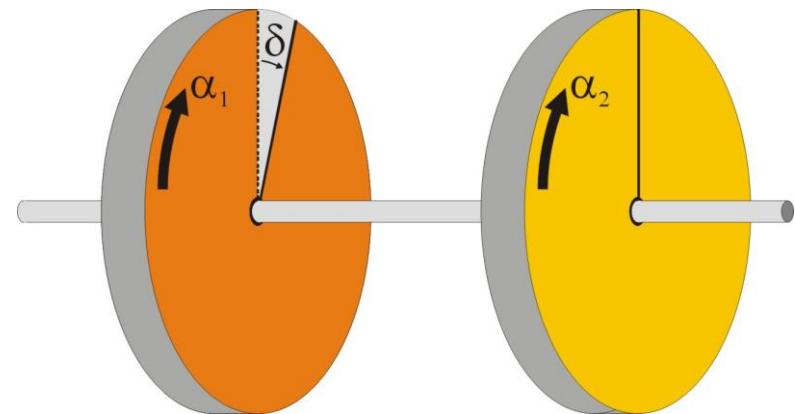
- Utilización de estructuras y líneas existentes
- No se requieren nuevos derechos de paso
- Tiempos de ejecución reducidos
- En caso de doble circuitos, las potencias pueden aumentar hasta 300%
- Reducción de pérdidas, mayor estabilidad y control efectivo de la potencia



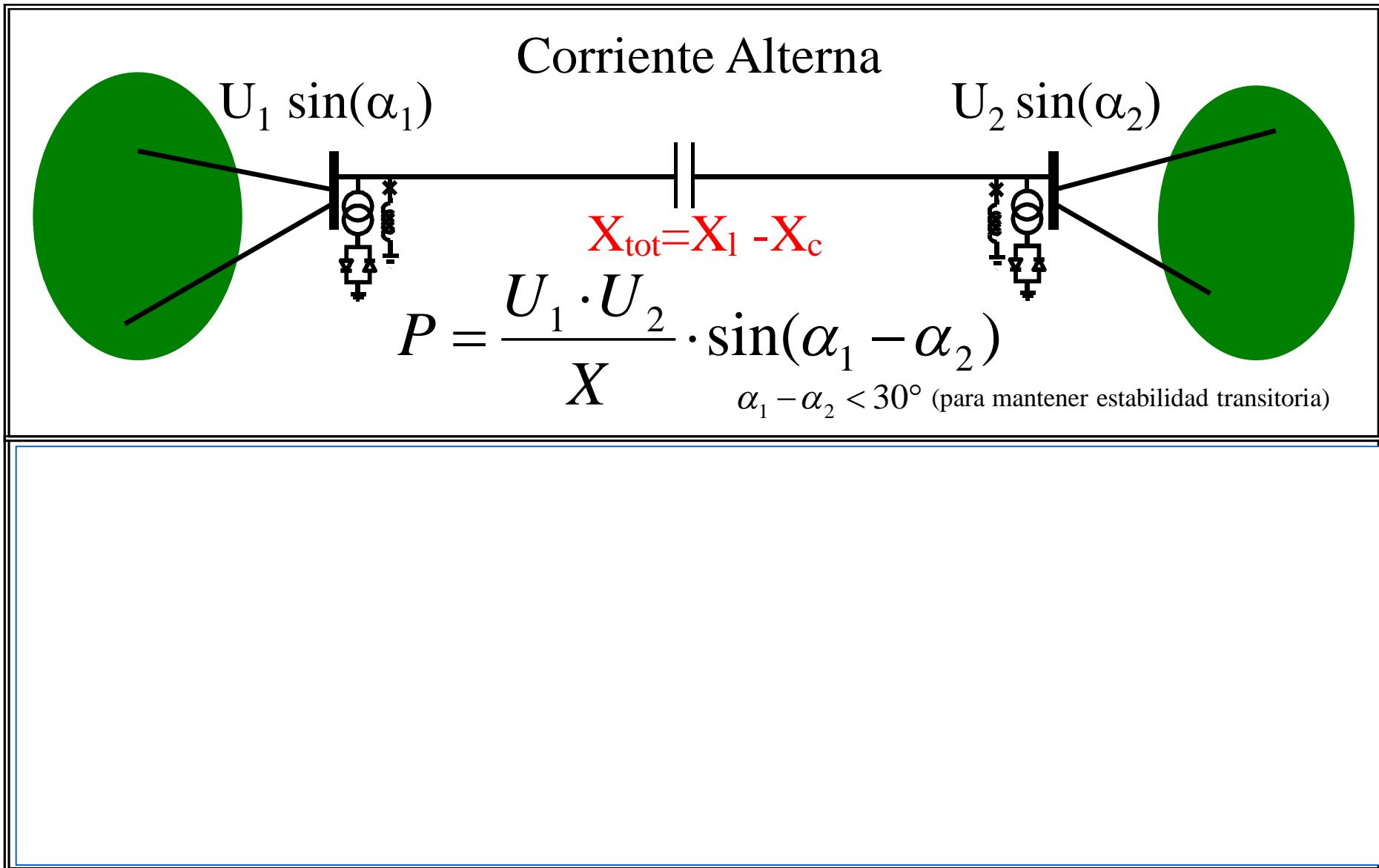
HVDC o HVAC? Consideraciones

Al planear una interconexión se debe considerar:

- Frecuencia(s) de los sistemas
- Potencia a transferir
- Subestaciones a instalar
- Rigidez de los sistemas
- Requerimientos de estabilidad
- Requerimientos de confiabilidad/disponibilidad vs costos
- Propagación de disturbios
- Aspectos medioambientales
- Permisos
- Etc.



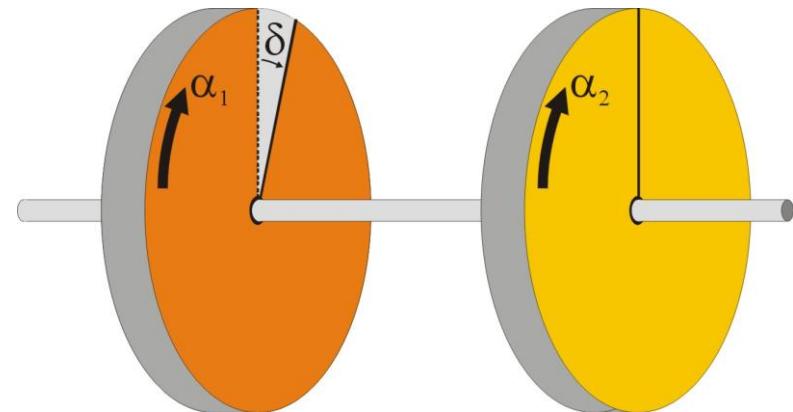
Control de la potencia activa



HVDC o HVAC?

Consideraciones adicionales

- Niveles de corto circuito (Ssc)
 - La HVDC no contribuye
 - En algunos casos se justifica usar BtB para bajar el Ssc
 - Frecuencia(s) de los sistemas
 - Aún con frecuencias “iguales”, con HVDC se mantiene la independencia de despacho de frecuencia/carga
 - Propagación de disturbios
-
- El sistema eléctrico de los EEUU consta de 5 sistemas asíncronos:
 - Parte por estabilidad
 - Parte para mantener independencia de despacho
 - Parte para evitar propagación de disturbios

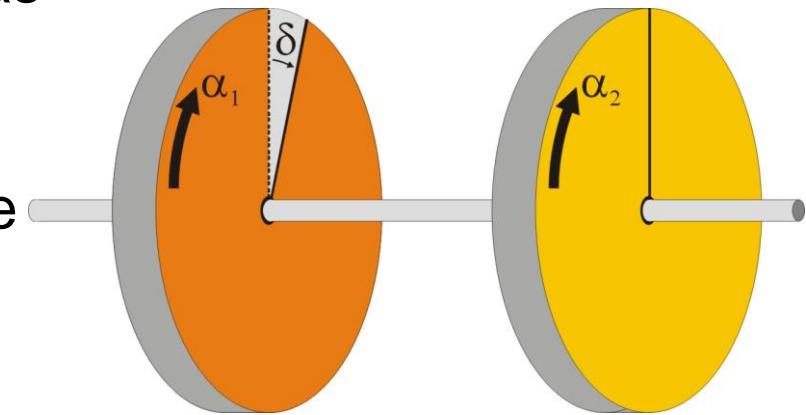


HVDC o HVAC?

Consideraciones adicionales

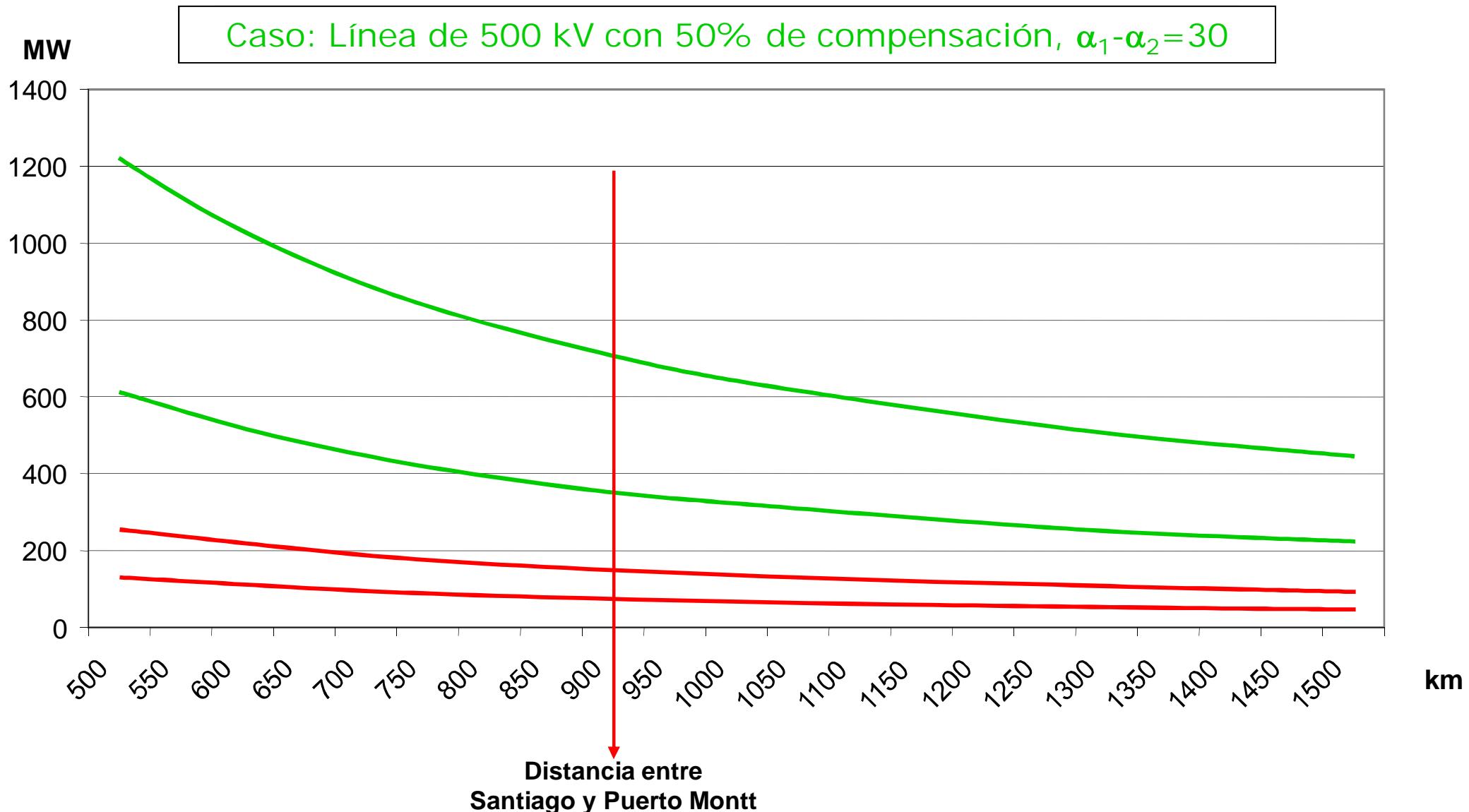
No olvidar:

- La compensación serie establece nuevas resonancias (Nuevo C donde hay L)
- En algunos casos puede haber resonancia sub-síncrona, especialmente cerca de generadores térmicos: muchas masas (turbinas y otros) tienen muchas frecuencias propias:
 - Alta presión
 - Media presión 1
 - Media presión 2
 - Baja presión
 - Generador
 - Excitador



