

CÁLCULO DE DISTANCIAS DE SEGURIDAD EN LA REPOTENCIACIÓN DE LÍNEAS DE CORRIENTE ALTERNA CON TECNOLOGÍA HVDC

Dunixe Marene Larruskain Escobal -- Doctora en Ingeniería Industrial
Inmaculada Zamora Belver -- Doctora en Ingeniería Industrial
Víctor Valverde Santiago -- Doctor en Ingeniería Industrial
Garikoitz Buigues Beraza -- Doctor en Ingeniería Industrial
Oihane Abarrategui Ranero -- Doctora en Ingeniería Industrial
Araitz Iturregi Aio -- Doctora en Ingeniería Industrial

Departamento de Ingeniería Eléctrica, Universidad del País Vasco – UPV/EHU, Alameda de Urquijo, s/n, Bilbao, 48013, Spain.
Email: marene.larruskain@ehu.eus; Tel: +34-946014970;

Recibido: -- Aceptado: - DOI: 10.(A cumplimentar por el Editor)

CALCULATION OF SAFE CLEARANCE DISTANCES IN AC POWER LINE REPOWERING USING HVDC TECHNOLOGY

ABSTRACT:

During the last decades, the combination of several factors (rapid growth of electricity consumption, deregulation of the electricity market and increase of distributed generation) has led to important changes in power flows in the Spanish Electricity System, overloading power lines that were not initially designed to withstand those levels of energy transmission. Considering the inherent difficulties related to building new power lines, repowering the existing lines emerges as a necessary solution. At the same time, the important development of power electronics based on new semiconductors has boosted the appearance of new technologies applicable to transmission and distribution systems, such as HVDC (High Voltage Direct Current). The technical and economic benefits associated to this technology represent an attractive alternative to AC power line repowering. However, AC-to-DC power line conversion requires converter stations at its ends, as well as adapting the insulation system to the new working conditions. In this regard, the lack of a specific regulation for DC lines and the last change of the existing regulation for AC lines have caused a regulatory gap, whose consequences are analyzed in this paper. Special emphasis is laid on the different criteria to calculate safe clearance distances, when converting AC power lines to DC.

Keywords: HVDC, Repowering, Insulators, Safe clearance distances, DC lines

RESUMEN:

El incremento de la demanda eléctrica, la liberalización del sector eléctrico y el aumento de la generación distribuida han propiciado durante las últimas décadas cambios en el flujo de potencia del sistema eléctrico español, saturando líneas que en su origen no fueron diseñadas para soportar dicha carga. Ante las dificultades asociadas a la construcción de nuevas líneas eléctricas, la repotenciación de las líneas existentes emerge como una solución necesaria. El rápido desarrollo de los dispositivos de electrónica de potencia basados en nuevos semiconductores ha permitido la aparición de nuevas tecnologías aplicables a sistemas de transporte y distribución, como es el caso de la tecnología HVDC (High Voltage Direct Current), cuyos beneficios técnicos y económicos representan una alternativa atractiva en la repotenciación de líneas eléctricas de corriente alterna. Sin embargo, la conversión de una línea de corriente alterna en corriente continua requiere de la construcción de estaciones convertidoras en sus extremos y la adaptación del sistema de aislamiento a las nuevas condiciones de funcionamiento. En este sentido, la falta de un reglamento específico para líneas de corriente continua y el cambio acaecido a nivel nacional en la reglamentación existente para líneas de corriente alterna generan un vacío reglamentario, cuyas consecuencias se tratan en este artículo. Se hace especial hincapié en los criterios a adoptar a la hora de abordar el cálculo de las distancias de seguridad en el aire, durante la reconversión de líneas de corriente alterna en líneas de corriente continua.

Palabras clave: HVDC, Repotenciación, Aisladores, Distancias de seguridad, Líneas de corriente continua

1.- INTRODUCCION

Los sistemas de energía eléctrica evolucionan al ritmo que impone el crecimiento y el desarrollo social, adaptándose a las necesidades de demanda eléctrica existentes. En la actualidad, el flujo de potencia en las líneas eléctricas aéreas está aumentando considerablemente debido principalmente al desarrollo tecnológico y al aumento de la calidad de vida,

mientras que la liberalización del sector eléctrico y la proliferación de la generación distribuida han generado cambios en la dirección de dicho flujo de potencia. Como consecuencia, existen líneas que en su día no se diseñaron para cubrir las necesidades actuales, convirtiéndose hoy en día en cuellos de botella para el sistema.

Una opción para aliviar esta saturación y mejorar la operación del sistema eléctrico es construir nuevas líneas eléctricas. Sin embargo, éste es un proceso largo y complejo. La gran densidad de población, el uso intensivo del suelo y el amplio número de condicionantes, principalmente medioambientales, establecidos por la legislación vigente reducen el espacio disponible y prolongan en el tiempo el periodo de construcción. Es por ello que en los últimos años ha aumentado el interés en analizar nuevas alternativas que permitan optimizar las infraestructuras existentes. En este sentido, el aprovechamiento de los derechos de paso y la repotenciación de las líneas aéreas existentes representan una alternativa necesaria y atractiva para el adecuado comportamiento del sistema eléctrico.

Existen diferentes alternativas en la repotenciación de líneas eléctricas [1], tal y como se muestra en la figura 1. La elección de la opción adecuada es una labor ardua y varía en función del proyecto en cuestión. Hay multitud de factores que influyen en la decisión final, como las características de las instalaciones a repotenciar, el grado de repotenciación, las restricciones presupuestarias, las restricciones de tiempo y las dificultades asociadas a los descargos. En la mayoría de los casos, la repotenciación implica cambios en el diseño y configuración de la línea, modificando los esfuerzos que deben soportar los apoyos y condicionando los sistemas de aislamiento y las distancias de seguridad, aspectos que deberán adecuarse a las nuevas condiciones de funcionamiento.

