
5. Cálculo de la tasa de contorneamientos en líneas aéreas de distribución

5.1. INTRODUCCIÓN

Este capítulo está dedicado al cálculo de la tasa de contorneamientos debidos a descargas atmosféricas en líneas de distribución con y sin apantallamiento. El cálculo se realizará de manera sistemática, y de manera estadística aplicando el método de Monte Carlo.

El cálculo sistemático de la tasa de contorneamientos es un procedimiento numérico donde a cada una de las variables involucradas en los cálculos se le otorga todos los valores posibles. El número de valores utilizados para cada variable dependerá del incremento escogido. Para calcular la tasa de contorneamientos se emplearán diferentes metodologías de cálculo dependiendo principalmente: del modelo empleado para distinguir entre las descargas que impactan en la línea y las descargas que caen a tierra, Modelo Electrogeométrico o Modelo de Eriksson; del método utilizado para calcular las sobretensiones que se originan en la línea; y del número de variables involucradas en el proceso de cálculo.

Debido a las incertidumbres sobre los parámetros que caracterizan al rayo, estos métodos pueden ser muy útiles, no solo para obtener una tasa de contorneamientos aproximada, sino también para entender la importancia de los parámetros del rayo y de la línea en el comportamiento de esta. Sin embargo, dada la naturaleza del rayo, el análisis debe ser estadístico porque el número de combinaciones de las variables involucradas en el proceso de cálculo es mucho menor respecto a las que se necesitarían mediante un cálculo sistemático.

El método más empleado actualmente en el análisis estadístico de sobretensiones en sistemas de potencia es el método de Monte Carlo. Un cálculo de sobretensiones mediante el método de Monte Carlo no es más que un procedimiento numérico que es repetido utilizando en cada nuevo cálculo un conjunto de valores distintos que son variados de acuerdo a una distribución de probabilidad asociada a cada variable involucrada en el proceso transitorio.

En el cálculo de la tasa de contorneamientos no se tendrá en cuenta la tensión de la línea a frecuencia industrial tanto si se realiza de manera sistemática como de manera estadística. Los cálculos podrían llegar a ser mucho más complejos debido al elevado número de combinaciones existentes para esta variable.

A continuación se comenta brevemente el contenido de cada una de las secciones en las que se ha dividido este capítulo.

- En la sección 2 se calcula el número de contorneamientos que puede haber en una línea de distribución de manera sistemática.
- En la sección 3 las tasas de contorneamientos se calculan mediante un análisis estadístico basado en el método de Monte Carlo.

5.2. CÁLCULO SISTEMÁTICO

5.2.1. Introducción

El cálculo de la tasa de contorneamientos debidos a sobretensiones atmosféricas está dividido en dos partes: primero, un método para distinguir los rayos que impactan en la línea de los que impactan a tierra; segundo, un método para calcular las sobretensiones producidas por rayos que impactan en los conductores de fase, en el cable de tierra, y en tierra en las cercanías de la línea.

El procedimiento más empleado para determinar si un rayo impactará en una línea o caerá a tierra está basado en el modelo electrogeométrico. Sin embargo, se han desarrollado otros métodos para calcular el número de contorneamientos causados por rayos directos e indirectos, y por cebados inversos en líneas apantalladas con cable de tierra. Esta sección presenta un estudio comparativo de varios métodos dedicados al cálculo de la tasa de contorneamientos en líneas aéreas de distribución.

En general, se acepta que todos los impactos directos a una línea de distribución provocarán contorneamiento. Los métodos propuestos para el cálculo de cebados inversos y sobretensiones inducidas están basados tanto en representaciones sofisticadas de líneas multiconductor como en representaciones monofásicas simplificadas de una línea de distribución.

5.2.2. Líneas sin cable de tierra

5.2.2.1. Método 1

A continuación se comentará el método utilizado para calcular las sobretensiones inducidas por descargas que caen a tierra cerca de una línea, y el procedimiento para obtener la tasa de contorneamientos por descargas directas, por descargas a tierra y por la suma de ambas.

1) Cálculo de la tensión originada por una descarga.

No se considera el cálculo de la tensión originada en la línea por un rayo directo a una fase, ya que se asume que el valor de esta tensión es tan elevado que cualquier rayo que alcance un conductor de la línea terminará produciendo contorneamiento.

Para calcular la tensión inducida en la línea como consecuencia del impacto del rayo en sus cercanías se utilizará el modelo de Chowdhuri descrito en el apartado 4.3.3.2.2. El valor de la tensión viene dado por la expresión (4.46), con una intensidad de rayo con forma en doble rampa.

2) Cálculo de la tasa de contorneamientos.

El procedimiento completo para calcular la tasa de contorneamientos, por descargas directas a los conductores de fase y por descargas que caen a tierra en las cercanías de la línea, está basado en el modelo electrogeométrico descrito en el capítulo 4, sección 4.2, y se puede resumir en los siguientes puntos.

- a) Se fijan los parámetros de la descarga y se varía la intensidad de la descarga, I , de 1 kA a 200 kA en incrementos de 0.5 kA. Para cada valor de intensidad se varía el tiempo de frente, t_f , desde 0.5 μ s hasta 10.5 μ s en incrementos de 0.5 μ s.
- b) Para cada valor de la intensidad de la descarga, I , se obtiene el valor de la distancia disruptiva r_s , y a partir de este valor se obtiene el de la anchura expuesta $y_{\min(I)}$, ver expresiones (4.1) y (4.2) respectivamente.

La tasa de contorneamientos por 100 km de línea y año por descargas directas a los conductores de fase (DLFFOR - Direct Lightning Failure FlashOver Rate) se incrementa según la siguiente expresión

$$DLFFOR_{(I)} = DLFFOR_{(I-\Delta I)} + y_{\min(I)} \cdot p(I) \cdot \Delta I \cdot 2 N_g / 10 \quad (5.1)$$

donde $y_{\min(I)}$ es la distancia mínima calculada con una intensidad I en m, $p(I)$ es la probabilidad de tener rayos de intensidad I calculada a partir de la expresión (3.2), ΔI es el incremento de intensidad en A, y N_g la densidad de descargas a tierra por km^2 y año calculada según (3.8) o (3.9).

- c) Para cada valor de la intensidad de la descarga, I , y del tiempo de frente de onda, t_f , se obtiene la distancia perpendicular máxima, $y_{\max(I,t_f)}$, por encima de la cual una descarga de esta intensidad y tiempo de frente que caiga a tierra no produce contorneamiento en la línea. Obviamente, para que la descarga vaya a tierra debe ser $y_{\max(I,t_f)} > y_{\min(I)}$, ver figura 5.1.

El procedimiento para calcular $y_{\max(I,t_f)}$ está basado en la relación que existe entre la tensión inducida, el tiempo de frente y la intensidad. Tal como muestran las figuras 5.2 y 5.3, la tensión máxima inducida disminuye cuando disminuye la intensidad y aumenta el tiempo de frente de la onda del rayo.

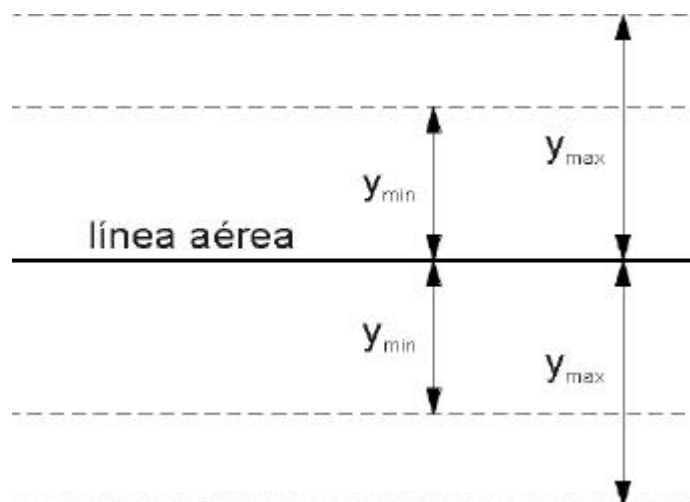


Figura 5.1. Anchura expuesta de la línea.

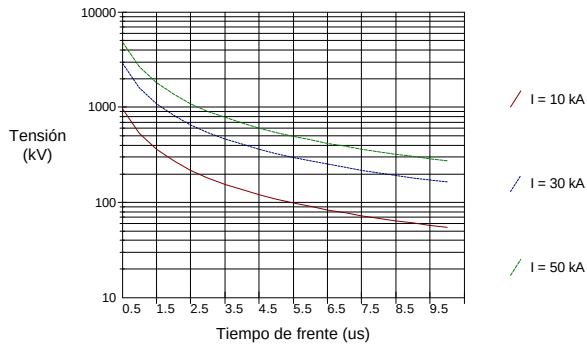
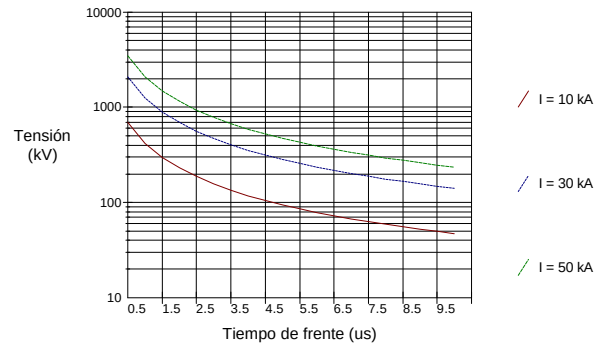
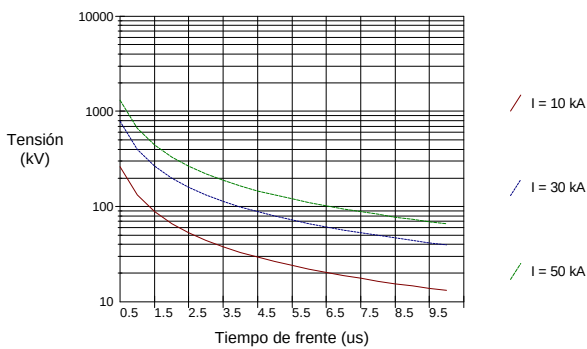
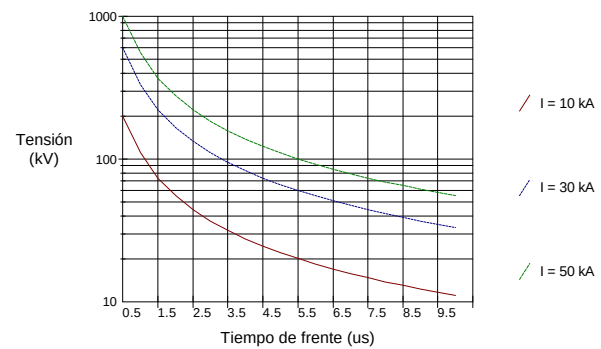
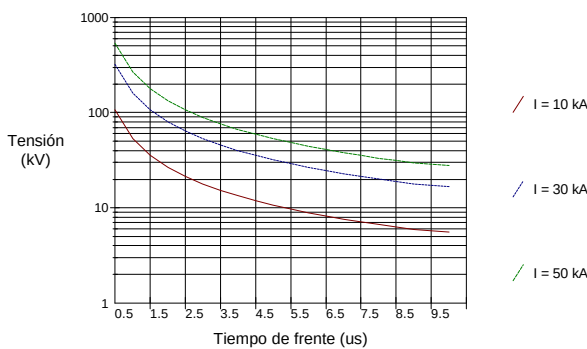
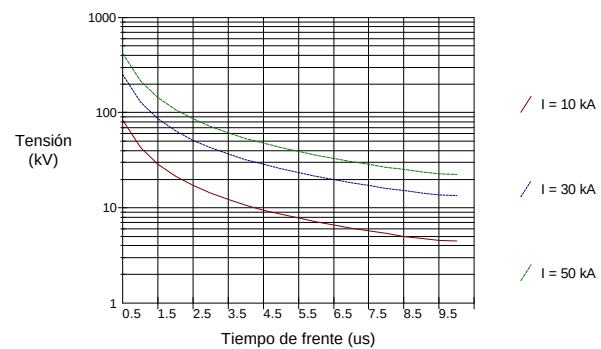
TENSION MÁXIMA INDUCIDA EN LA LINEAa) $v = 30000$ km/s**TENSION MÁXIMA INDUCIDA EN LA LINEA**a) $v = 30000$ km/s**TENSION MÁXIMA INDUCIDA EN LA LINEA**b) $v = 90000$ km/s**TENSION MÁXIMA INDUCIDA EN LA LINEA**b) $v = 90000$ km/s**TENSION MÁXIMA INDUCIDA EN LA LINEA**c) $v = 150000$ km/s**TENSION MÁXIMA INDUCIDA EN LA LINEA**c) $v = 150000$ km/s

Figura 5.2. Tensión máxima inducida en la línea,
altura de la línea $h = 10$ m,
distancia descarga - línea $y = 50$ m.

