

# Coordinación óptima de dispositivos de protección en sistemas de distribución con presencia de generación distribuida

Optimal coordination of protection devices in distribution system with distributed generation.

Óscar Felipe Tuta B<sup>1</sup>., Ricardo A. Hincapié I<sup>2</sup>.

Facultad de Ingenierías, Universidad Tecnológica de Pereira, Pereira, Colombia

oscarfelipe@utp.edu.co

ricardohincapie@utp.edu.co

**Resumen**— Cuando se conectan generadores distribuidos en sistemas de distribución se presenta un aumento de las corrientes de cortocircuito, ocasionando que los elementos de protección presenten pérdida de selectividad y velocidad de disparo, debido a que los valores con los que se ajustaron y coordinaron previamente cambian su valor. Para solucionar este problema se presenta una metodología que garantiza una adecuada operación de reconectadores y fusibles en estos sistemas sin importar que tengan o no conectados generadores distribuidos. Los resultados obtenidos en un sistema de prueba validan la efectividad de la metodología.

**Palabras clave**— elementos de protección, generación distribuida, sistemas de distribución.

**Abstract**— A consequence of having distributed generation in distribution systems is that short-circuit currents can be higher. This causes a miss operation of protection devices due to the values that were set and coordinated change its value. This papers shows a methodology to coordinate fuses and reclosers that takes into account distributed generators. A tests system is used to show the effectiveness of the methodology.

**Key Words** — Protection devices, distributed generation, distribution system.

## I. INTRODUCCIÓN

La energía eléctrica se ha convertido en uno de los pilares que soportan el desarrollo de la sociedad actual, por lo que su disponibilidad y buen uso son una pieza clave a la hora de determinar el éxito o fracaso de la economía mundial. El siglo XXI ha dado paso a una época en la que las reservas de petróleo y gas natural han dejado de aumentar año a año

y el horizonte del 2050 para el primero de estos productos y 2075 para el segundo, se muestra ya como una posibilidad real para el agotamiento total de este tipo de recursos [1].

Las estrategias para solucionar este problema están enfocadas al fomento de la investigación, uso de energías renovables e impulso de las medidas de ahorro y eficiencia energética. Dentro de este contexto, en los últimos años se ha producido un importante incremento en el número de instalaciones de generación distribuida (GD) que se han conectado a las redes de distribución de energía eléctrica.

Una de las principales características de la GD es que su punto de conexión al sistema de potencia se encuentra en lugares cercanos a la carga, a diferencia de los centros de generación convencionales, los cuales están conectados directamente a los sistemas de transmisión [2].

Tradicionalmente los sistemas de distribución han sido diseñados en forma radial, lo que ocasiona que circulen flujos de potencia en una sola dirección. Con la penetración de la generación distribuida en los sistemas de distribución los flujos de potencia pueden circular en ambos sentidos, lo que ha ocasionado diversos impactos en las condiciones operativas del sistema [2-5]. Uno de estos aspectos está reflejado en el comportamiento inadecuado de los elementos de protección como fusibles y reconectadores [3, 5].

La contribución de los generadores distribuidos pequeños en las corrientes de falla no es significativa, sin embargo, las contribuciones agregadas de varias unidades pequeñas, o de unidades más grandes, pueden alterar los niveles de cortocircuito de manera suficiente para causar una pérdida de coordinación en las protecciones, afectando la confiabilidad y seguridad del sistema de distribución. Una inadecuada coordinación de

<sup>1</sup> Ingeniero Electricista.

<sup>2</sup> Ingeniero Electricista

fusibles y reconectores puede ocasionar disparos indeseados o que no operen en momentos en que deban hacerlo, lo que ocasiona pérdidas económicas para los consumidores, empeoramiento de los índices de confiabilidad, incremento en las penalizaciones realizadas por los organismos de regulación y control, y pérdidas debido al valor de la energía no servida.

