

Diseño de un Algoritmo para la Ubicación Óptima de Ingreso Secuencial de Interruptores

Algorithm Design for the Optimal Location of Sequential Entry of Switches

Presentación: 26 y 27 de octubre de 2022

Ariel S. Loyarte

Universidad Tecnológica Nacional, Facultad Regional Santa Fe, Centro de Investigación y Desarrollo en Ingeniería Eléctrica y Sistemas Energéticos (CIESE)

aloyarte@frsf.utn.edu.ar

Ulises Manassero

Universidad Tecnológica Nacional, Facultad Regional Santa Fe, Centro de Investigación y Desarrollo en Ingeniería Eléctrica y Sistemas Energéticos (CIESE)

umanassero@frsf.utn.edu.ar

Alexander Nahs

Universidad Tecnológica Nacional, Facultad Regional Santa Fe, Centro de Investigación y Desarrollo en Ingeniería Eléctrica y Sistemas Energéticos (CIESE)

anahs@frsf.utn.edu.ar

Juan Marcos Banegas

Universidad Tecnológica Nacional, Facultad Regional Santa Fe, Centro de Investigación y Desarrollo en Ingeniería Eléctrica y Sistemas Energéticos (CIESE)

jmbanegas@frsf.utn.edu.ar

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 equipos reconectores y/o seccionadores 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 heurísticos de optimización y localización. 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 clave: confiabilidad, métodos evolutivos, redes de distribución.

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 reclosers and/or sectionalizers equipment, such that costs are minimized global operations and improve user reliability indexes. To do this, heuristic optimization and localization 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.

Keywords: reliability, evolutionary methods, distribution networks.

Introducción

Con 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 (Abdi et al, 2014: 602-611).

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 (Asadi et al, 2022: 941-945). 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 (ENS).

En este sentido, resulta valioso el desarrollo de algoritmos que ayuden a implementar estrategias de decisión sistematizadas. Estudios anteriores , los autores Loyarte y otros (Loyarte et al, 2022) se basaron en métodos numéricos de optimización, como lo es la simulación de Montecarlo, pero se pudo comprobar que en base a la aplicación del algoritmo ad-hoc de cálculo de ENS, la ubicación de interruptores por el método secuencial de búsqueda directa resulta más preciso y eficiente desde el punto de vista del tiempo de simulación y de la precisión en los resultados obtenidos en comparación con el mejor resultado alcanzado con el método numérico de Montecarlo.

En base a lo anterior, el objetivo de este trabajo es proponer y diseñar una metodología que permita identificar la mejor ubicación para un mayor número de interruptores (en principio tres), que minimicen la ENS 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 la red 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 post-falla, 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 a 80 fallas cada 100km por año y una duración promedio de 2hs 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 las Figuras 1 y 2, se basa en una serie de cuatro algoritmos ejecutados en Python de manera recursiva. El Algoritmo 1 es destinado a identificar el interruptor de protección encargado de despejar una determinada falla simulada. El Algoritmo 2 utiliza al anterior para identificar la mejor reconfiguración posible ante una falla y calcular la ENS asociada. El Algoritmo 3 reproduce en bucle todas las fallas posibles con la finalidad de obtener una estimación de la ENS registrada anualmente en el sistema. El Algoritmo 4 se utiliza para decidir sobre la ubicación de un nuevo interruptor de protección seleccionando la ubicación óptima como aquella que menor ENS global genera. Finalmente, cuando sea necesario incorporar más de un interruptor de protección, el Algoritmo 4 puede ser aplicado en forma secuencial, determinando una nueva locación por cada ejecución del mismo.