Figura 5.3. Tensión máxima inducida en la línea,
altura de la línea $h = 10$ m,
distancia descarga - línea $y = 100$ m.

El valor de pico de la tensión inducida, calculado según la expresión (4.46), se compara con la tensión máxima de contorneamiento, calculada mediante la expresión (4.19). Si no se excede la tensión máxima entonces se aumenta la intensidad del rayo, en caso contrario se aumenta la distancia perpendicular, y , entre el rayo y la línea en incrementos de 1 m y se vuelve a calcular la tensión inducida hasta que no se exceda la tensión máxima de contorneamiento. Se producirá contorneamiento si el rayo impacta a tierra dentro del área limitada entre $y_{\max(I, t_f)}$ e $y_{\min(I)}$.

La tasa de contorneamientos por 100 km de línea y año por rayos indirectos (ILFFOR - Indirect Lightning Failure FlashOver Rate) se incrementa según la siguiente expresión

$$\text{ILFFOR}_{(I, t_f)} = \text{ILFFOR}_{(I, t_f - \Delta t_f)} + (y_{\max(I, t_f)} - y_{\min(I)}) \cdot p(I, t_f) \cdot \Delta I \cdot \Delta t_f \cdot 2 N_g / 10 \quad (5.2)$$

donde $y_{\max(I, t_f)}$ es la distancia máxima calculada con una intensidad I y un tiempo de frente t_f en m, $y_{\min(I)}$ es la distancia mínima calculada a partir de la expresión (4.2) con una intensidad I en m, $p(I, t_f)$ es la probabilidad conjunta para una combinación de I y t_f calculada a partir de la expresión (3.7), ΔI es el incremento de intensidad en A, Δt_f es el incremento de tiempo de frente en s, y N_g es la densidad de descargas a tierra por km^2 y año.

Si se desea, se puede calcular directamente la tasa total de contorneamientos por 100 km de línea y año (NFO - Number of FlashOvers) en lugar de calcular las tasas de contorneamientos parciales, aplicando la siguiente expresión

$$\text{NFO} = \left(\frac{2 N_g}{10} \right) \cdot \sum_{\substack{I=1 \\ \Delta I=0.5}}^{200} \sum_{\substack{t_f=0.5 \\ \Delta t_f=0.5}}^{10.5} \max(y_{\min(I)}, y_{\max(I, t_f)}) \cdot p(I, t_f) \cdot \Delta I \cdot \Delta t_f \quad (5.3)$$

La figura 5.4 muestra el diagrama de flujo completo basado en el procedimiento anterior.

5.2.2.2. Método 2

1) Cálculo de la tensión originada por una descarga.

El cálculo de la tensión inducida en una línea por rayos que caen a tierra está basado en la fórmula de Rusck, ver expresión (4.20).

2) Cálculo de la tasa de contorneamientos.

El procedimiento para calcular la tasa de contorneamientos se basa nuevamente en el modelo electrogeométrico, y se puede resumir en los siguientes puntos.

- a) Se fija una velocidad de retorno del rayo y se varía la intensidad de la descarga, I , de 1 kA a 200 kA en incrementos de 0.5 kA.
- b) Al igual que en el método anterior, para cada valor de la intensidad de la descarga, I , se obtiene el valor de la anchura expuesta $y_{\min(I)}$.

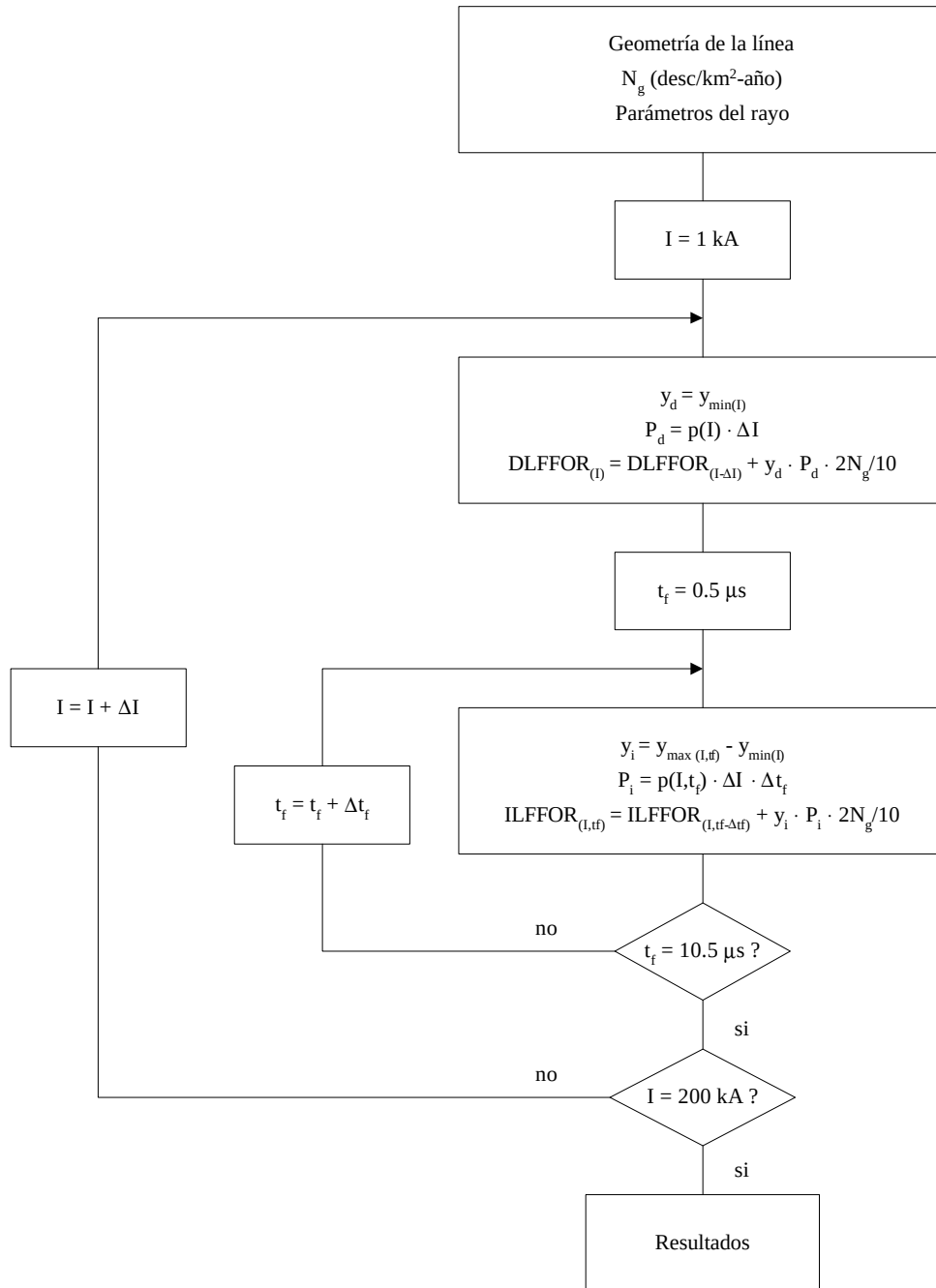


Figura 5.4. Cálculo de la tasa de contorneamientos. Método 1.

El cálculo de la tasa de contorneamientos por 100 km de línea y año por descargas directas a los conductores de fase (DLFFOR - Direct Lightning Failure FlashOver Rate) se incrementa según la expresión (5.1).

- c) Para cada valor de la intensidad de la descarga, I , se calcula la distancia perpendicular máxima, $y_{\max(I)}$, por encima de la cual una descarga de esta intensidad que caiga a tierra no produce contorneamiento en la línea. El cálculo de esta distancia máxima, $y_{\max(I)}$, se obtiene a partir de la expresión (4.20) utilizando el valor de la tensión máxima de contorneamiento.

La tasa de contorneamientos por 100 km de línea y año por rayos indirectos (ILFFOR - Indirect Lightning Failure FlashOver Rate) se incrementa según la siguiente expresión

$$ILFFOR_{(I)} = ILFFOR_{(I-\Delta I)} + (y_{\max(I)} - y_{\min(I)}) \cdot p(I) \cdot \Delta I \cdot 2 N_g / 10 \quad (5.4)$$

donde $y_{\max(I)}$ es la distancia máxima calculada con una intensidad I en m, $y_{\min(I)}$ es la distancia mínima calculada a partir de la expresión (4.2) con una intensidad I en m, $p(I)$ es la probabilidad de tener rayos de intensidad I , ΔI es el incremento de intensidad en A, y N_g la densidad de descargas a tierra por km^2 y año.

Se puede calcular la tasa total de contorneamientos por 100 km de línea y año (NFO - Number of FlashOvers) en lugar de calcular las tasas de contorneamientos parciales, aplicando la siguiente expresión

$$NFO = \left(\frac{2 N_g}{10} \right) \cdot \sum_{\substack{I=1 \\ \Delta I=0.5}}^{200} \max(y_{\min(I)}, y_{\max(I)}) \cdot p(I) \cdot \Delta I \quad (5.5)$$

El diagrama de la figura 5.5 resume el procedimiento descrito anteriormente.

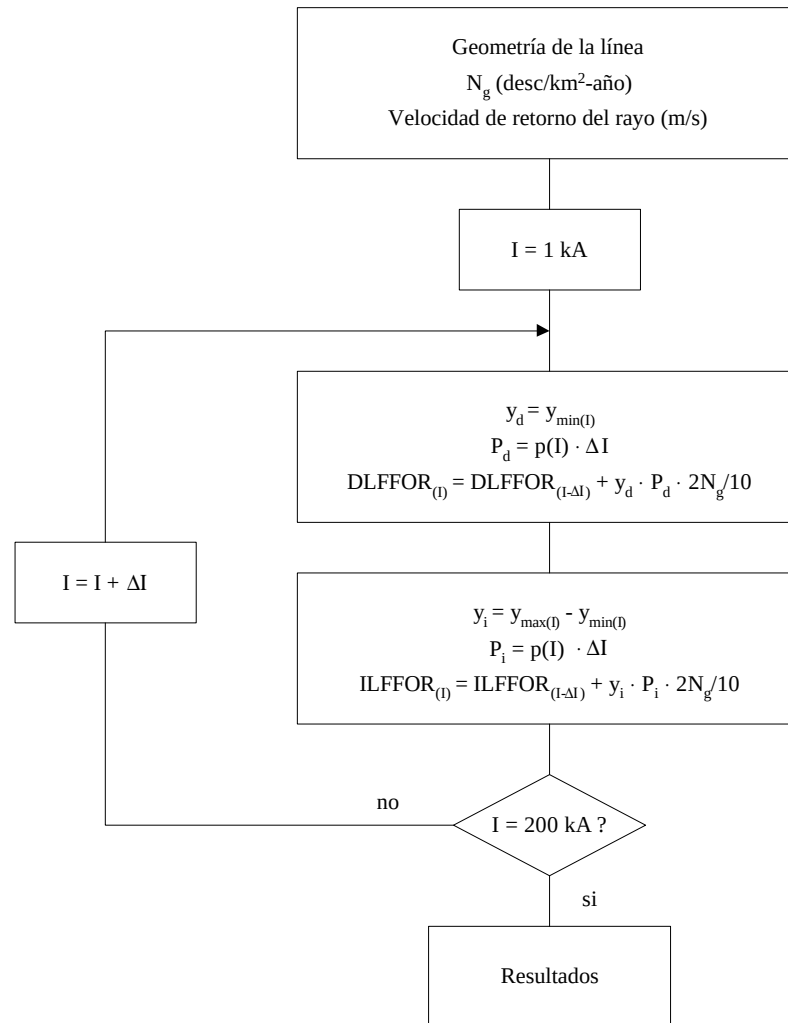


Figura 5.5. Cálculo de la tasa de contorneamientos. Método 2.

