



INFLUENCIA DE LA DISPOSICIÓN DE LOS CONDUCTORES EN EL COMPORTAMIENTO ELÉCTRICO DE UNA LÍNEA DE POTENCIA NATURAL AUMENTADA

Héctor Silvio Llamo Laborí

RESUMEN/ABSTRAC

Se presentan las características y los resultados de un algoritmo que a partir del modelo matemático de las líneas de transmisión en cantidades de fase mediante las constantes generalizadas matriciales (CGM), permite conocer la variación de su comportamiento eléctrico cuando varía la configuración de su estructura, de los haces de conductores, etcétera.

Se muestra que para una línea compacta a 220 kV con tres conductores por fase diseñada en Cuba, la configuración más conveniente de los conductores del haz es la parabólica.

Palabras claves

Modelo en cantidades de fase, Cargabilidad, Asimetría, Potencia Natural Aumentada.

In this work the characteristics and results of one algorithm that model the transmission lines in phase quantities by its generalized matrixes constants are presented. This representation allows to knowing its electric performance when the structure configuration vary, the bundled conductors disposition vary too, etc.

It is shown that in a compact line of 220 kV with a three-bundled conductors for phase designed in Cuba, the best configuration is the parabolic one

INTRODUCCIÓN

El régimen de operación más económico para un línea de transmisión de energía eléctrica (LTEE) se logra cuando transmite una potencia próxima a su potencia natural porque los requerimientos de potencia reactiva de la carga son suministrados por la propia línea que opera con factor de potencia constante desde el envío hasta el recibo. Durante este régimen de operación las caídas de voltaje y las pérdidas son mínimas condición que fue utilizada por St. Clair⁽¹⁾ como una medida de la cargabilidad de las líneas de transmisión.

Una línea de transmisión simple circuito a 220 kV con un conductor por fase y espaciado normal, es decir, no compacta, tiene una potencia natural de unos 125 MW. La transmisión de 125 MW por una distancia de 90 a 100 km tiene pocos atractivos económicos por lo que es conveniente aumentar su potencia natural. La expresión de la potencia natural⁽¹⁾ muestra dos formas de aumentar su valor: La más efectiva es aumentar el nivel de voltaje de la transmisión y la otra, disminuir el valor de la impedancia característica de la línea.

Mundialmente, la tendencia inicial fue la de aumentar el nivel de voltaje. Esta solución, tiene varios inconvenientes:

- ∅ Mayores gastos en la inversión inicial por la necesidad de tener un mayor nivel básico del aislamiento.
- ∅ Mayor espaciado entre las fases que da lugar a un mayor ancho del derecho de vía.
- ∅ Un apreciable incremento de los problemas ecológicos debido a los altos valores de los campos eléctricos y magnéticos asociados con las extra altas tensiones (EAT)

A mediados de la década del 70 surgió la utilización de las líneas de Potencia Natural Aumentada (LPNA) para aumentar la cargabilidad de las LTEE.⁽²⁾ En ellas se logra una disminución de la impedancia característica aproximando entre sí los conductores de las fases vecinas a una distancia mínima que garantice el trabajo confiable de la línea ante condiciones de sobretensiones de cualquier tipo y utilizando más de un conductor por fase. Esta solución tiene dos ventajas adicionales debidas a la utilización de menores niveles de voltaje y al menor espaciado entre las fases:

1. Un ancho menor del derecho de vía que reduce la inversión inicial.
2. Una simplificación de los mantenimientos y de los aparatos de conmutación.

En Cuba, la introducción de líneas de transmisión a voltajes mayores que 220 kV surgió de la necesidad de extraer grandes potencias de la Central Nuclear (CEN) de Juraguá en la provincia de Cienfuegos. La proposición inicial fue utilizar el nivel de voltaje de 500 kV. Estudios ulteriores realizados en la Unión Eléctrica (UNE)⁽³⁾ demostraron la posibilidad de mantener el nivel de voltaje del Sistema Electroenergético Nacional (SEN) en 220 kV si se utilizan LPN con tres conductores por fase.

