

Modelado de un esquema de protecciones inteligente para microrredes

Modeling of an intelligent protection scheme for microgrids

J.A. Ocampo-Wilches¹, A.J. Ustariz-Farfan², E.A. Cano-Plata³, C. Arango -Lemoine⁴

^{1,2,3,4}GREdYP y GICEP, Depto. Ingeniería Eléctrica, Electrónica y Computación, Universidad Nacional de Colombia, Colombia.

Email: jaocampow@unal.edu.co¹, ajustarizf@unal.edu.co², eacanop@unal.edu.co³, carangol@unal.edu.co⁴

RECIBIDO: abril, 2017. ACEPTADO: junio 2, 2017. VERSIÓN FINAL: noviembre 1, 2017

RESUMEN

Este artículo presenta el modelado y simulación de un esquema de protección inteligente, basado en relés digitales diferenciales de corriente y de subtensión, asistidos por comunicaciones. Para alcanzar este objetivo, se realiza una clasificación de las diferentes estrategias de protección vigentes, presentes en la literatura. Adicionalmente, se presenta una adecuación de un modelo de protección tradicional de corriente, que responde de forma inteligente, ante los diferentes ambientes de falla, complementado por el modelado no ideal de los transformadores de potencial y corriente. Finalmente se definen las características de la red de prueba y su desarrollo en la plataforma de simulación MATLAB/SIMULINK, junto con los resultados obtenidos.

PALABRAS CLAVE: Coordinación de Protecciones, Generación distribuida, Microrredes, Relés Digitales.

ABSTRACT

This paper presents the simulation and model development, of an intelligent communication-assisted protection scheme, based on differential and under voltage digital relays. To do this, a classification of the current protection strategies was carried out. Furthermore, an adaptation of a static current protection model is presented, that intelligently respond, toward the different fault situations, also complemented by, the non-ideal model of potential and current transformers. Finally, the characteristics of the test-grid and its development in MATLAB/SIMULINK is presented, together with the results obtained.

KEYWORDS: Digital Relay, Distributed Generation, Microgrids, Protection Coordination.

1. INTRODUCCIÓN

El incremento del interés por la reducción de los efectos nocivos, que tiene la producción de energía sobre el medio ambiente, ha causado un incremento en la implementación de energías renovables dentro de los sistemas de distribución. La disminución de los costos de los generadores no convencionales, el aumento de su eficiencia y la posibilidad de aumentar la confiabilidad del servicio eléctrico, hacen que esta tendencia sea cada día más notoria y su influencia en la planeación para los operadores de red más crítica [1],[2]. La inclusión aleatoria de estos generadores, en sistemas con topologías diseñadas únicamente para flujos de potencia mono direccionales (Sistemas Radiales), causa que

muchos de los beneficios de estas nuevas tecnologías, se vean limitados y en muchos casos perdidos.

Para dar solución a las nuevas problemáticas, en la literatura se han definido nuevos sistemas de distribución, controlados de forma independiente a la red principal, y con estrategias de control innovadoras. No obstante, es necesario aun dar solución a muchos de los problemas que surgen en estos sistemas, nombrados en la literatura como microrredes (MR) [3],[4]. Entre los principales focos de investigación, surge la coordinación de protecciones, que se ve alterada por la inclusión masiva de generadores. Por lo tanto, es necesario analizar todos los posibles efectos que la generación distribuida (GD) pueda tener sobre la coordinación de protecciones, que pueden ser: (a) incremento de la corriente de falla total, (b) disminución de la corriente de falla aportada por

la red eléctrica, (c) baja corriente de falla en configuración en isla, (d) mala coordinación de protecciones causadas por fallas externas a la microrred y (e) deficiente coordinación entre reconectores y fusibles [5]. Esto, con el fin de garantizar que todos los ambientes de falla fueron considerados.

A partir de estos conceptos, en este artículo se propone un esquema de protección alternativo, basado en protecciones diferenciales respaldadas por protecciones de subtensión. Dicho esquema garantiza una correcta protección de la red, ante todos los posibles ambientes de falla y en las diferentes configuraciones del sistema. Es aquí, donde se espera contribuir a la búsqueda de la mejor estrategia de protección para redes altamente intervenidas con GD.

Este artículo está organizado de la siguiente manera: La sección 2, esboza el estado del arte en coordinación de protecciones. La sección 3, define la metodología implementada para desarrollar el esquema de protección en la microrred. La sección 4, contempla el análisis de los resultados. Y por último, en la sección 5, se recopilan las conclusiones obtenidas, y el trabajo futuro a realizar para continuar con la línea de investigación.

