

Método de Monte Carlo aplicado al Análisis de la Confiabilidad de Subestaciones de Transmisión

1

Abstract—En el presente trabajo se han determinado indicadores de confiabilidad aplicando el método de Montecarlo y se ha comparado dichos resultados con el método clásico basado en cadenas de Markov. Para ello se han utilizado dos configuraciones distintas en barras de subestaciones de transmisión, que son simple barra y doble barra.

Luego de las simulaciones se concluyó que los resultados obtenidos con el método de Montecarlo son similares al método clásico de cadenas de Markov.

En el desarrollo del presente trabajo, se realizó mediante una programación VBA en Excel, evaluando 5000 periodos de tiempo para cada una de las 250 iteraciones.

Keywords—Confiabilidad, Markov, Monte Carlo, Subestaciones de Transmisión.

I. INTRODUCCIÓN

Usualmente en estudios de confiabilidad de subestaciones eléctricas se emplean métodos analíticos basados en modelos de Markov.

Sin embargo, el método de Monte Carlo ha tomado ventaja por lo siguiente:

- Los modelos de Markov se limitan a analizar la transición de los equipos entre dos estados (disponible e indisponible). El método de Monte Carlo puede emplearse para analizar la transición entre más estados.

- Los modelos de Markov se complican al no considerar que el tiempo de transición entre los estados de los componentes sigue una distribución exponencial. El método de Monte Carlo puede emplearse para otros modelos de distribución de probabilidades [1].

Aun así, las técnicas más extendidas en el análisis de confiabilidad son las analíticas basadas en el enfoque de Markov. Sin embargo, ante un sistema eléctrico cada vez más complejo, el método de Monte Carlo tomará más importancia, razón por la cual debe explorarse para conocer sus potencialidades y limitaciones.

II. ANTECEDENTES

D. Barbosa, R. dos Santos, J. Romero, P. Asano, A. Da Silva, J. Camargo, J. Almeida proponen una nueva metodología para el análisis de confiabilidad en subestaciones eléctricas, la cual se basa en una combinación de Análisis de árbol de fallas y Simulaciones de Monte Carlo [2].

Los resultados obtenidos por estos autores muestran que esta metodología propuesta es útil al momento de decidir entre un mantenimiento preventivo o una inversión, demostrando la

eficiencia de la metodología combinada propuesta.

III. FUNDAMENTO TEÓRICO

Para el análisis de confiabilidad de barras en subestaciones se han tomado en cuenta las siguientes consideraciones:

- Se han considerado solo fallas de 1er orden, es decir, donde falla solo un elemento de la subestación.
- Se ha considerado un modelo de dos estados: Servicio y Falla [3].
- El tiempo de transición del estado Servicio al de Falla se denomina MTTF = $1/\lambda$.
- El tiempo de transición entre el estado de Falla al de Servicio se denomina MTTR = $1/\mu$.
- El tiempo medio entre la ocurrencia de cada falla se denomina MTBF.
- La vida útil de los activos sigue una función de distribución exponencial. Según esto, la probabilidad que pasen "t" años hasta que ocurra una falla, estará dada por: $P(T < t) = 1 - e^{-\lambda t}$.
- Se simularán números aleatorios que representarán la probabilidad que se interrumpa el servicio en una subestación.

Para efectos del análisis, se determinarán los indicadores de confiabilidad siguientes:

$$\text{tas de fallas } (\lambda) = \text{fallas/año} \quad (1)$$

$$\text{tiempo de reparación } (r) = \text{hor s/falla} \quad (2)$$

$$\text{Disponibilidad } (A) = \frac{\text{tiempo disponibilidad}}{\text{tiempo de evaluación}} \quad (3)$$

$$\text{Indisponibilidad } (U) = \frac{\text{tiempo indisponibilidad}}{\text{tiempo de evaluación}} \quad (4)$$

Para efectos de comparación, λ y r serán hallados por el método frecuencia y duración basado en Markov [4], considerándose las siguientes reducciones por:

- Ramales en serie (n componentes)

$$\lambda_{\text{serie}} = \sum_{i=1}^n \lambda_i \quad (5)$$

$$r_{\text{serie}} = \frac{\sum_{i=1}^n \lambda_i r_i}{\sum_{i=1}^n \lambda_i} \quad (6)$$

Digital Object Identifier: (only for full papers, inserted by LACCEI).
ISSN, ISBN: (to be inserted by LACCEI).