Capacidad de transferencia de una línea CA

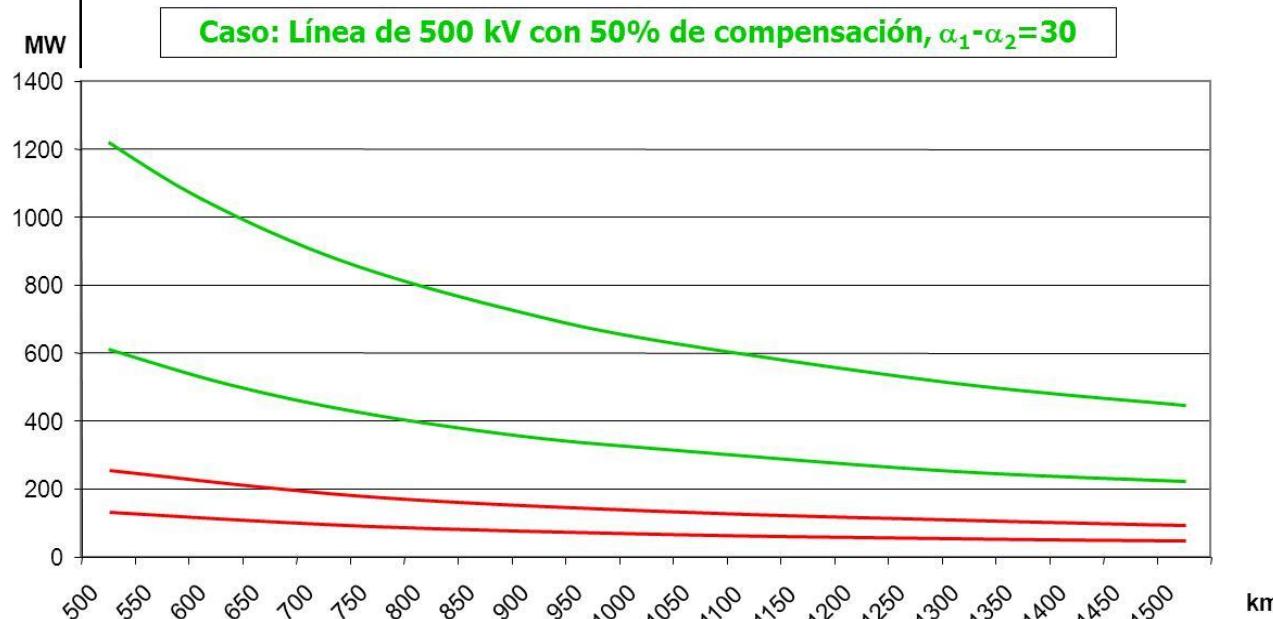
Cálculos simplificados



Capacidad de transferencia de un circuito HVDC

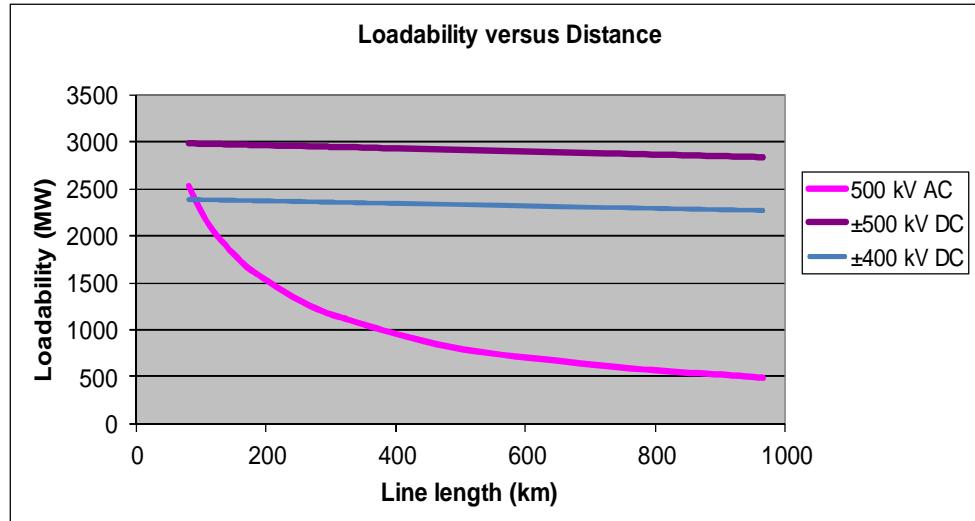
HVDC +/- 600 kV

HVDC +/- 500 kV



Capacidad de transmisión versus distancia

La capacidad de una línea CA baja con la distancia*



Efectos de distancia, línea CA:

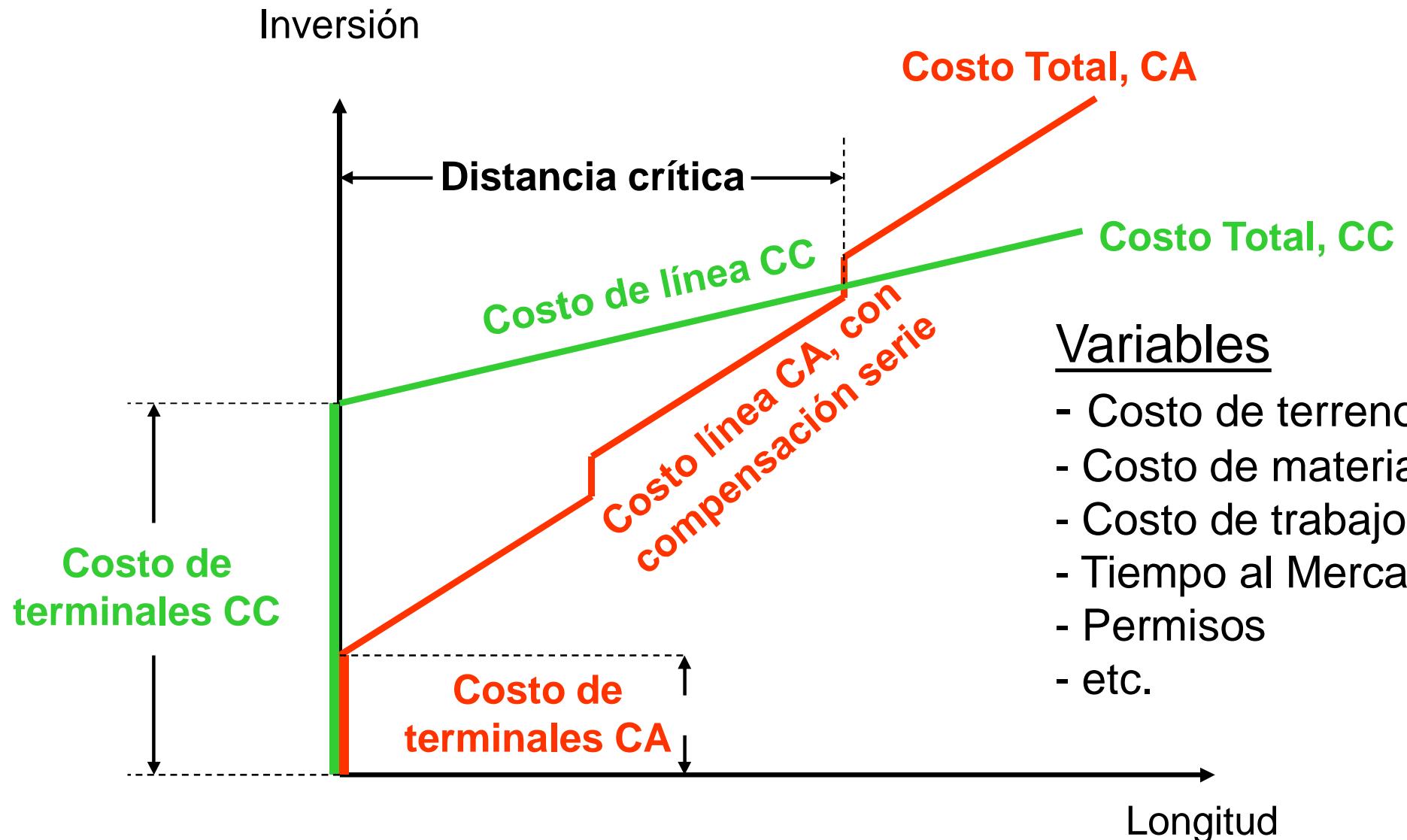
- Límites de estabilidad (voltaje, ángulo)
- Posibles problemas con flujos paralelos espurios
- Dispositivos FACTS, SVCs y SCs, pueden aumentar límites de estabilidad y **mitigar flujos paralelos espurios**
- Variaciones severas de su consumo de potencia reactiva
- Estaciones intermedias de switchoo, por ejemplo cada ~300 km por razones de TOV, TRV, perfil de voltaje

Efectos de distancia, línea HVDC:

- No tiene límite de distancia por estabilidad
- No tiene necesidad de estaciones intermedias
- No causa flujos paralelos por falta de control
- No causa cambio en niveles de corto-circuito
- No tiene demanda aumentada en potencia reactiva

* Curva St Clair

Costo de inversión versus longitud (Costos de pérdidas no considerados)

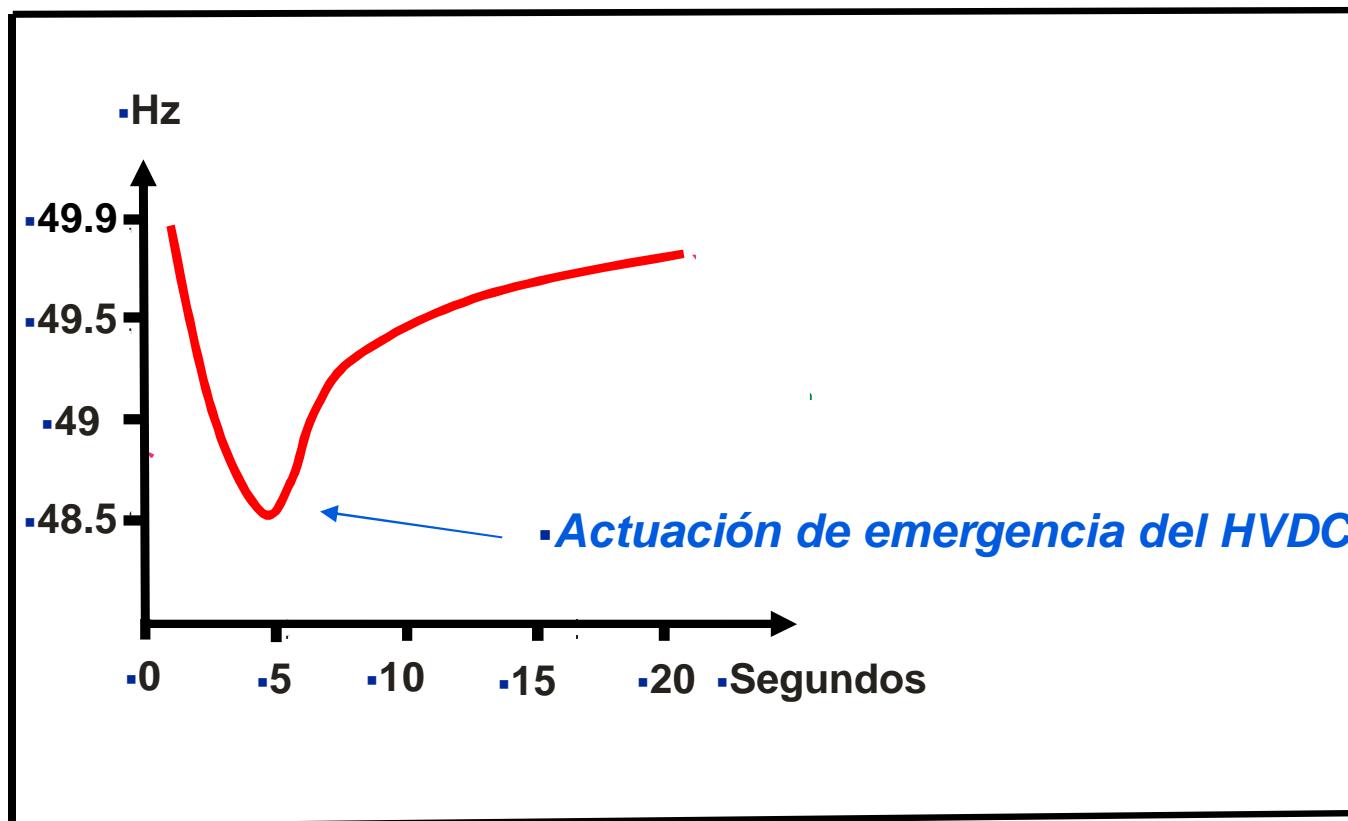




HVDC: Mucho más que solo transmisión

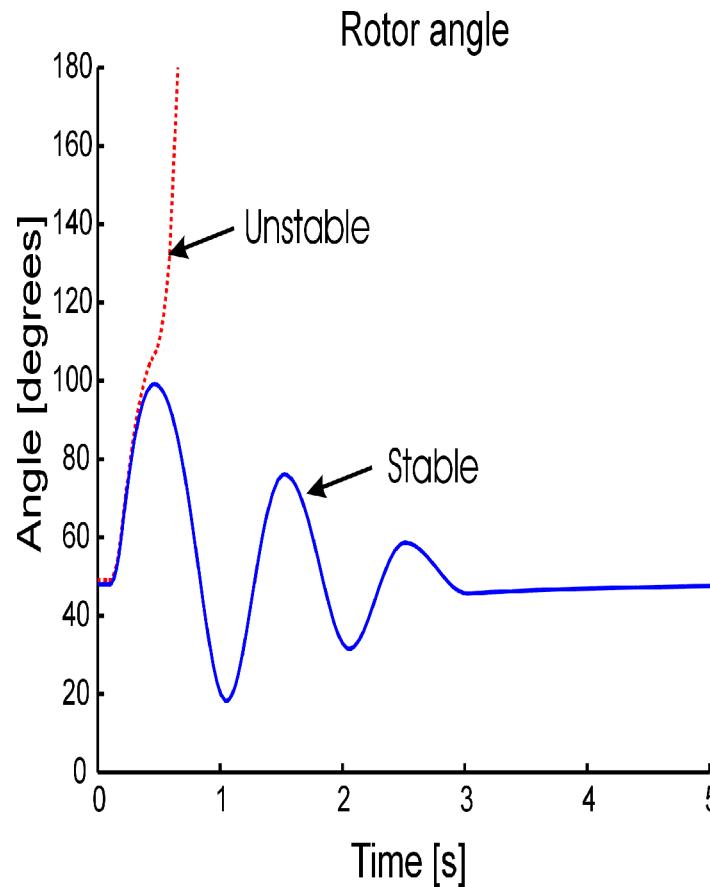
Potencia de Emergencia

Ejemplo: Ante una perturbación en un sistema de CA



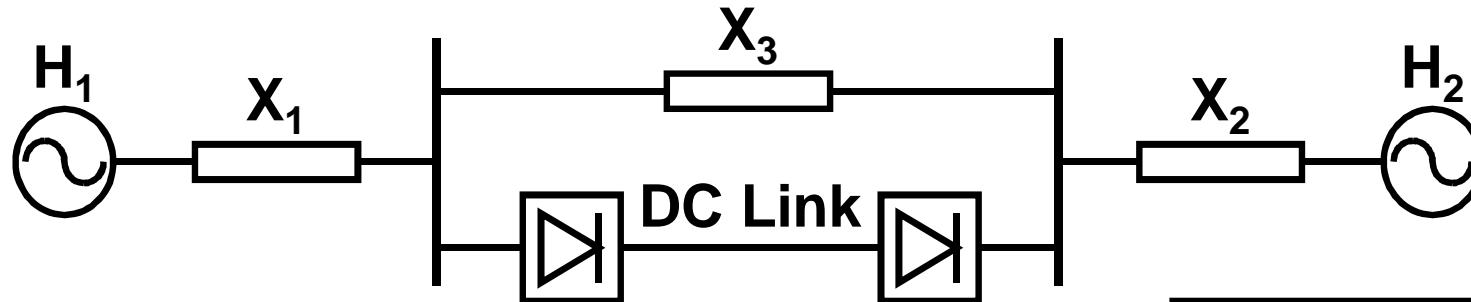
El nivel de potencia a través de HVDC puede ser inmediatamente ajustado por el control

Modulación de potencia



La modulación de la potencia CC transmitida permite la operación estable del sistema.