2. ESTADO DEL ARTE

La constante variación de las configuraciones de las microrredes y los flujos de corriente dentro de estas, hace necesario que se definan estrategias de protección adaptativas o inteligentes. En la literatura existe una amplia variedad de esquemas de protección, que buscan dar respuesta a las necesidades del sistema. Entre las múltiples estrategias, es posible identificar dos enfoques tecnológicos. El primero, recoge aquellas estrategias que se fundamentan en modelos tradicionales de protección, donde se utilizan algoritmos de protección temporales, provenientes de las redes de distribución o introducidas de los sistemas de transmisión [6]–[9]. Y en la otra mano, un enfoque tecnológico, compuesto por estrategias que parten de algoritmos matemáticos para buscar características específicas de las fallas y definir el disparo [10]–[13]. Estos dos enfoques se resumen en la Figura 1.



Figura 1. Enfoques de esquemas de protección. **Fuente.** Elaboración propia.

3. METODOLOGÍA

3.1. Esquema de protección propuesto

La adaptación de protección propuesta por los autores, parte del esquema de protección descrito por Sortomme et al en [6], en conjunto con los modelos de protección direccional e instantánea propuestos por Muhammad et al en [14] y el modelo de transformadores de corriente y tensión, expuestos por Kojovic [15] y Kezunovic et al [16] respectivamente. Este esquema de protección se caracteriza por tener un funcionamiento descentralizado y estar compuesto únicamente por el módulo de protección y los módulos de medida, siendo más robusto que sistemas que necesitan una adaptación continua de los parámetros de las protecciones, como el propuesto por Laaksonen [8], que fue previamente simulado en [17] por los autores y evidenció que al ser descentralizado el costo sería menor.

3.1.1. Módulo de medición de corriente

Como primer componente del modelo implementado, ha sido diseñado un módulo que permite evaluar las características no ideales de los transformadores de corriente “CT”, como se observa en la Figura 2. Estos transformadores, son fundamentales para garantizar un modelado real de las protecciones, ya que estos afectan la adquisición de señales, si son mal diseñados o no se consideran sus parámetros no lineales. [18]

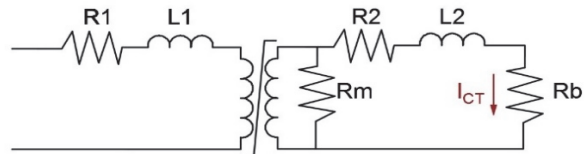


Figura 2. Modelo transformador de corriente. **Fuente.** Elaboración propia.

Donde:

- R_1 : Resistencia primario transformador.
- L_1 : Inductancia primario transformador.
- R_2 : Resistencia secundario transformador.
- L_2 : Inductancia secundario transformador.
- R_m : Resistencia rama de magnetización.
- R_b : Resistencia de *burden*.
- I_{CT} : Medida Corriente.

El modelo implementado por los autores incluye la curva de saturación, para modelar la adquisición real de señales de corriente de la red.

3.1.2. Módulo de medición de potencial

Para realizar el modelado de los transformadores de potencial “PT”, ha sido seleccionado los transformadores de voltaje de tipo acople capacitivo, dado que es el equipo de medida de potencial más utilizado para relés de protección. Igual que los transformadores de corriente, este se puede reducir a un modelo circuital, tal como se observa en la Figura 3 [16].

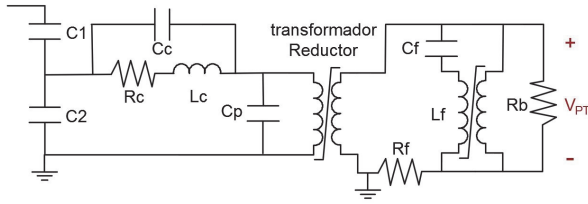


Figura 3. Modelo transformador de tensión de acople de capacitores. **Fuente.** Elaboración propia.

Donde:

- C_1, C_2 : Capacitores de escalamiento.
- L_C : Inductancia de compensación.
- R_C : Resistencia inductancia de compensación.
- C_C : Capacitancia inductancia de compensación.
- C_P : Capacitancia primario transformador.
- C_F : Capacitancia supresor ferresonancia.
- L_F : Transformador supresor ferresonancia.
- R_F : Resistencia de amortiguación.
- R_b : Resistencia de *burden*.