Entre las diferentes alternativas existentes en la repotenciación de líneas aéreas, la conversión de líneas de corriente alterna (c.a.) por líneas de corriente continua (c.c.) es una de las técnicas que proporciona mayor grado de repotenciación. Los avances en el campo de la electrónica de potencia, con el desarrollo de nuevos y potentes dispositivos semiconductores, han posibilitado que esta técnica de repotenciación, basada en la tecnología HVDC (High Voltage Direct Current), sea aplicable en sistemas de transporte y distribución de energía eléctrica. Aunque requiere al menos de la sustitución de los aisladores y la construcción de estaciones convertidoras a ambos lados de la línea, proporciona un plus de estabilidad y controlabilidad, y sus costes son cada vez más asequibles, por lo que sus ventajas técnicas y económicas convierten a la tecnología HVDC en una de las líneas de investigación con mayor auge en este campo.

En este artículo se analizan los criterios que afectan a los sistemas de aislamiento y a las distancias de seguridad en la conversión de líneas de c.a. en líneas de c.c., poniendo de manifiesto las implicaciones que conlleva el cambio reglamentario que tuvo lugar a nivel nacional en el año 2008, ya que muchas de las líneas que actualmente están en funcionamiento se diseñaron siguiendo las directrices de un reglamento diferente al vigente en la actualidad.



Fig. 1. Alternativas en la repotenciación de líneas eléctricas.

2.- CONVERSIÓN DE LÍNEAS DE C.A. EN LÍNEAS DE C.C.

El criterio general adoptado al realizar una conversión de una línea de c.a. en c.c. consiste en mantener la estructura general de los apoyos existentes y realizar únicamente los cambios necesarios para adaptarlos a la línea de c.c. De esta forma, se aprovechan los apoyos existentes, provistos de tres fases, adaptándolos para ubicar los dos polos de c.c (ver Tabla I [2-8]). Las diferentes alternativas para realizar este cambio se pueden clasificar en dos grupos:

- **Conversiones en las que se sustituye la cabeza del apoyo** (Fig. 2): los cambios implicados no son excesivos, ya que se mantiene la estructura general del apoyo. Esta alternativa reduce las restricciones que limitan el incremento de potencia y permite mantener el servicio durante las tareas de reconversión [2].
- **Conversiones en las que se mantiene la estructura original del apoyo:** esta alternativa, aunque presenta la problemática de tener que adaptar las tres fases de los circuitos de c.a. a dos polos de c.c., requiere una inversión menor que la alternativa anterior, por lo que suele ser más atractiva.

Referencia	Línea original c.a.	Línea convertida c.c.	Incremento potencia	Características
[2]	145 – 420 kV Simple y Doble Circuito	290 – 840 kV Monopolar y Bipolar	250%	Cambio apoyo
[3]	400 kV	500 kV Monopolar	256%	Mantiene apoyo
[4]	220 kV, SC 203 km 150 MW	200 kV, 200 MW Monopolar, retorno metálico/tierra	133%	Mantiene apoyo Sustitución aislador
[5]	400 kV Doble Circuito 2 haces	120 kV c.a. 160 kV c.c.	84%	Mantiene estructura, conductor y aisladores
[6]	220 kV Doble Circuito	400 kV Bipolar 3 haces	215%	Mantiene apoyo Cambio Apoyo Conductor HTLS
[7]	400 kV Doble Circuito	500 kV c.c. Bipolar y 400 kV c.a.	122%	Modificación apoyo Línea híbrida

Tabla I. Ejemplos de conversiones de corriente alterna a corriente continua

Este tipo de conversión puede dar lugar a sistemas de c.c. monopolares o bipolares. La conversión a líneas de c.c. monopolares suele ser problemática ya que se le atribuyen interferencias y efectos de corrosión, especialmente cuando las líneas cruzan conductos de gas y cables de telecomunicación. Además, la existencia de una buena conductividad en el terreno es un requisito indispensable para el correcto funcionamiento del sistema monopolar, requisito que no siempre se cumple [4]. Por esta razón se suele optar por la utilización de sistemas bipolares. En este sentido, las líneas de c.a. de doble circuito presentan un número par de conductores, por lo que resulta más sencilla su adaptación a las necesidades de las líneas de c.c.

En cuanto a los conductores existentes, estos pueden trabajar con c.c., por lo que se suelen mantener al realizar la conversión. Hay que tener en cuenta que la resistencia del conductor en c.a. es mayor que en c.c., por lo que en función del tipo y número de capas del conductor, la intensidad de c.c. puede ser similar o aumentar hasta un 15% aproximadamente [9]. En caso de ser necesaria una repotenciación mayor, se pueden sustituir los conductores y utilizar conductores de mayor densidad de corriente o conductores de altas prestaciones térmicas y baja flecha [6,10].

También se puede alcanzar un incremento significativo de la potencia transportada aumentando la tensión asignada. En este sentido, para un mismo aislamiento, la tensión soportada en c.c. puede ser mayor que la tensión de c.a. [11]. Sin embargo, el comportamiento de los aisladores de c.c. es diferente al comportamiento de los aisladores de c.a. y las condiciones medioambientales pueden ser más críticas en los sistemas de c.c. que en los de c.a. Además, la elección de la tensión de c.c. también condiciona el gradiente de tensión en la superficie del conductor y las distancias de seguridad. Es por esta razón que el estudio y análisis de los aisladores y de las distancias de seguridad es uno de los aspectos más relevantes que se deben considerar en este tipo de transformaciones.