- Ramales en paralelo (dos componentes)

$$\lambda_{paralelo} = \lambda_1 \lambda_2 (r_1 + r_2) \quad (7)$$

$$r_{paralelo} = \frac{r_1 r_2}{r_1 + r_2} \quad (8)$$

El método de Monte Carlo empleado consiste en la generación de números aleatorios a partir de los cuales se determinarán los tiempos para ocurrencia de falla (MTTF) para cada componente de la subestación. Lo mismo se aplicará para determinar el tiempo de reparación (MTTR) para las componentes que fallen.

Para efectos de simplificación se asumieron tiempos de transición con distribución exponencial. Se tiene entonces lo siguiente:

$$MTTF = \left(-\frac{1}{\lambda}\right) \times \ln(1 - aleatorio) \quad (9)$$

$$MTTR = \left(-\frac{1}{\mu}\right) \times \ln(1 - aleatorio) \quad (10)$$

Donde:

λ : tasa de frecuencia de fallas

μ : tasa de reparaciones

IV. PROCEDIMIENTO

Los modelos de Subestaciones de Transmisión analizados son las siguientes:

- Subestación con simple barra en alta tensión:

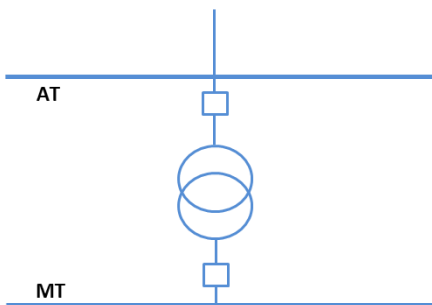


FIG. 1

ESQUEMA UNIFILAR DE UNA SUBESTACIÓN SIMPLE BARRA

Cuyo diagrama de bloques es el siguiente:



FIG. 2

DIAGRAMA DE BLOQUES – SIMPLE BARRA

Donde:

LT : Línea de Transmisión

AT : Barra lado Alta Tensión

Int 1 : Interruptor lado Alta Tensión

Traf : Transformador AT/MT

Int 2 : Interruptor lado Media Tensión

MT : Barra lado Media Tensión

- Subestación con doble barra en alta tensión:

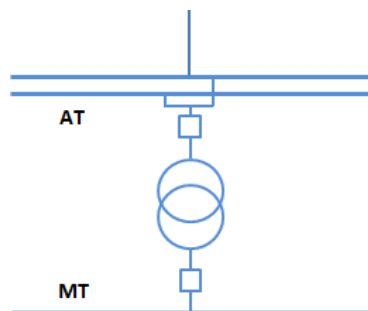


FIG. 3

ESQUEMA UNIFILAR DE UNA SUBESTACIÓN DOBLE BARRA

Cuyo diagrama de bloques es el siguiente:

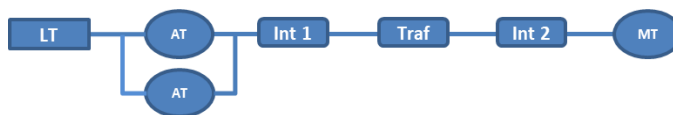


FIG. 4

DIAGRAMA DE BLOQUES – DOBLE BARRA

Donde:

LT : Línea de Transmisión

AT : Barra lado Alta Tensión

Int 1 : Interruptor lado Alta Tensión

Traf : Transformador AT/MT

Int 2 : Interruptor lado Media Tensión

MT : Barra lado Media Tensión

Se determinaron los siguientes datos de frecuencias de fallas y de reparación para cada componente de subestación [5]:

TABLA I
TASAS DE FRECUENCIA DE FALLA Y REPARACIÓN POR COMPONENTE DE SUBESTACIÓN

Componente	λ (fallas/año)	μ (horas)
Línea	0,046	0,125
Transformador	0,015	0,067
Interruptor	0,006	0,250
Barra	0,001	0,500

TABLA II

COMPONENTES PARA CONFIABILIDAD

Componente	λM (año)	MTTR, "r" (horas)	MTTM (horas)	μ (/horas)
Línea	0,5	8	8	0,125
Transformador	1	15	120	0,067
Interruptor	1	4	96	0,250
Barra	0,5	2	8	0,500

Donde:

λT : Tasa de falla total de la subestación (/año)

λA : Tasa de fallas activas (/año)

λM : Tasa de salidas por mantenimiento (/año)

MTTR : "Meam Time To Repair", Tiempo estimado para reparación (horas)

MTTM : "Meam Time To Maintain", Tiempo entre cada mantenimiento (horas)

μ : número de reparaciones al año (/horas). Igual a $1/MTTR$.

El procedimiento seguido se describe a continuación:

- Se evaluarán 5000 periodos de evaluación (años) por cada iteración que se realice. Se ha considerado esta cantidad de periodos con el objetivo de poder visualizar mayor número de fallas y realizar las comparaciones necesarias.
- En cada periodo de evaluación, para cada componente de subestación, se generará un número aleatorio a partir del cual se determinará un MTTF. El componente con menor MTTF se considerará como elemento que falla durante el periodo de evaluación. Si el menor MTTF hallado es mayor a 01 año, se considerará que durante dicho periodo ningún elemento falló.
- En cada periodo de evaluación, para el elemento que se considera en falla, se generará un número aleatorio con el que se procede a generar un MTTR.
- Se considerará que por cada periodo de evaluación ocurre solo una falla y en un solo componente de la SET. Según esto, se acumulará un tiempo de disponibilidad e indisponibilidad por cada periodo.

$$\text{tiempo disponibilidad} = 8760 \text{ horas} - MTTR \quad (11)$$

$$\text{tiempo indisponibilidad} = MTTR \quad (12)$$

Si durante dicho periodo no hubo falla, se considerará que el tiempo de disponibilidad fue de 01 año.

- Para el caso de configuración doble barra en el lado de AT. Dado que hay redundancia, si ocurre falla en una de las barras, no se considerará salida total de Subestación.

- La iteración terminará cuando se hayan evaluado los 5000 periodos. Por cada iteración se determinarán los indicadores de confiabilidad tasa de fallas (λ), tiempo de reparación (r), disponibilidad (A) e indisponibilidad (U). Luego se comenzará el proceso nuevamente hasta completar 250 iteraciones.
- Se determinará la mediana de cada indicador de confiabilidad. Se ha elegido considerar la mediana para evitar que los resultados se vean afectados por algunos valores extremos que aparecen en algunas simulaciones.

V. RESULTADOS

A continuación, se muestra un extracto de las iteraciones realizadas para las configuraciones de simple y doble barra.