5.2.2.3. Método 3

El procedimiento utilizado en este método es diferente según se calcule la tasa de contorneamientos debidos a descargas directas a los conductores de fase o a descargas a tierra.

1) Cálculo de la tasa de contorneamientos por rayos directos

La tasa de contorneamientos por 100 km de línea y año se calculará a partir del modelo basado en el radio atractivo de un objeto, ver expresión (4.3).

Aplicando este modelo, la tasa de contorneamientos por 100 km de línea y año se calculará a partir de la expresión, ver figura 4.5,

$$DLFFOR = \left(\frac{N_g}{10} \right) \cdot (2r + b) \quad (5.6)$$

donde N_g es la densidad de descargas a tierra por km^2 y año, r es el radio atractivo del conductor en m, y b es la distancia horizontal entre los conductores de fase más externos en m.

2) Cálculo de la tasa de contorneamientos por rayos indirectos

El procedimiento para calcular la tasa de contorneamientos es el mismo que se ha utilizado en el método 2.

El diagrama de flujo presentado en la figura 5.6 resume el procedimiento para calcular la tasa de contorneamientos utilizado en este método.

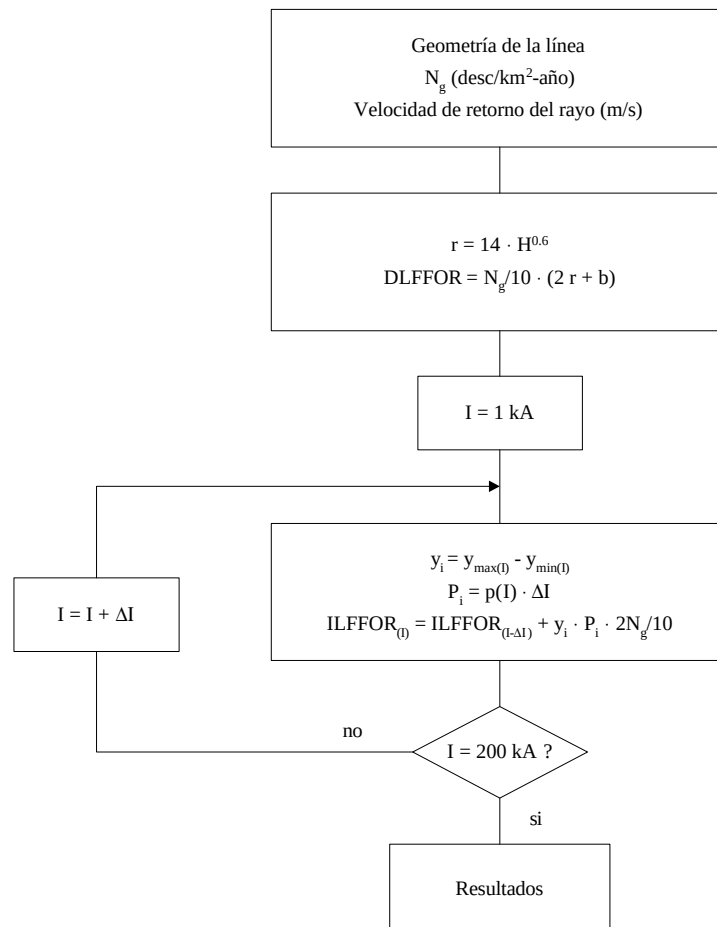


Figura 5.6. Cálculo de la tasa de contorneamientos. Método 3.

5.2.3. Líneas con cable de tierra

5.2.3.1. Método 1

El cálculo de sobretensiones se realizará teniendo en cuenta que estas pueden ser originadas por cebados inversos, por fallos de apantallamiento o inducidas por descargas a tierra en las cercanías de la línea. Como en líneas sin apantallar, el Modelo Electrogeométrico, ver capítulo 4, sección 4.2, será empleado para distinguir que descargas van a tierra, que descargas alcanzan un cable de tierra, y cuales alcanzan un conductor de fase por fallo de apantallamiento. Finalmente, para cada método se resumirá el procedimiento para calcular el número de contorneamientos debidos a cada uno de los mecanismos mencionados anteriormente.

1) Cálculo de la tensión originada por una descarga.

No se considera el cálculo de la tensión originada en la línea por el impacto de un rayo en una fase, se asume que cualquier descarga que impacta en un conductor de fase origina contorneamiento.

El procedimiento utilizado para calcular la tensión que aparece en los aisladores como consecuencia del impacto de un rayo en el cable de tierra o en un poste, y la corriente crítica del rayo a partir de la cual se originará el contorneamiento, se ha descrito en el capítulo anterior, apartado 4.3.2.2, ver expresiones (4.17) y (4.18) respectivamente.

Se utiliza el método de Chowdhuri para calcular la tensión inducida en la línea por rayos que caen a tierra en sus cercanías, ver apartado 4.3.3.2.2. Este procedimiento ahora considera la variación de la tensión inducida en los conductores por acoplamiento entre ellos incluido el cable de tierra que es un conductor que se supone a potencial 0 por estar puesto a tierra. La expresión (4.52) proporciona el valor de la tensión inducida, que al igual que en el método 1 de líneas sin cable de tierra ha sido calculado con una onda de corriente en doble rampa.

2) Cálculo de la tasa de contorneamientos.

El procedimiento para calcular la tasa de contorneamientos, por descargas directas a los conductores de fase, por cebados inversos y por rayos indirectos, se puede resumir en los siguientes puntos.

- a) Se fijan los parámetros de la descarga y se varía la intensidad de la descarga, I , de 1 kA a 200 kA en incrementos de 0.5 kA. Para cada valor de intensidad se varía el tiempo de frente, t_f , desde 0.5 μ s hasta 10.5 μ s en incrementos de 0.5 μ s. No obstante, se deberán de tener en cuenta los siguientes intervalos
 - entre 1kA y 200 kA, para el cálculo del número de contorneamientos por impactos a tierra
 - entre I_c y 200 kA, para el cálculo del número de contorneamientos por cebados inversos; I_c es la corriente crítica del rayo a partir de la cual se originará el contorneamiento calculada según la expresión (4.18)

- entre 1 kA e $I_{\max}$, para el cálculo del número de contorneamientos por descargas directas a la fase; $I_{\max}$ es la intensidad máxima del rayo por encima de la cual el conductor de fase se encuentra apantallado efectivamente por el cable de tierra, o sea la distancia horizontal o anchura expuesta del conductor es nula; dicho valor se calcula suponiendo 0 el valor de la anchura expuesta en la figura 4.3 y utilizando la expresión (4.1).
- b) Para cada valor de la intensidad de la descarga, I , se obtiene el valor de la distancia disruptiva r_s , y a partir de este valor se obtienen la anchura expuesta de la línea $y_{\min(I)}$, y la anchura expuesta del cable de tierra, $y_{ct(I)}$.

La tasa de contorneamientos por 100 km de línea y año por descargas directas a los conductores de fase (SFFOR – Shielding Failure FlashOver Rate) se incrementa según la siguiente expresión

$$\text{SFFOR}_{(I)} = \text{SFFOR}_{(I-\Delta I)} + (y_{\min(I)} - y_{ct(I)}) \cdot p(I) \cdot \Delta I \cdot 2 N_g / 10 \quad (5.7)$$

donde $y_{\min(I)}$ es la distancia mínima calculada con una intensidad I en m, $y_{ct(I)}$ es la anchura expuesta del cable de tierra calculada con una intensidad I en m, $p(I)$ es la probabilidad de tener rayos de intensidad I , ΔI es el incremento de intensidad en A, y N_g es la densidad de descargas a tierra por km^2 y año.

La tasa de contorneamientos por 100 km de línea y año por cebados inversos (BFOR - Back FlashOver Rate) se incrementa según la expresión (5.8). Esta expresión se multiplica por 0.6 para considerar que solo el 60 % de los impactos que caen suficientemente cerca de un poste pueden provocar contorneamiento.

$$\text{BFOR}_{(I,nf)} = \text{BFOR}_{(I,nf-\Delta nf)} + 0.6 \cdot y_{ct(I)} \cdot p(I) \cdot \Delta I \cdot F_{nf} \cdot 2 N_g / 10 \quad (5.8)$$

donde nf es el conductor de fase en esa iteración, $y_{ct(I)}$ es la anchura expuesta del cable de tierra calculada con una intensidad I en m, $p(I)$ es la probabilidad de tener rayos de intensidad I , ΔI es el incremento de intensidad en A, F_{nf} es la probabilidad de que ocurra cebado inverso en la fase nf , N_g es la densidad de descargas a tierra por km^2 y año.

La tasa de contorneamientos por 100 km de línea y año por rayos indirectos (ILFFOR - Indirect Lightning Failure FlashOver Rate) se incrementa según la expresión (5.2).

El esquema de la figura 5.7 resume el procedimiento descrito anteriormente.

5.2.3.2. Método 2

El procedimiento de cálculo es similar al utilizado en el método anterior, la única diferencia se encuentra en el cálculo de la tensión inducida en la línea por descargas a tierra. La tensión inducida se calcula mediante el método de Chowdhuri, ver expresión (4.42) con onda de rayo en doble rampa. Sin embargo, ahora el acoplamiento entre conductores y cable de tierra se va a evaluar a partir del modelo de Rusck en lugar de utilizar el modelo de Chowdhuri. El cálculo de este factor de protección o apantallamiento se ha descrito en el capítulo anterior, apartado 4.3.3.1.

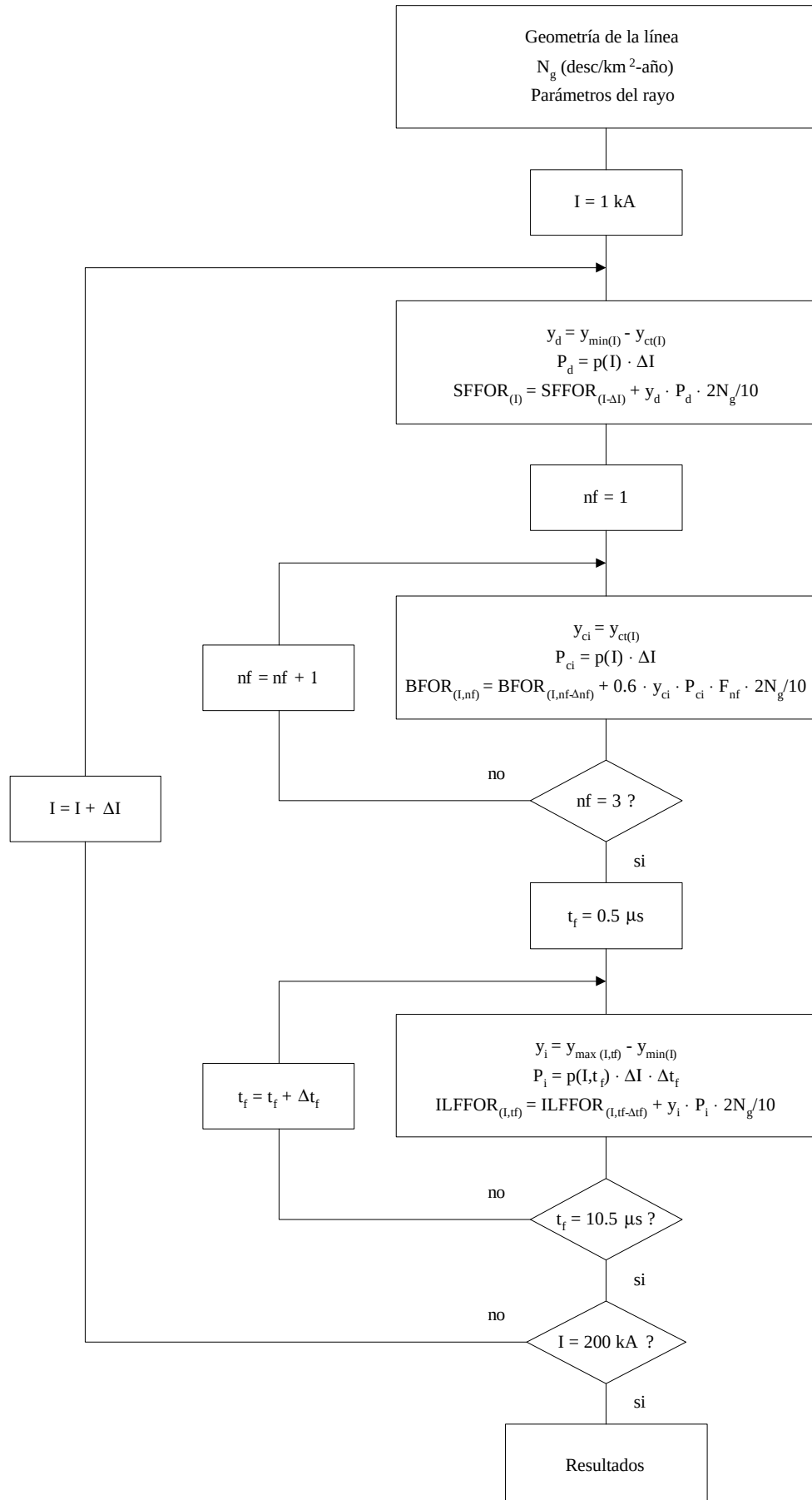


Figura 5.7. Cálculo de la tasa de contorneamientos. Método 1.