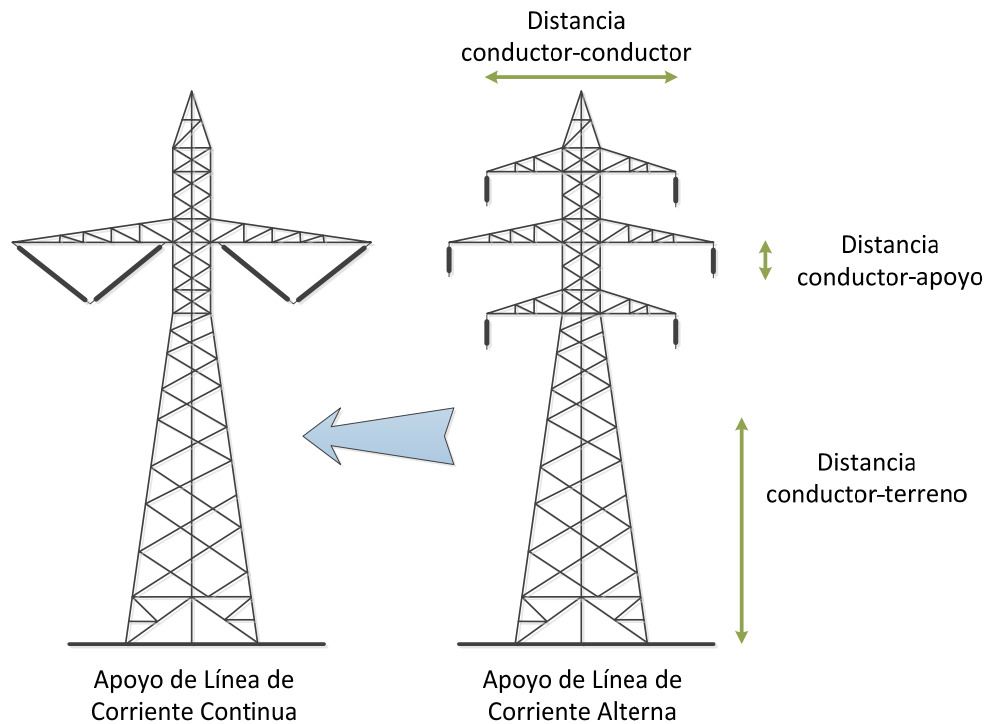


Fig. 2. Conversión mediante la sustitución de la cabeza del apoyo [2].

3.- COMPORTAMIENTO DE LOS AISLADORES EN CORRIENTE CONTINUA

Los aisladores de c.c. deben soportar continuamente la tensión asignada entre polo y tierra y ocasionalmente sobretensiones de conmutación provocadas por faltas o por descargas atmosféricas. En este sentido, la tensión asignada de c.c. determina la línea de fuga de los aisladores, mientras que la amplitud de las sobretensiones determina las distancias de seguridad en el aire.

3.1.- LÍNEA DE FUGA

La característica más importante de los aisladores, desde un punto de vista operacional, es su comportamiento en ambientes contaminados. Por este motivo, los aisladores se suelen elegir en función de la línea de fuga necesaria para soportar las condiciones de contaminación bajo la tensión del sistema. En este sentido, los aisladores de c.c. son más proclives a acumular contaminación. Las partículas suspendidas en el aire que rodea la cadena de aisladores se mueven bajo la influencia de un campo eléctrico unidireccional no uniforme y son atraídas por el final de la cadena, donde el campo eléctrico es mayor, generando depósitos irregulares de contaminación que provocan una distribución de tensión no lineal. Para mejorar la distribución del depósito y reducir su tamaño, se suelen colocar anillos colectores en la parte superior e inferior del aislador.

Además, en las aplicaciones de c.c. la corriente unidireccional origina problemas de corrosión. Para evitar estos problemas se coloca un manguito de cinc, de una pureza mínima de 99,8%, sobre el vástago del aislador. El manguito actúa como un electrodo de sacrificio protegiendo el aislador. Si se requiere mayor protección, en lugar del manguito se puede utilizar un collar de cinc sobre la caperuza [UNE 61325].

Como consecuencia, los aisladores de c.c. se diseñan específicamente con una línea de fuga mayor por unidad de longitud que los de c.a. En este sentido se debe tener en cuenta que los datos sobre aisladores y los mapeos del nivel de contaminación se suelen definir para situaciones de c.a. [IEC 60815], por lo que es necesario acondicionarlos a la situación de c.c. La Tabla II presenta diferentes valores para la línea de fuga de las cadenas de aisladores de c.c., medidos por unidad de tensión, para diferentes niveles de contaminación ambiental. Estos valores se han obtenido tanto de forma experimental, como de forma numérica a partir de los valores para c.a., aplicando en este caso un coeficiente corrector creciente con el nivel de contaminación [6,12]. Se observa cómo, a medida que el nivel de contaminación aumenta, la línea de fuga de c.c. debe ser mayor que la de c.a.

	Cálculo numérico			Cálculo experimental	
	C.A. ⁽¹⁾	Coef. ⁽²⁾	C.C. ⁽³⁾	C.C. ⁽⁴⁾	C.C. ⁽⁵⁾
	mm/kV _{FT}	U _{FT} /U _{PT}	mm/kV _{PT}	mm/kV _{PT}	mm/kV _{PT}
Polución leve	28	1,1	30	30	30
Polución media	35	1,2	42	45	40
Polución alta	44	1,4	61	55	50
Polución muy alta	55	1,6	86	70	70

(1) Línea de fuga específica unificada (USCD). Fracción entre la línea de fuga mínima medida entre fase y tierra y la tensión eficaz fase-tierra [IEC 60815].

(2) Coeficiente corrector. Fracción entre la tensión eficaz fase-tierra de c.a. y la tensión polo-tierra de c.c. [6].

(3) Fracción entre la línea de fuga mínima medida entre polo y tierra y la tensión polo-tierra: producto de las columnas (1) y (2).

(4) Fracción entre la línea de fuga mínima medida entre polo y tierra y la tensión polo-tierra eficaz [6].

