

## Aplicación de Métodos Probabilísticos y de Optimización para la Ubicación de Equipos de Protección en Líneas de Media Tensión

### Application of Probabilistic and Optimization Methods for the Location of Protection Equipment in Medium Voltage Lines

Alexander Nahs

Centro de Investigación y Desarrollo en Ingeniería Eléctrica y Sistemas Energéticos (CIESE) (Lavaise 610, Santa Fe), Facultad Regional Santa Fe, UTN

[nahsalexander@gmail.com](mailto:nahsalexander@gmail.com)

Este trabajo ha sido realizado bajo la dirección del Dr. Ing. Ariel Loyarte y del Ing. Ulises Manassero, en el marco del proyecto “Desarrollo de técnicas de gestión de la demanda y programación estacional del parque generador para su aplicación en el concepto de una nueva matriz energética nacional basada en el desplazamiento del consumo de gas residencial por energía eléctrica” (2020 – 2022), código ENUTNFE0007851, dirigido por el Ing. Ulises Manassero

**Resumen:** El diseño de sistemas de protección y la ubicación de sus elementos en redes de distribución de energía eléctrica, se sustenta históricamente en exigencias operativas, encontrándose, en ocasiones, soluciones arbitrarias basadas principalmente en la experiencia de los encargados de su planificación. En este marco, considerando las exigencias de entes regulatorios y teniendo en cuenta la sensibilidad a fallas, se propone diseñar una metodología que permita identificar la mejor ubicación de un equipo reconector y/o seccionalizador de línea de media tensión, tal que se minimicen los costos globales de operación y mejoren los índices de confiabilidad de los usuarios. Para ello, se aplican métodos probabilísticos como la simulación de Montecarlo y métodos evolutivos de optimización. Finalmente, la eficacia de las técnicas propuestas se evalúa a partir de su aplicación a una red de distribución real típica, modelada y simulada mediante un software específico para la representación de sistemas eléctricos de potencia.

**Palabras claves:** confiabilidad, métodos evolutivos, redes de distribución, simulación de Montecarlo.

**Abstract:** The design of protection systems and the location of their elements in electrical power distribution networks has historically been based on operational requirements, sometimes finding arbitrary solutions based mainly on the experience of those responsible for their planning. Considering the requirements of regulatory entities and the sensitivity to faults it is proposed to design a methodology that allows identifying the best location of a medium voltage line recloser and/or sectionalizer equipment, such that costs are minimized global operations and improve user reliability indexes. To do this, probabilistic methods such as Montecarlo simulation and evolutionary optimization methods are applied. Finally, the effectiveness of the proposed techniques is evaluated from their application to a typical real distribution network, modeled and simulated using specific software for the representation of electrical power systems.

**Key words:** reliability, evolutionary methods, distribution networks, Monte Carlo simulation.

## Introducción

Con el desarrollo económico y el crecimiento de la demanda, la calidad de la energía se ha convertido en una preocupación cada vez más crítica para las compañías eléctricas y sus usuarios. Es por esta razón que se trata de implementar sistemas inteligentes de automatización para mejorar la fiabilidad y la eficiencia operativa de los sistemas de distribución ante fallas, (Chen et al. 2006).

Dado el elevado número de circuitos alimentadores y seccionalizadores en una red de distribución, la instalación de interruptores de línea y la decisión respecto a la cantidad y su ubicación en el circuito se convierte en un problema muy difícil y tedioso de resolver por las técnicas de optimización convencionales debido a las voluminosas combinaciones a investigar. Con la instalación de interruptores de línea en el sistema de distribución, los índices de confiabilidad de las zonas de servicio al cliente se pueden evaluar de acuerdo con la reducción de los tiempos de corte y de la energía no suministrada.

En este sentido, resulta valioso el desarrollo de herramientas matemáticas que ayuden a implementar estrategias de decisión sistematizadas, basadas en métodos numéricos de optimización, como lo es la simulación de Montecarlo (SMC). La SMC constituye un procedimiento numérico basado en un criterio estocástico sencillo, pero con múltiples aplicaciones en el análisis de indicadores de confiabilidad y energía no suministrada (ENS) en redes eléctricas. Por ejemplo, en Abdi et al. (2014) se aplica la SMC combinada con un método evolutivo para la optimización en la ubicación de interruptores y reconectores, destinados a reducir los costos de operación, y a mejorar la confiabilidad de una red de distribución. En Lu et al. (2015), una sucesión secuencial de SMC para la determinación de índices de confiabilidad en redes de distribución. En Muhammad et al. (2020), SMC para optimizar índices de confiabilidad en redes de distribución de media y baja tensión, destinada a la localización de generadores distribuidos. Y en Nazmul et al. (2019), una propuesta de un método Montecarlo multi-nivel para la estimación de un índice de ENS en redes de distribución.