Estabilización de oscilaciones (en paralelo)



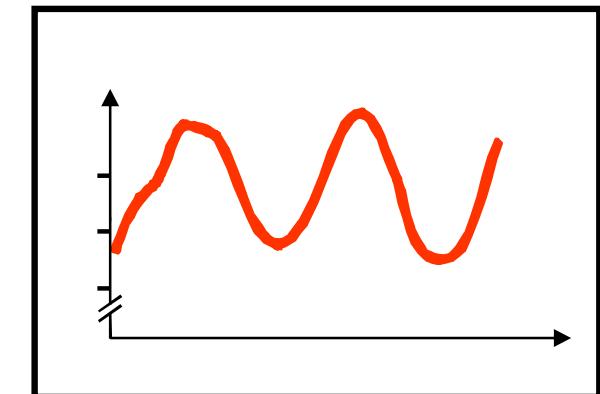
Se pueden presentar oscilaciones angulares no amortiguadas entre los generadores H_1 y H_2

La efectividad de la modulación de P será proporcional a $X_3 / (X_1 + X_2 + X_3)$

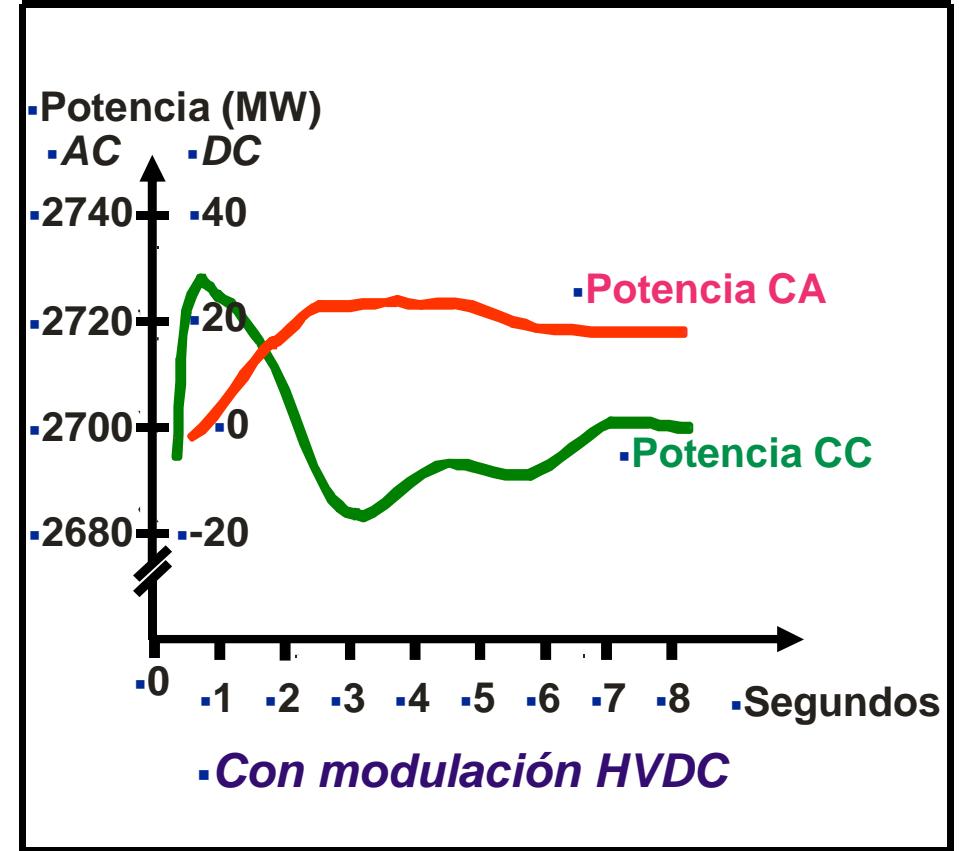
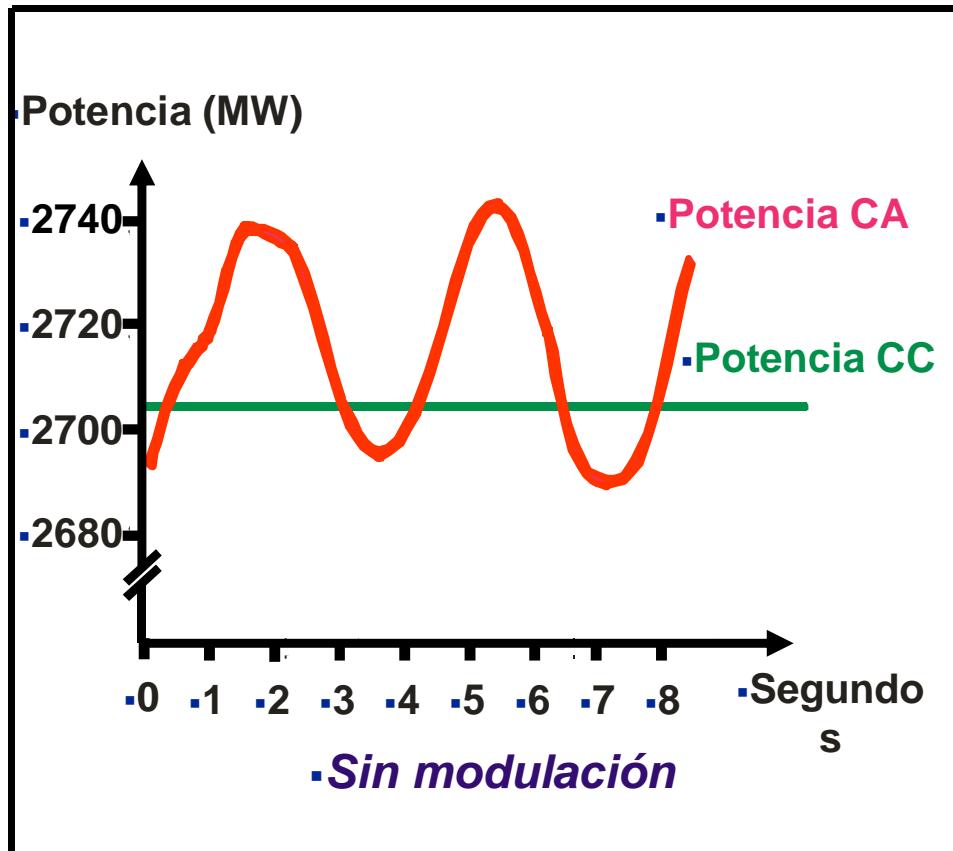
La efectividad de la modulación en Q disminuye para X_3 creciente

Las oscilaciones deben ser amortiguadas. De lo contrario, pueden aumentar y causar el colapso del sistema

Un enlace de HVDC aumenta la estabilidad del sistema total, y por lo tanto, aumenta la capacidad de transferencia en la parte de alterna.



Aumento de la capacidad de transmisión



Incremento de la capacidad de potencia de las líneas CA paralelas

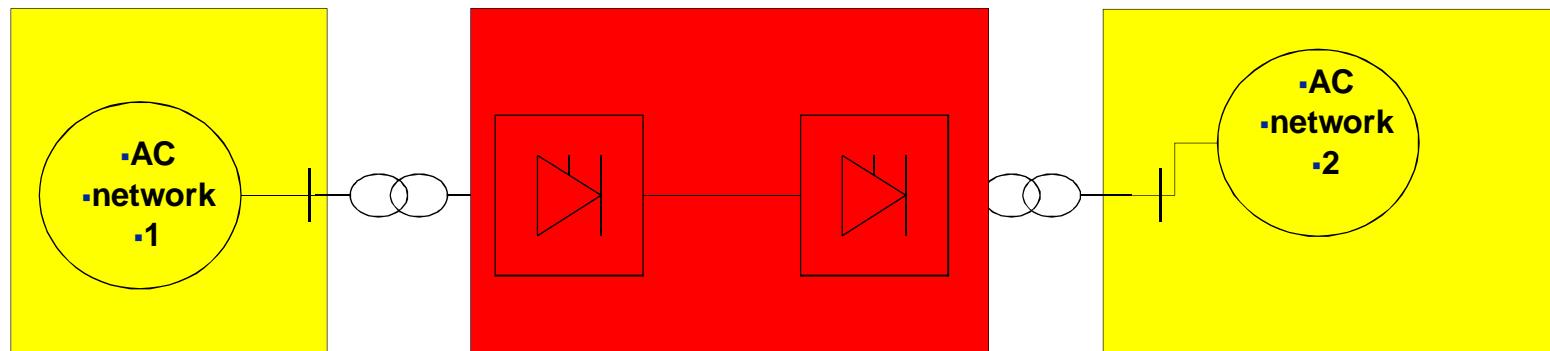
Control de frecuencia

La HVDC puede estabilizar la frecuencia en una red eléctrica cambiando rápidamente la potencia de transmisión:

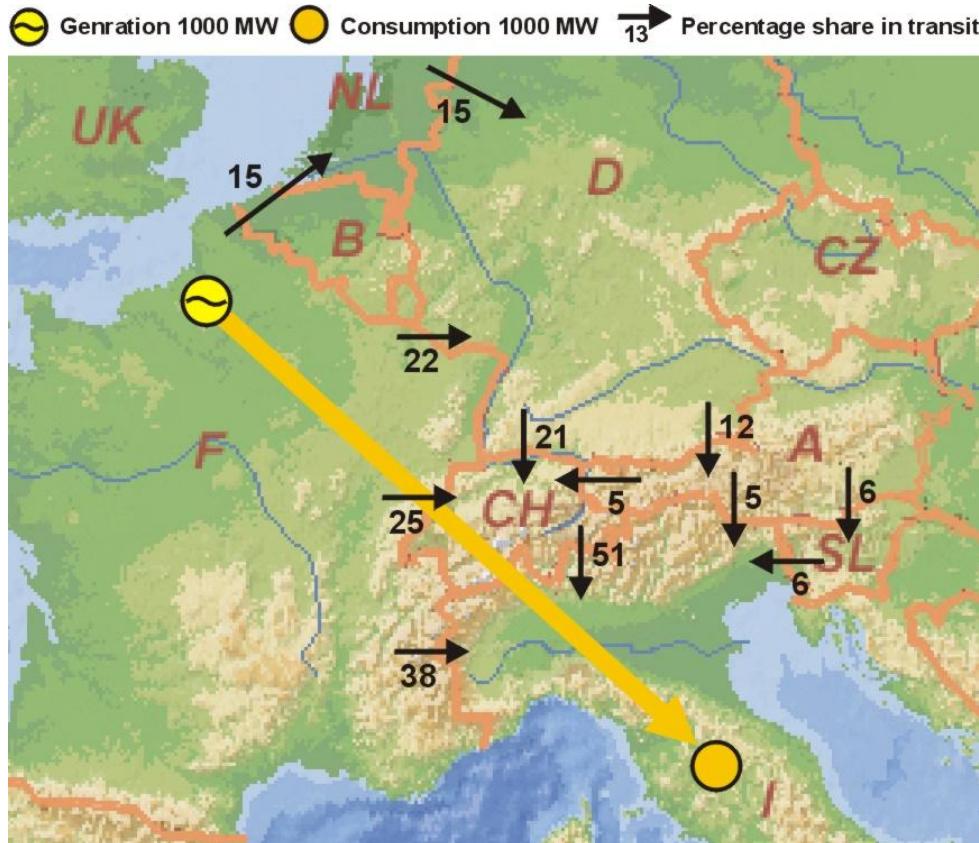
Automáticamente: Control de frecuencia

O

En forma manual (despacho)



Interconexión punto a punto. Ejemplo: Transmisión de 1000 MW en CA



- **Observaciones:**

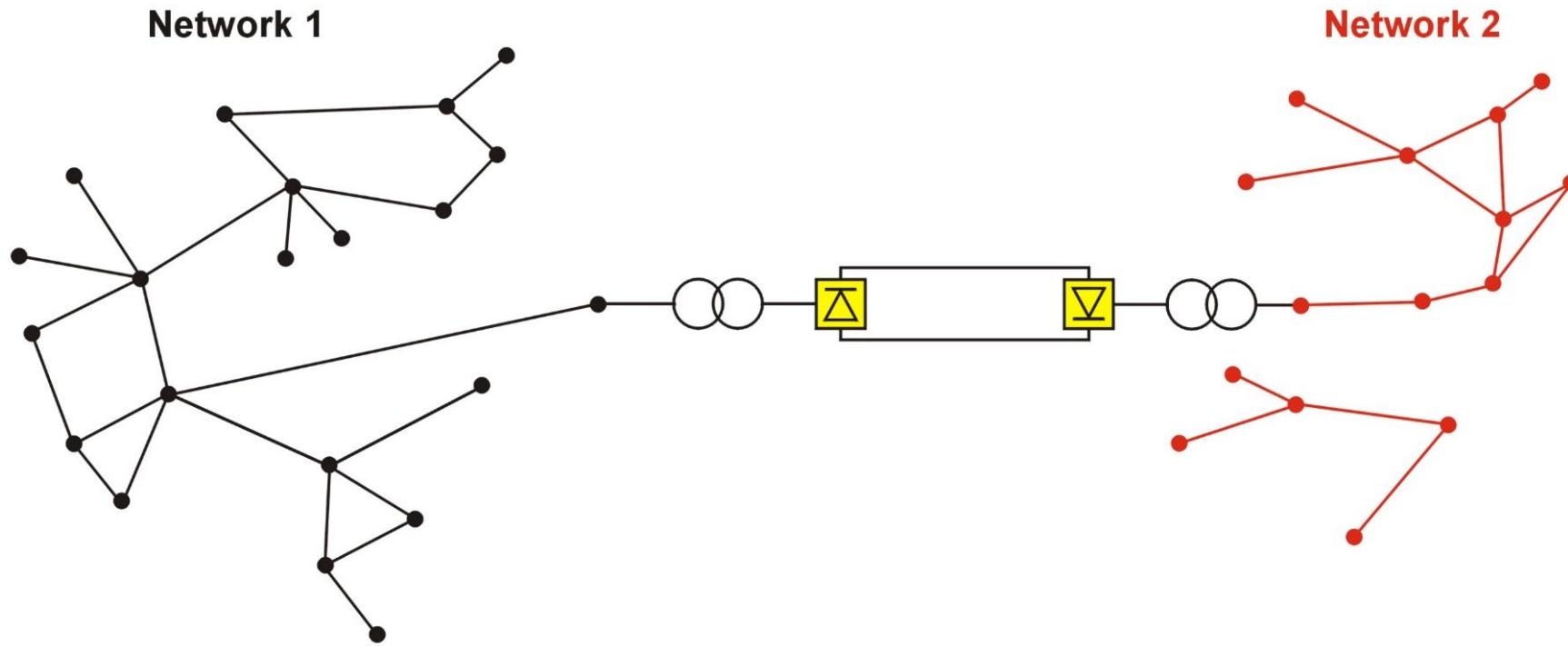
Se crean considerables flujos circulantes espurios con CA.