(5) Fracción entre la línea de fuga mínima medida entre polo y tierra y la tensión polo-tierra eficaz [12].

Tabla II. Valores para la línea de fuga en las cadenas de aisladores de c.c. [6]

3.2.- DISTANCIAS DE SEGURIDAD

Habitualmente, las distancias de seguridad de una línea de c.a. son suficientes para una línea de c.c. que tenga el mismo valor de tensión polo a tierra. Además, los diseños de los circuitos de c.a. de niveles medio-bajos de tensión suelen estar sobredimensionados. Sin embargo, en las líneas de c.c. las distancias requeridas para soportar las sobretensiones son mayores que las necesarias para soportar la tensión permanente.

Existen diferentes expresiones que permiten definir las distancias de seguridad en el aire para c.c. En este sentido, el Instituto de Investigación de Energía Eléctrica (EPRI) propone la expresión (1), donde U_{LL} es la tensión equivalente de c.a., que se puede obtener en función de la tensión polo-tierra U_{PT} de la línea de c.c. (2), mientras que el NESC (National Electric Safety Code) propone la expresión (3) [2].

$$d = 0,08 + (U_{LL} - 8,7) \cdot 0,0051 \quad (1)$$

$$U_{LL} = \frac{\sqrt{3}}{\sqrt{2}} U_{PT} \quad (2)$$

$$d = \left(\frac{U \cdot PU \cdot a}{500K} \right)^{1,667} \quad (3)$$

Donde U es la tensión asignada en kV, PU es el valor de pico de la sobretensión de conmutación (1,75), a es una constante de valor 1,25 y K es una constante de valor 1,15 para líneas monopolares y 1,25 para líneas bipolares.

A nivel nacional, las disposiciones del reglamento español de líneas de alta tensión [13] definen únicamente las distancias de seguridad correspondientes a líneas eléctricas de c.a. trifásica (50 Hz) (Fig. 2). Por lo tanto, en ausencia de un reglamento específico para líneas de c.c., es necesario adaptar las prescripciones y principios básicos del reglamento existente a las características de los sistemas de c.c. Además, se debe tener en cuenta que en el año 2008 hubo un cambio en la legislación española sobre líneas eléctricas, generándose claras diferencias entre el reglamento anterior (RD 3151/1968) y el actual (RD 223/2008). En este sentido, es más que probable que las líneas de c.a. que se encuentren más próximas a la saturación y que, por lo tanto, sean susceptibles de ser consideradas para su repotenciación, fueran diseñadas siguiendo las directrices del reglamento derogado. Es por esta razón que a continuación se analizan las diferencias más significativas generadas por el cambio de reglamentación, y cómo estas diferencias afectan al cálculo de distancias de seguridad en la reconversión de líneas de c.a. en c.c.

4.- DIFERENCIAS ENTRE EL RD 3151/1968 Y EL RD 223/2008

El reglamento de líneas aéreas de alta tensión de 2008, en el apartado 5 del ITC-LAT 07, impone unas distancias mínimas de seguridad con el fin de reducir la posibilidad de accidentes, observándose diferencias significativas con el reglamento anterior:

- En el RD 223/2008 las distancias de seguridad se definen en función de la tensión más elevada de la línea, mientras que en el RD 3151/1968 se definían por la tensión nominal de la línea.
- En el RD 223/2008 se separan distancias internas y externas, y se consideran tres tipos de distancias eléctricas que no se definían en el reglamento anterior (ver Tabla III):
 - D_{el} : distancia de aislamiento mínima especificada en el aire, para prevenir una descarga disruptiva entre conductores de fase y objetos a potencial tierra en sobretensiones de frente lento o rápido.
 - D_{pp} : distancia de aislamiento mínima especificada en el aire, para prevenir una descarga disruptiva entre conductores de fase durante sobretensiones de frente lento o rápido.
 - a_{som} : valor mínimo de la distancia de descarga de la cadena de aisladores, definida como la distancia más corta en línea recta entre las partes en tensión y las partes puestas a tierra.
- Las ecuaciones utilizadas para el cálculo de las distancias de seguridad son diferentes en ambos decretos (ver expresiones (4) a (8)).

4.1.- Cálculo de la distancia conductor-terreno

El RD 223/2008 establece de forma genérica que la altura de los apoyos será la necesaria para que los conductores queden situados por encima de cualquier punto del terreno a una altura mínima dada por (4), mientras que en el RD 3151/1968 se proponía la expresión (5). En ambos casos, se establece una altura mínima de 6 metros.

$$h_{\min_2008} = 5,3 + D_{el} \quad (4)$$

$$h_{\min_1968} = 5,3 + \frac{U_n}{150} \quad (5)$$

4.2.- Cálculo de la distancia conductor-apoyo

Para el cálculo de la distancia conductor-apoyo, el RD 223/2008 establece que la separación mínima entre los conductores y sus accesorios en tensión y los apoyos no sea inferior a D_{el} , con una separación mínima de 0,2 m. Sin

embargo, el RD 3151/1968 proponía el cálculo de dicha distancia de seguridad según (6), manteniendo un mínimo de 0,2 metros.

$$D_{\text{conductor-apoyo}} = 0,1 + \frac{U_n}{150} \quad (6)$$

4.3.- Cálculo de la distancia conductor-conductor

El RD 223/2008 establece que la separación mínima entre conductores se determinará según (7), mientras que en el RD 3151/1968 se proponía la expresión (8).

$$D = K \cdot \sqrt{F + L} + K' \cdot D_{pp} \quad (7)$$

$$D = K \cdot \sqrt{F + L} + \frac{U_n}{150} \quad (8)$$

Donde D es la separación entre conductores (m), K es un coeficiente que depende de la oscilación de los conductores con el viento (ITC-LAT 07), K' es un coeficiente que depende de la tensión nominal de la línea, siendo 0,85 para líneas de categoría especial (220 kV o superior) y 0,75 para el resto de líneas, F es la flecha máxima (m), según las hipótesis de viento, temperatura y hielo (ITC-LAT 07), L es la longitud de la cadena de suspensión (m) y U_n es la tensión nominal de la línea (kV).