5.2.3.3. Método 3

El procedimiento utilizado para calcular la tensión originada en la línea por una descarga es una mezcla de los procedimientos estudiados en los métodos 1 y 2. Al igual que en los dos métodos anteriores, se supone que cualquier descarga que impacta en un conductor de fase originará contorneamiento. La tensión que aparece en una línea como consecuencia del impacto de un rayo en el cable de tierra o en un poste se calcula, al igual que en el método 1, a partir de las expresiones (4.17) y (4.18), esta última referida al cálculo de la intensidad crítica del rayo a partir de la cual se originará el contorneamiento. El cálculo de la tensión inducida en una línea debida al impacto de un rayo en sus cercanías está basado en la fórmula de Rusck, ver la expresión (4.20). El efecto del cable de tierra se evaluará a partir del modelo de Rusck tal y como se ha comentado en el apartado anterior.

En este método son diferentes los procedimientos para calcular la tasa de contorneamientos debidos a cebados inversos y debidos a descargas que caen en un conductor de fase o en tierra, ya que en cebados inversos se utiliza el modelo del radio atractivo según el cual la anchura expuesta de la línea no depende de la intensidad del rayo.

1) Cálculo de la tasa de contorneamientos por cebados inversos.

La anchura expuesta al rayo del cable de tierra es $2 \cdot r$, siendo r el radio atractivo del cable de tierra calculado a partir de la expresión (4.3).

La tasa de contorneamientos por 100 km de línea y año por cebados inversos (BFOR - Back FlashOver Rate) se incrementa según la expresión (5.9). Tal y como se ha comentado anteriormente, la expresión (5.9) se multiplica por 0.6 ya que se considera que solo el 60 % de los impactos que caen suficientemente cerca de un poste pueden provocar contorneamiento.

$$\text{BFOR}_{(nf)} = \text{BFOR}_{(nf-\Delta nf)} + 0.6 \cdot 2 \cdot r \cdot P(I \geq I_c) \cdot F_{nf} \cdot N_g / 10 \quad (5.9)$$

donde nf es el conductor de fase en esa iteración, $2 \cdot r$ es la anchura expuesta al rayo del cable de tierra en m, siendo r el radio atractivo del cable de tierra calculado a partir de la expresión (4.3), $P(I \geq I_c)$ es la probabilidad de tener rayos con una intensidad superior a la crítica calculada a partir de la expresión (3.4), F_{nf} es la probabilidad de que ocurra cebado inverso en la fase nf , y N_g es la densidad de descargas a tierra por km^2 y año.

2) Cálculo de la tasa de contorneamientos por rayos directos e indirectos.

El procedimiento para calcular ambas tasas de contorneamientos está basado de nuevo en el Modelo Electrogeométrico. La única diferencia se encuentra en el cálculo de la distancia máxima, $y_{\max(I)}$. En este caso, se utilizará la fórmula de Rusck, ver expresión (4.20), a partir del conductor de fase que tenga una relación $pr \cdot h$ más grande, siendo pr el factor de apantallamiento del cable de tierra.

Las tasas de contorneamientos por 100 km de línea y año por rayos directos a los conductores de fase y por rayos indirectos se incrementan según las expresiones (5.7) y (5.4) respectivamente.

El esquema de la figura 5.8 resume el procedimiento completo.

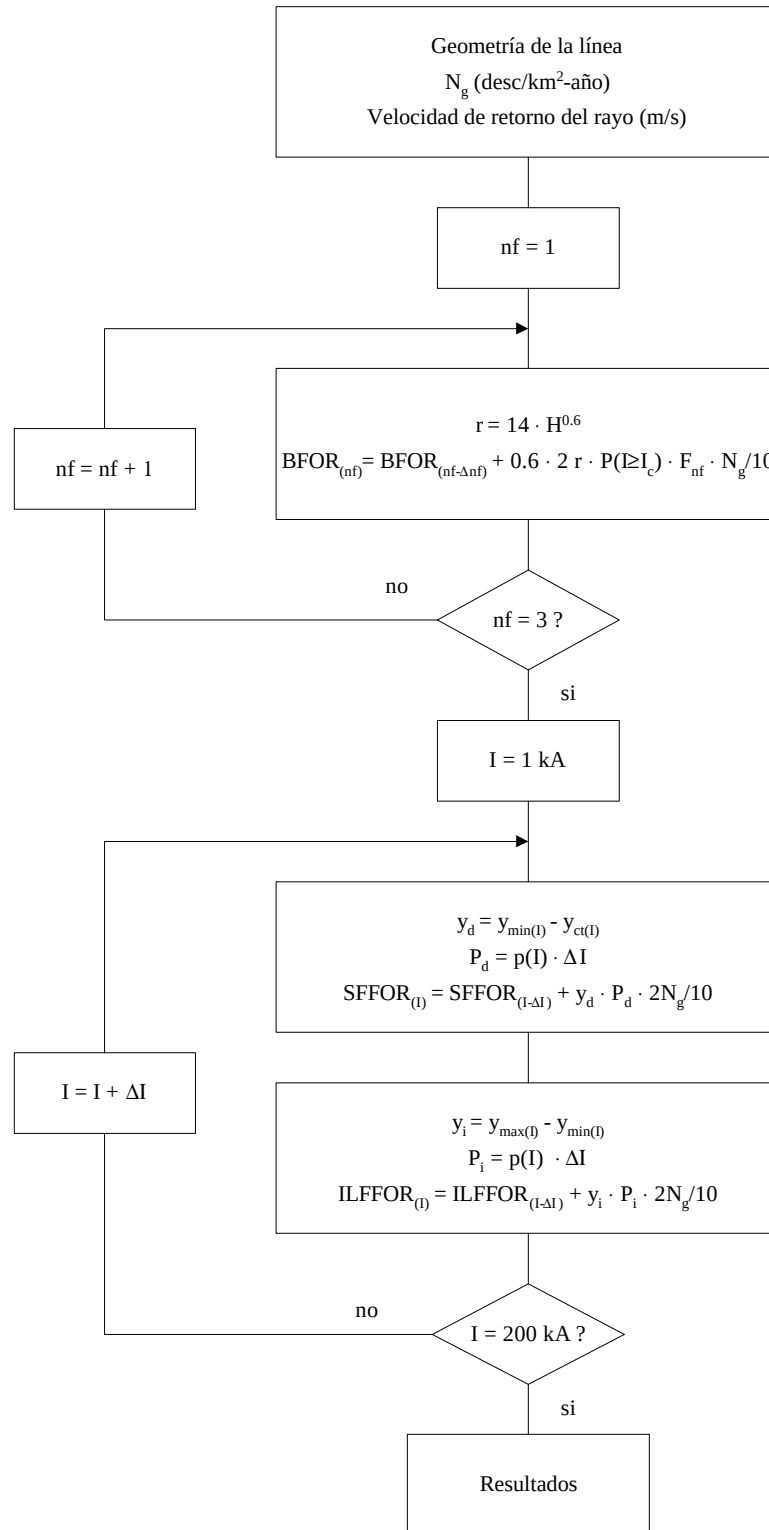


Figura 5.8. Cálculo de la tasa de contorneamientos. Método 3.

5.2.4. Resumen de métodos

Las Tablas 5.1 y 5.2 muestran un resumen de las características más importantes de los métodos estudiados en los apartados anteriores.

Tabla 5.1. Línea sin apantallar.

	Método 1	Método 2	Método 3
	Descargas directas a los conductores de fase		
Línea	3 conductores	3 conductores	3 conductores
Cálculo tasa de contorneamientos	Electrogeométrico	Electrogeométrico	Radio atractivo
	Descargas a tierra		
Línea	3 conductores	1 conductor	1 conductor
Modelo tensión inducida	Chowdhuri	Rusck	Rusck
Modelo acoplamiento	Chowdhuri	No se considera	No se considera
Cálculo tasa de contorneamientos	Electrogeométrico - Chowdhuri	Electrogeométrico - Rusck	Electrogeométrico - Rusck

Tabla 5.2. Línea apantallada.

	Método 1	Método 2	Método 3
	Descargas directas a los conductores de fase		
Línea	3 conductores	3 conductores	3 conductores
Cálculo tasa de contorneamientos	Electrogeométrico	Electrogeométrico	Electrogeométrico
	Descargas directas al cable de tierra		
Línea	3 conductores	3 conductores	3 conductores
Cálculo tasa de contorneamientos	Electrogeométrico	Electrogeométrico	Radio atractivo
	Descargas a tierra		
Línea	3 conductores	1 conductor	1 conductor
Modelo tensión inducida	Chowdhuri	Chowdhuri	Rusck
Modelo acoplamiento	Chowdhuri	Rusck	Rusck
Cálculo tasa de contorneamientos	Electrogeométrico - Chowdhuri	Electrogeométrico - Chowdhuri	Electrogeométrico - Rusck

5.2.5. Resultados

Los distintos procedimientos presentados en los apartados anteriores han sido aplicados en el estudio de líneas aéreas con y sin cable de tierra.

El análisis de las líneas de distribución se ha realizado suponiendo que la velocidad de retorno del rayo es un parámetro que tiene el mismo valor para todas las descargas o que guarda relación con la intensidad máxima de la descarga según se comentó en el capítulo 3, sección 3.8.

5.2.5.1. Tasa de contorneamientos con velocidad de retorno del rayo constante

Las Tablas 5.3 y 5.4 muestran los resultados obtenidos con las configuraciones de línea consideradas en este estudio.