Resultando en:

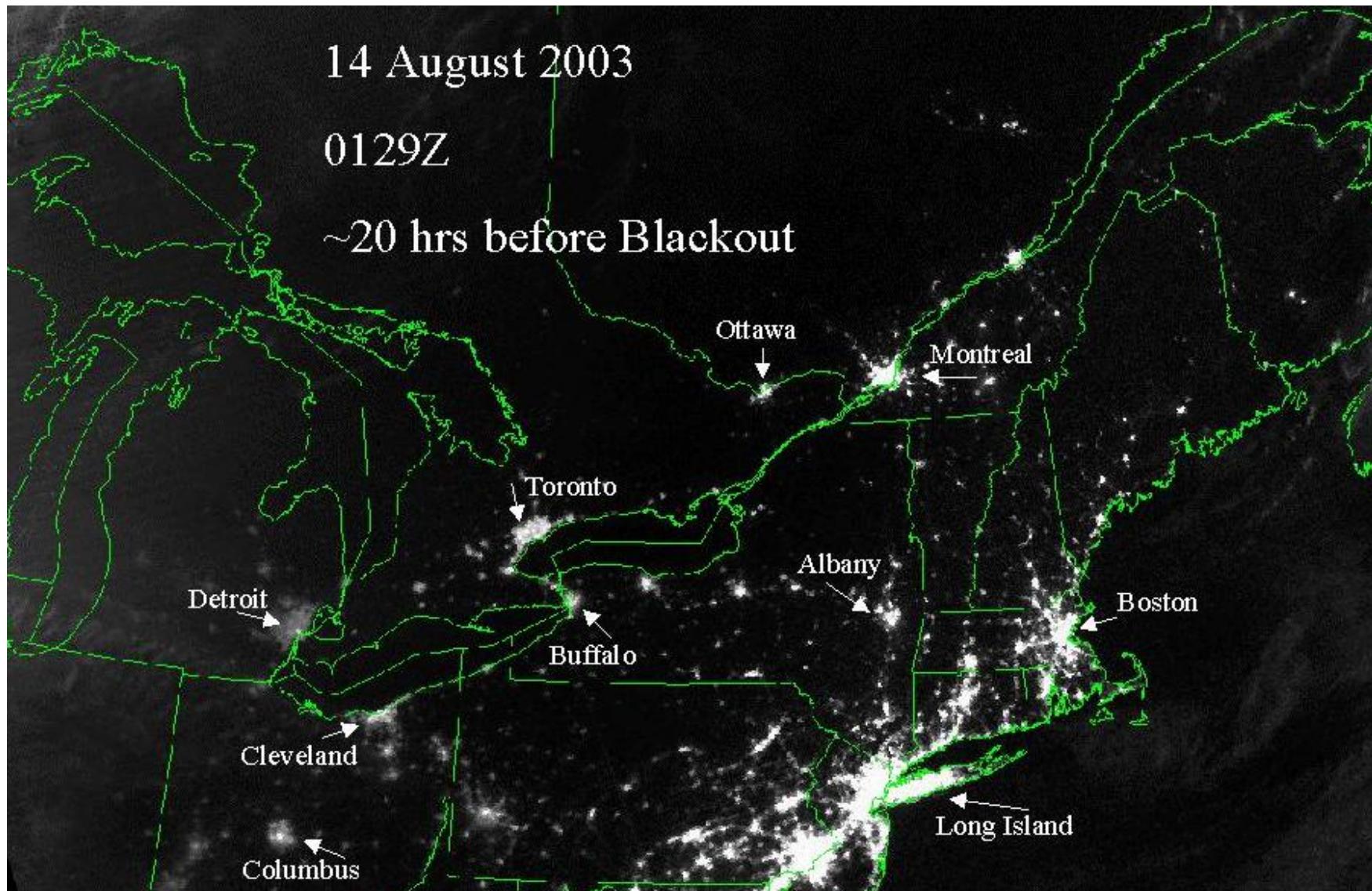
- Una necesidad de tener márgenes de reserva en sistemas de transmisión
- Un aumento de las pérdidas

Con una interconexión HVDC punto a punto se eliminan los flujos circulantes espurios y las sobrecargas en las zonas intermedias.

-HVDC – un muro contrafuego

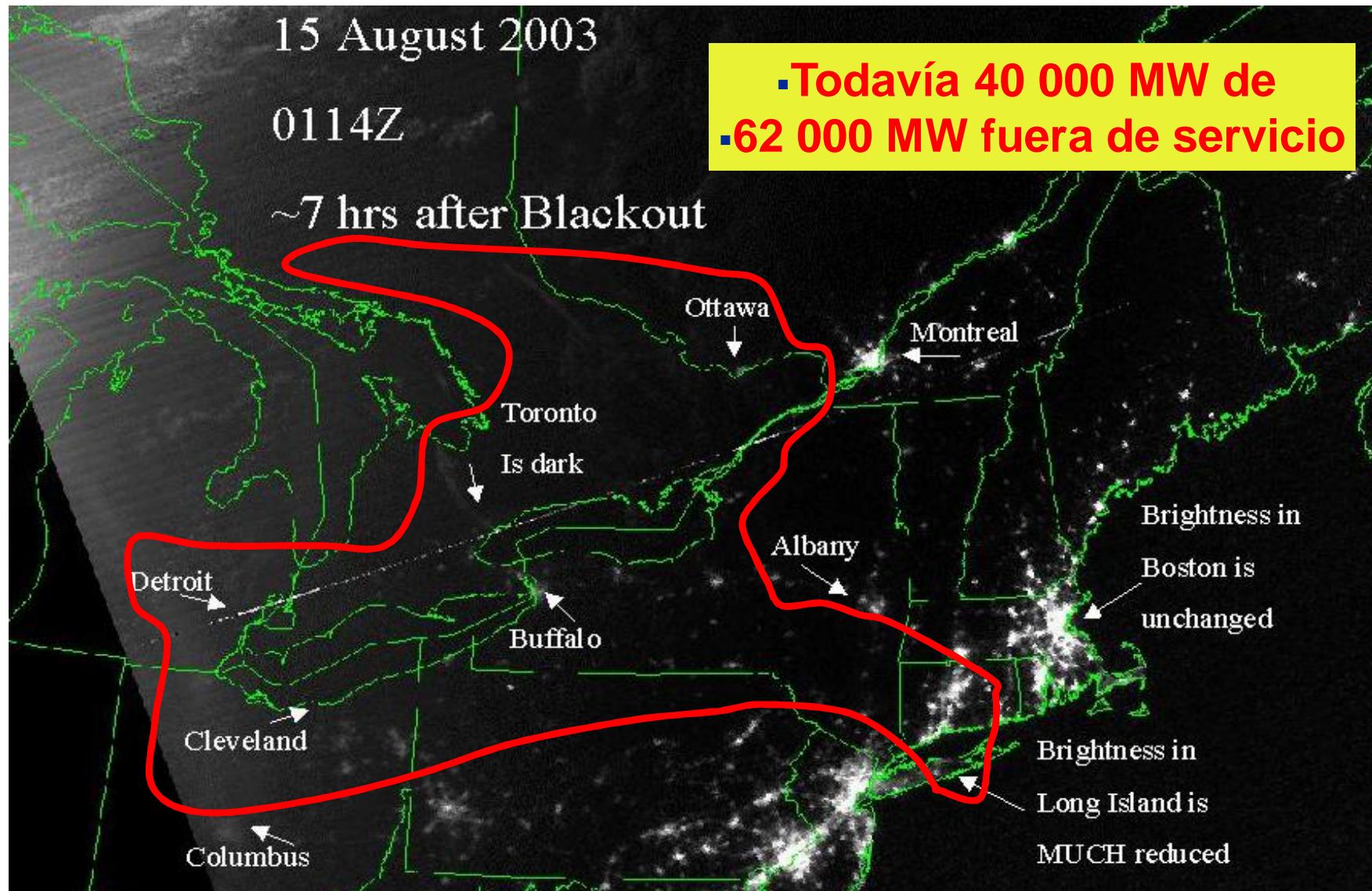


Apagón Aug 14, 2003 – EE.UU. Noreste y Canada



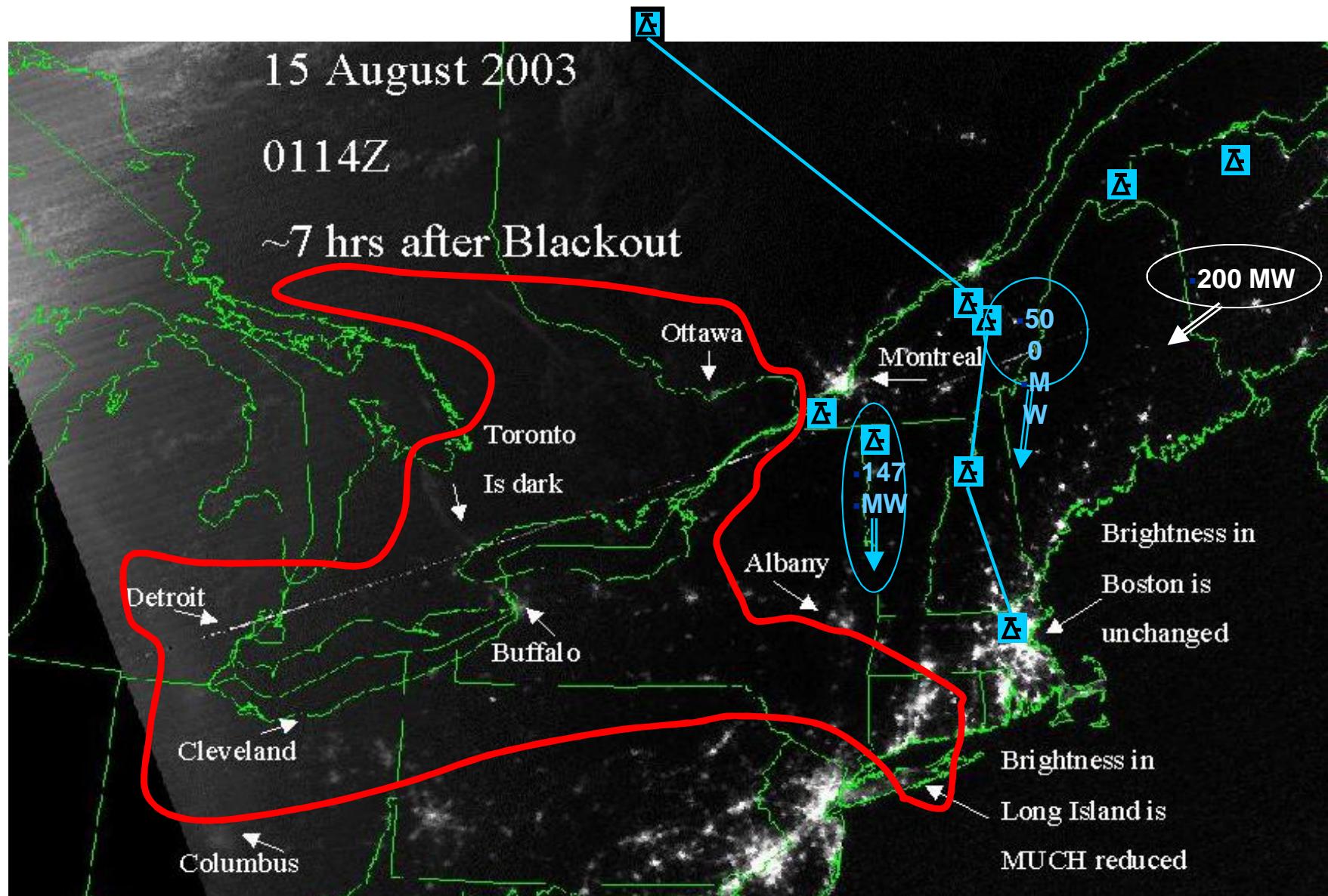
•Source: Public Power Weekly, August 25, 2003