Una adecuada coordinación de dispositivos de protección en sistemas de distribución de energía eléctrica es extremadamente importante, no solo por la mejora en la selectividad y confiabilidad del sistema de protecciones, sino también por el mejoramiento en la calidad y continuidad del servicio. Dentro de este contexto, la coordinación adecuada de fusibles y reconectores en alimentadores primarios con penetración de generación distribuida, presenta las siguientes ventajas: mejoran la continuidad del servicio, disminuyen las pérdidas económicas para los usuarios, aumentan los índices de confiabilidad y evitan que las electrificadoras paguen por penalizaciones debido a la violación de los indicadores de continuidad del servicio [2-5].

Con el fin de solucionar el problema de la coordinación óptima de dispositivos de protección en sistemas de distribución con presencia de generación distribuida, se presenta una metodología que permite mejorar el comportamiento de estos elementos ante la presencia de fallas de naturaleza temporal o permanente. Para verificar la validez de la metodología propuesta se realiza la comparación del comportamiento de las protecciones en un sistema de prueba cuando el sistema se encuentra operando con y sin generación distribuida.

En este artículo inicialmente se presenta la descripción del problema. Luego se ilustra en forma detallada la metodología propuesta. Posteriormente se describe la aplicación y los resultados. Finalmente se presentan las conclusiones derivadas de este proyecto.

## II. DESCRIPCIÓN DEL PROBLEMA

### I. Coordinación entre fusibles y reconectores en sistemas de distribución tradicionales

Con el fin de ilustrar la coordinación entre estos elementos, se considera el sistema de distribución de la figura 1 [6], el cual tiene ubicado para su protección un reconector (cuadrado con letra R) y aguas abajo un fusible ( $F_1$ ). El reconector es ajustado con curvas de operaciones rápidas y lentas, con el fin de garantizar que opere primero que el fusible ante fallas temporales, y permitir que el fusible opere ante fallas permanentes [7,8]. En la figura los puntos  $a$  y  $b$  corresponden a los valores de corrientes máxima y mínima, respectivamente, que puede ver el fusible.

Las curvas de operación del reconector (rápida y lenta) y del fusible se presentan en la figura 2, en un diagrama de corriente contra tiempo. En esta figura las curvas R (rojo) y L (azul) identifican la operación rápida y lenta del reconector, respectivamente. Las curvas MMT (verde) y TCT (naranja) representan el *mínimum melting time* y *total clearing time* del fusible, respectivamente. También se pueden observar los puntos  $a$  y  $b$ , correspondientes a valores de corrientes que ve el fusible.

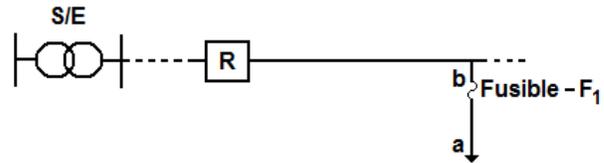


Figura 1. Sistema de distribución.

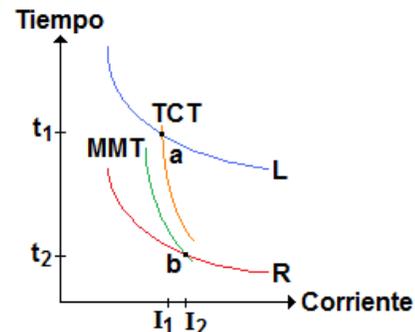


Figura 2. Curvas de operación del reconector y el fusible.

Es importante aclarar que el intervalo de operación del fusible ( $I_{F1}$ ) está dado por  $a < I_{F1} < b$ . El punto  $a$  tiene asociado un valor de corriente  $I_1$  y un valor de tiempo  $t_1$ . El punto  $b$  tiene asociado un valor de corriente  $I_2$  y un valor de tiempo  $t_2$ .