En este trabajo se muestran las características generales y los resultados de un algoritmo matemático para analizar el comportamiento de las líneas de cualquier configuración y número de conductores por fase mediante su modelación en cantidades de fase para los conductores activos de la línea.

ALGORITMO PARA DETERMINAR LA DISTRIBUCIÓN DE CORRIENTE EN UNA LÍNEA DE TRANSMISIÓN.

Para obtener como se distribuyen las potencias en los conductores de las fases de una LTEE con NCA conductores activos, NC circuitos y NCH conductores por haz, se desarrollaron circuitos equivalentes acoplados en cantidades de fase para los parámetros inductivos y capacitivos. Las Matrices (Z) y (Y) de dichos parámetros tienen incorporados el efecto del retorno de las corrientes por la tierra y el de los cables protectores como se indica en las referencias 4, 5, 6 y 7. Con ambas matrices se formó un circuito equivalente Π Nominal Matricial⁽⁸⁾⁽⁹⁾⁽¹⁰⁾ con la matriz (Z) concentrada en la mitad de la longitud total de la línea y la mitad de la matriz (Y) concentradas en ambos extremos. Dada que la longitud de las LTEE del SEN presentes y futuras serán de longitudes menores que los 250 km, no se consideró el efecto de la distribución uniforme de los parámetros en las matrices (Z) y (Y). El orden de estas matrices será de NCA (9 para la línea antes mencionada)

La distribución no uniforme de las potencias por los conductores del haz se debe al desbalance de las matrices (Z) y (Y) y este, a su vez, depende de la configuración de la línea y de los conductores del haz así como de su longitud.

Las ecuaciones para obtener el comportamiento de una LTEE en cantidades de fase para todos sus NCA conductores activos (9) en función de sus CGM son⁽¹¹⁾:

$$(U_e) = (A)(U_R) + (B)(I_R) \quad (1)$$

$$(I_e) = (C)(U_R) + (D)(I_R) \quad (2)$$

$$(U_R) = (D)(U_e) - (B)(I_e) \quad (3)$$

$$(I_R) = -(C)(U_e) + (A)(I_e) \quad (4)$$

(A), (B), (C) y (D) son las CGM de un orden igual a NCA donde:

$$(A) = (1) + (Z)(Y)/2 \quad (\text{Sin dimensiones})$$

$$(B) = (Z) (\Omega)$$

$$(C) = (Y)[(1) + (Z)(Y)/4] \quad (S)$$

$$(D) = (1) + (Y)(Z)/2 \quad (\text{Sin dimensiones})$$

Donde:

(1) es la matriz unidad.

(U_e): Vector de los voltajes al neutro del envío.

(U_R): Vector de los voltajes al neutro del recibo.

(I_e): Vector de las corrientes del envío.

(I_R): Vector de las corrientes del recibo.

Todos para los NCA conductores activos de la línea.

A continuación se dará una idea de los pasos que se siguen para obtener los resultados en el algoritmo DECORRC⁽¹¹⁾.

1. A partir de la carga en el recibo de la línea y del voltaje supuesto para el envío, se corre un flujo de cargas monofásico (sistema balanceado) mediante un método iterativo con una tolerancia para la convergencia de 0,00001 V. Sus resultados permiten comparar y evaluar las diferencias entre los modelos monofásico tradicional y en cantidades de fase.

2. Partiendo del voltaje dado para la fase "A" se forma el vector de los voltajes del envío (U_e) que se supone constante y balanceado durante todo el análisis.

3. Se calcula el vector de las corrientes debidas a la ocurrencia de un cortocircuito trifásico efectivo y balanceado en el recibo de la línea. Sustituyendo (U_R) = (0) en la ecuación (1) y despejando:

$$(I_R)_{CC} = (B)^{-1}(U_e) \quad (5)$$

4. Se calculan los factores de distribución de corriente mediante la expresión:

$$FDC_i = \frac{I_{CC} \text{ en el conductor "i"}}{I_{CC} \text{ total en la fase "j"}} \quad (6)$$

i = 1, 2, 3... NCA conductores.

j = 1, 2, 3 fases.