Apagón Aug 14, 2003 – EE.UU. Noreste y Canada



Source: Public Power Weekly, August 25, 2003

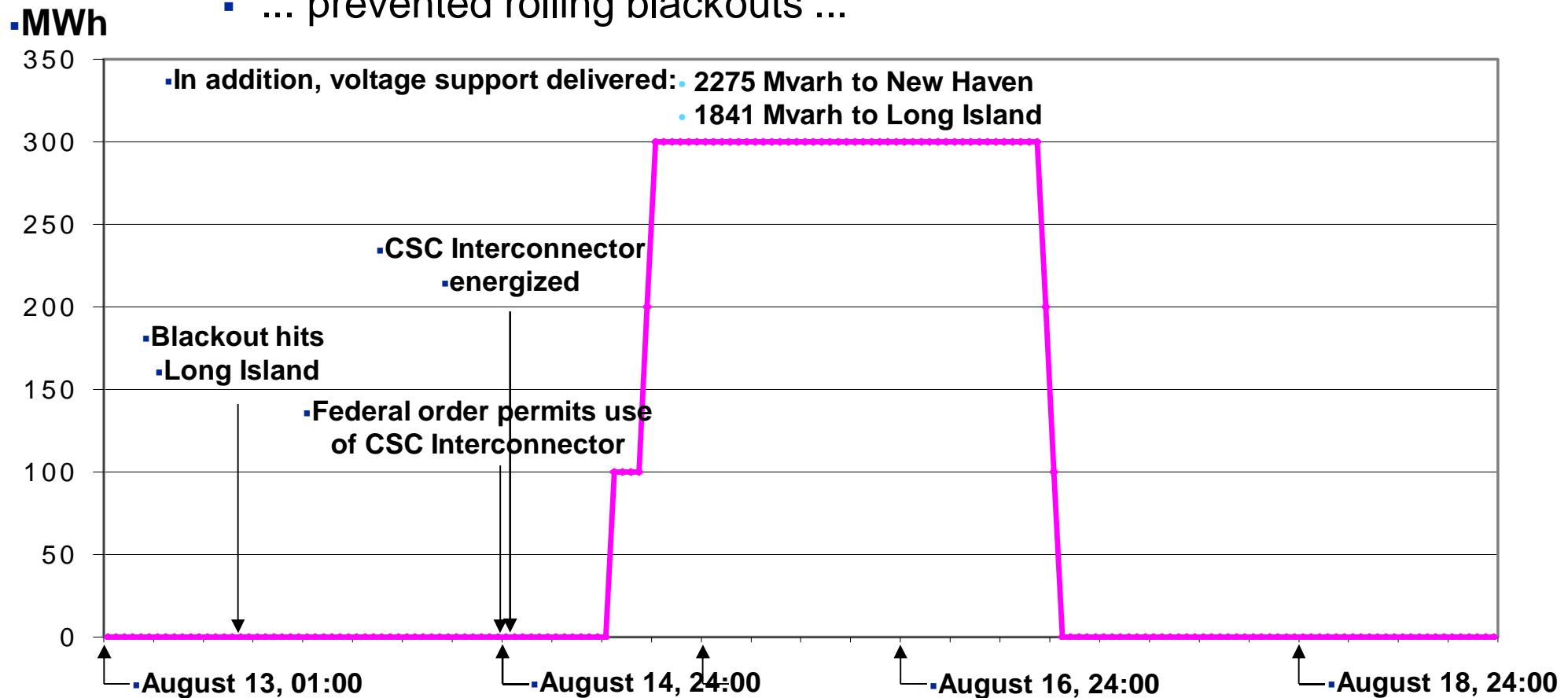
Apagón Aug 14, 2003 – Flujos al EE.UU Noreste



Source: Public Power Weekly, August 25, 2003

Apagón Aug 14, 2003 – EE.UU. Noreste y Canada

- (The Cross Sound Cable HVDC Light ...)
 - “ ... provided valuable voltage support and stabilization services ... ”
 - “ ... prevented rolling blackouts ... ”



Ventajas únicas de la HVDC

- Permite el control rápido y preciso del flujo de potencia activa (Despacho, modulación, control de frecuencia, etc...)
- Los sistemas conectados pueden trabajar independientemente:
 - Sin necesidad de coordinación de controles de despacho/frecuencia
 - Sin reglas comunes para reservas, de “load shedding”, límites de estabilidad transitoria y de desviaciones transitorias de frecuencia
 - Sin transferencia de perturbaciones de un sistema al otro
- Un enlace HVDC puede dar soporte a un sistema de CA en caso de perturbaciones
- No se necesita sobre-dimensionar el enlace por razones de estabilidad
- No hay riesgo de sobrecarga y desconexión de un enlace HVDC
- No contribuye al nivel de corto-circuito



Disponibilidad y confiabilidad de la transmisión

Disponibilidad y confiabilidad de la transmisión

- En una transmisión se tiene no solo la línea sino también equipo en las estaciones, tanto terminales como intermedias.
- Cuando el aislamiento de una **Línea** falla, el aire se repara él mismo. Por ello, se usa recierre o re-arranque, y la falla dura menos de un segundo. Estas fallas ocurren típicamente un par de veces por año por cada cien kilómetros de línea.
- Cuando lo que falla es el **equipo**:

EL EQUIPO NO SE REPARA ÉL MISMO.

No se puede usar recierre, y las fallas, aunque escasas, duran minutos u horas

- Por esto es importante analizar principalmente:
 - Disponibilidad de las estaciones
 - Confiabilidad de las líneas



Disponibilidad de los convertidores

Disponibilidad de un bipolo, Ejemplo

	Potencia, MW	FEU	SEU	FEU+SEU
Bipolo	1500	0,5%	1,0%	1,5%
Monopolio 1		0,25%	0,50%	0,75%
Monopolio 2		0,25%	0,50%	0,75%
Fallas traslapadas		0,01% ¹⁾		
Fallas bipolares		0,1% ¹⁾	0,1% ¹⁾	

- FEU= Forced Energy Unavailability (per year , of full power)
- SEU= Scheduled Energy Unavailability (per year , of full power)

¹⁾ $(100 - 0,01 - 0,1 - 0,1 = 99,79\%)$, i.e.

Durante 99,79% del tiempo la capacidad de transferencia para un bipolo es por lo menos 50%!

Disponibilidad de un bipolo, Con diseño reforzado*:

	Potencia, MW	FEU	SEU	FEU+SEU
Bipolo	1500	0,5%	1,0%	1,5%
Monopolio 1		0,25%	0,50%	0,75%
Monopolio 2		0,25%	0,50%	0,75%
Fallas traslapadas		0,01% ¹⁾		
Fallas bipolares		0,1% ¹⁾	0,1% ¹⁾	

* Válvulas^a, transformadores^b y potencia reactiva

a) 100% de sobrecapacidad

b) Combinación de sobrecapacidad y capacidad de sobrecarga

- FEU= Forced Energy Unavailability (per year , of full power)
- SEU= Scheduled Energy Unavailability (per year , of full power)

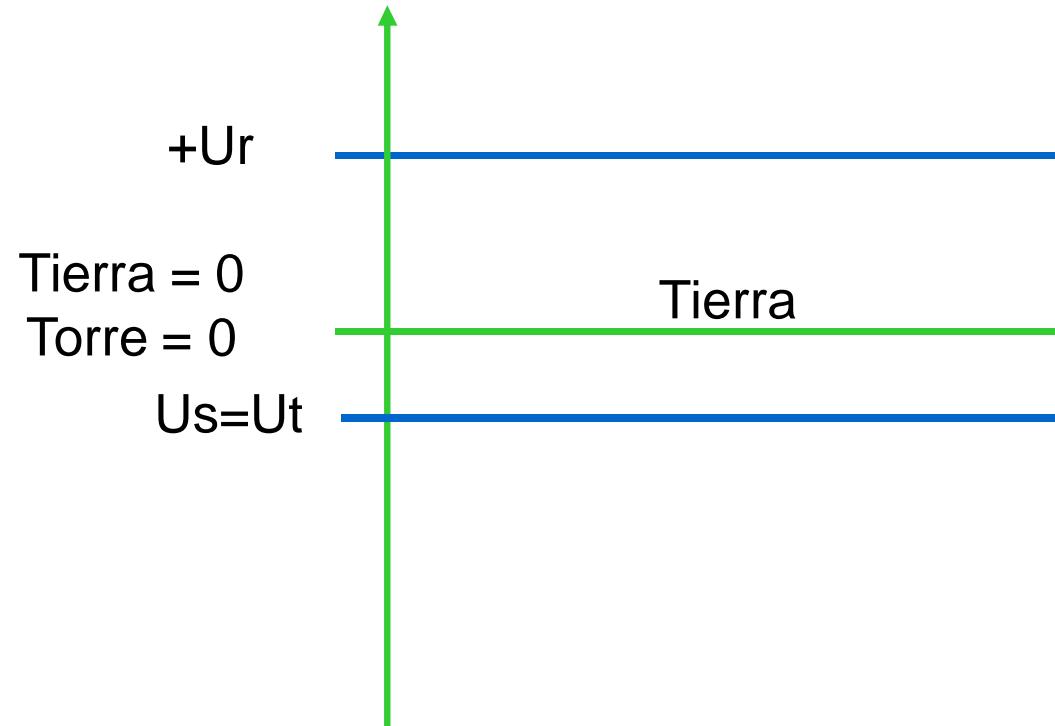
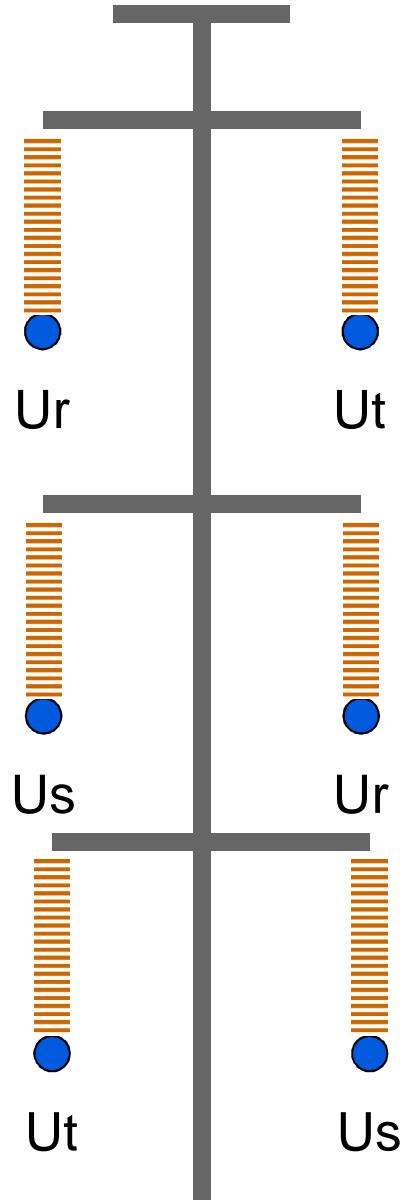
¹⁾ (100-0,01-0,1-0,1= 99,79%), i.e.

Durante 99,79% del tiempo la capacidad de transferencia para un bipolo es de 100%



Confiabilidad de las líneas

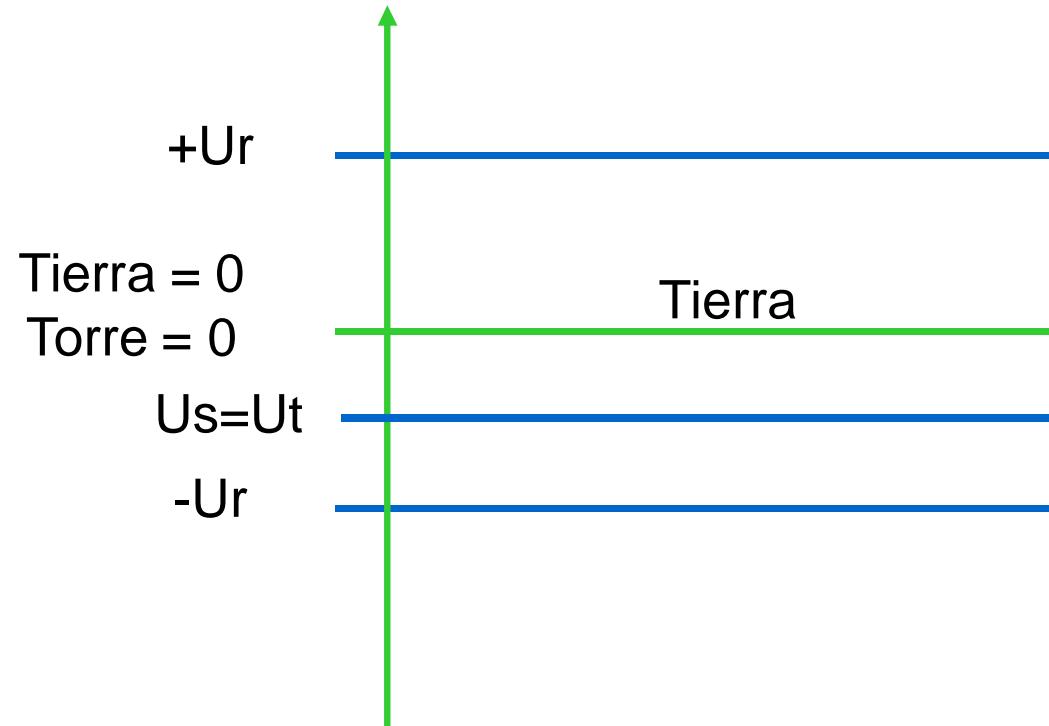
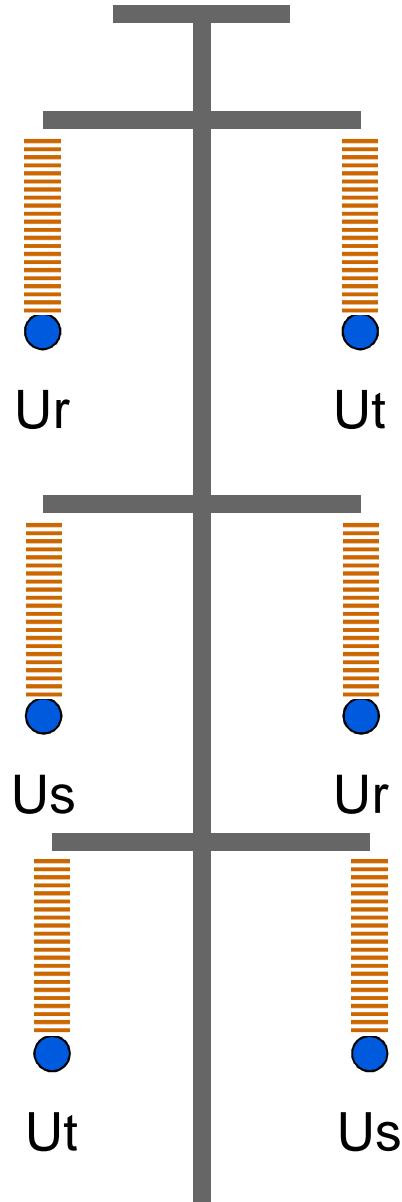
Fallas en la línea de HVAC. Mecanismo.