En el momento en que ocurre una falla en el punto de ubicación del fusible, circula la mayor corriente que puede ver este elemento (punto  $b$ ), el cual corresponde a  $I_2$ . Como se puede observar, ante este valor de corriente operan ambos elementos, pues este punto está sobre la curva rápida del reconector (R) y la curva MMT del fusible, ocasionando pérdida de selectividad en el sistema de protecciones. Para evitar esto, se debe garantizar que ante el mismo valor de corriente ( $I_2$ ), los tiempos de operación sean diferentes [8]. Por lo tanto  $t'_2 = 2 * t_2$ , donde  $t'_2$  es el tiempo de operación del fusible ante una falla en el punto  $b$  (con corriente  $I_2$ ), y  $t_2$  es el tiempo de operación del reconector ante este mismo valor de corriente. Para ajustar el tiempo de operación de la curva MMT del fusible se emplea dos veces el tiempo de operación de la curva rápida del reconector, con el fin de garantizar el enfriamiento del hilo dentro del fusible después de la operación rápida del reconector [8]. Los ajustes con los nuevos tiempos de operación se ilustran en la figura 3.

En resumen, siempre se debe garantizar que la curva rápida del reconector opere primero ante cualquier valor de corriente que

pueda ver el fusible. Para esto se emplea el mayor valor de corriente, el cual corresponde en este caso a  $I_2$ . Esta situación se conoce como esquema de salvamento de fusibles, es decir, se garantiza que el fusible no opere ante fallas temporales, y si lo haga ante fallas permanentes [7,8].

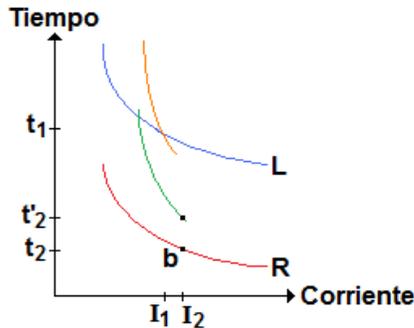


Figura 3. Curvas modificadas del reconector y el fusible.

## II. Pérdida de coordinación entre fusibles y reconectores en sistemas de distribución con GD

En un sistema de distribución sin generación distribuida la corriente fluye en un solo sentido debido a su naturaleza radial. Cuando se conectan generadores distribuidos a la red, se tiene un aumento en las corrientes de cortocircuito del sistema. Lo anterior ocasiona que los elementos de protección que ya estaban instalados y coordinados en el sistema, puedan tener problemas operativos como pérdida de selectividad o velocidad de disparo, debido a que los valores con los que se ajustaron y coordinaron previamente cambian con la presencia de los generadores. Con el fin de ilustrar esta situación se considera el sistema de la figura 1. La coordinación entre estos elementos y las simulaciones bajo condiciones de operación normal y bajo falla se realizaron en el software Neplan [9].

En la figura 4 se observan las curvas operativas del reconector y el fusible, las cuales se encuentran en color negro (curva rápida del reconector) y en color naranja (curvas MMT y TCT del fusible), respectivamente. En el momento en que se presenta una falla aguas abajo del fusible, la corriente de cortocircuito ( $I_k''$  - color verde) está ubicada dentro de los límites de operación del fusible (corrientes de falla en los puntos  $a$  y  $b$ ). En esta figura se puede observar que ante la presencia de dicha corriente de cortocircuito, la curva que primero observará ese valor será la curva rápida del reconector, garantizando de esta forma un adecuado esquema de salvamento de fusibles.

Una vez se conecta el GD en el sistema (ver figura 5), y ante la presencia de una falla en el mismo lugar descrito previamente, la corriente de cortocircuito ( $I_k''$  con GD - color rojo) aumenta su valor, ocasionando que esté por fuera de los límites de operación del fusible (ver figura 6).