En principio, el objetivo de este trabajo es diseñar una metodología que permita identificar la mejor ubicación de uno o dos equipos reconectores y/o seccionalizadores, que minimicen la ENS de la red en condición de post-falla.

## Desarrollo

### Descripción de la red en estudio

El sistema en estudio corresponde a una red típica de distribución en media tensión de 33 kV compuesta por 58 nodos, 48 ramales y 5 interruptores. Para el modelado de esta, se adoptaron los siguientes supuestos:

- ✓ El estudio se desarrolla con la red operando en condiciones de carga pico.
- ✓ El límite admisible de operación de transformadores y líneas corresponde a la capacidad nominal de cada elemento.
- ✓ El rango admisible de tensión en nodos en condiciones de emergencia es de 90% a 110% de la tensión nominal.
- ✓ Se considera que todos los circuitos de la red operan en configuración radial, incluso después de la reconfiguración de postfalla, ante eventual alimentación de las demandas del alimentador en falla desde otro alimentador sano.

## Tiempo de indisponibilidad de nodos y energía no suministrada

El tiempo total asignado de indisponibilidad en cada contingencia se obtiene en función a los indicadores de confiabilidad (frecuencia y duración de las fallas) donde para líneas de 33 kV corresponden 80 fallas cada 100 km por año y una duración promedio de 2 hs por falla. Para obtener la duración total por fallas (DTF) se utiliza la ecuación (1), donde "L" es la longitud correspondiente a cada línea.

$$DTF = \frac{80 \cdot 2 \cdot L}{100} \text{ [hs]} \quad (1)$$

Se define el tiempo de indisponibilidad de nodos (TIN) como la sumatoria de los distintos DTF hasta el nodo en estudio, cuya ecuación de cálculo (2) se presenta a continuación.

$$TIN = \sum_1^n DTF \text{ [hs]} \quad (2)$$

El cálculo de la ENS se efectúa para cada contingencia, en función al producto de la demanda no abastecida (DNA) obtenida en cada nodo y el TIN, tal como se muestra en la ecuación (3).

$$ENS = DNA * TIN \text{ [MWh]} \quad (3)$$

## Descripción del algoritmo ad-hoc

El procedimiento general se resume en la Figura 1, donde se desarrollan algoritmos de cálculo en Python buscando la incorporación de interruptores al grupo ya existente en la red. Se busca que, ante una falla, ésta se pueda aislar reconfigurando la red de manera que se produzca una reducción de la ENS con respecto a la calculada para el caso base. Por último, se procede a la ejecución y comparación de la solución óptima, verificando condiciones operativas aceptables de la red.

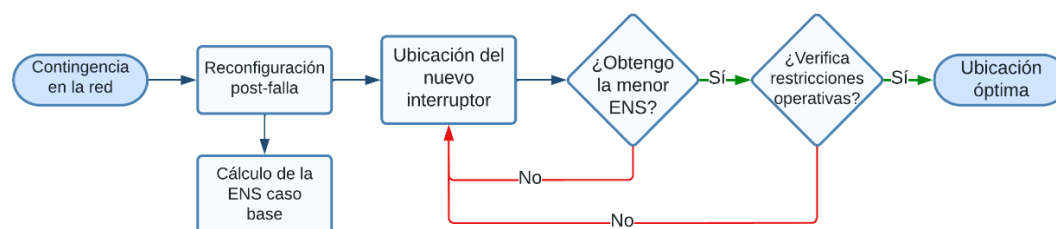


Figura 1. Diagrama de bloques del método ad-hoc implementado.

## Número de combinaciones posibles para ubicación óptima de los interruptores a instalar

Los nuevos interruptores para ubicar en la red se vinculan entre nodos de 33 kV, que no poseen actualmente un interruptor, por lo cual se descartan 8 tramos. En total, la red dispone de 88 tramos a evaluar para la instalación de los interruptores. Por lo tanto, a partir de la aplicación de una función de combinatoria sin repetición (ver ecuación 4), en función al número de interruptores a instalar (NI) y la cantidad de posibles ubicaciones en la red (NU), se determina la cantidad teórica de pruebas a realizar para evaluar la ubicación óptima de los mismos. En la Tabla 1 se resume la cantidad de pruebas a realizar, en base al número de interruptores a instalar.

$$N^\circ \text{ pruebas} = \frac{NU!}{NI! \cdot (NU - NI)!} \quad (4)$$

N° de Interruptores	1	2	3	4	5	6
N° de Pruebas	88	3.828	109.736	2.331.890	39.175.752	541.931.236

Tabla 1. N° de pruebas según número de interruptores a instalar.