Se muestran valores de senoide, pero en escala de microsegundos.

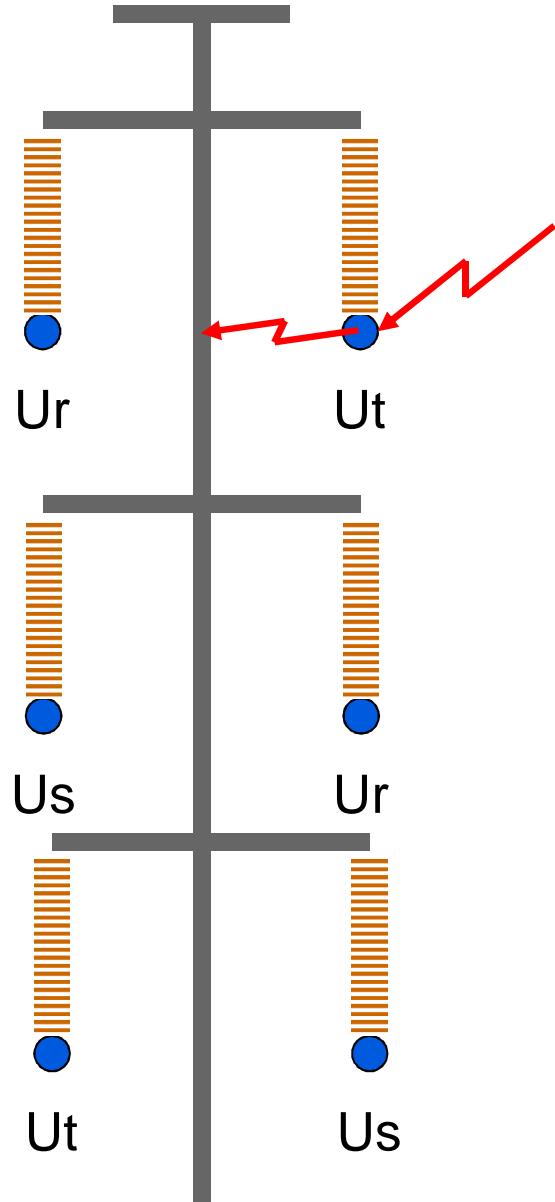
Cuando Ur es máximo, tanto Us como Ut están en 50% y con polaridad opuesta

Fallas en la línea de HVAC. Mecanismo.



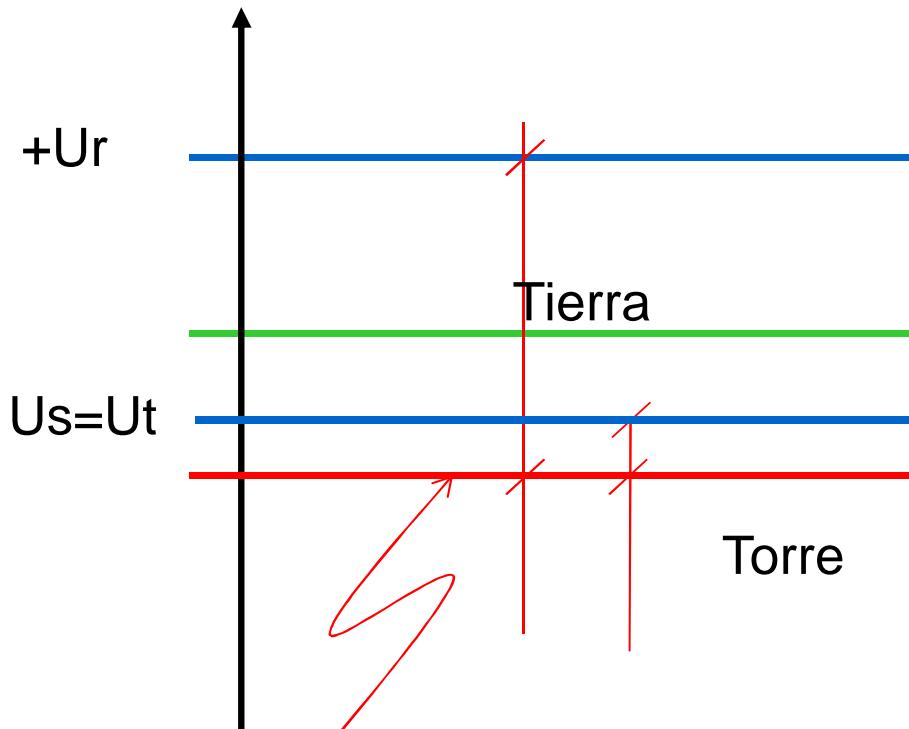
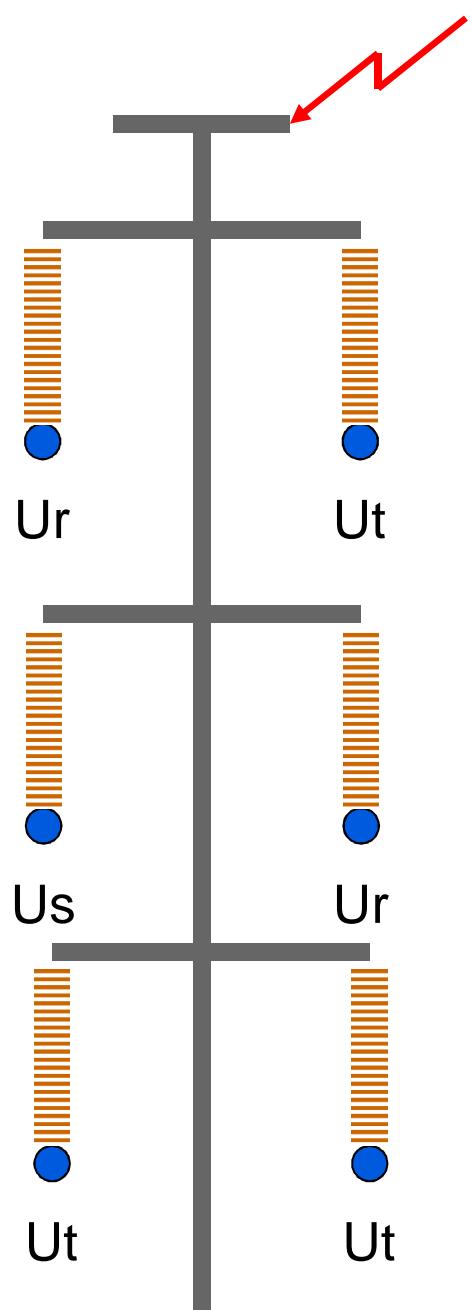
Por supuesto cualquier fase puede estar al
máximo en cualquier polaridad

Fallas en la línea de HVAC. Mecanismo.



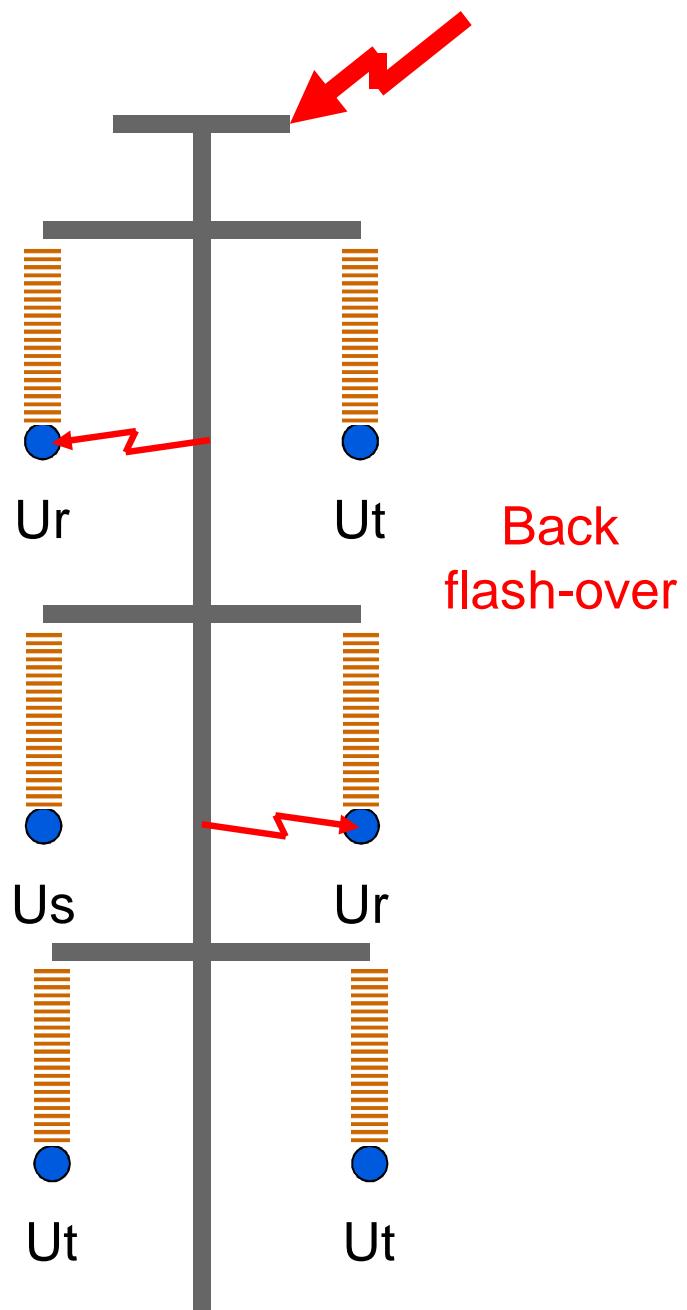
- Descargas directas:
 - Solo si el blindaje falló.

Fallas en la línea de HVAC. Mecanismo.

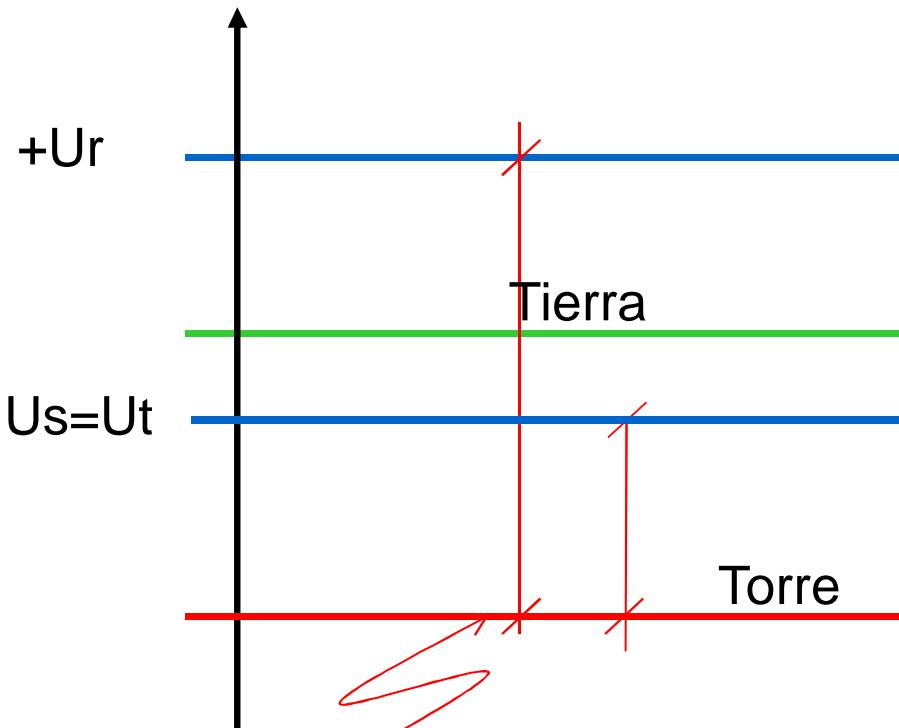


Descargas de hasta xx kA no causan falla
(Función de la resistencia a tierra y del LIWL)

Fallas en la línea de HVAC. Mecanismo.