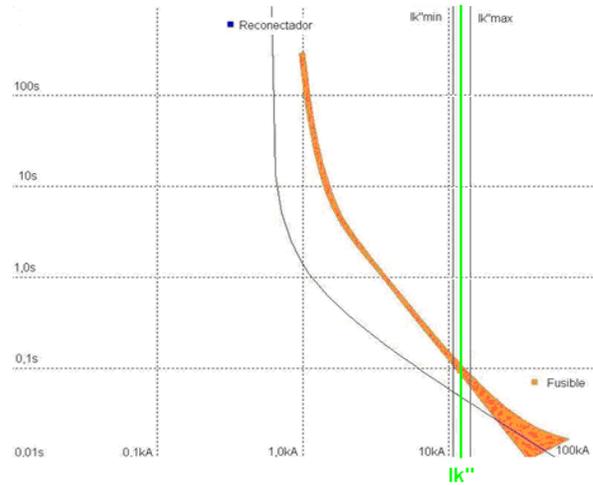


Figura 4. Ubicación de la corriente de cortocircuito ( $I_k''$ ).

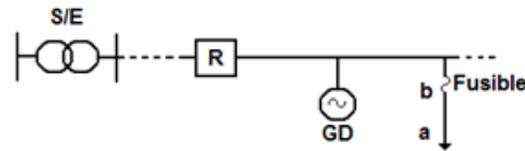


Figura 5. Sistema de distribución con GD.

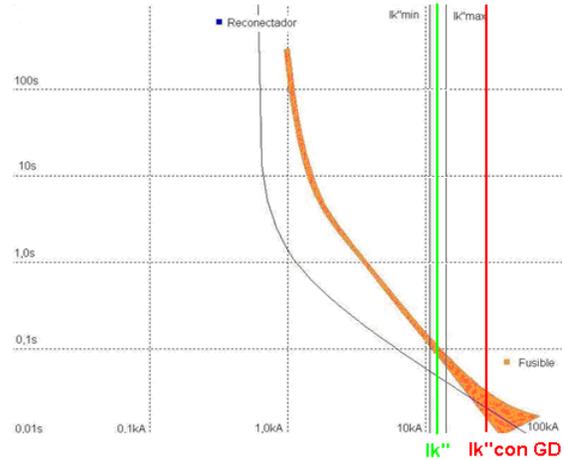


Figura 6. Ubicación de la corriente  $I_k''$  con GD.

Como se puede observar en la figura anterior, ante la presencia de la corriente de cortocircuito con GD en el sistema (línea roja), se pierde la coordinación del sistema de protecciones debido a que el elemento que observa primero dicha corriente es el fusible, por lo que no se tendrá ningún esquema de salvamento de fusibles, lo cual es una situación indeseable desde el punto de vista operativo, pues sin importar el tipo de falla (temporal o permanente) siempre se tendrá indisponibilidad en el servicio en la zona ubicada aguas abajo del fusible.

## III. METODOLOGÍA PROPUESTA

Con el fin de solucionar el problema descrito en el numeral anterior, se deben obtener las corrientes de cortocircuito en el punto de ubicación del fusible (punto  $b$ ) y en el punto al final del

ramal donde está ubicado (punto *a*). Debido a que el reconectador posee curvas para fallas monofásicas y trifásicas, entonces el cálculo de dichas corrientes deben corresponder a cada caso de estudio. Por facilidad para efectuar la coordinación entre estos elementos, es recomendable consignar la información de las corrientes de falla del sistema ( $I_{cc}$ ), tal como se ilustra en la tabla 1 [5].

Lugar de la falla	Tipo de falla	Icc que ve el fusible ( $I_{fuse}$ )		Icc que ve el Recloser ( $I_{rec}$ )		RFR ( $I_{fuse}/I_{rec}$ )	
		Sin GD	Con GD	Sin GD	Con GD	Sin GD	Con GD
Punto <i>b</i>	Trifásica (3F)	$X_1$	$X_2$	$X_3$	$X_4$	$X_5$	$X_6$
	Monofásica (1F)	$X_7$	$X_8$	$X_9$	$X_{10}$	$X_{11}$	$X_{12}$
Punto <i>a</i>	Trifásica (3F)	$X_{13}$	$X_{14}$	$X_{15}$	$X_{16}$	$X_{17}$	$X_{18}$
	Monofásica (1F)	$X_{19}$	$X_{20}$	$X_{21}$	$X_{22}$	$X_{23}$	$X_{24}$

Tabla 1. Información de corrientes de cortocircuito del sistema.