### ENS optimizada para la red actual (caso base)

Como base de referencia para la evaluación de la performance en la ubicación de los nuevos interruptores en la red de estudio, mediante la aplicación del algoritmo ad-hoc desarrollado, se obtiene:

- ✓ El valor global optimizado de la ENS, para las mejores reconfiguraciones de la red de post-falla, arroja un valor de 4746,0 MWh.
- ✓ De un total de 45 fallas simuladas, en 28 de ellas (62,2%) los interruptores de reconfiguración de red no producen reducciones de ENS.
- ✓ Sólo 4 de los 8 interruptores de reconfiguración (50%) logra reducir la ENS en condición de post-falla.
- ✓ El número máximo de fallas que un interruptor logra minimizar los niveles de ENS a partir de reconfiguraciones de red de post-falla es de 8.

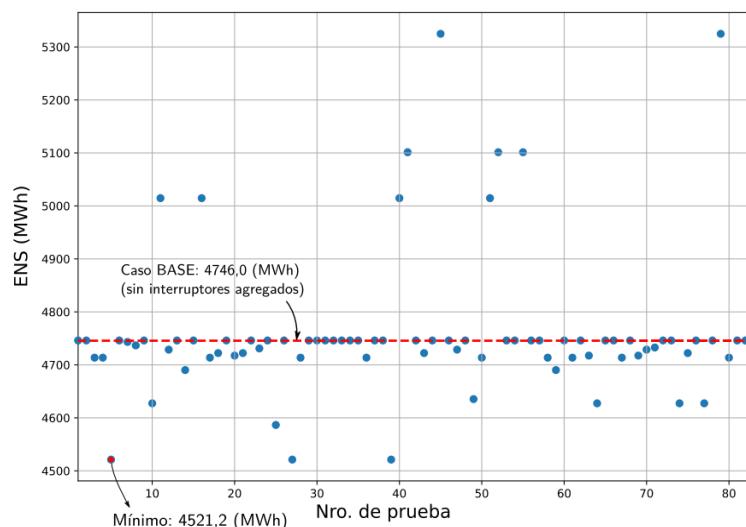
### Ubicación óptima de un interruptor por búsqueda directa

De acuerdo con la Tabla 1, el agregado de un interruptor en la red implica 88 simulaciones, por lo cual, al tratarse de un número relativamente bajo, implica un esfuerzo de cálculo computacional aceptable, por lo cual se efectúa el cálculo de minimización de la ENS global, a partir de la aplicación del algoritmo ad-hoc, en el número total de ubicaciones posibles de instalación del interruptor. Los resultados obtenidos muestran que:

- ✓ El agregado de un interruptor presenta como mejor solución una reducción del nivel global de ENS en un 4,74% con respecto a la red actual.
- ✓ Ciertas ubicaciones del nuevo interruptor contribuyen al incremento global de ENS con respecto a la red actual, alcanzando valores máximos del orden a 5324,8 MWh, que implican un aumento del 17,8%. Ello se debe a la conformación de nuevas porciones aisladas de la red que no pueden ser rescatadas por los interruptores de reconfiguración.
- ✓ En 5 de las 88 evaluaciones (5,7%), aún con las reconfiguraciones posibles no se alcanzan condiciones operativas admisibles en la red de estudio (sin sobrecargas y con tensiones en rangos admisibles).

De acuerdo con el resultado de las simulaciones, la posición óptima del interruptor adicional corresponde a su instalación entre los nodos 50915 y 50916. En este caso se identifican por lo menos 2 ubicaciones posibles más con niveles de ENS global muy similares, de modo que la solución no es única. Además, en la Figura 2 se identifican los siguientes casos extremos:

- ✓ Solo 9 ubicaciones del interruptor logran reducciones efectivas de los niveles de ENS en el rango de 2,65% a 4,74%.
- ✓ Existen 10 ubicaciones posibles que desmejoran los niveles globales de ENS, en un rango de 6,4% a 17,8%.