- a) La tasa de contorneamientos por descargas directas a los conductores de fase es prácticamente independiente del método empleado. Además los resultados son parecidos tanto para una configuración de línea horizontal como vertical. La configuración horizontal presenta una distancia horizontal frente al rayo algo mayor que la vertical, sin embargo, el efecto de esta anchura es despreciable. El pequeño aumento de la tasa de contorneamientos de una configuración vertical respecto de una horizontal es debido al aumento de la altura del conductor más elevado.
- b) La tasa de contorneamientos por descargas que caen a tierra en las cercanías de la línea difiere mucho según se utilice el método de Chowdhuri, o el método de Rusck. El método 1 considera el acoplamiento entre los conductores de la línea al calcular la tensión inducida mientras que el método 2 se calcula a partir del conductor más elevado. En una línea horizontal la distancia entre los conductores más externos suele ser mucho más pequeña que la distancia entre descarga y línea por lo que el acoplamiento entre conductores es despreciable y se puede aproximar la línea por un solo conductor. Sin embargo, esta suposición no se puede hacer en el caso de una línea vertical porque cada conductor está a una altura diferente y la tensión inducida es diferente porque es proporcional a la altura. Ahora, el acoplamiento entre ellos juega un papel importante. Por tanto, el aumento de la tasa de contorneamientos entre línea horizontal y línea vertical, es debido no solo a la altura de la línea, métodos 1 y 2, sino también al acoplamiento entre los conductores, método 1. Existe una gran diferencia en los resultados cuando se varía la velocidad de retorno del rayo. Con una velocidad típica del rayo de 90000 km/s los resultados son del mismo orden. Sin embargo, un aumento de la velocidad de retorno disminuye fuertemente la tasa de contorneamientos utilizando el modelo de Chowdhuri, mientras que la aumenta moderadamente utilizando el modelo de Rusck. Estas diferencias existen en ambas configuraciones de línea.
- c) Cuando la línea está apantallada, la tasa de contorneamientos por descargas directas disminuye considerablemente. Aunque aparecen los cebados inversos, la suma de las tasas por descargas directas y por cebados inversos es más baja que la resultante por descargas directas en el caso de que la línea no tenga cable de tierra. Esta reducción depende sobre todo de la tensión de contorneamiento de la línea y de la resistencia de puesta a tierra de los postes. Aunque el apantallamiento de los conductores de fase es prácticamente total, la reducción más importante se encuentra en la tasa de contorneamientos por descargas a tierra, esta reducción es considerable sea cual sea el modelo que se utilice.

- d) La tasa de contorneamientos por cebados inversos muestra resultados similares con todos los métodos. Los resultados son también similares en líneas horizontales y verticales, la única diferencia importante se encuentra en la altura del cable de tierra.
- e) Un parámetro importante en el cálculo de la tasa de contorneamientos por cebados inversos es la resistencia de puesta a tierra de los postes. Para estimar su influencia se ha realizado un análisis de sensibilidad. La Tabla 5.3 muestra los resultados obtenidos para tres valores diferentes. Comparando estos resultados con los que aparecen en la Tabla 5.4, es evidente que este parámetro es el más importante en la evaluación frente al rayo de líneas de distribución apantalladas. La representación de la resistencia de puesta a tierra merece una especial atención porque el valor de esta resistencia es no lineal, y además es altamente dependiente de la corriente de la descarga. Esta relación no ha sido considerada en este documento.
- f) En líneas con cable de tierra, la diferencia entre métodos es importante al calcular la tasa de contorneamientos por descargas que caen a tierra en las cercanías de la línea. Nuevamente, la dependencia de esta tasa parcial con la velocidad de retorno del rayo es importante. Las conclusiones son similares a las deducidas en el caso de líneas sin cable de tierra. El modelo de acoplamiento entre cable de tierra y conductores es importante, pero lo es mucho más el modelo utilizado para calcular la tensión inducida en la línea. La diferencia entre configuración horizontal y vertical es debida básicamente a la elevación de la línea, ahora el efecto del cable de tierra es importante en ambas configuraciones. En la línea horizontal el cable de tierra reduce algo más la tensión inducida en el conductor central que en los extremos, mientras que en la línea vertical el cable de tierra disminuye su efecto conforme disminuye la altura de los conductores, por tanto el conductor más elevado no tiene porque ser el conductor más desfavorable. Si se comparan los diferentes métodos estudiados, la tasa de contorneamientos total nuevamente difiere de manera considerable con velocidades de retorno del rayo extremas.

5.2.5.2. Tasa de contorneamientos con velocidad de retorno del rayo en función de la intensidad

La velocidad de retorno del rayo juega un papel muy importante en el cálculo de la tasa de contorneamientos de una línea aérea de distribución. En este apartado, a diferencia del anterior, la velocidad de retorno del rayo no permanecerá constante, sino que será calculada a partir de la intensidad máxima de la descarga según la expresión (3.10).

Los valores de la tasa de contorneamientos se han calculado para tres valores diferentes del parámetro W , ver expresión (3.10), y con valores extremos de 50 y 500. Según medidas experimentales, los valores elevados de W se adaptan mejor a velocidades de retorno de la primera descarga, mientras que los valores pequeños se adaptan mejor a las descargas posteriores a la primera.

La figura 5.9 muestra la distribución resultante para la velocidad de retorno del rayo en función de los diferentes valores que toma el parámetro W . Se puede observar que tanto la velocidad media como los valores extremos de la distribución dependen fuertemente de este parámetro. Así por ejemplo, para el caso de $W = 50$, la velocidad media se encuentra entre 180000 y 190000 km/s y sus valores extremos entre 90000 y 270000 km/s aproximadamente. Sin embargo, para el caso de $W = 500$, la velocidad media se encuentra entre 60000 y 70000 km/s y sus valores extremos entre 20000 y 150000 km/s. Estos resultados reflejan la importancia que este parámetro va a tener en el cálculo de la tasa de contorneamientos.

Los resultados obtenidos se presentan en la Tabla 5.5. A continuación se resumen las conclusiones más importantes.

- El parámetro W no influye en la tasa de contorneamientos por descargas directas ya que este cálculo no depende de la velocidad de retorno del rayo.
- La variación de la tasa de contorneamientos por descargas a tierra en función del parámetro W depende del método utilizado. Con el método de Rusck, la tasa de contorneamientos disminuye al aumentar el parámetro W , mientras que con el método de Chowdhuri aumenta, no obstante, e independientemente del método utilizado, la variación del parámetro W afecta más a las líneas sin cable de tierra.
- Los resultados obtenidos para las tasas de contorneamientos por descargas a tierra y totales calculadas con los parámetros $W = 200$ y $W = 500$ son comparables a los obtenidos en el apartado anterior con velocidades de retorno del rayo de 150000 y 90000 km/s, respectivamente, aunque las velocidades medias de estas distribuciones se encuentren cercanas a 110000 y 70000 km/s, respectivamente.
- Se puede observar que los resultados obtenidos en este apartado para las tasas de contorneamientos por descargas a tierra y totales calculadas con un parámetro $W = 50$ no son comparables a ninguno de los obtenidos en el apartado anterior, los que más se acercan serían los calculados con una velocidad de retorno del rayo de 150000 km/s. Esto es lógico, porque en este caso la distribución de velocidades tiene una velocidad media cercana a los 200000 km/s y un valor extremo que llega casi a 300000 km/s, valores mucho mayores que cualquiera de los utilizados en el apartado anterior.
- Las posibles diferencias en el cálculo de la tasa de contorneamientos por descargas a tierra al utilizar una velocidad de retorno del rayo constante o una distribución de valores afectarán sobretudo al método de Chowdhuri, porque el cálculo de la tensión inducida es muy sensible al valor que tiene la velocidad de retorno.

Tabla 5.3. Efecto de la resistencia de puesta a tierra de los postes.

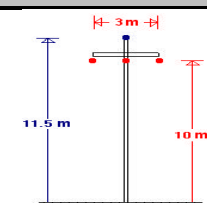
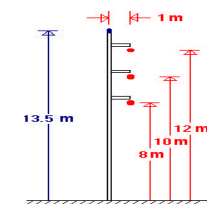
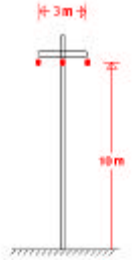
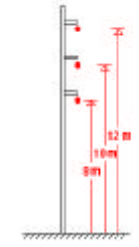
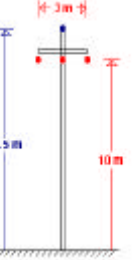
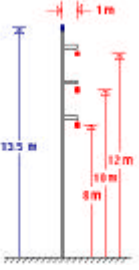
Línea	R (W)	Métodos 1/2 (cont/100km-año)	Método 3 (cont/100km-año)
 $\phi_c = 10 \text{ mm}$ $\phi_{ct} = 5 \text{ mm}$ $\text{CFO} = 150 \text{ kV}$ $N_g = 1 \text{ desc/km}^2\text{-año}$	10	3.013	2.135
	50	6.382	5.700
	100	6.972	6.531
 $\phi_c = 10 \text{ mm}$ $\phi_{ct} = 5 \text{ mm}$ $\text{CFO} = 150 \text{ kV}$ $N_g = 1 \text{ desc/km}^2\text{-año}$	10	3.772	2.985
	50	6.933	6.727
	100	7.432	7.421

Tabla 5.4. Tasa de contorneamientos. Velocidad de retorno del rayo constante.

Línea	Velocidad de retorno (km/s)	Tasa (cont/100km-año) (*)	Método 1	Método 2	Método 3
 $\phi_c = 10 \text{ mm}$ CFO = 150 kV $N_g = 1 \text{ desc/km}^2\text{-año}$	30000	dd di tot	12.3990 81.2786 93.6776	12.3990 0.8550 13.2540	11.4190 0.8550 12.2740
	90000	dd di tot	12.3990 6.1997 18.5987	12.3990 1.5770 13.9760	11.4190 1.5770 12.9960
	150000	dd di tot	12.3990 0.2396 12.6386	12.3990 2.6190 15.0180	11.4190 2.6190 14.0380
 $\phi_c = 10 \text{ mm}$ CFO = 150 kV $N_g = 1 \text{ desc/km}^2\text{-año}$	30000	dd di tot	12.5940 91.3865 103.9805	12.5940 1.7840 14.3780	12.4090 1.7840 14.1930
	90000	dd di tot	12.5940 7.9229 20.5169	12.5940 2.9520 15.5460	12.4090 2.9520 15.3610
	150000	dd di tot	12.5940 0.3485 12.9425	12.5940 4.4820 17.0760	12.4090 4.4820 16.8910
 $\phi_c = 10 \text{ mm}$ $\phi_{ct} = 5 \text{ mm}$ CFO = 150 kV $R = 50 \Omega$ $N_g = 1 \text{ desc/km}^2\text{-año}$	30000	dd ci di tot	0.0420 6.3820 55.1018 61.5258	0.0420 6.3820 36.1611 42.5851	0.0420 5.7000 0.1380 5.8800
	90000	dd ci di tot	0.0420 6.3820 2.7222 9.1462	0.0420 6.3820 0.6431 7.0671	0.0420 5.7000 0.3490 6.0910
	150000	dd ci di tot	0.0420 6.3820 0.0665 6.4905	0.0420 6.3820 0.0037 6.4277	0.0420 5.7000 0.7250 6.4670
 $\phi_c = 10 \text{ mm}$ $\phi_{ct} = 5 \text{ mm}$ CFO = 150 kV $R = 50 \Omega$ $N_g = 1 \text{ desc/km}^2\text{-año}$	30000	dd ci di tot	0.0031 6.9330 59.8057 66.7418	0.0031 6.9330 46.4896 53.4257	0.0031 6.7270 0.3420 7.0721
	90000	dd ci di tot	0.0031 6.9330 3.2318 10.1679	0.0031 6.9330 1.1384 8.0745	0.0031 6.7270 0.7230 7.4531
	150000	dd ci di tot	0.0031 6.9330 0.0866 7.0227	0.0031 6.9330 0.0103 6.9464	0.0031 6.7270 1.3390 8.0691

(*) dd (contorneamientos por descargas directas a fase), ci (contorneamientos por descargas directas al cable de tierra), di (contorneamientos por descargas a tierra), tot (contorneamientos totales)