Igualmente, es necesario incluir los parámetros no ideales del transformador de escalamiento y de supresión de ferresonancia, para obtener un modelado real de estos equipos.

3.1.3. Módulo de protección

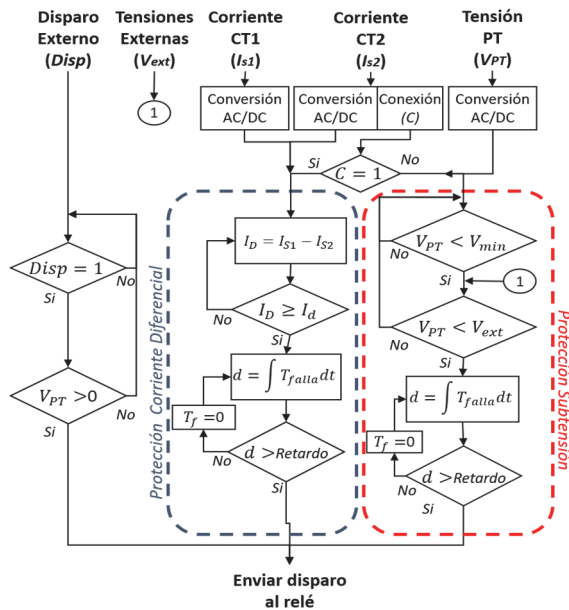


Figura 4. Diagrama de flujo, funcionamiento relé de protección. **Fuente.** Elaboración propia.

El algoritmo implementado en el módulo del relé de protección se muestra en la Figura 4. En este algoritmo, se definen tres componentes principales: (a) Protección de corriente diferencial, que obtiene los datos de los CTs, ubicados en ambos extremos de la zona protegida (CT1

y CT2). (b) Protección de subtensión, que se activa en caso de la desconexión de la protección diferencial y por medio de comparaciones con las tensiones aledañas, define el disparo adecuado de la protección y (c) Disparo por causas externas. Este último componente, es fundamental para el funcionamiento de la protección, ya que es la encargada de respaldar a las protecciones aledañas.

Los algoritmos de las protecciones de corriente y tensión se implementan por cada una de las fases. Por lo tanto, si ocurre una falla en cualquiera de ellas, el relé aísla la falla.

3.1.4. Diseño preliminar de los módulos

Finalizado el modelado de cada uno de los módulos, se procede a realizar su montaje en la plataforma de simulación MATLAB/ Simulink®. Por cada uno de los módulos, se diseña una interfaz amigable con el usuario, como se observa en la Figura 5.

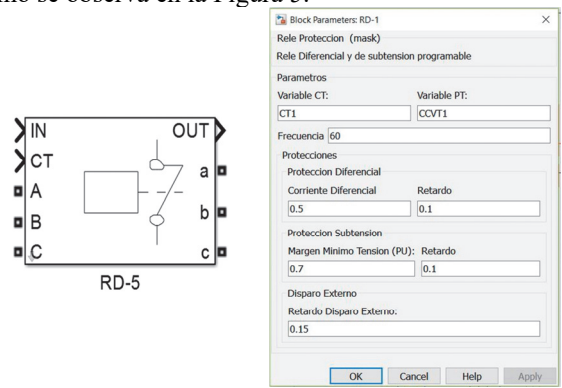


Figura 5. Diseño preliminar del relé digital trifásico (Bloque Simulink). **Fuente.** Elaboración propia.

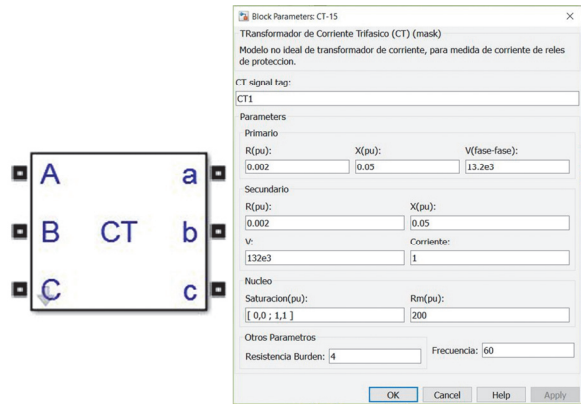


Figura 6. Diseño preliminar transformador de corriente trifásico (Bloque Simulink). **Fuente.** Elaboración propia.