**Figura 2. ENS global de la red obtenida en los 88 puntos de ubicación simulados para el agregado de un interruptor por búsqueda directa.**

### Ubicación óptima de dos interruptores por método de Montecarlo

Respecto a las simulaciones para el agregado de dos interruptores, en este caso la combinación de posibles ubicaciones, según la Tabla 1, es de 3.828. Al tratarse de un número muy elevado que exige un esfuerzo de cálculo muy importante para obtener el valor de ENS en todas las combinaciones de ubicación de interruptores, con el propósito de lograr una relación aceptable entre eficiencia y precisión en la ejecución del algoritmo, en base al uso del método de Montecarlo, se realizan 3 análisis de 100, 150 y 300 pruebas.

Los resultados obtenidos para 100 pruebas presentan como mejor solución un ahorro en la ENS global del 5,05% respecto a la red actual, para la siguiente ubicación de interruptores:

- ✓ Interruptor 1: entre los nodos 50846-50134
- ✓ Interruptor 2: entre los nodos 50915-50916

En este caso, el algoritmo calcula la mejor combinación para la posición de dos interruptores destacándose que, como resultado, la ubicación del Interruptor 2 coincide con la ubicación del único interruptor adicional evaluado en el apartado anterior.

En posteriores intentos, se efectúan simulaciones de Montecarlo para 150 y 300 pruebas. En la Tabla 2 se resumen los resultados obtenidos, donde se destaca que la mejor relación de eficiencia y precisión de los resultados se obtiene para 150 pruebas. En este caso, la mejor solución obtiene un valor global de ENS de 4402,6 MWh, equivalente a un 7,24% menos de ENS que en la condición actual y 2,19% menos que la prueba de Montecarlo para 100 pruebas. De acuerdo con la Figura 3, este resultado constituye, una solución de tipo única, determinando la siguiente ubicación de interruptores:

- ✓ Interruptor 1: entre los nodos 50091-50154
- ✓ Interruptor 2: entre los nodos 50915-50916

Se advierte además que un número de simulaciones por encima de 150 pruebas no aporta mayor precisión en los resultados obtenidos.

Variable de Comparación	N° Pruebas		
	100	150	200
Tiempo de Cálculo [min]	35	46	104
Mejor Solución ENS [% C. Base]	5,05	7,24	7,24
Peor Solución ENS [% C. Base]	18,2	20,9	22,0
% Pruebas que No Verifican Op. Adm.	7	14	14

Tabla 2. Indicadores de performance del número de pruebas de simulación con Montecarlo para el caso de 2 interruptores.

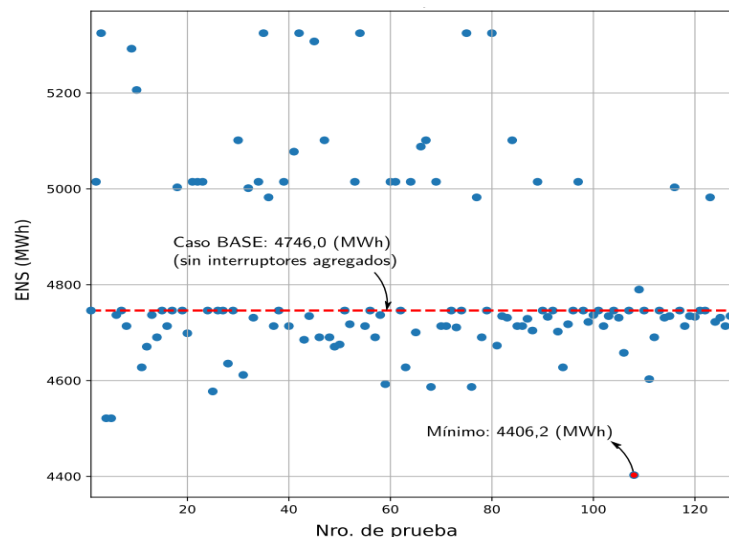


Figura 3: ENS global de la red obtenida para 150 pruebas con Montecarlo y el agregado de dos interruptores.

### Ubicación óptima de dos interruptores por método secuencial de búsqueda directa

Se procede resolviendo con el algoritmo ad-hoc de búsqueda directa para evaluar las 88 posibilidades para incorporar 1 interruptor. Seguidamente, con éste ya añadido, se procede con el mismo algoritmo para evaluar las restantes 87 posiciones posibles.