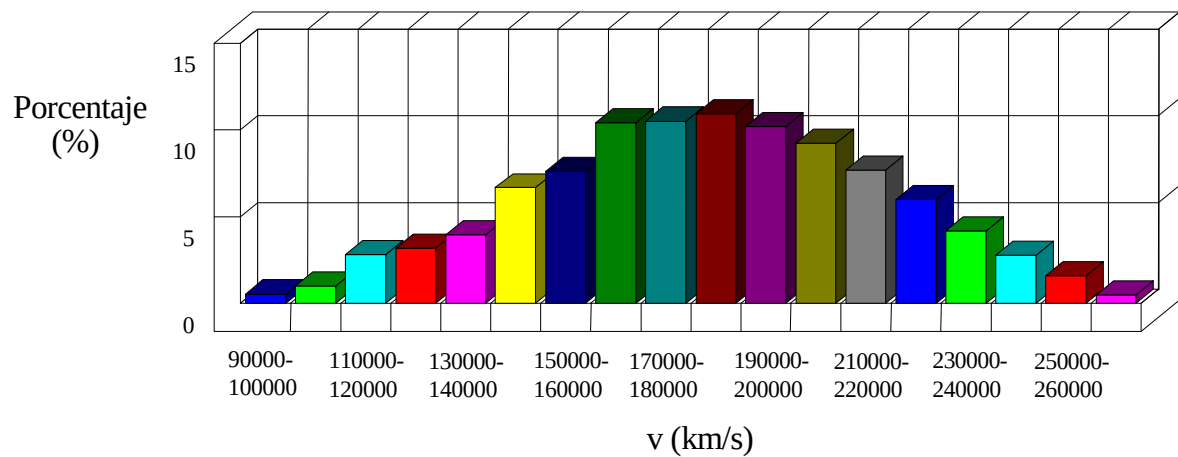
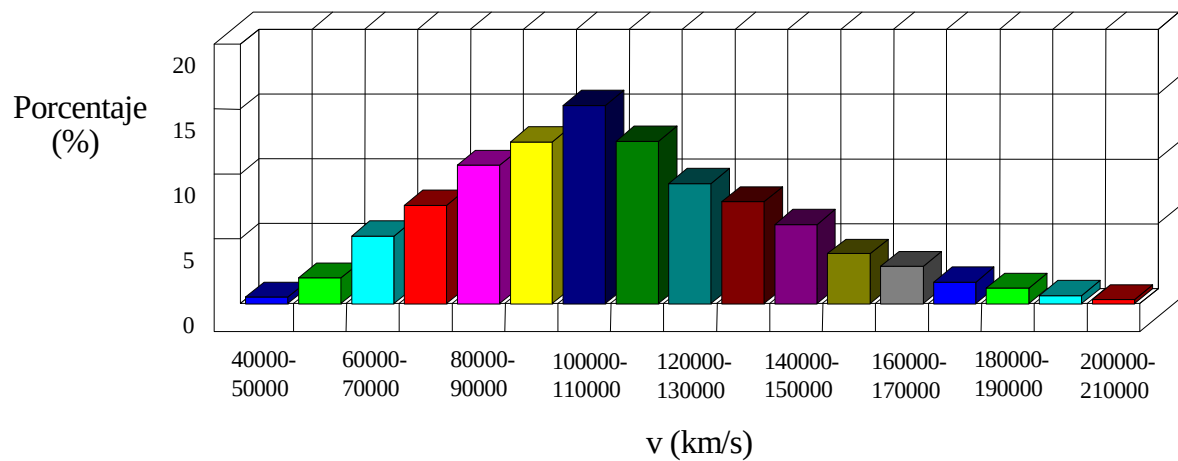
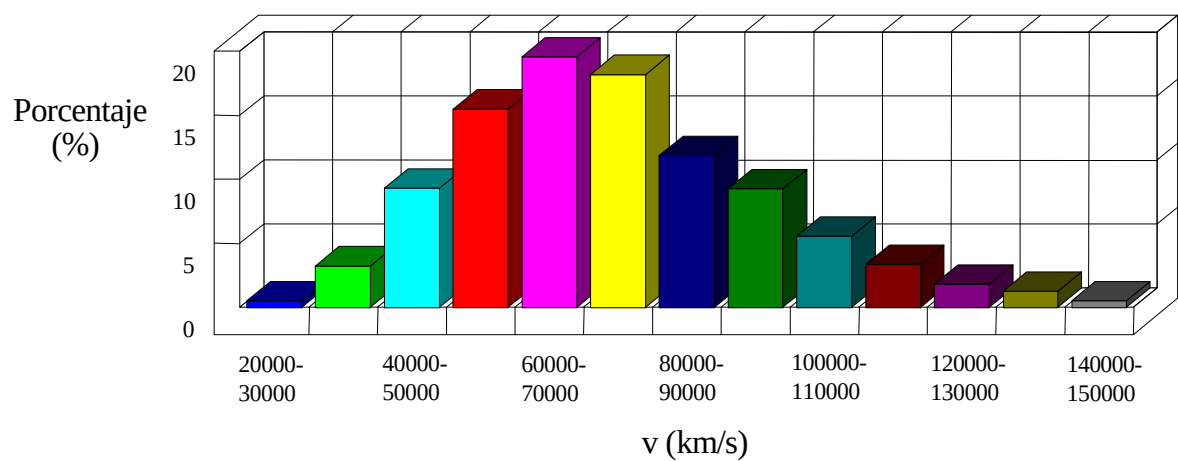
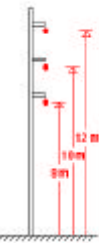
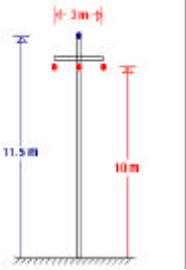
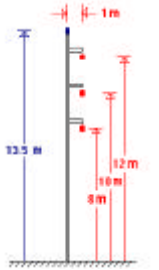
a) $W = 50$ b) $W = 200$ c) $W = 500$

Figura 5.9. Estadística de la velocidad de retorno del rayo.

Tabla 5.5. Tasa de contorneamientos. Velocidad de retorno del rayo en función de la intensidad.

Línea	W	Tasa (cont/100km-año) (*)	Método 1	Método 2	Método 3
 $\phi_c = 10 \text{ mm}$ CFO = 150 kV $N_g = 1 \text{ desc/km}^2\text{-año}$	50	dd	12.3990	12.3990	11.4190
		di	0.0002	4.3808	4.3808
		tot	12.3992	16.7798	15.7998
	200	dd	12.3990	12.3990	11.4190
		di	0.2845	2.6217	2.6217
		tot	12.6835	15.0207	14.0407
	500	dd	12.3990	12.3990	11.4190
		di	4.6473	1.8444	1.8440
		tot	17.0463	14.2434	13.2630
 $\phi_c = 10 \text{ mm}$ CFO = 150 kV $N_g = 1 \text{ desc/km}^2\text{-año}$	50	dd	12.5940	12.5940	12.4090
		di	0.0004	6.6953	6.6953
		tot	12.5944	19.2893	19.1043
	200	dd	12.5940	12.5940	12.4090
		di	0.4010	4.3135	4.3135
		tot	12.9950	16.9075	16.7225
	500	dd	12.5940	12.5940	12.4090
		di	6.3814	3.2183	3.2183
		tot	18.9754	15.8123	15.6273
 $\phi_c = 10 \text{ mm}$ $\phi_{ct} = 5 \text{ mm}$ CFO = 150 kV $R = 50 \Omega$ $N_g = 1 \text{ desc/km}^2\text{-año}$	50	dd	0.0420	0.0420	0.0420
		ci	6.3820	6.3820	5.7000
		di	0.0000	0.0000	1.7186
		tot	6.4240	6.4240	7.4606
	200	dd	0.0420	0.0420	0.0420
		ci	6.3820	6.3820	5.7000
		di	0.0248	0.0000	0.8749
		tot	6.4488	6.4240	6.6169
	500	dd	0.0420	0.0420	0.0420
		ci	6.3820	6.3820	5.7000
		di	1.5563	0.1227	0.5329
		tot	7.9803	6.5467	6.2749
 $\phi_c = 10 \text{ mm}$ $\phi_{ct} = 5 \text{ mm}$ CFO = 150 kV $R = 50 \Omega$ $N_g = 1 \text{ desc/km}^2\text{-año}$	50	dd	0.0031	0.0031	0.0031
		ci	6.9330	6.9330	6.7270
		di	0.0000	0.0000	2.6791
		tot	6.9361	6.9361	9.4092
	200	dd	0.0031	0.0031	0.0031
		ci	6.9330	6.9330	6.7270
		di	0.0532	0.0025	1.4707
		tot	6.9893	6.9386	8.2008
	500	dd	0.0031	0.0031	0.0031
		ci	6.9330	6.9330	6.7270
		di	1.9652	0.2664	0.9620
		tot	8.9013	7.2025	7.6921

(*) dd (contorneamientos por descargas directas a fase), ci (contorneamientos por descargas directas al cable de tierra), di (contorneamientos por descargas a tierra), tot (contorneamientos totales)

5.3. CÁLCULO ESTADÍSTICO

5.3.1. El método de Monte Carlo

El objetivo principal de esta sección es calcular la tasa de contorneamientos a partir del método de Monte Carlo.

El método de Monte Carlo no es más que un procedimiento numérico que se repite utilizando en cada nuevo cálculo un conjunto de valores distintos que se varían de acuerdo a una distribución de probabilidad asociada a cada una de las variables involucradas en el proceso transitorio.

Los aspectos más importantes del procedimiento empleado se resumen a continuación

1) El método de Monte Carlo se basa en la aplicación repetida de un acontecimiento, variando en cada nuevo caso los parámetros o variables que intervienen en el cálculo de acuerdo con una ley de probabilidad. Así por tanto, se generan de forma aleatoria las características de las descargas que pueden afectar a la línea en estudio.

- Los parámetros de cada descarga se generarán de acuerdo a las leyes de distribución presentadas en el capítulo 3.

- El proceso para calcular la intensidad de la descarga es el siguiente:

Paso 1: A partir de la expresión (3.3) se calcula la función de distribución P , que es la probabilidad de tener rayos con intensidad de pico igual o más grande que un determinado valor, para valores de intensidad comprendidos entre 0.5 kA y 200 kA.

Paso 2: La intensidad de la descarga se consigue dando valores de forma aleatoria entre 0 y 1 a la probabilidad P .

- El proceso para calcular el tiempo de frente de la onda de corriente del rayo es el siguiente:

Paso 1: Aplicando la expresión (3.3) al tiempo de frente se calcula la función de distribución P , que es la probabilidad de tener rayos con tiempo de frente igual o más grande que un determinado valor, para valores del tiempo de frente comprendidos entre 0.5 μ s y 10.5 μ s.

Paso 2: El tiempo de frente se obtiene dando valores de forma aleatoria entre 0 y 1 a la probabilidad P .

- El punto de impacto de una descarga tiene una probabilidad de distribución uniforme, es decir cualquier punto del área en la que está tendida la línea tiene la misma probabilidad; el estudio se ha realizado generando puntos de impacto en una superficie de 1 km de largo y 1 km de ancho (500 metros a cada lado de la línea).
- La velocidad de retorno del rayo será calculada de dos maneras diferentes. Por un lado, se calculará a partir de una distribución uniforme que puede variar entre 30000 y 150000 km/s. Por otro lado, se calculará a partir de la intensidad máxima de la descarga, ver expresión (3.10). En este último caso se han utilizado cuatro valores diferentes para el parámetro W , tomando 50 y 500 como valores extremos.

- 2) El estudio se ha realizado con un número de casos constante, 5000, ya que ha quedado demostrado después de realizar una serie de pruebas que este número es suficiente para que con el método de Monte Carlo se alcance una precisión aceptable. El estudio completo de la convergencia del método de Monte Carlo se realizará en el próximo capítulo.
- 3) Se calcula la tasa de contorneamientos de acuerdo con la siguiente fórmula

$$\text{tasa} = \frac{\text{número de descargas que han provocado contorneamiento}}{\text{número de casos}} \cdot 100 \text{ km de línea} \quad (5.10)$$

En el análisis estadístico los cálculos se han realizado para una densidad de descargas a tierra de valor unidad, $N_g = 1 \text{ desc/km}^2\text{-año}$. El valor de la tasa de contorneamientos real se debería de multiplicar por N_g , puesto que esta es directamente proporcional a la densidad de descargas.

5.3.2. Cálculo estadístico con una tensión de contorneamiento constante

En este apartado se calcula la tasa de contorneamientos utilizando el método de Monte Carlo siguiendo las directrices comentadas en el apartado anterior, y para una tensión de contorneamiento constante en todos los ejemplos de valor CFO = 150 kV.

Los resultados obtenidos con las líneas analizadas se muestran en las Tablas 5.6 y 5.7. La tensión inducida en la línea por descargas a tierra se ha calculado de dos formas diferentes, según el método de Chowdhuri estudiado en el apartado 4.3.3.2.2, líneas trifásicas sin y con cable de tierra, y según la fórmula de Rusck vista en el apartado 4.3.3.1, corregida por el factor de apantallamiento cuando la línea tiene cable de tierra. Estos cálculos están basados exclusivamente en el Modelo Electrogeométrico.