Al igual que para el relé, se crea una interfaz para los transformadores de corriente y potencial, Figura 6 y Figura 7 respectivamente. Aunque estos cuentan con mayor número de variables, debido a los parámetros propios de los transformadores saturables.

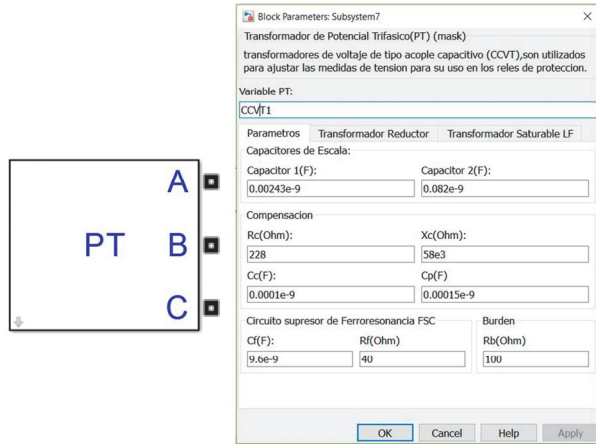


Figura 7. Diseño preliminar transformador de potencial trifásico (Bloque Simulink). **Fuente.** Elaboración propia.

3.2. Red de prueba y escenarios de simulación

Definido el funcionamiento del esquema de protección, este es validado en la red de prueba mostrada en la Figura 8. Esta red es propuesta por McDermott en [19], como una red donde se puede evaluar los diferentes ambientes críticos de una microrred, en los que la protecciones deben garantizar una respuesta apropiada.

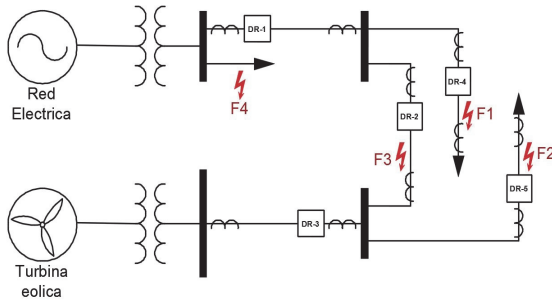


Figura 8. Red de prueba de protecciones en microrredes IEEE. **Fuente.** Elaboración propia.

Los parámetros de los diferentes elementos de la red, incluyendo los transformadores, líneas, tipos de falla y generadores, son descritos en este artículo y en el artículo escrito por el comité de análisis de sistemas de distribución de la IEEE [20].

Los escenarios de falla que han sido analizados son:

- *Escenario 1:* prueba de la protección ante una falla de alta impedancia, en un ramal monofásico.
- *Escenario 2:* prueba de la protección ante una falla del sistema diferencial, cuando la falla es dentro del área de cobertura de la misma.
- *Escenario 3:* prueba de la protección ante una falla mecánica del disyuntor, evaluación del sistema de respaldo de las protecciones.

Las fallas simuladas a partir de los parámetros definidos por McDermott, que permiten considerar los diferentes tipos de falla, se listan en la Tabla 1.

Tabla 1. Tipos de falla evaluados en el sistema

| Nombre | g25 | g0 | pp | ppg | 3p |
|-------------------------|-----|----|----|-----|-----|
| Fase | AT | AT | AB | ABT | ABC |
| Impedancia (Ω) | 25 | 0 | 0 | 0 | 0 |

Fuente. Elaboración propia.

En la Figura 9, se muestra la red de prueba modelada en Simulink®. Aquí, se observa también los diferentes bloques de protección interconectados con los CTs y PTs. Los parámetros de las protecciones se definen en la Tabla 2, incluyendo los tiempos de respuesta y los tiempos de disparo para las protecciones de respaldo.

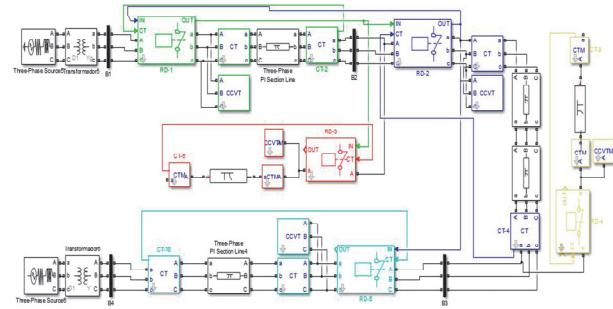


Figura 9. Red de distribución simulada en Simulink®. **Fuente.** Elaboración propia.