4.4.- Análisis comparativo del cálculo de distancias

Con el objetivo de realizar un análisis comparativo que permita valorar los cambios necesarios en los apoyos durante el proceso de reconversión, se han calculado las distancias de seguridad conductor-terreno, conductor-conductor y conductor-apoyo para los diferentes niveles de tensión normalizados, según las especificaciones de ambos reglamentos. Tal y como se puede observar según (7) y (8), a diferencia de las otras distancias de seguridad que dependen únicamente de la tensión, la distancia entre conductores depende también de otros parámetros como la oscilación de los conductores con el viento, la categoría de la línea, la flecha máxima o la longitud de la cadena de aisladores, por lo que es necesario recalcularse cada caso concreto. Para realizar una comparativa más rigurosa se ha definido una flecha y una longitud de cadena para cada caso analizado (Tabla III) [14]. Igualmente, en lo que a la oscilación de los conductores con el viento se refiere, se ha considerado el caso más crítico, suponiendo ángulos de oscilación superiores a 65° (ITC-LAT 07).

En base a estas consideraciones, la Tabla IV muestra las distancias de seguridad calculadas. Así mismo, las figuras 3, 4 y 5 analizan las diferencias que introduce en el cálculo de dichas distancias el reglamento del año 2008 frente al reglamento derogado.

Tensión nominal U_n (kV)	Tensión más elevada de la red U_s (kV)	D_{el} (m)	D_{pp} (m)	Conductor	Flecha (m)	Longitud cadena (m)
3	3,6	0,08	0,10	47-AL1/8-ST1A	5	0,40
6	7,2	0,09	0,10	47-AL1/8-ST1A	5	0,40
10	12	0,12	0,15	47-AL1/8-ST1A	5	0,40
15	17,5	0,16	0,20	47-AL1/8-ST1A	5	0,40
20	24	0,22	0,25	47-AL1/8-ST1A	6	0,40
25	30	0,27	0,33	94-AL1/22-ST1A	7	0,45
30	36	0,35	0,40	94-AL1/22-ST1A	7	0,45
45	52	0,60	0,70	94-AL1/22-ST1A	8	0,50
66	72,5	0,70	0,80	147-AL1/34-ST1A	10	0,89
90	100	0,90	1,05	147-AL1/34-ST1A	10	0,89
110	123	1,00	1,15	242-AL1/39-ST1A	10	1,20
132	145	1,20	1,40	242-AL1/39-ST1A	12	1,50
150	170	1,30	1,50	242-AL1/39-ST1A	12	1,50
220	245	1,70	2,00	337-AL1/44-ST1A	17	2,20
400	420	2,80	3,20	402-AL1/52-ST1A	22	3,50

Tabla III. Parámetros utilizados en el cálculo de la distancia entre conductores.

U_n (kV)	U_s (kV)	Conductor-Terreno (m)		Conductor-Conductor (m)		Conductor-Apoyo (m)	
		1968	2008	1968	2008	1968	2008
3	3,6	6	6	1,53	1,59	0,2	0,2
6	7,2	6	6	1,55	1,59	0,2	0,2
10	12	6	6	1,58	1,62	0,2	0,2
15	17,5	6	6	1,61	1,66	0,2	0,2
20	24	6	6	1,78	1,83	0,23	0,22
25	30	6	6	1,94	2,02	0,27	0,27
30	36	6	6	1,97	2,07	0,3	0,35
45	52	6	6	2,34	2,57	0,4	0,6
66	72,5	6	6	2,75	2,91	0,54	0,7
90	100	6	6,2	2,91	3,1	0,7	0,9
110	123	6,033	6,3	3,08	3,21	0,83	1
132	145	6,18	6,5	3,45	3,62	0,98	1,2
150	170	6,3	6,6	3,57	3,7	1,1	1,3
220	245	6,77	7	4,53	4,77	1,57	1,7
400	420	7,97	8,1	6,20	6,25	2,77	2,8

Tabla IV. Distancias de seguridad calculadas según ambos reglamentos.