A continuación se comentan los resultados obtenidos. Estos resultados son comparados con los obtenidos mediante la realización de un cálculo sistemático, Tablas 5.4 y 5.5.

- a) Tal como se obtuvo en estudios anteriores, el parámetro W no influye en las descargas directas, tanto a los conductores de fase como al cable de tierra si la línea está apantallada.
- b) La tasa de contorneamientos por descargas directas a los conductores de fase es similar tanto utilizando el método de Monte Carlo (Tablas 5.6 y 5.7) como a partir de los métodos 1 y 2 (Tablas 5.4 y 5.5).
- c) La tasa de contorneamientos por cebados inversos es algo mayor con el método de Monte Carlo (Tablas 5.6 y 5.7) que con los métodos 1 y 3 (Tablas 5.4 y 5.5). Esta diferencia se debe exclusivamente a que los métodos 1 y 3, expresiones (5.9) y (5.8), consideran que solo el 60 % de los impactos que caen suficientemente cerca de un poste pueden provocar contorneamiento.
- d) La variación de la tasa de contorneamientos en función del parámetro W depende del método utilizado para evaluar las descargas a tierra. Con el método de Rusck, la tasa de contorneamientos disminuye ligeramente al aumentar el parámetro W , mientras que con el método de Chowdhuri aumenta de manera considerable cuando la línea no está apantallada, y solo aumenta ligeramente en el caso contrario.

- e) Con el método de Rusck, la tasa de contorneamientos por descargas a tierra es algo menor con el método de Monte Carlo y una distribución uniforme de velocidad que con una distribución de velocidad en función de la intensidad máxima que utiliza un parámetro $W = 500$. Sin embargo, utilizando el método de Chowdhuri ocurre lo contrario. Con este último, la diferencia es considerable en el caso de que la línea se encuentre apantallada. Como ya se comentó en el apartado anterior, el método de Chowdhuri es más sensible a las variaciones de la velocidad de retorno del rayo que el método de Rusck.
- f) Apenas existen diferencias en la tasa de contorneamientos por descargas a tierra según se calcule a partir del método de Monte Carlo con velocidad de retorno del rayo en función de la intensidad máxima (Tablas 5.6 y 5.7) o bien a partir de los métodos 1 y 3 (Tabla 5.5). De igual manera ocurre si se compara el método de Monte Carlo con distribución uniforme de velocidad aplicado al método de Rusck (Tabla 5.6), con el método 3 teniendo en cuenta el valor medio de la tasa calculado para las tres velocidades de retorno (Tabla 5.4). Sin embargo, esto no es así con el método de Chowdhuri (Tabla 5.7), lo cual es lógico debido a la sensibilidad que presenta con la velocidad de retorno del rayo.

5.3.3. Cálculo estadístico en función de la tensión de contorneamiento

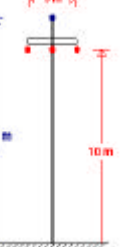
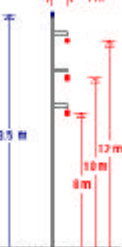
El presente estudio es una continuación del análisis estadístico visto en el apartado anterior. En este caso, el objetivo es realizar el análisis estadístico en función de la tensión de contorneamiento (CFO).

Las Tablas 5.8 y 5.9 presentan los resultados obtenidos que son comentados a continuación

- a) La tasa de contorneamientos por descargas directas a los conductores de fase permanece constante en todos los casos. Sin cable de tierra, esto significa que la máxima tensión de contorneamiento analizada en este estudio, 300 kV, no es suficiente para evitar este tipo de contorneamientos. Generalmente, en líneas de distribución el valor de la tensión originada por este tipo de descargas es tan elevado que todas ellas provocan contorneamiento en la línea. Sin embargo, la línea queda apantallada efectivamente si tiene instalado un cable de tierra, y por tanto la tasa de contorneamientos por descargas directas a los conductores de fase es cero.
- b) La tasa de contorneamientos por cebados inversos disminuye de manera considerable con el aumento del CFO. Sin embargo, un CFO de 300 kV no es suficiente para evitar este tipo de contorneamientos.
- c) Cuando la línea no tiene cable de tierra, la tasa de contorneamientos por descargas a tierra prácticamente se anula en todos los casos a partir de una tensión de contorneamiento de 300 kV. Incluso, en la mayoría de ellos un CFO de 200 kV es suficiente para evitar el contorneamiento de la línea por descargas a tierra. Si la línea se encuentra apantallada, un CFO de 150 kV es suficiente para evitar este tipo de contorneamientos. No obstante, en ambos casos, línea con y sin cable de tierra, la excepción viene dada utilizando el método de Chowdhuri con distribución uniforme de velocidad de retorno del rayo; en este caso, incluso un CFO de 300 kV sería insuficiente para evitar el contorneamiento por este tipo de descargas.

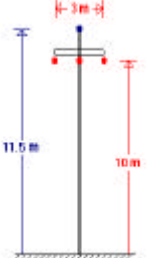
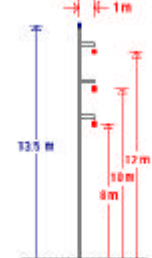
- d) En la mayoría de los casos la tasa de contorneamientos por descargas a tierra es mayor que por descargas directas a la línea, a los conductores de fase o al cable de tierra si la línea se encuentra apantallada, con un CFO de 50 kV.
- e) Tal como sucedió en estudios anteriores, la relación entre la tasa de contorneamientos por descargas a tierra y el parámetro W , en el caso de utilizar una distribución de velocidad en función de la intensidad máxima del rayo, depende del método utilizado. Con el método de Rusck, la tasa de contorneamientos disminuye ligeramente al aumentar el parámetro W , mientras que con el método de Chowdhuri aumenta de manera considerable. Además, con el método de Rusck, esta relación se mantiene con todos los valores de la tensión de contorneamiento utilizados. Sin embargo, con el método de Chowdhuri, este aumento no es tan brusco con valores del CFO mayores de 150 kV.
- f) La comparación de los valores de la tasa de contorneamientos por descargas a tierra obtenidos con distribución uniforme de velocidad respecto a los obtenidos utilizando una distribución de velocidad en función de la intensidad máxima de la descarga depende de la tensión de contorneamiento de la línea. Tanto con el método de Rusck como con el de Chowdhuri y con un CFO de 50 kV, los valores obtenidos son comparables cuando el parámetro W se encuentra entre 350 y 500, mientras que si el CFO es mayor que 100 o 150 kV son comparables cuando el valor de este parámetro es más grande que 500.

Tabla 5.6. Método de Rusck. Cálculo estadístico con tensión de contorneamiento constante.

Línea	Tasa (cont/100km-año) (*)	Distribución uniforme de velocidad	Velocidad en función de I_{max}			
			W = 50	W = 200	W = 350	W = 500
 $\phi_c = 10 \text{ mm}$ $CFO = 150 \text{ kV}$ $N_g = 1 \text{ desc/km}^2\text{-año}$	dd	11.40	11.40	11.40	11.40	11.40
	di	1.34	4.60	2.54	1.96	1.68
	tot	12.74	16.00	13.94	13.36	13.08
 $\phi_c = 10 \text{ mm}$ $CFO = 150 \text{ kV}$ $N_g = 1 \text{ desc/km}^2\text{-año}$	dd	11.60	11.60	11.60	11.60	11.60
	di	3.28	7.34	4.72	3.72	3.34
	tot	14.88	18.94	16.32	15.32	14.94
 $\phi_c = 10 \text{ mm}$ $\phi_{ct} = 5 \text{ mm}$ $CFO = 150 \text{ kV}$ $R = 50 \Omega$ $N_g = 1 \text{ desc/km}^2\text{-año}$	dd	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	ci	9.90	9.90	9.90	9.90	9.90
	di	0.10	1.12	0.48	0.34	0.20
	tot	10.00	11.02	10.38	10.24	10.10
 $\phi_c = 10 \text{ mm}$ $\phi_{ct} = 5 \text{ mm}$ $CFO = 150 \text{ kV}$ $R = 50 \Omega$ $N_g = 1 \text{ desc/km}^2\text{-año}$	dd	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	ci	10.94	10.94	10.94	10.94	10.94
	di	0.46	2.36	1.06	0.76	0.62
	tot	11.40	13.30	12.00	11.70	11.56

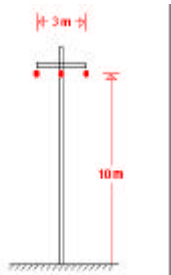
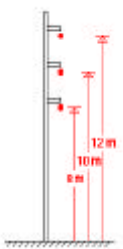
(*) dd (contorneamientos por descargas directas a fase), ci (contorneamientos por descargas directas al cable de tierra)
di (contorneamientos por descargas a tierra), tot (contorneamientos totales)

Tabla 5.7. Método de Chowdhuri. Cálculo estadístico con tensión de contorneamiento constante.

Línea	Tasa (cont/100km-año) (*)	Distribución uniforme de velocidad	Velocidad en función de I_{max}			
			W = 50	W = 200	W = 350	W = 500
 $\phi_c = 10 \text{ mm}$ $CFO = 150 \text{ kV}$ $N_g = 1 \text{ desc/km}^2\text{-año}$	dd	11.40	11.40	11.40	11.40	11.40
	di	11.92	0.00	0.38	1.94	4.92
	tot	23.32	11.40	11.78	13.34	16.32
 $\phi_c = 10 \text{ mm}$ $CFO = 150 \text{ kV}$ $N_g = 1 \text{ desc/km}^2\text{-año}$	dd	11.60	11.60	11.60	11.60	11.60
	di	13.74	0.00	0.58	2.78	6.60
	tot	25.34	11.60	12.18	14.38	18.20
 $\phi_c = 10 \text{ mm}$ $\phi_{ct} = 5 \text{ mm}$ $CFO = 150 \text{ kV}$ $R = 50 \Omega$ $N_g = 1 \text{ desc/km}^2\text{-año}$	dd	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	ci	9.90	9.90	9.90	9.90	9.90
	di	6.86	0.00	0.02	0.54	1.66
	tot	16.76	9.90	9.92	10.44	11.56
 $\phi_c = 10 \text{ mm}$ $\phi_{ct} = 5 \text{ mm}$ $CFO = 150 \text{ kV}$ $R = 50 \Omega$ $N_g = 1 \text{ desc/km}^2\text{-año}$	dd	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	ci	10.94	10.94	10.94	10.94	10.94
	di	7.42	0.00	0.00	0.70	2.06
	tot	18.36	10.94	10.94	11.64	13.00

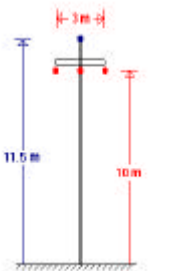
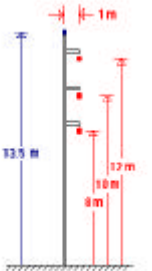
(*) dd (contorneamientos por descargas directas a fase), ci (contorneamientos por descargas directas al cable de tierra)
di (contorneamientos por descargas a tierra), tot (contorneamientos totales)

Tabla 5.8a. Método de Rusck. Cálculo estadístico en función de la tensión de contorneamiento.
Líneas sin apantallar.