Estos coeficientes dependen sólo de los parámetros de fase de la línea y permiten analizar como influye en su comportamiento:

- La configuración de la línea.
- El número y la disposición de los conductores del haz.
- El número de circuitos.
- El tipo de conductor utilizado y
- El tipo, número y la disposición geométrica de los cables protectores.

4. A partir del voltaje calculado para el recibo de la línea mediante el flujo monofásico del punto 1 se calcula la corriente de la fase "A" y, a partir de los factores de distribución de las corrientes para cada conductor calculados en el paso 4 se calcula una primera aproximación del vector de las corrientes del recibo (I_R)⁰. Las corrientes de dicho vector se forman a partir de la expresión:

$$I_{Ri} = I_{Cj} \cdot FDC_i \quad (7)$$

Donde:

I_{Ri} : Corriente del recibo del conductor "i" conectado a la fase "j".

I_{Cj} : Corriente de la carga en la fase "j" del recibo.

FDC_i : Factor de Distribución de las Corrientes en el conductor "i".

i: Índice de los conductores conectados la fase "j".

j: Fases "A", "B" o "C".

4. Sustituyendo $(I_R)^0$ en la ecuación (1) se despeja una primer aproximación para el vector de los voltajes del recibo:

$$(U_R)^0 = (A)^{-1}[(U_e) + (B)(I_R)^0] \quad (8)$$

Se calcula una primer aproximación para el vector de las corrientes del envío mediante la ecuación (2):

$$(I_e)^0 = (C)(U_R)^0 + (D)(I_R)^0 \quad (9)$$

Con los vectores $(I_e)^0$ y (U_e) se recalculan los vectores de las corrientes y los voltajes del recibo mediante las expresiones (3) y (4):

$$(U_R)^1 = (D)(U_e) - (B)(I_e)^0 \quad (10)$$

$$(I_R)^1 = - (C)((U_e) + (A)(I_e)^0) \quad (11)$$

Se calcula la potencia del recibo mediante la expresión (12) y se evalúa el error de la solución en cantidades de fase a partir de la diferencia entre la potencia dada para el recibo y la calculada ("Power Mismatch")

$$S = (U_R)^1_{Tr}(I_R)^1 = P_R + jQ_R \text{ MVA} \quad (12)$$

Si la diferencia anterior es menor o igual que una tolerancia predeterminada, se detiene el proceso. Si no la cumple, repite el proceso desde el paso 6. La experiencia demuestra que no es necesario iterar. Mucho menos si se tiene en cuenta que los resultados que se obtienen son en porcentaje

RESULTADOS ALCANZADOS PARA UNA LÍNEA A 220 KV DISEÑADA EN CUBA

La situación económica del País y la caída del campo socialista paralizaron la construcción de la CEN de Juraguá. Como quiera que el SEN continuará creciendo y habrá necesidad de repotenciar líneas como es el caso de la línea doble circuito Subestación Habana-Cotorro, se consideró conveniente desarrollar el algoritmo DECORRC⁽¹⁴⁾ (Distribución de Corrientes en las Líneas de Transmisión) y mostrar sus posibilidades analizando las características de la LPNA diseñada en Cuba y propuesta en la referencia 3 para sustituir las líneas convencionales a 500 kV que extraerían la energía de dicha CEN. Dicha línea fue proyectada en estructuras de acero y para este estudio se supuso que sus conductores (tres por fase) son de 150 mm² de sección transversal con un cable protector de 70 mm². Un antecedente de esta línea es la línea Cueto-Punta Gorda a 220 kV de dos conductores por fase y estructuras de hormigón que lleva más de 20 años en operación de forma satisfactoria. La tabla 1 muestra en un plano X-y la disposición espacial de los conductores de la LPNA analizada y que se llamará COMPSC3.

DESCRIPCIÓN DEL EXPERIMENTO

Para determinar la influencia de la disposición de los conductores del haz en el comportamiento eléctrico de la LPNA COMPSC3 antes mencionada, se varió la configuración de los conductores del haz desde la disposición parabólica propuesta por los diseñadores (vea la Tabla 1) hasta formar un triángulo equilátero. Las seis nuevas configuraciones se obtuvieron manteniendo fijos los dos conductores extremos del haz y bajando los conductores centrales en pasos de 0,3 m desde la referencia horizontal de forma tal, que la distancia mínima entre el conductor central de cada fase y los conductores extremos de la fase más cercana se mantuviera entre 3,00 y 3,476. El valor de 3,00 m se tomó por ser la separación mínima entre las fases de la línea Cueto-Punta Gorda antes mencionada.