TABLA III
RESULTADOS DE LAS ITERACIONES PARA SIMPLE Y DOBLE BARRA EN UNA SUBESTACIÓN

Iteración	Configuración Simple Barra		Configuración Doble Barra	
	Tasa de fallas (fallas/año)	Tiempo medio de reparación (horas/falla)	Tasa de fallas (fallas/año)	Tiempo medio de reparación (horas/falla)
1	0,0756	8,7525	0,0742	8,9046
2	0,0710	8,1949	0,0694	8,3612
3	0,0694	8,9911	0,0678	9,1869
4	0,0736	8,1092	0,0708	8,3909
5	0,0722	8,7849	0,0702	8,9878
6	0,0726	8,2436	0,0702	8,4918
7	0,0736	8,4247	0,0700	8,8155
8	0,0734	8,8339	0,0714	9,0624
9	0,0708	8,7265	0,0684	8,9916
10	0,0722	8,9143	0,0708	9,0589
11	0,0738	8,7066	0,0710	9,0034
12	0,0806	7,7938	0,0782	7,9886
13	0,0696	8,6892	0,0670	8,9739
14	0,0730	8,8518	0,0708	9,1035
15	0,0766	8,1349	0,0742	8,3850
16	0,0760	8,1273	0,0742	8,2854
17	0,0716	8,3972	0,0698	8,5678
18	0,0754	8,7091	0,0736	8,9040
19	0,0694	9,0347	0,0680	9,2075
20	0,0720	8,7401	0,0708	8,8622
21	0,0730	8,4245	0,0712	8,6049
22	0,0782	9,0443	0,0772	9,1403
23	0,0732	7,6313	0,0700	7,9323
24	0,0742	8,5713	0,0724	8,7571
25	0,0786	8,1369	0,0770	8,2883
26	0,0776	7,8466	0,0756	8,0328
27	0,0712	8,8763	0,0688	9,1433
28	0,0794	8,1096	0,0774	8,2898
29	0,0664	8,8823	0,0646	9,1077
30	0,0738	7,5309	0,0718	7,7079
...

230	0,0736	8,0927	0,0718	8,2701
231	0,0716	8,9817	0,0702	9,1428
232	0,0732	7,8038	0,0716	7,9547
233	0,0794	9,0173	0,0772	9,2469
234	0,0736	7,7477	0,0722	7,8779
235	0,0744	8,6246	0,0730	8,7720
236	0,0774	7,9390	0,0752	8,1469
237	0,0724	9,1253	0,0704	9,3596
238	0,0786	7,8222	0,0772	7,9466
239	0,0716	9,2002	0,0686	9,5608
240	0,0702	8,3790	0,0692	8,4714
241	0,0752	8,3610	0,0734	8,5496
242	0,0740	7,4614	0,0728	7,5668
243	0,0706	7,5618	0,0686	7,7349
244	0,0716	9,8090	0,0696	10,0574
245	0,0740	7,7632	0,0718	7,9770
246	0,0768	8,3887	0,0746	8,6180
247	0,0740	8,3621	0,0710	8,6740
248	0,0800	8,6048	0,0784	8,7544
249	0,0724	8,6732	0,0710	8,8252
250	0,0722	8,7478	0,0712	8,8538

A continuación, de manera gráfica se muestran los resultados obtenidos de las iteraciones realizadas.

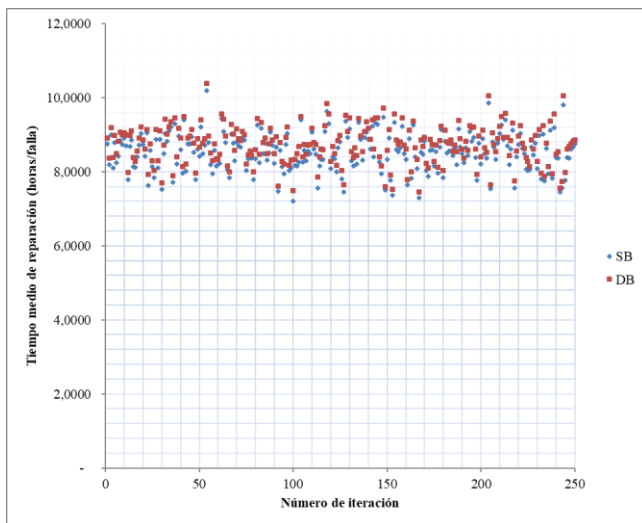


FIG. 5

GRÁFICO DE DISPERSIÓN DE ITERACIONES SIMPLE BARRA VS DOBLE BARRA

Se muestran a continuación las medianas de cada indicador de confiabilidad relacionado con las iteraciones realizadas:

TABLA IV
INDICADORES DE CONFIABILIDAD OBTENIDOS MEDIANTE EL MÉTODO DE MONTE CARLO

Configuración	λ (fallas/año)	Tiempo de reparación
---------------	------------------------	----------------------

		"r" (horas/falla)
Simple Barra	0,073	8540
Doble Barra	0,071	8756

Los indicadores λ y r obtenidos mediante reducción de Markov, son los siguientes:

TABLA V
INDICADORES DE CONFIABILIDAD OBTENIDOS MEDIANTE EL MÉTODO DE MARKOV

Configuración	λ (fallas/año)	Tiempo de reparación "r" (horas/falla)
Simple Barra	0,075	8600
Doble Barra	0,074	8689

Comparando los valores de λ y r obtenidos aplicando el método Monte Carlo y Markov, se aprecia que los resultados son muy cercanos, lo cual valida la propuesta de utilizar el método Monte Carlo.

TABLA VI
COMPARACIÓN DE TASA DE FALLA

Configuración	Monte Carlo	Markov
	λ (fallas/año)	λ (fallas/año)
Simple Barra	0,073	0,075
Doble Barra	0,071	0,074

TABLA VII
COMPARACIÓN DE TIEMPO DE REPARACIÓN

Configuración	Monte Carlo	Markov
	Tiempo de reparación "r" (horas/falla)	Tiempo de reparación "r" (horas/falla)
Simple Barra	8540	8600
Doble Barra	8756	8689

VI. CONCLUSIONES

El método Monte Carlo ha sido aplicado a dos configuraciones de barra de una subestación AT/MT, dichas configuraciones son de simple y doble barra en el lado de alta tensión.

Mediante el método de Monte Carlo se lograron determinar los indicadores de confiabilidad: tasa de fallas (λ), tiempo de reparación (r), disponibilidad (A) e indisponibilidad (U), empleando la herramienta de simulación Excel.

Los resultados se obtuvieron para 250 iteraciones en donde cada una de ellas evaluó 5000 periodos de tiempo.

Las tasas de frecuencia de fallas (λ) y tiempo de reparación (r) obtenidos, por el método de Monte Carlo son similares a los obtenidos por el método de corte y frecuencia aplicando reducciones por cadenas de Markov.

Se demuestra que la configuración de Doble Barra es más confiable que la Simple Barra. Los resultados obtenidos servirán para posteriormente realizar evaluaciones económicas considerándose el costo de la energía no suministrada ante falla o desconexión por mantenimiento.

A futuro se puede extender el análisis considerando Subestaciones de Transmisión con mayor número de celdas de transformación y líneas de transmisión. A su vez, se podrá emplear el método de Monte Carlo para poder realizar la evaluación de elementos cuyo tiempo de reparación siga una distribución no exponencial, lo cual es más cercano a la realidad, así como también se podrán analizar transiciones entre más de dos estados.

REFERENCIAS

- [1] Roy Billinton & Ronald N Allan, "Reliability Evaluation of Engineering Systems: Concepts and Techniques" - 1983.
- [2] J. Barbosa, R. Dos Santos, J. Romero, P. Asano, A. Da Silva, J. Camargo, J. De Almeida. "Methodology for Determining Reliability Indices of Electric Power Substations" IEEE Latin America Transactions. Vol. 16, N° 7, Julio 2018.
- [3] Swnate Lipirodjanapong, Cattareeya Suwanasri, and Thanapong Suwanasri. "The reliability evaluation of configuration of bus arrangement in substations by the variable failure rate of power circuit breaker under time-based maintenance". IEEE 2016 International Conference on Condition Monitoring and Diagnosis. China, 2016.
- [4] Lian Guangbin, "The application of the monte carlo simulation method to terminal stations" - Canada, 1990.
- [5] Subphachai Rodmanee & Dulpichet Rerkpreedapong, "Criticality Evaluation of HV Circuit Breakers in Distribution Substations" - Department of Electrical Engineering, KaSubestaciones de Transmisiónart University, Bangkok, Tailandia. IEEE PES GTD Asia, Marzo 2019.