Línea	CFO (kV)	Tasa (cont/100km-año) (*)	Distribución uniforme de velocidad	Velocidad en función de I_{max}			
				W = 50	W = 200	W = 350	W = 500
 $\phi_c = 10 \text{ mm}$ $N_g = 1 \text{ desc/km}^2\text{-año}$	50	dd di tot	11.40 23.84 35.24	11.40 31.10 42.50	11.40 26.22 37.62	11.40 24.34 35.74	11.40 23.58 34.98
	100	dd di tot	11.40 6.72 18.12	11.40 11.74 23.14	11.40 8.58 19.98	11.40 7.46 18.86	11.40 6.98 18.38
	150	dd di tot	11.40 1.34 12.74	11.40 4.60 16.00	11.40 2.54 13.94	11.40 1.96 13.36	11.40 1.68 13.08
	200	dd di tot	11.40 0.16 11.56	11.40 1.56 12.96	11.40 0.60 12.00	11.40 0.42 11.82	11.40 0.34 11.74
	250	dd di tot	11.40 0.00 11.40	11.40 0.46 11.86	11.40 0.12 11.52	11.40 0.04 11.44	11.40 0.04 11.44
	300	dd di tot	11.40 0.00 11.40	11.40 0.12 11.52	11.40 0.02 11.42	11.40 0.02 11.42	11.40 0.00 11.40
 $\phi_c = 10 \text{ mm}$ $N_g = 1 \text{ desc/km}^2\text{-año}$	50	dd di tot	11.60 29.62 41.22	11.60 37.56 49.16	11.60 32.00 43.60	11.60 29.98 41.58	11.60 29.10 40.70
	100	dd di tot	11.60 10.06 21.66	11.60 16.00 27.60	11.60 12.02 23.62	11.60 10.86 22.46	11.60 10.38 21.98
	150	dd di tot	11.60 3.28 14.88	11.60 7.34 18.94	11.60 4.72 16.32	11.60 3.72 15.32	11.60 3.34 14.94
	200	dd di tot	11.60 0.74 12.34	11.60 3.00 14.60	11.60 1.58 13.18	11.60 1.04 12.64	11.60 0.86 12.46
	250	dd di tot	11.60 0.12 11.72	11.60 1.12 12.72	11.60 0.46 12.06	11.60 0.34 11.94	11.60 0.22 11.82
	300	dd di tot	11.60 0.00 11.60	11.60 0.44 12.04	11.60 0.12 11.72	11.60 0.04 11.64	11.60 0.04 11.64

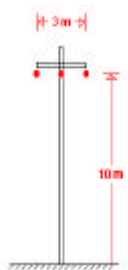
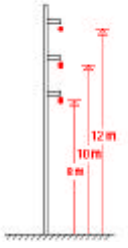
(*) dd (contorneamientos por descargas directas a fase), di (contorneamientos por descargas a tierra), tot (contorneamientos totales)

Tabla 5.8b. Método de Rusck. Cálculo estadístico en función de la tensión de contorneamiento.
Líneas apantalladas.

Línea	CFO (kV)	Tasa (cont/100km -año) (*)	Distribución uniforme de velocidad	Velocidad en función de I_{max}			
				W = 50	W = 200	W = 350	W = 500
 $\phi_c = 10 \text{ mm}$ $\phi_{ct} = 5 \text{ mm}$ $R = 50 \Omega$ $N_g = 1 \text{ desc/km}^2\text{-año}$	50	dd ci di tot	0.00 11.40 14.06 25.46	0.00 11.40 21.08 32.48	0.00 11.40 16.58 27.98	0.00 11.40 15.14 26.54	0.00 11.40 14.12 25.52
	100	dd ci di tot	0.00 11.00 1.92 12.92	0.00 11.00 5.82 16.82	0.00 11.00 3.20 14.20	0.00 11.00 2.54 13.54	0.00 11.00 2.32 13.32
	150	dd ci di tot	0.00 9.90 0.10 10.00	0.00 9.90 1.12 11.02	0.00 9.90 0.48 10.38	0.00 9.90 0.34 10.24	0.00 9.90 0.20 10.10
	200	dd ci di tot	0.00 8.78 0.00 8.78	0.00 8.78 0.16 8.94	0.00 8.78 0.04 8.82	0.00 8.78 0.02 8.80	0.00 8.78 0.02 8.80
	250	dd ci di tot	0.00 7.24 0.00 7.24	0.00 7.24 0.02 7.26	0.00 7.24 0.00 7.24	0.00 7.24 0.00 7.24	0.00 7.24 0.00 7.24
	300	dd ci di tot	0.00 5.74 0.00 5.74	0.00 5.74 0.00 5.74	0.00 5.74 0.00 5.74	0.00 5.74 0.00 5.74	0.00 5.74 0.00 5.74
 $\phi_c = 10 \text{ mm}$ $\phi_{ct} = 5 \text{ mm}$ $R = 50 \Omega$ $N_g = 1 \text{ desc/km}^2\text{-año}$	50	dd ci di tot	0.00 11.60 18.48 30.08	0.00 11.60 25.70 37.30	0.00 11.60 20.94 32.54	0.00 11.60 19.20 30.80	0.00 11.60 18.38 29.98
	100	dd ci di tot	0.00 11.32 3.94 15.26	0.00 11.32 8.20 19.52	0.00 11.32 5.54 16.86	0.00 11.32 4.62 15.94	0.00 11.32 4.00 15.32
	150	dd ci di tot	0.00 10.94 0.46 11.40	0.00 10.94 2.36 13.30	0.00 10.94 1.06 12.00	0.00 10.94 0.76 11.70	0.00 10.94 0.62 11.56
	200	dd ci di tot	0.00 9.74 0.00 9.74	0.00 9.74 0.56 10.30	0.00 9.74 0.20 9.94	0.00 9.74 0.12 9.86	0.00 9.74 0.12 9.86
	250	dd ci di tot	0.00 8.62 0.00 8.62	0.00 8.62 0.12 8.74	0.00 8.62 0.02 8.64	0.00 8.62 0.02 8.64	0.00 8.62 0.02 8.64
	300	dd ci di tot	0.00 7.32 0.00 7.32	0.00 7.32 0.02 7.34	0.00 7.32 0.00 7.32	0.00 7.32 0.00 7.32	0.00 7.32 0.00 7.32

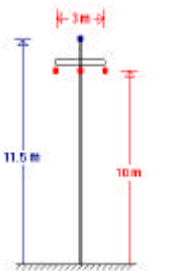
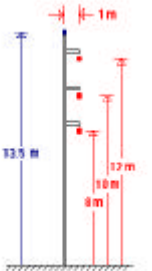
(*) dd (contorneamientos por descargas directas a fase), ci (contorneamientos por descargas directas al cable de tierra)
di (contorneamientos por descargas a tierra), tot (contorneamientos totales)

Tabla 5.9a. Método de Chowdhuri. Cálculo estadístico en función de la tensión de contorneamiento.
Líneas sin apantallar.

Línea	CFO (kV)	Tasa (cont/100km-año) (*)	Distribución uniforme de velocidad	Velocidad en función de I_{max}			
				W = 50	W = 200	W = 350	W = 500
 $\phi_c = 10 \text{ mm}$ $N_g = 1 \text{ desc/km}^2\text{-año}$	50	dd di tot	11.40 40.60 52.00	11.40 0.24 11.64	11.40 16.14 27.54	11.40 39.00 50.40	11.40 54.14 65.54
	100	dd di tot	11.40 21.36 32.76	11.40 0.02 11.42	11.40 1.82 13.22	11.40 7.82 19.22	11.40 15.08 26.48
	150	dd di tot	11.40 11.92 23.32	11.40 0.00 11.40	11.40 0.38 11.78	11.40 1.94 13.34	11.40 4.92 16.32
	200	dd di tot	11.40 6.96 18.36	11.40 0.00 11.40	11.40 0.02 11.42	11.40 0.56 11.96	11.40 1.68 13.08
	250	dd di tot	11.40 4.00 15.40	11.40 0.00 11.40	11.40 0.02 11.42	11.40 0.24 11.64	11.40 0.64 12.04
	300	dd di tot	11.40 2.66 14.06	11.40 0.00 11.40	11.40 0.00 11.40	11.40 0.00 11.40	11.40 0.26 11.66
 $\phi_c = 10 \text{ mm}$ $N_g = 1 \text{ desc/km}^2\text{-año}$	50	dd di tot	11.60 43.52 55.12	11.60 0.36 11.96	11.60 20.08 31.68	11.60 45.10 56.70	11.60 59.62 71.22
	100	dd di tot	11.60 23.84 35.44	11.60 0.02 11.62	11.60 2.88 14.48	11.60 9.96 21.56	11.60 19.20 30.80
	150	dd di tot	11.60 13.74 25.34	11.60 0.00 11.60	11.60 0.58 12.18	11.60 2.78 14.38	11.60 6.60 18.20
	200	dd di tot	11.60 8.10 19.70	11.60 0.00 11.60	11.60 0.10 11.70	11.60 0.9 12.50	11.60 2.50 14.10
	250	dd di tot	11.60 5.18 16.78	11.60 0.00 11.60	11.60 0.00 11.60	11.60 0.34 11.94	11.60 0.98 12.58
	300	dd di tot	11.60 3.30 14.90	11.60 0.00 11.60	11.60 0.00 11.60	11.60 0.08 11.68	11.60 0.40 12.00

(*) dd (contorneamientos por descargas directas a fase), di (contorneamientos por descargas a tierra),
 tot (contorneamientos totales)

Tabla 5.9b. Método de Chowdhuri. Cálculo estadístico en función de la tensión de contorneamiento.
Líneas apantalladas.

Línea	CFO (kV)	Tasa (cont/100km-año) (*)	Distribución uniforme de velocidad	Velocidad en función de I_{max}			
				W = 50	W = 200	W = 350	W = 500
 $\phi_c = 10 \text{ mm}$ $\phi_{ct} = 5 \text{ mm}$ $R = 50 \Omega$ $N_g = 1 \text{ desc/km}^2\text{-año}$	50	dd ci di tot	0.00 11.40 32.36 43.76	0.00 11.40 0.02 11.42	0.00 11.40 7.32 18.72	0.00 11.40 22.04 33.44	0.00 11.40 37.04 48.44
	100	dd ci di tot	0.00 11.00 14.06 25.06	0.00 11.00 0.00 11.00	0.00 11.00 0.60 11.60	0.00 11.00 3.10 14.10	0.00 11.00 6.92 17.92
	150	dd ci di tot	0.00 9.90 6.86 16.76	0.00 9.90 0.00 9.90	0.00 9.90 0.02 9.92	0.00 9.90 0.54 10.44	0.00 9.90 1.66 11.56
	200	dd ci di tot	0.00 8.78 3.40 12.18	0.00 8.78 0.00 8.78	0.00 8.78 0.00 8.78	0.00 8.78 0.10 8.88	0.00 8.78 0.46 9.24
	250	dd ci di tot	0.00 7.24 2.00 9.24	0.00 7.24 0.00 7.24	0.00 7.24 0.00 7.24	0.00 7.24 0.00 7.24	0.00 7.24 0.16 7.40
	300	dd ci di tot	0.00 5.74 1.22 6.96	0.00 5.74 0.00 5.74	0.00 5.74 0.00 5.74	0.00 5.74 0.00 5.74	0.00 5.74 0.00 5.74
 $\phi_c = 10 \text{ mm}$ $\phi_{ct} = 5 \text{ mm}$ $R = 50 \Omega$ $N_g = 1 \text{ desc/km}^2\text{-año}$	50	dd ci di tot	0.00 11.60 33.54 45.14	0.00 11.60 0.02 11.62	0.00 11.60 8.42 20.02	0.00 11.60 25.04 36.64	0.00 11.60 40.00 51.60
	100	dd ci di tot	0.00 11.32 15.28 26.60	0.00 11.32 0.00 11.32	0.00 11.32 0.68 12.00	0.00 11.32 3.68 15.00	0.00 11.32 8.04 19.36
	150	dd ci di tot	0.00 10.94 7.42 18.36	0.00 10.94 0.00 10.94	0.00 10.94 0.00 10.94	0.00 10.94 0.70 11.64	0.00 10.94 2.06 13.00
	200	dd ci di tot	0.00 9.74 3.76 13.50	0.00 9.74 0.00 9.74	0.00 9.74 0.00 9.74	0.00 9.74 0.20 9.94	0.00 9.74 0.56 10.30
	250	dd ci di tot	0.00 8.62 2.26 10.88	0.00 8.62 0.00 8.62	0.00 8.62 0.00 8.62	0.00 8.62 0.00 8.62	0.00 8.62 0.24 8.86
	300	dd ci di tot	0.00 7.32 1.26 8.58	0.00 7.32 0.00 7.32	0.00 7.32 0.00 7.32	0.00 7.32 0.00 7.32	0.00 7.32 0.02 7.34

(*) dd (contorneamientos por descargas directas a fase), ci (contorneamientos por descargas directas al cable de tierra)
di (contorneamientos por descargas a tierra), tot (contorneamientos totales)