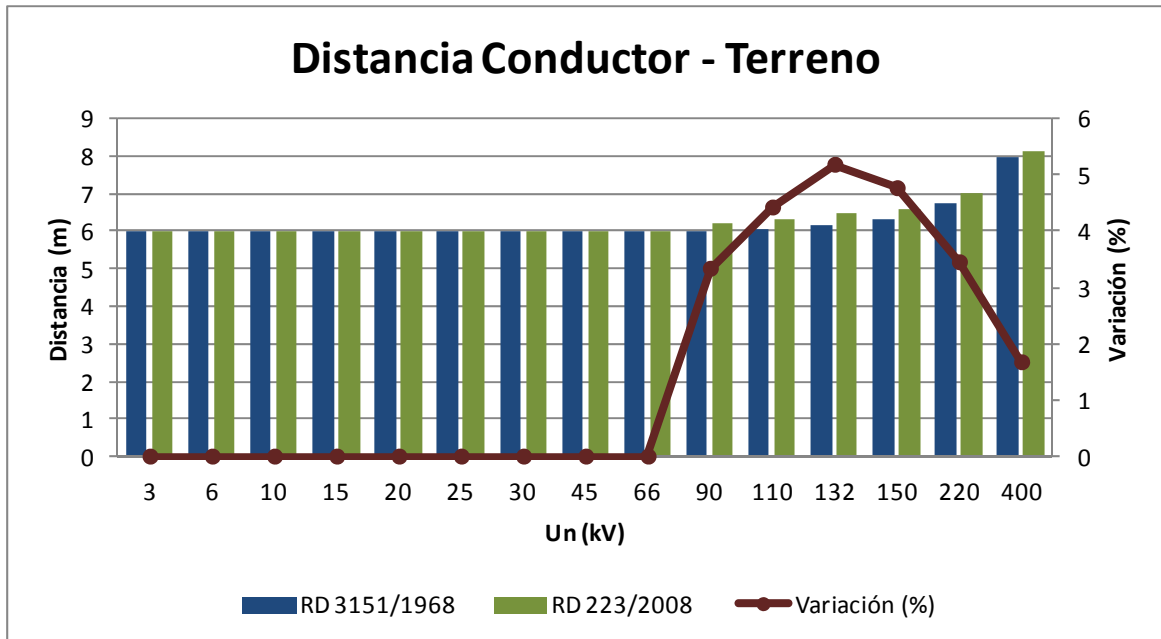


Fig.3. Distancias de seguridad conductor-terreno según ambos reglamentos.

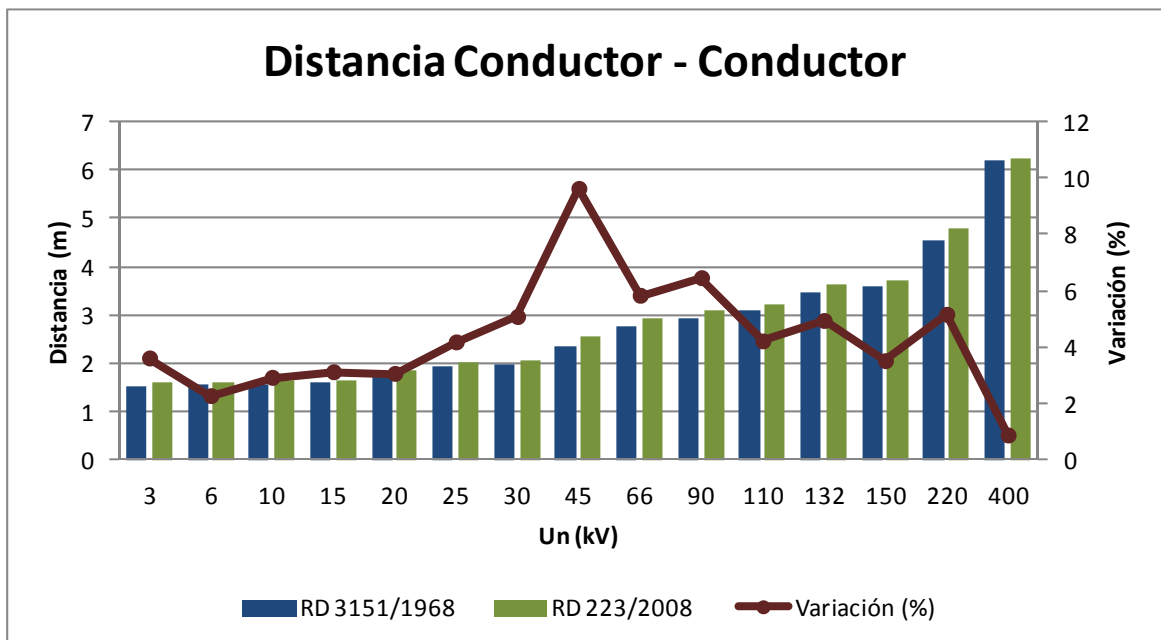


Fig. 4. Distancias de seguridad entre conductores según ambos reglamentos.

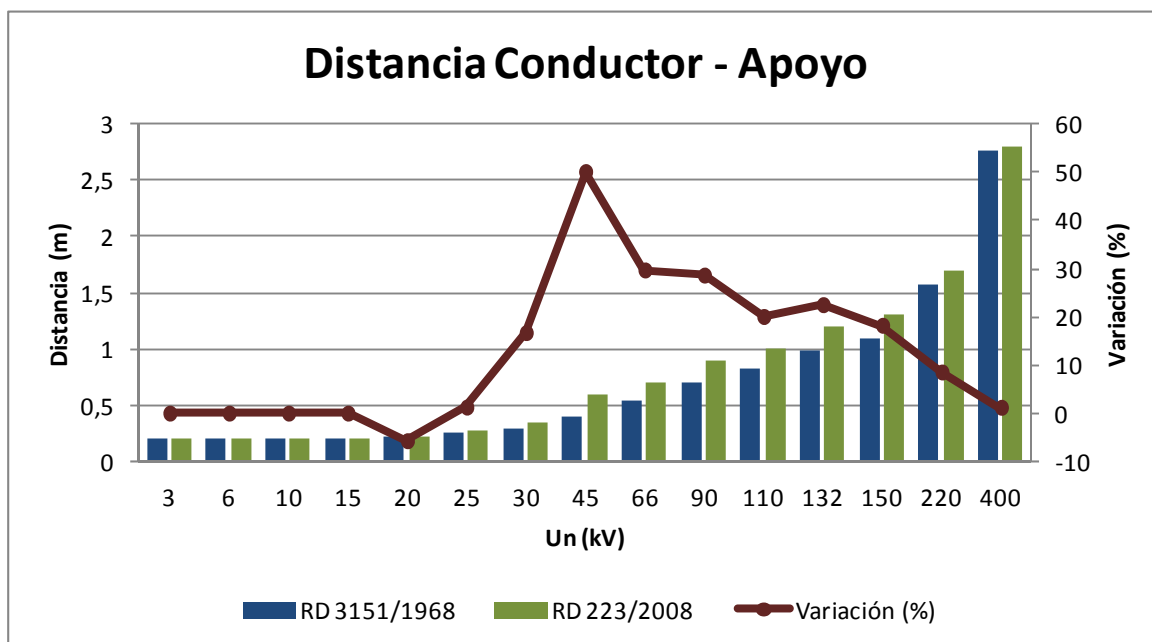


Fig. 5. Distancias de seguridad conductor-apoyo según ambos reglamentos.