Tabla 2. Parámetros relés de protección.

| Proteccion | Parametro | DR-1 | DR-2 | DR-3 | DR-4 | DR-5 |
|-----------------------|------------|------|------|------|------|------|
| Corriente Diferencial | Id(A) | 0,5 | 0,5 | 0,5 | 0,3 | 0,3 |
| | Retardo(S) | 0,1 | 0,1 | 0,1 | 0,1 | 0,1 |
| Subtension | Vmin(Pu) | 0,7 | 0,7 | 0,7 | 0,7 | 0,7 |
| | Retardo(S) | 0,1 | 0,1 | 0,1 | 0,1 | 0,1 |
| Respaldo | Tr(S) | 0,15 | 0,15 | 0,15 | 0,15 | 0,15 |

Fuente. Elaboración propia.

Los parámetros de los transformadores de corriente y potencial están resumidos en la Tabla 3 y Tabla 4 respectivamente. Su configuración es fundamental para garantizar una respuesta adecuada de las protecciones.

4. RESULTADOS

Los tres casos de falla que se analizan dan una perspectiva general de la respuesta de las protecciones, ante los diferentes ambientes de falla. Sin embargo, la totalidad de los casos simulados son recopilados en la Tabla 5.

Tabla 3. Parámetros Transformadores de Corriente (CTs)

| Componente | Parámetro | CT |
|--------------|--|--------|
| Primario | V | 13,2e3 |
| | R(pu) | 0,002 |
| | X(pu) | 0,05 |
| Secundario | V | 132e3 |
| | Iout | 5 |
| | R(pu) | 0,002 |
| | X(pu) | 0,05 |
| Núcleo | Rm(pu) | 100 |
| Otros | Rburden(Ohm) | 4 |
| | f(Hz) | 60 |
| I(A) | (0, 0.02, 0.044, 0.069, 0.103, 0.217, 1.063, 16) | |
| F(Wb-vuelta) | (0, 0.29, 11.14, 18.61, 22.77, 26.52, 31.1, 32.26) | |

Fuente. Elaboración propia.

Tabla 4. Parámetros transformadores de potencial (PTs)

| Equipo | | Parámetro | CCVT |
|---------------------------------------|------------|---------------|---------|
| Banco Capacitores | | C1(F) | 2,43e-9 |
| | | C2(F) | 82e-9 |
| Inductor de compensación | | Rc(Ohm) | 228 |
| | | Xc(Ohm) | 58e3 |
| | | Cc(F) | 0,1e-9 |
| | | Cp(F) | 0,15e-9 |
| Transformador reducción | Primario | V | 6584 |
| | | R(Ohm) | 400 |
| | | L(H) | 2997e-3 |
| | Secundario | V | 115e3 |
| | | R(Ohm) | 0,001 |
| | | X(Ohm) | 0,001 |
| | Núcleo | Imag0(A) | 0,00142 |
| | | F0(Wb-vuelta) | 13,7867 |
| | | Rm(Ohm) | 100e3 |
| Círculo de supresión ferresonancia | | Cf(F) | 9,6e-6 |
| | | Rf(Ohm) | 40 |
| Transformador supresión ferresonancia | Primario | V | 1,98e3 |
| | | R(Ohm) | 0,02 |
| | | L(H) | 0,02e-3 |
| | Secundario | V | 1e3 |
| | | R(Ohm) | 0,001 |
| | | X(Ohm) | 0,001 |
| | Núcleo | Imag0(A) | 0,1 |
| | | F0(Wb-vuelta) | 0,035 |
| | | Rm(Ohm) | 100e3 |
| Otros | | Rburden(Ohm) | 100 |
| | | f(Hz) | 60 |

Fuente. Elaboración propia.

Para todas las gráficas, de la respuesta temporal de las protecciones, que se muestran a continuación, se utiliza una codificación que se define como:

- Línea discontinua en $t=100ms$: indicador inicio de falla.
- Línea punteada en otro tiempo: indicador actuación protecciones.
- A) Disparo protección, B) Tensión medida y C) Corriente medida.