Back
flash-over

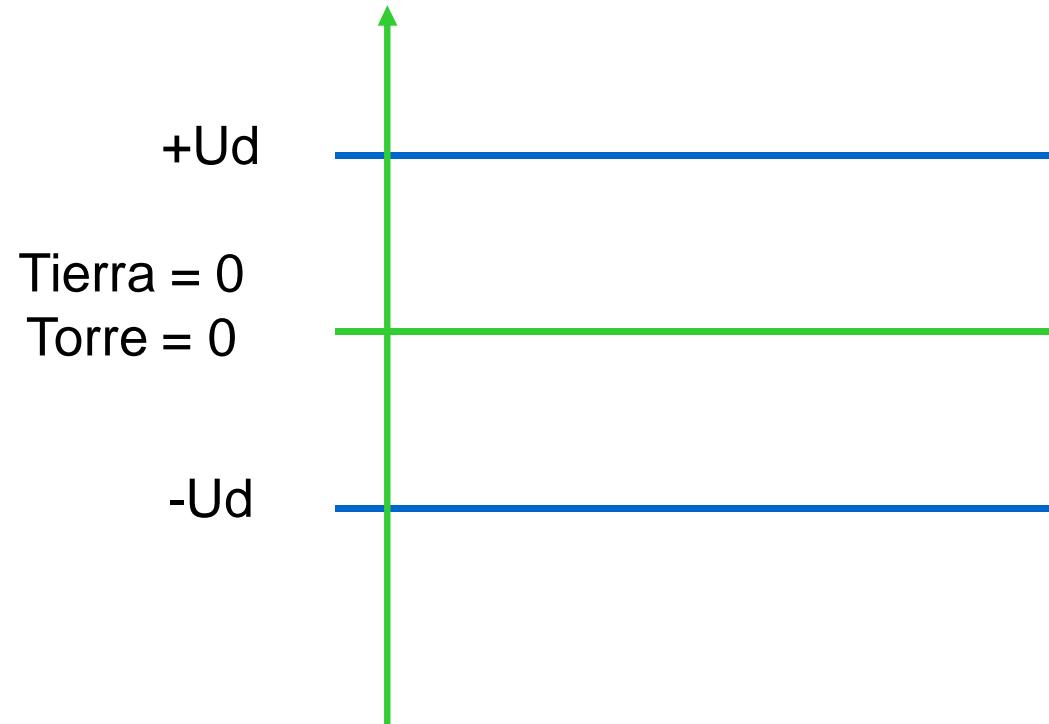
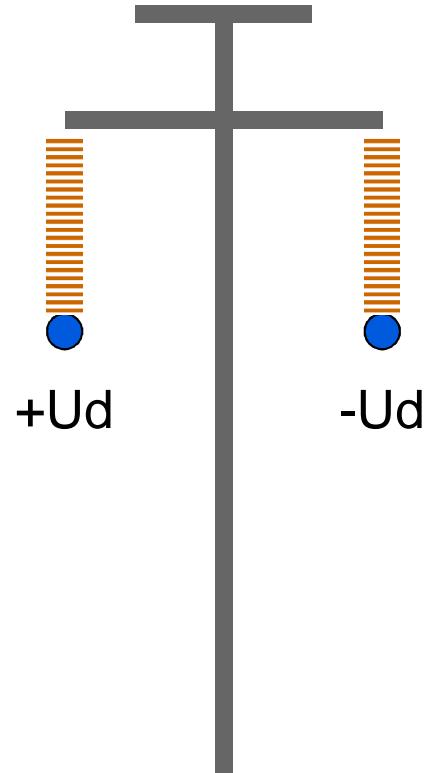


Torre muy
desplazada

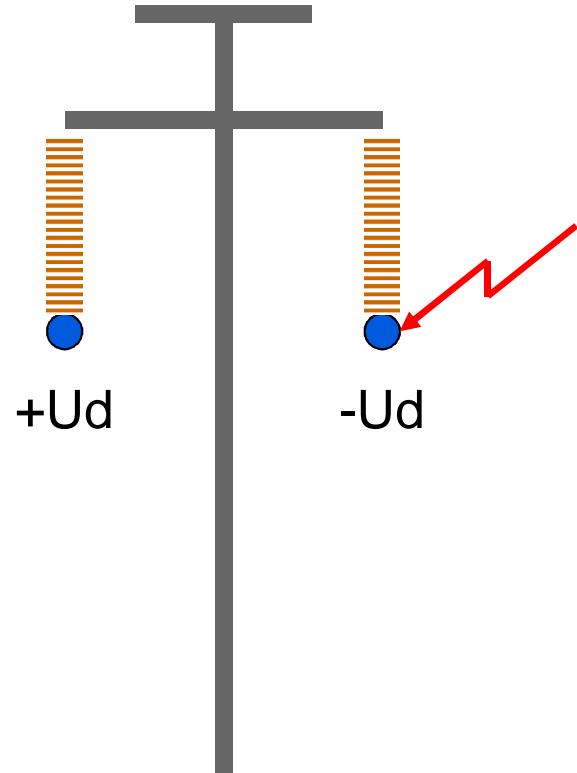
Las descargas atmosféricas altas pueden causar falla en las dos líneas.

Hay aplicaciones donde no se puede usar doble circuito.

Fallas en la línea de HVDC. Mecanismo.

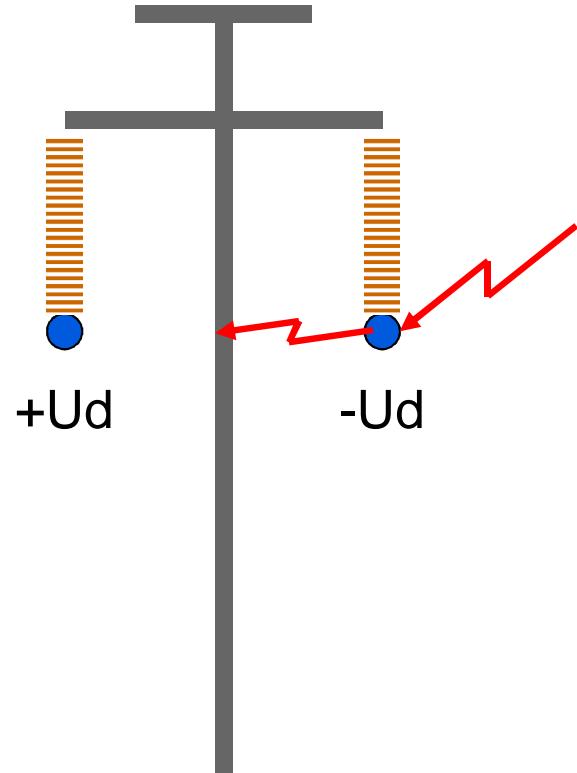


Fallas en la línea de HVDC. Mecanismo.



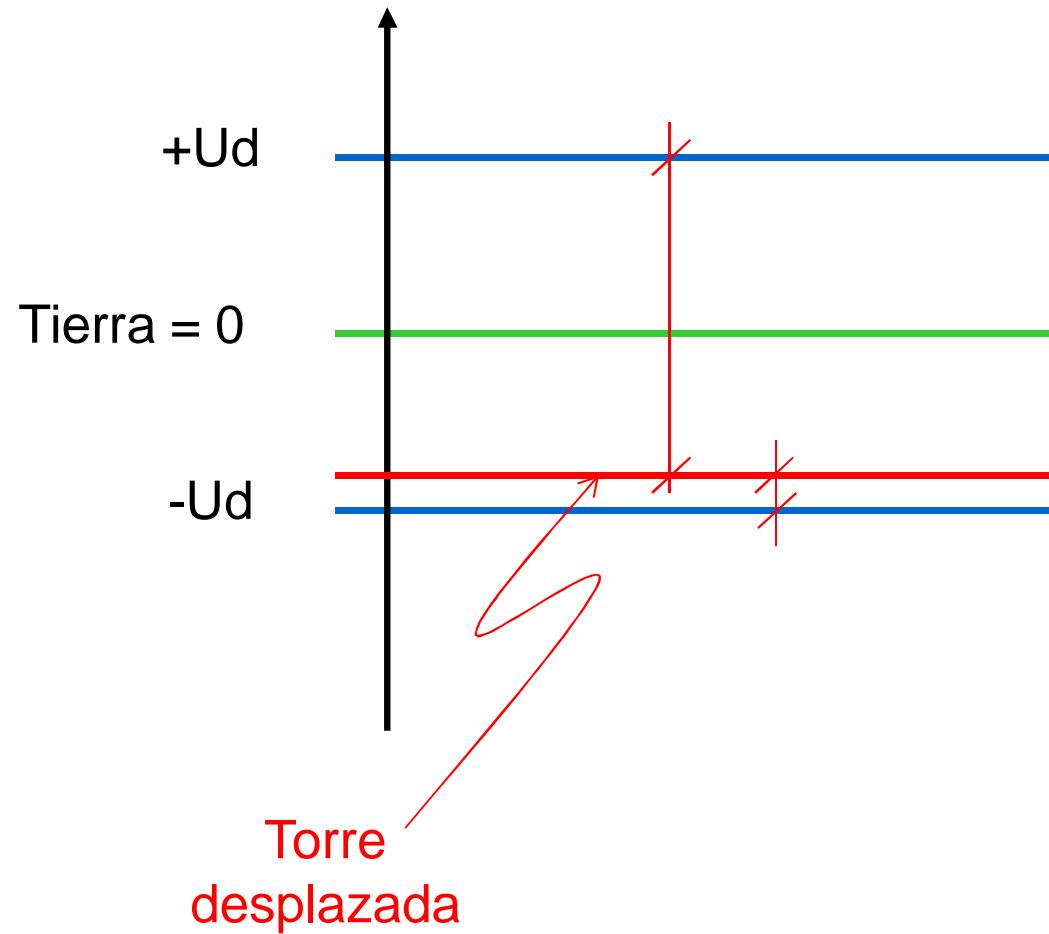
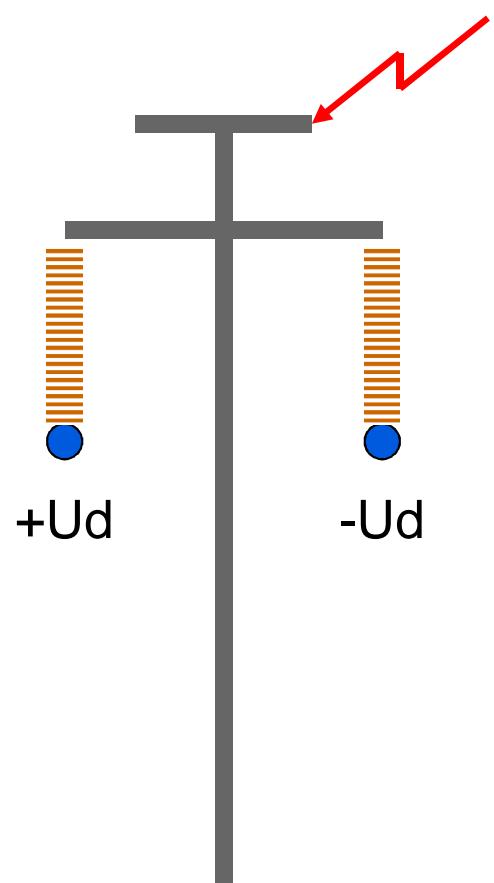
- Descargas directas:
 - Solo si el blindaje falló.

Fallas en la línea de HVDC. Mecanismo.

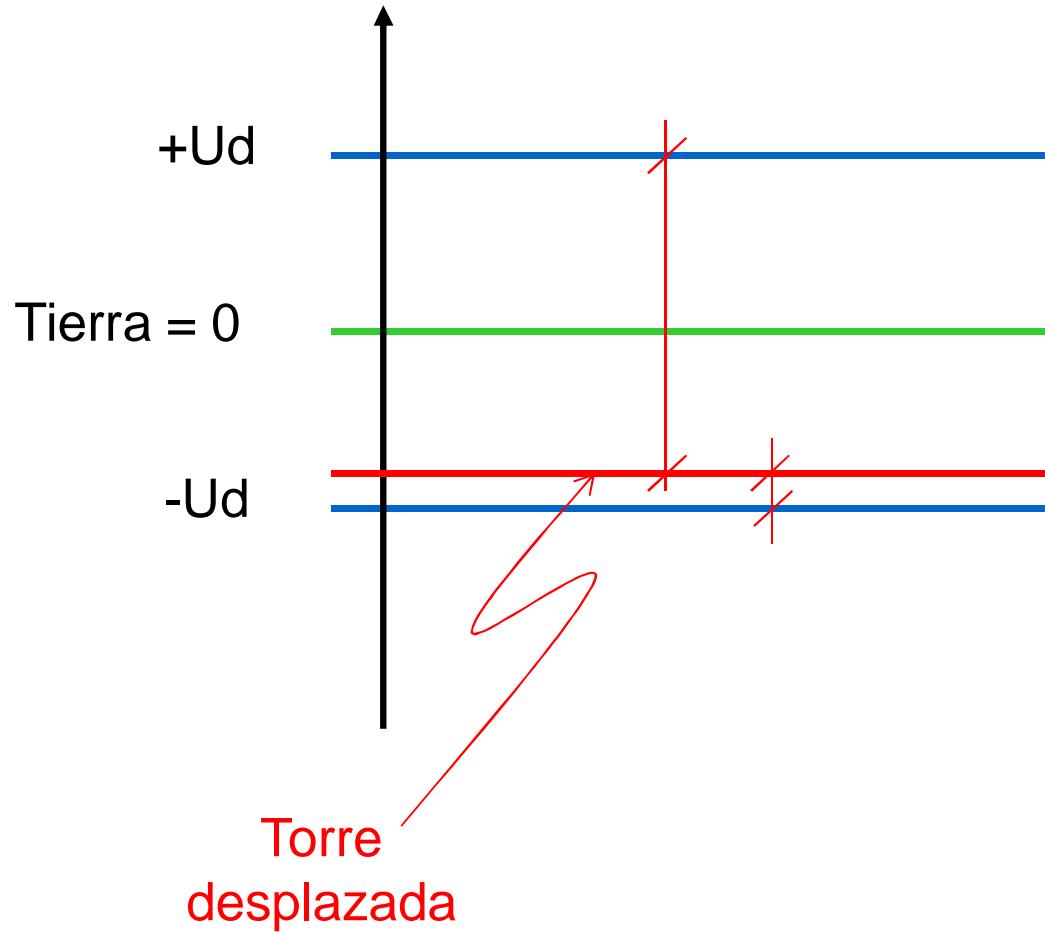
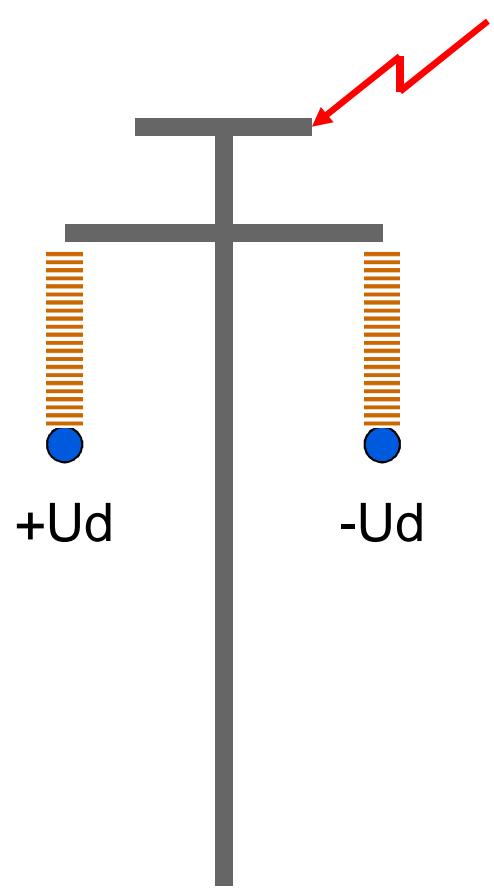


- Descargas directas:
 - Solo si el blindaje falló.
- Aún así, **solo falla un polo.**

Fallas en la línea de HVDC. Mecanismo.