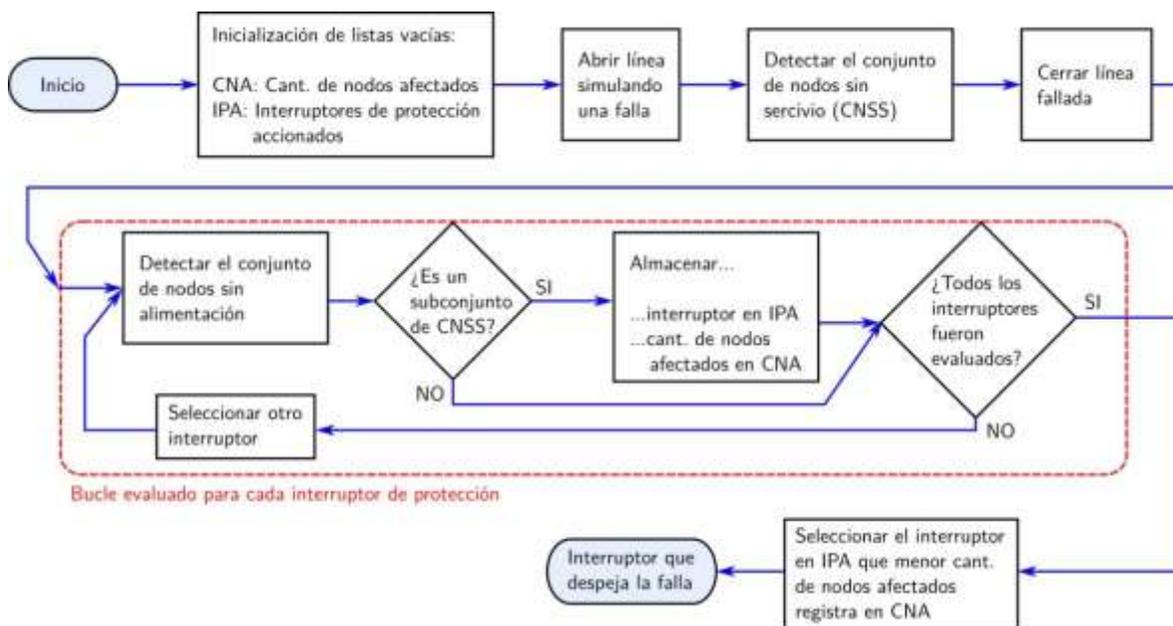


Figura 1. Identificación del interruptor de protección que despeja una falla, Algoritmo 1

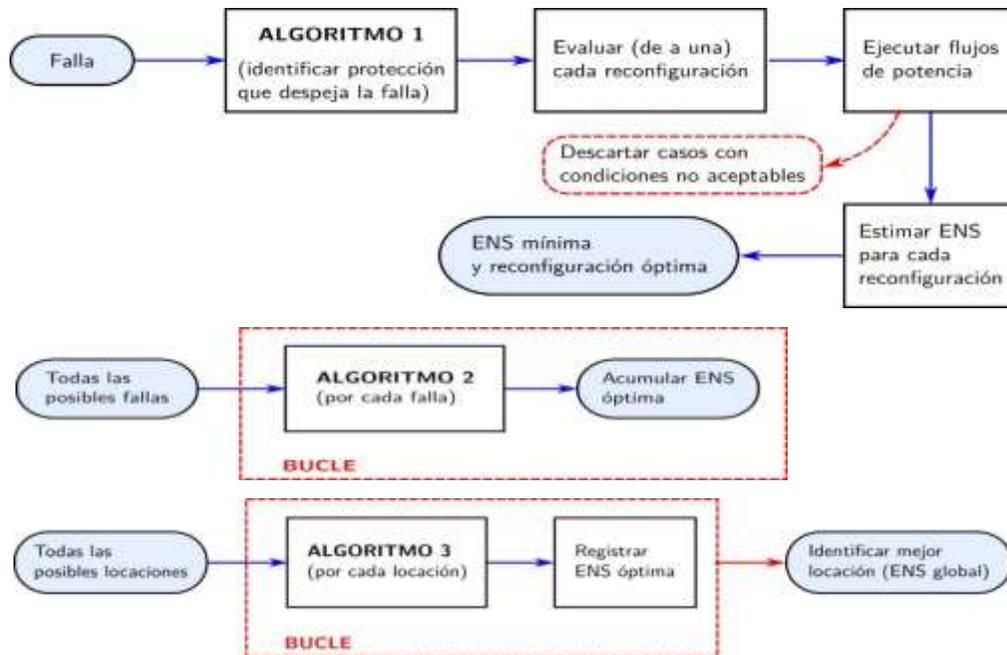


Figura 2. Diagrama de bloques de los algoritmos 2, 3 y 4 que conforman el método ad-hoc implementado

Resultados

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 conjunto de interruptores por método secuencial de búsqueda directa:

Los nuevos interruptores por instalarse en la red se vinculan entre nodos de 33 kV que no poseen actualmente interruptor. En total, la red dispone de 88 tramos a evaluar para la instalación de los interruptores, por lo cual se efectúa el cálculo de minimización de la ENS global a partir de la aplicación del algoritmo ad-hoc.

De acuerdo con los resultados de las simulaciones, la posición óptima del primer 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. Seguidamente, con este interruptor ya añadido, se procede con el mismo algoritmo para evaluar las restantes 87 posiciones posibles.

Como resultado se tiene que:

- La mejor solución de ubicación de un segundo interruptor es única, con una ubicación obtenida para el segundo interruptor entre los nodos 50009-50086.
- En 35 de las 87 posiciones evaluadas (40,2%), se logra reducir la ENS frente al caso con 1 interruptor incorporado.

- En 12 de las 87 posiciones evaluadas (13,8%), se logra una ENS mínima que supera a la del caso base.
- En 33 de las 87 posiciones evaluadas (37,9%), la ENS mínima no empeora ni mejora respecto de la obtenida para un único interruptor agregado.