Se puede observar cómo la distancia conductor-apoyo es la que presenta mayores variaciones (Figura 5). La variación es especialmente significativa para tensiones entre 30 y 150 kV, llegando a alcanzar el 50 % para líneas de 45 kV. Igualmente se observa como la distancia conductor-terreno no sufre variaciones para líneas de tensión igual o inferior a 66 kV, mientras que la distancia se incrementa ligeramente para tensiones superiores (Figura 3). En cuanto a la distancia entre conductores, se observan incrementos de hasta el 10%, alcanzándose las máximas diferencias en torno a los 45 kV (Figura 4).

De manera general, se puede concluir que las distancias de seguridad han aumentado con el nuevo reglamento. En el caso de líneas cuya tensión asignada es inferior a 25 kV, prácticamente se mantienen las distancias de seguridad, con incrementos inferiores al 4%, mientras que las variaciones más importantes se observan en líneas con tensiones entre 30 y 150 kV, siendo el caso más destacado el de las líneas de 45 kV. Para el caso de líneas de muy alta tensión las distancias requeridas por el nuevo reglamento son ligeramente superiores, con incrementos de hasta un 10%. Este hecho implica que muchos de los apoyos proyectados según el antiguo reglamento no cumplirían las distancias de seguridad requeridas por el reglamento vigente. Por lo tanto, si se pretende realizar una conversión en una línea que no tiene sobredimensionadas las distancias de seguridad, es probable que sea necesario realizar cambios en los apoyos.

5.- CRITERIOS DE CÁLCULO EN LA RECONVERSIÓN DE LÍNEAS DE C.A. A C.C.

Tal y como se ha comentado anteriormente, en ausencia en la legislación española de un reglamento específico para líneas de c.c., los cálculos asociados a las distancias de seguridad en la reconversión de una línea de c.a. en c.c. deben apoyarse en la reglamentación vigente, adoptando una serie de criterios que permitan adaptar las prescripciones y principios básicos del reglamento existente a las características de los sistemas de c.c. En este sentido, y teniendo en cuenta que las líneas bipolares de c.c. tienen dos polos, uno con tensión positiva a tierra y otro con tensión negativa, se propone la adopción de los siguientes criterios a la hora de cuantificar las distancias de seguridad:

- Las distancias conductor a tierra y conductor-apoyo se calcularán en función de la diferencia de potencial entre polo y tierra.
- Para el cálculo de la distancia entre conductores se tomará como referencia la diferencia de potencial entre polos.

En base a estos criterios, y teniendo en cuenta los datos de la Tabla IV, a continuación se calculan y analizan las distancias de seguridad eléctrica de tres líneas originales de 30, 45 y 66 kV de c.a. diseñadas según el RD 3151/1968 y las distancias de seguridad de las líneas de c.c. que podrían proyectarse según el RD 223/2008 con un objetivo de repotenciación.

En el caso de la línea de 30 kV se analizan dos posibles repotenciaciones a líneas de 22,5 y 33 kV de c.c., para la línea de 45 kV se analizan igualmente dos posibles repotenciaciones a líneas de 33 kV y 45 kV de c.c. , mientras que para la línea de 66 kV, se analizan tres posibles repotenciaciones a líneas de 45, 55 y 66 kV de c.c. (ver Tabla V)

Línea Original de C.A. (RD 1968)	NIVEL DE TENSIÓN		DISTANCIAS DE SEGURIDAD		
			Conductor - Terreno (m)	Conductor - Conductor (m)	Conductor - Apoyo (m)
30 KV	Tensión línea c.a. original	30 kV (RD 1968)	6,00	1,97	0,3
	Tensión línea c.c. convertida	±22,5 kV (RD 2008)	6,00	2,56	0,27
		±33 kV (RD 2008)	6,00	2,91	0,35
45 KV	Tensión línea c.a. original	45 kV (RD 1968)	6,00	2,34	0,4
	Tensión línea c.c. convertida	±33 kV (RD 2008)	6,00	2,91	0,35
		±45 kV (RD 2008)	6,00	3,1	0,6
66 KV	Tensión línea c.a. original	66 kV (RD 1968)	6,00	2,75	0,54
	Tensión línea c.c. convertida	±45 kV (RD 2008)	6,00	3,1	0,6
		±55 kV (RD 2008)	6,00	3,2	0,7
		±66 kV (RD 2008)	6,00	3,62	0,7

Tabla V. Distancias de seguridad para la conversión de líneas de 30 kV, 45 kV y 66 kV

La Tabla VI muestra el incremento requerido en las distancias de seguridad tras la reconversión. Es decir, representa el cambio que deberían sufrir los apoyos para cumplir con las distancias de seguridad del reglamento vigente, suponiendo que los apoyos originales estuvieran diseñados sin sobredimensionamiento en base a las especificaciones del reglamento derogado. Se observa cómo mientras el incremento de distancia conductor-terreno es nulo en todos los casos analizados, la distancia entre conductores sufre un aumento considerable tras la reconversión. Sin embargo, se debe tener en cuenta que en las líneas de c.c. bipolares los polos se agrupan en cada circuito de c.a., por lo que la distancia existente real será mayor que la de la línea original de c.a. En cuanto a la distancia conductor – apoyo, aunque también se reduce en algunos casos, presenta la tendencia general a aumentar, acentuándose esta tendencia a medida que aumenta la tensión de c.c. asignada.