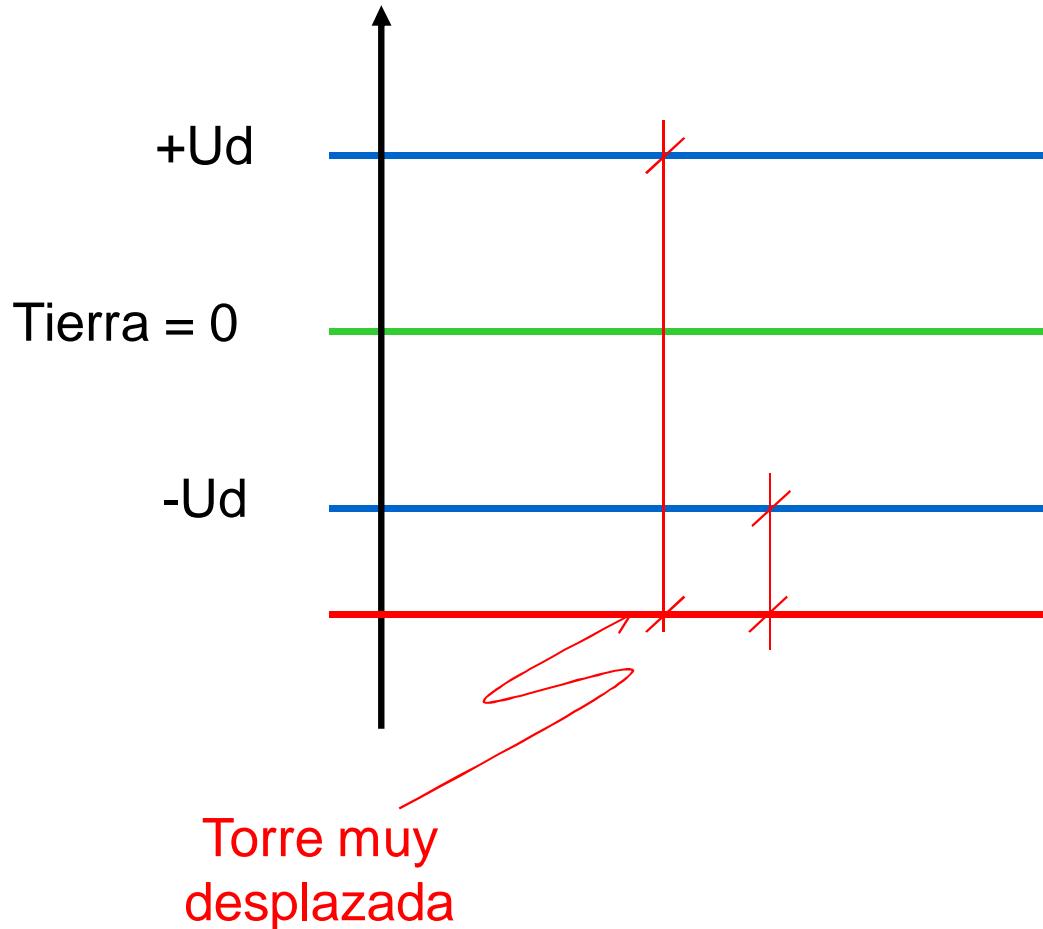
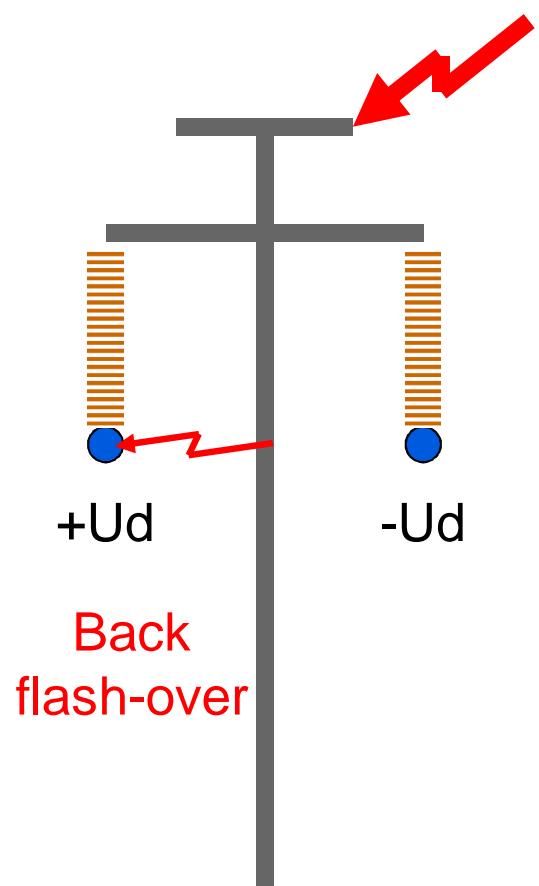


Fallas en la línea de HVDC. Mecanismo.



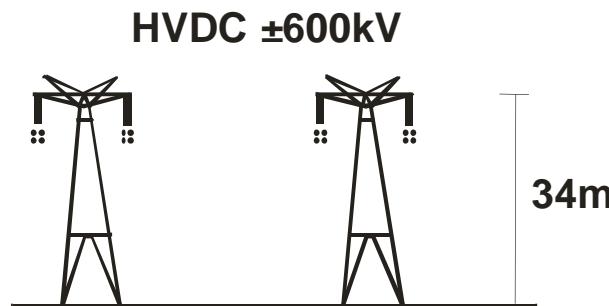
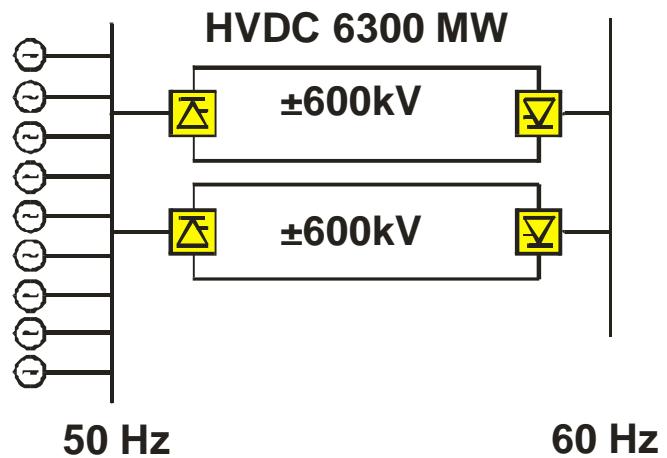
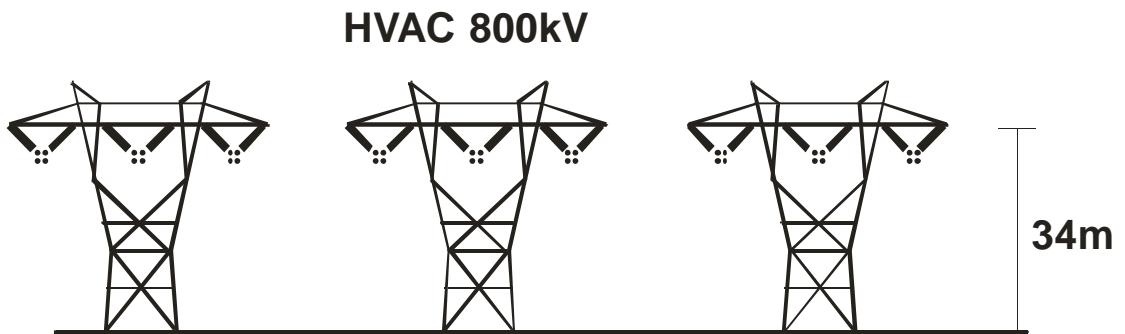
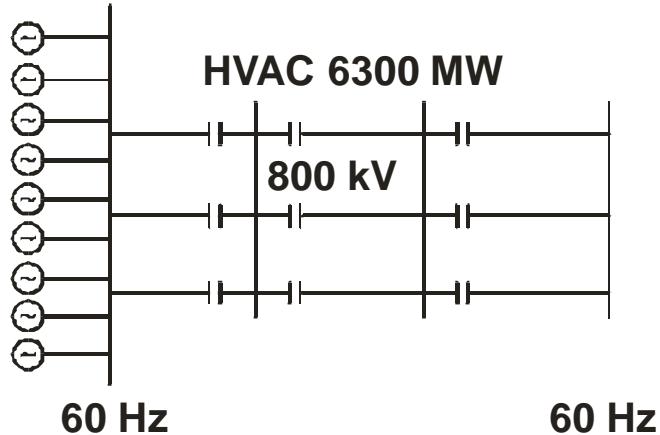
Descargas de hasta xx kA no causan falla
(Función de la resistencia a tierra y del LIWL de la línea)

Fallas en la línea de HVDC. Mecanismo.



Las descargas atmosféricas muy altas pueden causar falla en UN solo polo

Sistema de transmisión Itaipú, Brasil: 2 x 6300 MW



765 kV AC Transmission Line Performance

	Line 1			Line 2			Line 3		
	Trans	Perm	Length	Trans	Perm	Length	Trans	Perm	Length
1995	0	4	891	1	11	891			0
1996	1	13	891	0	7	891			0
1997	0	6	891	2	13	891			0
1998	1	9	891	1	15	891			0
1999	1	26	891	1	9	891			0
2000	3	12	891	3	11	891	2	7	602
2001	2	3	891	3	5	891	2	3	915
2002	4	8	891	1	6	891	0	7	915
2003	2	6	891	5	10	891	2	4	915
2004	1	5	891	2	8	891	0	3	915
2005	2	6	891	0	11	891	0	4	915
2006	2	5	891	0	6	891	0	2	915
2007	0	4	891	4	16	891	0	4	915
2008	3	2	891	0	2	891	1	3	915
2009	4	9	891	5	12	891	1	6	915
Total	26	118	13365	28	142	13365	8	43	8837
15 y ave	1,73	7,87		1,87	9,47		0,80	4,30	(10 y ave)

Trans = 0,174 faults / 100km / year

Perm = 0,852 faults / 100km / year

Trans = Successful reclose, one attempt

Perm = Permanent, including tower failures

Isokeraunic Level 90 (Foz) to 50 (SP)

Tower Failures mainly due to wind:

- 1997 FI-IV1 & FI-IV2
- 1998 FI-IV1 & FI-IV2 – FI-IV1
- 2004 FI-IV3
- 2005 FI-IV1 & FI-IV2 – FI-IV1 – FI-IV2 & FI-IV3
- 2006 FI-IV3 & FI-IV2

600 kV DC Transmission Line Performance

Itaipu HVDC ±600 kV	Bipole 1						Bipole 2					
	P1 -			P2 +			P3 -			P4 +		
	Trans	Red. V	Perm	Trans	Red. V	Perm	Trans	Red. V	Perm	Trans	Red. V	Perm
1993	0	0	1	7	2	2	2	0	3	2	0	0
1994	3	0	3	3	0	1	1	2	3	3	0	1
1995	4	0	0	3	0	1	0	0	0	3	1	0
1996	2	0	0	6	0	0	0	0	0	5	0	0
1997	5	1	5	0	1	1	0	0	0	2	0	1
1998	2	1	0	4	1	2	0	0	1	1	0	1
1999	2	0	0	3	0	0	2	0	1	2	0	1
2000	5	0	1	6	1	1	2	0	0	2	1	0
2001	1	0	1	1	0	1	0	0	1	0	0	1
2002	0	0	1	2	0	2	1	0	0	0	0	2
2003	5	0	0	2	0	0	0	0	0	2	0	0
2004	7	2	3	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2005	1	0	2	3	1	1	4	0	0	2	1	1
2006	6	0	0	3	1	0	1	0	0	4	1	1
2007	1	0	0	4	0	0	0	0	1	0	1	0
2008	1	0	0	1	0	3	1	0	0	1	0	3
Total	45	4	17	48	7	15	14	2	10	29	5	12
16 y ave	2,81	0,25	1,06	3,00	0,44	0,94	0,88	0,13	0,63	1,81	0,31	0,75

Isokeraunic Level 90 (Foz) to 50 (SP)

Tower Failures due to wind:

- 1997 Bip 2
- 1998 Bip 1
- 2005 Bip 1
- 2006 Bip 1

Trans = Successful restart at full voltage

RedV = Successful restart at reduced voltage (450 kV)

Perm = Permanent, including tower failures

Trans = 0,523 pole faults / 100km / year

RedV = 0,069 pole faults / 100km / year

Perm = 0,208 pole faults / 100km / year

Power and productivity
for a better world™