En la tabla anterior las corrientes de cortocircuito de las columnas 3 y 4 ( $I_{fuse}$  e  $I_{rec}$ ) corresponden a los valores vistos por dichos elementos en el punto de su ubicación respectiva. En la última columna se escribe la relación que hay entre las corrientes vistas por el fusible y el reconectador ante fallas monofásicas y trifásicas realizadas en el punto de ubicación del fusible (punto *b*) y al final del ramal protegido por este mismo elemento (punto *a*). El valor correspondiente a la relación entre  $I_{fuse}$  e  $I_{rec}$  cuando existe presencia de generación distribuida, tanto para fallas trifásicas en el punto *b* como en el punto *a*, es igual, es decir,  $X_6$  es igual a  $X_{18}$ . De igual forma para el caso monofásico,  $X_{12}$  es igual a  $X_{24}$ . Cuando en el sistema no hay presencia de generación distribuida, los valores correspondientes a las relaciones representadas por  $X_5$ ,  $X_{11}$ ,  $X_{17}$  y  $X_{23}$  son iguales a uno [5].

Como el objetivo es realizar una adecuada coordinación de reconectores y fusibles en sistemas con generación distribuida, entonces solamente se considera durante la metodología propuesta para solucionar el problema, los valores correspondientes a la última columna. Como este valor representa la relación entre la corriente vista por el fusible y el reconectador ( $I_{fuse}$  e  $I_{rec}$ ) en el punto de su ubicación respectiva, entonces este valor se nombrará RFR (Relación Fusible-Reconectador). Una vez se obtienen los valores de RFR para fallas monofásicas y trifásicas, estos valores deben ser incorporados en el nuevo ajuste de las curvas del reconectador. De esta forma se garantiza que ante cualquier tipo de falla aguas abajo del fusible, el reconectador opere primero. Con este nuevo ajuste se garantiza entonces que el esquema de salvamento de fusibles siempre se mantenga, a pesar de que exista o no generación distribuida en la red.

La metodología planteada es la siguiente:

**Paso 1.** Recolección de la base de datos. Se deben conocer los valores nominales del sistema (voltaje, corrientes, frecuencias, número de fases, etc.), especificados para cada uno de los siguientes elementos: líneas, subestaciones, y puntos de ubicación de reconectores y fusibles. Adicionalmente es necesario conocer en detalle la capacidad nominal de potencia de los generadores distribuidos, así como su tipo de conexión e impedancias.

**Paso 2.** Determinación de corrientes de cortocircuito. Determinar los valores de las corrientes de cortocircuito (monofásicas y trifásicas) antes y después de la conexión al sistema de la generación distribuida. Las corrientes de corto circuito se miden en el punto de ubicación del reconectador y del fusible que se desean ajustar. La medida de la corriente de cortocircuito se realiza en dos lugares: en la ubicación del fusible y el lugar más alejado que protege el fusible.

**Paso 3.** Cálculo del índice RFR [5]. Una vez se obtienen estos valores, es recomendable llenar la tabla 1, para facilitar la coordinación de las protecciones en cada escenario.

**Paso 4.** Ajuste de la curva del reconectador. Una vez se obtiene el índice RFR, se procede a reajustar las curvas del reconectador. Es decir, se identifica la curva rápida del reconectador y luego cada valor de la corriente identificada sobre dicha curva, se divide por el índice RFR. El nuevo valor de corriente obtenido para cada punto de la curva debe tener asociado el valor inicial del tiempo, es decir, lo que se modifica sobre la curva es el valor de la corriente más no del tiempo. Este procedimiento se debe realizar tanto para el escenario de fallas monofásicas como trifásicas.

**Paso 5.** Verificación del nuevo ajuste. Con el fin de verificar el comportamiento del reconectador y el fusible, se realizan diversos tipos de fallas aguas abajo de la ubicación del fusible. Se debe garantizar que para todos los casos opere primero el reconectador, con el fin de tener un adecuado esquema de salvamento de fusibles. Este nuevo ajuste debe ocasionar que los elementos de protección operen adecuadamente aún sin la presencia de generación distribuida.