Tensión línea c.a. original (kV)	30 kV		45 kV		66 kV		
Tensión línea c.c. convertida (kV)	±22,5kV	±33kV	±33 kV	±45 kV	±45 kV	±55 kV	±66 kV
Incr. distancia Conductor – Tierra (m)	0	0	0	0	0	0	0
Incr. distancia Conductor – Conductor (m)	0,59	0,94	0,57	0,76	0,35	0,45	0,87
Incr. distancia Conductor - Apoyo (m)	-0,03	0,05	-0,05	0,20	0,06	0,16	0,16

Tabla VI. Incremento previsto en distancias de seguridad tras las reconversiones.

6.- CONCLUSIONES

Aunque el criterio general adoptado al realizar una conversión de una línea de c.a. en c.c. consiste en mantener la estructura general de los apoyos, en algunos casos puede ser necesaria la sustitución de la cabeza del apoyo para cumplir con las distancias de seguridad en el aire. En este sentido, ante la ausencia de un reglamento específico para líneas de c.c., se han establecido los criterios necesarios para calcular las distancias de seguridad en base al reglamento vigente de líneas de c.a. Además se han analizado las implicaciones asociadas al cambio de reglamentación sufrido en el año 2008, concluyéndose que las distancias de seguridad aumentan con el reglamento vigente frente al reglamento derogado.

Del análisis realizado se concluye que, tras la conversión de una línea de c.a en c.c., las distancias entre conductores aumentan considerablemente, mientras que la distancia conductor-apoyo sufre un aumento moderado que se acentúa con el nivel de tensión asignada y la distancia de los conductores al terreno no se ve afectada. Sin embargo, el diseño generalmente sobredimensionado de las líneas existentes y la configuración de las líneas bipolares hace que en muchos casos estas variaciones no sean significativas y se puedan solventar con cambios mínimos en los apoyos. En cualquier caso, los cambios dependerán del nivel de tensión de c.c. asignado y será necesario realizar un estudio exhaustivo en cada reconversión proyectada.

Por lo tanto, la repotenciación de líneas de c.a. con tecnología HVDC es una alternativa viable ante la saturación de líneas existentes ya que, aunque requiere la construcción de estaciones de convertidor a ambos lados de la línea, cuyo coste es elevado, no exige grandes cambios en los apoyos y proporciona un importante incremento de capacidad de transporte aportando ventajas técnicas como la controlabilidad y la estabilidad del sistema.

7.- AGRADECIMIENTOS

El trabajo presentado en este artículo ha sido financiado por el Gobierno Vasco (proyectos ETORTEK IE14-389 y ELKARTEK HVDCLINK) y la Universidad del País Vasco - UPV/EHU (proyecto EHUA15/25)

8.- BIBLIOGRAFÍA

- [1] Albizu I, Mazon AJ, Zamora I, "Methods for increasing the rating of overhead lines". IEEE Power Tech 2005 Rusia, June 2005, p. 1-6. DOI: <http://dx.doi.org/10.1109/PTC.2005.4524481>
- [2] Clerici A., Paris L., Danfors P., "HVDC conversion of HVAC lines to provide substantial power upgrading", IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 6-1, p. 324-333, January 1991. DOI: <http://dx.doi.org/10.1109/61.103755>.
- [3] Naidoo P, Estment RD, Muftic D, et al. "Progress report on the investigations into the recycling of existing HVAC power transmission circuits for higher power transfers using HVDC technology". The 8th IEE international Conference on AC and DC Power transmission, 28-31 March 2006, p. 172-176.
- [4] Khan M.I., Agrawal R.C., "Conversión de AC line into HVDC", Power Engineering Society Inaugural Conference and Exposition in Africa, 2005 IEEE, Durban, South Africa, 11-15, July 2005, p. 51-56. DOI: <http://dx.doi.org/10.1109/PESAFR.2005.1611784>
- [5] Raman H. "Upgradation of existing EHVAC line by composite AC-DC transmission", Internacional Conference on Communication, Computer and Power (ICCCP 09), Muscat, February 2009.
- [6] Colla L, Rebolini M, Malgarotti S., et al. "Analysis on the possible conversion of overhead lines from AC to DC". CIGRE 2010, Paris, August 2010.

- [7] Straumann U, Franck CM. "Discussion of converting a double-circuit AC overhead line to an AC/DC hybrid line with regard to audible noise", 2011 Bologna Symposium CIGRE, Bologna, September 2011.
- [8] Larruskain DM, Zamora I, Abarrategui O, et al. "Conversion of AC distribution lines into DC lines to upgrade transmission capacity", *Electric Power Systems Research*, Vol. 81-7, p. 1341-1348. DOI: <http://dx.doi.org/10.1016/j.epsr.2011.01.020>
- [9] Barthold LO, Clark HK, Woodford D. "Principles and applications of current-modulated HVDC transmission systems", IEEE PES Transmission and Distribution Conference and Exhibition, Dallas, May 2006, p. 1429-1435, DOI: <http://dx.doi.org/10.1109/TDC.2006.1668729>.
- [10] Albizu I, Mazon AJ, Valverde V, et al. "Aspects to take into account in the application of mechanical calculation to high-temperature low-sag conductors". *IET Generation, Transmission & Distribution*, Vol. 4 (5) p.631-640. DOI: <http://dx.doi.org/10.1049/iet-gtd.2009.0543>.
- [11] Arrillaga J, *High voltage direct current transmission*, London: Peter Peregrinus Ltd., 1983. 245p. ISBN: 978-0-906-04897-9
- [12] Kiessling F, Nefzger P, Nolasco JF, et al., *Overhead power lines. Planning, design, construction*. Germany: Ed. Springer-Verlag, 2003. 759p. ISBN: 978-3-642-97879-1
- [13] "Reglamento de líneas de alta tensión", RD 223/2008, Ministerio de Industria Turismo y Comercio, Febrero 2008.
- [14] Fernández de Bordóns R, "Consideraciones en el diseño de líneas de alta tensión con el nuevo reglamento", VII Jornada Técnica de Líneas Aéreas CIGRÉ, Madrid, Junio 2009.