La tabla 2 muestra un resumen de los cambios hechos a las ordenadas de los conductores de la línea original llamada BASE. La C30 tiene sus conductores centrales a 30 cm de sus referencias horizontales respectivas, la C60 a 60 cm y así sucesivamente hasta llegar a la configuración triangular. Para esta última, la altura mínima sobre la superficie del terreno es de 10,88 m. En la referencia 8 se encontraron líneas de fabricación rusa y sueca con estructuras de madera y acero, tipo portal, cuyas altura mínimas están entre 6,71 y 9,11 m. Por otro lado, en la referencia 11, se encontraron los datos de una línea a 330 kV con una altura mínima de 35 pies (10,67 m) por lo que se consideró posible utilizar la configuración triangular en la práctica.

RESULTADOS Y CONCLUSIONES ALCANZADAS.

Para obtener los resultados necesarios se modelaron en el programa DECORRC las siete configuraciones mostradas en la tabla 2 suponiendo que todas las líneas tienen 250 km, un voltaje en el envío de 230 kV y una carga en el recibo de 250+j82 MVA.

- Bajar el conductor central de los haces de conductores de cada configuración provoca un incremento de la potencia natural desde 313,3 MW en la estructura BASE hasta 327,3 MW en la configuración Δ para un 4,47 % (vea la tabla 3)
- Las pérdidas de potencia activa son un elemento importante para evaluar económicamente cualquier inversión porque son una parte relevante de los costos de explotación. La tabla 3 muestra que dicha variación es mínima, pero la configuración con menos pérdidas es la Δ y la de mayores pérdidas la BASE.
- Bajar el conductor central de los haces de conductores de cada configuración hace que empeore la distribución de la corriente por los conductores. Así, la línea con la configuración parabólica (BASE), se aleja de la distribución de potencia ideal (1/3 por cada conductor) en un 14,96 % mientras que la Δ lo hace en un 20,72 % (vea la tabla 4)

- Otro de los resultados del algoritmo DECORRC es el desbalance de la línea a las secuencias cero y negativa. De nuevo la configuración BASE es la menos asimétrica y la Δ la más asimétrica. Sin embargo, la diferencia entre ambas es menor que el 6 %.
- La tabla 5 muestra como varían las caídas de voltaje por fase en la siete configuraciones estudiadas. Los valores máximos aparecen siempre en la fase más alejada de la tierra y los menores en la fase más cercana a la tierra. Las variaciones oscilan estando las mayores caídas de voltaje en la configuración BASE y las menores en la Δ debido a que esta última tiene una generación de potencia reactiva un 6 % mayor que la BASE.
- La exactitud del flujo de cargas por fase se evaluó expresando en porcentaje las diferencias entre la potencia dada para el recibo y la calculada. La mayor diferencia encontrada fue del -0,07 % para la configuración BASE y la menor del 0,04 % para la configuración Δ
- Aunque se compararon siete configuraciones distintas, la mayoría de los valores extremos están en las configuraciones en las que el conductor central está más y menos alejados del caso BASE.

Conductor Número	Abscisa (m)	Ordenada (m)
1	0,00	26,75
2	0,00	23,25
3	0,00	19,75
4	0,93	26,60
5	1,86	26,75
6	0,93	23,10
7	1,86	23,25
8	0,93	19,60
9	1,86	19,75
10	0,93	29,50

Tabla 1- Disposición de la LPNA a 220 kV COMPSC3 analizada.