A. Escenario 1:

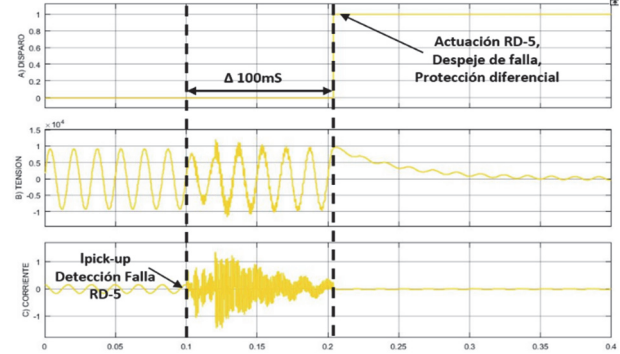


Figura 10. Falla alta impedancia. Fuente. Elaboración propia.

En este primer escenario (ver Figura 10), se analiza la respuesta de la protección ante una falla de alta impedancia g_{25} en el punto de falla F_2 , que se observa en la Figura 8. Para simular el caso más crítico, la red se encuentra en una configuración en isla, donde la potencia total es suministrada por el generador eólico y la corriente de falla es mínima. Con esto, se garantiza que el modelo implementado, es capaz de identificar fallas de alta complejidad y despejarlas de manera adecuada. En $t=100ms$ la protección DR-5 aísla la falla, en concordancia con el tiempo de despeje propuesto en la Tabla 2.

B. Escenario 2:

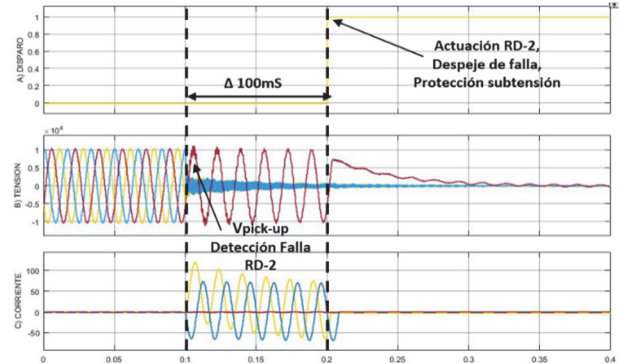


Figura 11. Falla protección diferencial. Fuente. Elaboración propia.

Un segundo caso de estudio es aquel en el que, debido a un fallo en el sistema de comunicación de la protección, se pierde la protección diferencial. En la Figura 11 se muestran los tiempos de despeje. Este segundo escenario se analiza en una red radial para evaluar la respuesta del sistema en esta configuración y con una falla ppt . Para lograrlo DR-2 verifica que la tensión en este punto es la mínima comparándose con las protecciones aledañas, DR-1, DR-3, DR-4 y DR-5. Siendo DR-2 la protección más próxima al punto de falla, esta disparara la

protección después del margen de tiempo definido, garantizando la menor área de falla afectada.

C. Escenario 3:

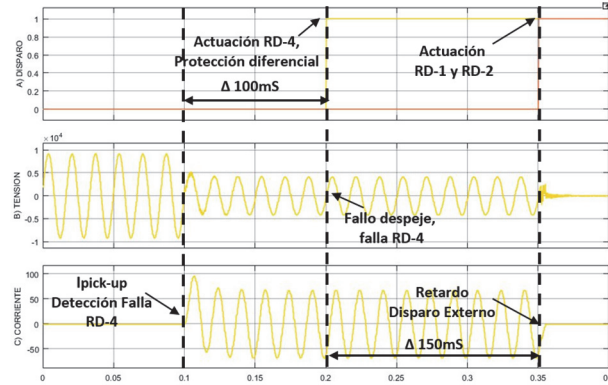


Figura 12. Respaldo de las protecciones. **Fuente.** Elaboración propia.

Por último, se analiza el caso de un mal funcionamiento del disyuntor de una protección que no aísla la falla, y el disparo de las protecciones aledañas, como sistema de respaldo (ver Figura 12). Esto se logra a través del sistema de disparo externo, lo que garantiza una correcta coordinación de protecciones en todas las circunstancias. Este escenario se evalúa para una falla $g0$ en la red con generación distribuida. Aunque DR-4 envía el disparo, al no actuar, DR-1 y DR2 aíslan la falla después del tiempo de retardo, bloqueando ambas fuentes de potencia para la falla.

Los resultados de todos los ambientes de falla simulados se encuentran condensados en la Tabla 5. En todos los casos, el sistema de protección respondió de una forma adecuada, detectando las fallas y garantizando el despeje de las fallas y la ausencia de actuación cuando estas estaban fuera de la microrred, punto de falla $F4$.