#### IV. APLICACIÓN Y RESULTADOS

Para ilustrar la aplicación de la metodología se emplea el sistema de la figura 7 [6], el cual tiene ubicado un reconectador como protección primaria y un fusible para proteger el ramal que sale del nodo 6.

Los ajustes iniciales (sin GD) del reconectador y el fusible se ilustran en la figura 8. En esta misma figura se ilustra el valor de la corriente de cortocircuito trifásica cuando se efectúa un fallo en el punto de ubicación del fusible, cuyo valor es 2,37 kA ( $I_{k''max}$ ).

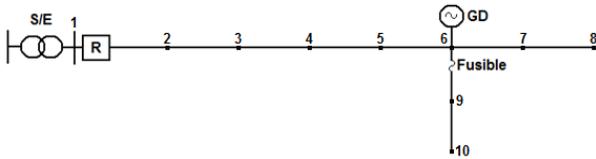


Figura 7. Sistema de prueba.

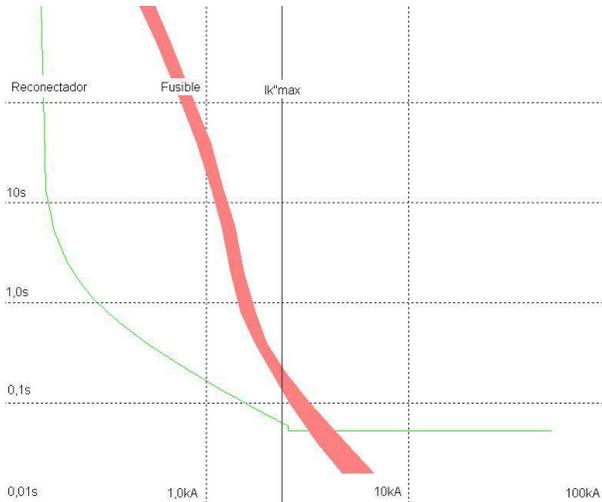


Figura 8. Operación del reconector y fusible sin GD.

En la figura 9 se ilustra el comportamiento de las protecciones ante una falla aguas abajo del fusible con valor de 3,615 kA ( $I_{k''max}$ ), cuando se conecta la generación distribuida en el nodo 6.

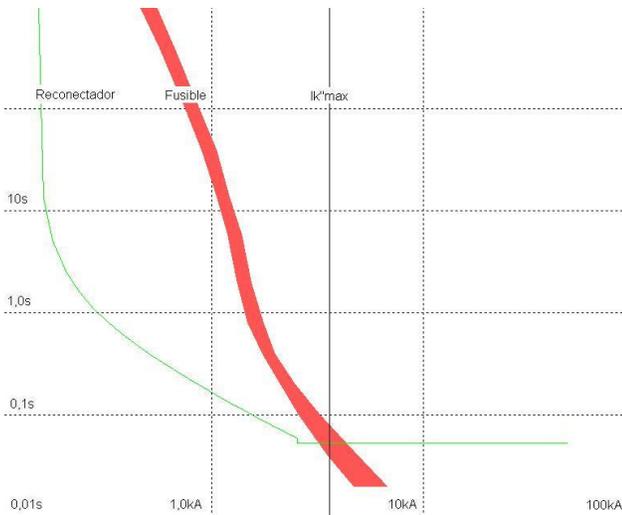


Figura 9. Operación del reconector y fusible con GD.

En la figura anterior se puede observar como al presentarse una falla en el ramal protegido por el fusible actuará primero este elemento, ocasionando que se pierda el esquema de salvamento de fusibles, presentándose indisponibilidad del servicio aguas debajo de su ubicación. Esta situación se podría evitar si el reconector operara primero con la curva rápida. Para corregir este problema se aplica la metodología descrita en el numeral 3.