Se parte incorporando inicialmente el resultado para 1 interruptor, entre los nodos 50915-50916. Como resultado, la mejor solución de ubicación de un segundo interruptor logra una ENS global de 4361,8 MWh, es decir, un 8,10% menos que en la condición base. En el otro extremo, la peor solución, arroja un valor de ENS de 5100,0 MWh, que resulta un 16,9% mayor que el caso base. Según los valores de ENS globales obtenidos y presentados en la Figura 4, se tienen las siguientes observaciones:

- ✓ 12 de las 87 posiciones evaluadas (13,8%), presentan niveles de ENS superiores a la del caso base.
- ✓ 7 de las 87 evaluaciones no logran verificar condiciones de operación admisible de la red, aún con las reconfiguraciones posibles.
- ✓ 35 de las 87 posiciones evaluadas (40,2%), logran reducir la ENS frente al caso con 1 interruptor incorporado.
- ✓ 33 de las 87 posiciones evaluadas (37,9%), la ENS mínima no empeora ni mejora respecto de la obtenida para un único interruptor agregado.
- ✓ La solución es única, con una ubicación óptima obtenida para el segundo interruptor entre los nodos 50009-50086.

Por último, se verifica que, en base a la aplicación del algoritmo ad-hoc de cálculo de ENS, la ubicación de dos interruptores por el método secuencial de búsqueda directa resulta más preciso en comparación con el

mejor resultado alcanzado con el método numérico de Montecarlo, a partir de un valor de ENS global, del orden al 0,86% menor.

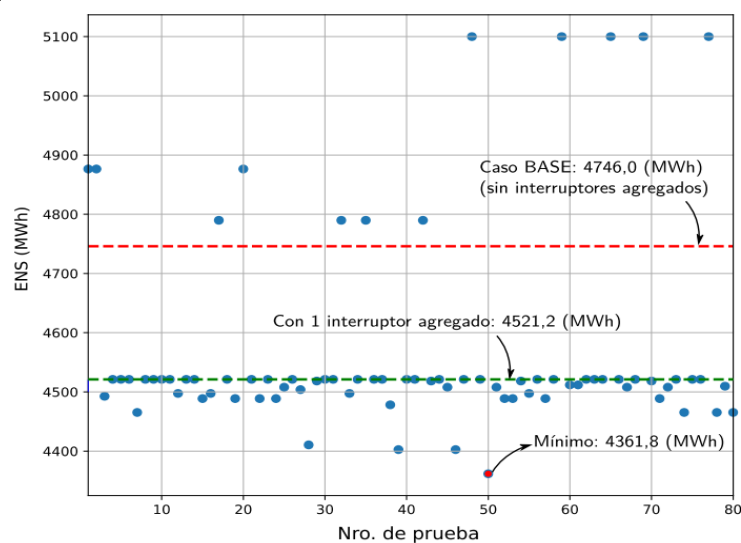


Figura 4. ENS global de la red obtenida en los 87 puntos de ubicación simulados para el agregado de un segundo interruptor por búsqueda directa.

## Conclusiones

En este trabajo se ha propuesto un nuevo enfoque mediante el uso del algoritmo ad-hoc para resolver la colocación óptima de interruptores con el uso de diferentes métodos, teniendo siempre como función objetivo la reducción de ENS. Cabe destacar que, así como se consiguen soluciones óptimas con esta metodología, también se pueden obtener ubicaciones indebidas de los interruptores que implican un desmejoramiento de la red en la reconfiguración post-falla, por lo que se debe tener precaución en caso de recurrir a soluciones arbitrarias.

Esta metodología es susceptible de aplicarse a cualquier red de distribución que posea una topología y una configuración de operación similares a las de la red evaluada, con la posible incorporación a futuro de índices de confiabilidad e indicadores técnicos adicionales en el estudio.

## Referencias

- Abdi, S., Afshar, K., Ahmadi, S., Bigdeli, N., & Abdi, M. (2014). "Optimal recloser and autosectionalizer allocation in distribution networks using IPSO-Monte Carlo approach". *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 55, 602-611.
- Chen, C-S.; Lin, C-H.; Chuang, H-J.; Li, C-S.; Huang, M-Y. y Huang C-W. (2006). "Optimal Placement of Line Switches for Distribution Automation Systems Using Immune Algorithm". *IEEE Transactions on Power Systems*, 23, 1-9.
- Lu, Q., Hua, Y., Shen, Y., Kang, Q., & Zhang, R. (2015). "Reliability evaluation of distribution network based on sequential Monte Carlo simulation". *International Conference on Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies*, 1170-1174.
- Muhammad Ridzuan, M. I., Roslan, N. N. R., Mohd Fauzi, N. F., & Rusli, M. A. Z. (2020). "Reliability-based DG location using Monte-Carlo simulation technique". *SN Applied Sciences*, 2(2), 1-11.
- Nazmul Huda, A. S., & Ivanovic, R. (2019). "Estimation of distribution systems expected energy not supplied index by multi-level Monte Carlo method". *Electric Power Components and Systems*, 47(9-10), 810-822.