Cond. No:	Ordenadas de las diez configuraciones en milímetros						
	BASE	C30	C60	C90	C120	C150	Δ
1	21417	21417	21417	21417	21417	21417	21417
4	21267	21117	28817	20517	20217	19917	19807
5	21417	21417	21417	21417	21417	21417	21417
2	17917	17917	17917	17617	17317	17067	16955
6	17767	17617	17317	16717	16117	15567	15345
7	17917	17917	17917	17617	17317	17057	16955
3	14417	14417	14417	13817	13217	12717	12483
8	14267	14117	13817	12917	12017	11217	10883
9	14417	14417	14417	13817	13217	12717	12433
10	25233	25233	25233	25233	25233	25233	25233

Tabla 2- Modificaciones realizadas a la línea estudiada.

Configuración	Pérdidas de potencia activa en:		Potencia Natural	Reactivo Generado
	MW	Porcentaje	MW	Mvar
BASE	11,92	4,55	313,3	89,14
C30	11,84	4,52	315,3	89,86
C60	11,60	4,43	322,2	92,43
C90	11,60	4,43	322,4	92,58
C120	11,57	4,42	323,7	93,13
C150	11,50	4,40	326,6	94,29
Δ	11,49	4,39	327,1	94,50

Tabla 3- Pérdidas de potencia activa, potencia natural y potencia reactiva (Q) generada por las configuraciones analizadas.

Configuración	Desviación de la distribución ideal en porcentaje	
	Envío	Recibo
BASE	14,956	14,802
C30	16,306	16,222
C60	17,637	17,695
C90	17,478	17,661
C120	17,361	17,785
C150	19,552	20,078
Δ	20,168	20,725

Tabla 4- Desviación de la distribución de la potencia real con respecto a la ideal (1/3)

Configuración	Caídas de voltaje en porcentaje con respecto al voltaje del envío en las fases:		
	A	B	C
BASE	16,97	13,21	11,02
C30	16,82	13,03	10,85
C60	16,27	12,45	10,29
C90	16,32	12,45	10,23
C120	16,29	12,39	10,08
C150	16,13	12,21	9,80
Δ	16,12	12,20	9,74

Tabla 5- Caídas de voltaje en las tres fases para las siete configuraciones estudiadas.

CONCLUSIONES

Los resultados de este trabajo, demuestran que la configuración más conveniente es la propuesta por los proyectistas en la configuración parabólica BASE ya que el ligero incremento de la potencia natural logrado con la configuración Δ y la ligera reducción de las pérdidas se obtuvo a partir de un empeoramiento notable en el aprovechamiento de la capacidad conductora instalada.

Referencias.

1. Llamo H. S.: "Transmisión de la Energía eléctrica Mediante C.A." ALT. ISPJAE. 1981
2. Barthold L. O. Et al: "Compactation, e new frontier in transmission research". IEEE Power Engineering Society. 1977
3. UNE: "Análisis sobre la necesidad de elevar en esta etapa el voltaje a 500 kV". 1989
4. Llamo H. S.: "Cálculo de los parámetros de secuencia y de fase de las líneas de transmisión". ALT. ISPJAE. 1981
5. Clarke E.: "Circuits analysis of AC power systems". Vol 1. John Wiley & Sons. 1943
6. Dommel H. W.: "A method of solving transient phenomena in multiphase systems". Report 5.8. Munich Institute of Technology, Germany. Pp 12-14. 1966
7. Hesse H. M.: "Electrostatic and electromagnetic transmission lines parameters by digital computers". 1963
8. Pchop K. Et al.: "Mechanical design of overhead transmission lines". SNTL publishers. 1963
9. Grainger J. Et al.: "Power systems analysis". McGraw Hill. 1994
10. Halley H Et al.: "Untransposed EHV line parameters". IEEE Transactions on PAS. Pp 291-296. 1964
11. Luke Y. M.: "Multiconductor analysis". Part I. IEEE Transactions on PAS. Vol. Pas 91. No. 3. 1972
12. Llamo H. S.: "Algoritmos para el cálculo automatizado de las líneas de transporte de energía eléctrica". Tesis para el grado de Dr en Ciencias Técnicas. Facultad de Energía Eléctrica. ISPJAE. 1995

Datos del autor.

Héctor Silvio Llamo Laborí
Ingeniero Electricista. Profesor Auxiliar. Dr. en Ciencias Técnicas. Centro de Investigaciones y Pruebas Electroenergéticas. ISPJAE. Ciudad de La Habana.