**Paso 1.** Recolección de la base de datos. Los datos del alimentador, subestación y generación distribuida se presentan en [6].

**Pasos 2 y 3.** Determinación de corrientes de cortocircuito y cálculo del índice RFR [5]. Como se puede observar, el índice RFR sin GD es igual a uno. Al considerar GD se puede observar que el índice RFR es igual cuando se presentan fallas trifásicas sin importar el lugar donde ocurre la falla. Igual comportamiento se tiene cuando se presentan fallas monofásicas.

Lugar de la falla	Tipo de falla	Icc que ve el fusible ( $I_{fuse}$ ) en kA		Icc que ve el Recloser ( $I_{rec}$ ) en kA		RFR ( $I_{fuse}/I_{rec}$ )	
		Sin GD	Con GD	Sin GD	Con GD	Sin GD	Con GD
Punto b (en 6)	3F	2,374	3,615	2,374	2,373	1	1,52
	1F	0,02	3,095	0,02	1,315	1	2,35
Punto a (en 10)	3F	2,073	3,014	2,073	1,978	1	1,52
	1F	0,02	2,46	0,02	1,045	1	2,35

Tabla 2. Información de corrientes de cortocircuito del sistema.

**Paso 4.** Reajuste de la curva del reconector. Es preciso aclarar que la curva del fusible no se modifica. La curva del reconector ilustrada en la figura 8 es entonces dividida por el índice RFR. La nueva curva de operación se ilustra en la figura 10.

**Paso 5.** Verificación del nuevo ajuste. Para observar el comportamiento del fusible y el reconector ante la presencia de fallas en el sistema con generación distribuida, se considera el peor escenario, es decir, se efectúa una falla trifásica en el punto de ubicación del fusible. En la figura 10 se ilustra la ubicación de la corriente de cortocircuito ( $I_{k''max}$ ) y se puede observar que el reconector operará primero ante la presencia de dicha falla, lo que garantizará que se mantenga el esquema de salvamento de fusibles.

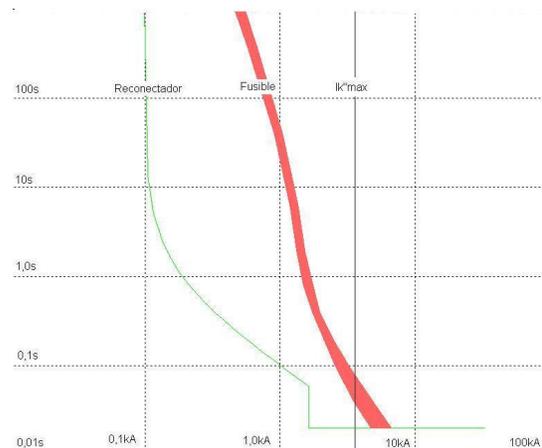


Figura 10. Nueva curva de operación considerando el índice RFR con GD.

Como se debe garantizar que los ajustes sean los adecuados aún cuando la GD sea desconectada, entonces se verifica el comportamiento de las protecciones ante este escenario.

En la figura 11 se ilustra el comportamiento de las protecciones con el nuevo ajuste sin la presencia de GD, cuando se presenta una falla aguas abajo del fusible, cuyo valor es 2,374 kA( $I_k''_{max}$ ). Como se puede apreciar, el reconectador operará primero ante la presencia de dicha falla, lo cual garantizará que se mantenga el esquema de salvamento de fusibles.