Se procede a repetir el paso anterior, esta vez para el tercer interruptor, con las restantes 86 posiciones posibles. Los resultados obtenidos indican que:

- Las ubicaciones posibles no son únicas, sino que otras dos posiciones ofrecen el mismo resultado en términos de ENS, por lo que se elige el tercer interruptor entre los nodos 50091-50154.
- En 36 de las 86 posiciones evaluadas (41,9%), se logra reducir la ENS frente al caso con 2 interruptores incorporados.
- En 4 de las 86 posiciones evaluadas (4,7%), se logra una ENS mínima que supera a la del caso base.
- En 38 de las 86 posiciones evaluadas (44,2%), la ENS mínima no empeora ni mejora respecto de la obtenida para dos interruptores agregados.

En la Tabla 1 se resumen los resultados obtenidos para los 3 interruptores, donde se destacan la menor y mayor ENS conseguida con respecto al caso base, el porcentaje de pruebas en los que no se verifican todas las condiciones operativas válidas (sin sobrecargas y con tensiones en rangos admisibles) y la cantidad de soluciones similares que ofrecen el mismo nivel de ENS.

Variable de Comparación	N° Interruptor		
	1	2	3
Mejor Solución ENS [% C. Base]	4,74	8,1	10,6
Peor Solución ENS [% C. Base]	17,8	16,9	16,4
% Pruebas que No Verifican Op. Adm.	5,68	8,05	6,98
Cant. Soluciones Logran Mín. ENS	3	1	3

Tabla 1. Indicadores de performance del número de interruptores agregados al caso base

Las observaciones anteriores se deducen según los valores de ENS globales obtenidos y presentados en la Figura 3. Por último, se observa en la Figura 4 la disminución de la ENS global mínima a medida que se agregan interruptores a la red base.

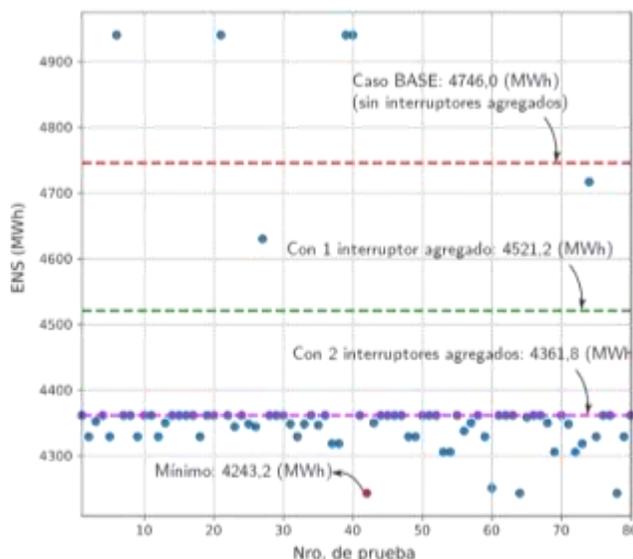


Figura 3. ENS global de la red obtenida en los 86 puntos de ubicación simulados para el agregado secuencial de tres interruptores por búsqueda directa.

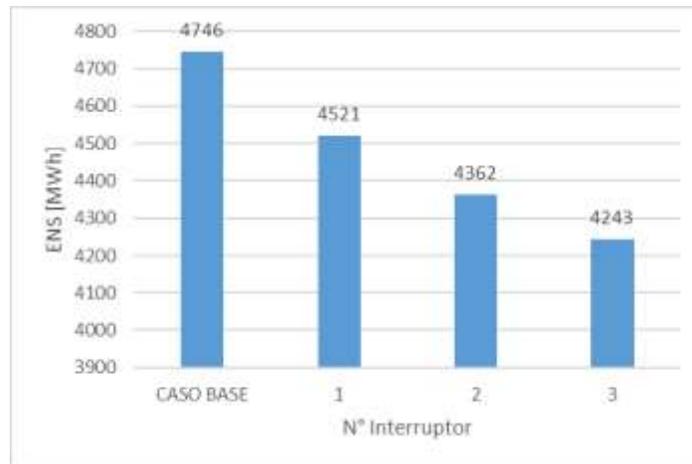


Figura 4. Comparación de la ENS global de la red obtenida para cada caso.

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 un método secuencial por búsqueda directa, 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.

Asadi, Q., Ashoorneshad, A., Falaghi, H., & Ramezani, M. (2022). Optimal Placement of Maintenance Teams in Distribution Networks to Minimize Energy Not Supplied. In *2022 30th International Conference on Electrical Engineering (ICEE)*, pp. 941-945.

Loyarte, A. S. Manassero, U.; Nahs, A; Cea, M.; Marelli, P (2022). Aplicación de Métodos Probabilísticos y de Optimización para la Ubicación de Equipos de Protección en Líneas de Media Tensión. IV Congreso de Investigación y Transferencia Tecnológica en Ingeniería Eléctrica (CITTIE 2022). Facultad Regional Delta, UTN, Argentina.