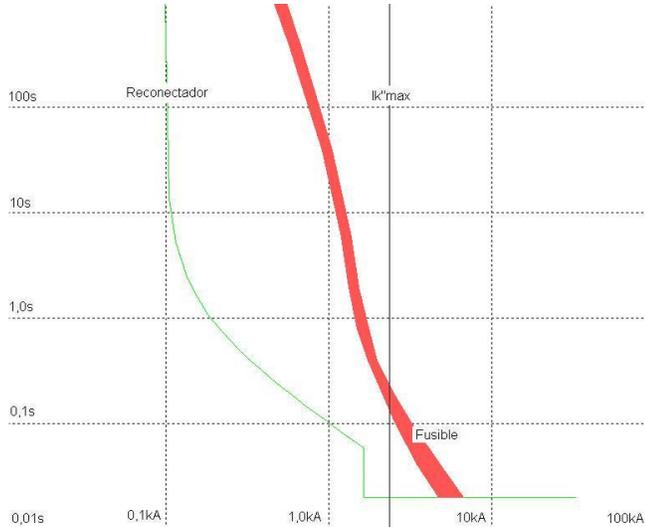


Figura 11. Curvas de operación considerando el índice RFR sin GD.

## V. CONCLUSIONES

En este trabajo se propuso una metodología para solucionar el problema de la coordinación óptima de reconectadores y fusibles en sistemas de distribución con presencia de generación distribuida. El procedimiento se basa en el cálculo del índice RFR, el cual relaciona la corriente de cortocircuito vista por el fusible y el reconectador en los lugares de su ubicación respectiva, ante fallas en el ramal protegido por el fusible.

Para verificar la eficiencia de la metodología propuesta se empleó un sistema de distribución con la conexión de un generador distribuido. Los resultados obtenidos para todos los casos de estudio son de gran calidad, pues se garantiza un adecuado comportamiento de estos elementos de protección, manteniéndose siempre el esquema de salvamento de fusibles. El comportamiento de los elementos con los nuevos ajustes garantiza que este esquema sea el correcto aún sin la presencia de generadores distribuidos en el sistema.

La metodología propuesta es flexible, pues se puede aplicar a sistemas de diferentes dimensiones y características, sin importar el número de elementos de protección empleados, su ubicación dentro del sistema y el número de generadores distribuidos.

Con los cambios en la estructura operativa de los sistemas de potencia debido a la inclusión del concepto de Smart Grids, la coordinación óptima de reconectadores y fusibles en sistemas de distribución con generación distribuida cobra un interés cada vez mayor para el sector eléctrico, pues se obtienen los siguientes beneficios: mejora en la continuidad del servicio, disminución de pérdidas económicas para los usuarios, aumento de los índices de confiabilidad del sistema y reducción del pago de penalizaciones por parte de operadores de red debido a la violación de los indicadores de continuidad del servicio.

## REFERENCIAS

- [1] Manzini, F., Macías, P. "Nuevas energías renovables: una alternativa energética sustentable para México". Instituto de investigaciones legislativas del senado de la republica de México. Agosto de 2004.
- [2] Treballe, David, "La generación distribuida en España"; Tesis de Master, Universidad Pontificia Comillas, Madrid, pp. 32, Febrero 2006.
- [3] López, M. "Localización y dimensionamiento óptimo de generadores distribuidos para mejorar el perfil de tensión en sistemas de distribución". Tesis de Ingeniería Eléctrica, Universidad Tecnológica de Pereira, 2009.
- [4] González-Longatt, F. "Fuentes de Generación Distribuida: Tecnologías Disponibles". II Jornada de Ingeniería Eléctrica, JIELECTRIC. UNEXPO Puerto Ordaz. Julio 2003.
- [5] Brahma, S.M.,Girgis, A.A, "Microprocessor-based reclosing to coordinate fuse and recloser in a system with high penetration of distributed generation," Power Engineering Society Winter Meeting, 2002. IEEE, vol.1, no., pp. 453- 458 Vol.1, 2002.
- [6] Tuta, O.F. "Coordinación óptima de dispositivos de protección en sistemas de distribución con presencia de generación distribuida". Tesis de Ingeniería Eléctrica, Universidad Tecnológica de Pereira, 2011.
- [7] Gers, J.M. "Aplicación de protecciones eléctricas". Primera Edición. Ediciones Universidad del Valle. Cali, 1993.
- [8] Anderson, O.M. "Power System Protection". John Wiley and Sons, Inc. New York, 1999.
- [9] [www.neplan.ch](http://www.neplan.ch)