5. CONCLUSIONES

En este artículo, se presenta una nueva propuesta de un esquema de protecciones diferenciales intercomunicadas, con un sistema de respaldo por protecciones de subtensión y control descentralizado.

Los diferentes modelos propuestos fueron implementados en la plataforma de simulación MATLAB/Simulink[®], como un sistema a escala, expandible a cualquier red y con capacidad de comunicación entre todas las protecciones, sin necesidad de realizar cambios a los bloques desarrollados.

Además, la estrategia de diseño implementada, y el análisis de su desempeño puede servir de modelo para la evaluación de la respuesta de nuevas estrategias de protección en microrredes. Igualmente, los algoritmos implementados permiten desarrollar un modelo en tiempo real, en la plataforma *Control/Desk* de dSPACE[®]

en *Real Time Work*, para verificar el comportamiento simulado.

Tabla 5. Cuadro resumen, ambientes de falla simulados

| Escenario | Punto falla | Falla | Corriente falla (A) | Tiempo despeje (S) | Proteccion Activada |
|--------------------------------|-------------|-------|---------------------|--------------------|---------------------|
| Red Radial | F1 | g0 | 80,5 | 0,107 | RD4 |
| | F2 | g25 | 42,8 | 0,109 | RD5 |
| | F3 | pp | 81,5 | 0,102 | RD2 |
| | | ppt | 118,1 | 0,106 | RD2 |
| Red en Isla | F1 | g25 | 43,8 | 0,102 | RD4 |
| | F2 | g0 | 49,2 | 0,107 | RD5 |
| | F3 | g0 | 35,0 | 0,255 | RD2/RD3 |
| | | pp | 92,2 | 0,252 | RD2/RD3 |
| | | ppt | 92,7 | 0,251 | RD2/RD3 |
| | | 3p | 82,75 | 0,253 | RD2/RD3 |
| Red con Generacion Distribuida | F1 | g25 | 65,4 | 0,114 | RD4 |
| | F2 | g0 | 41,9 | 0,115 | RD5 |
| | F3 | g25 | 55,18 | 0,256 | RD2/RD1&RD3 |
| | | pp | 105,1 | 0,258 | RD2/RD1&RD3 |
| | | ppt | 100,6 | 0,252 | RD2/RD1&RD3 |

Fuente. Elaboración propia.

Los resultados de la simulación demuestran que es posible optimizar el número de equipos de protección a uno por zona, en la medida que se incrementa la inteligencia de las protecciones, garantizando una respuesta rápida y un sistema de respaldo ante cualquier tipo de falla y morfología de la red. Incluso, cuando se presentaron fallas por problemas de desconexión de la protección diferencial.

Por último, la protección diferencial es una opción robusta, que no depende de la configuración de la microrred para responder a las necesidades del sistema. Aun así, es necesario evaluar todas las posibles configuraciones de la microrred, y evaluar el sistema variando en el tiempo, ya que en estas circunstancias las respuestas de estas pueden ser diferentes.

6. AGRADECIMIENTOS

Este trabajo fue apoyado en parte por la Universidad Nacional de Colombia, Sede Manizales. Adicionalmente, agradecemos al departamento Administrativo de Ciencia, Tecnología e Innovación (COLCIENCIAS), bajo el proyecto de Jóvenes Investigadores e Innovadores, convocatoria 761 de 2016, código 2010010014250.

Los autores también quieren agradecer a los grupos de investigación en Redes de Distribución y Potencia (GREdYP) y en Calidad de la Energía y Electrónica de Potencia (GICEP), los cuales apoyaron la realización de este trabajo.

7. REFERENCIAS

- [1] UPME, *Plan Energetico Nacional Colombia:*

- Ideario Energético 2050*. 2015.
- [2] UNEP Frankfurt School of Finance and Management and Bloomberg New Energy, *Global Trends in Renewable Energy*. 2016.
- [3] T. S. Ustun, C. Ozansoy, and A. Zayegh, "Recent developments in microgrids and example cases around the world - A review," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 15, no. 8, pp. 4030–4041, 2011.
- [4] E. Planas, J. Andreu, J. I. Gárate, I. Martínez De Alegría, and E. Ibarra, "AC and DC technology in microgrids: A review," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 43, pp. 726–749, 2015.
- [5] M. H. Bollen and F. Hassan, *Integration of Distributed Generation in the Power Systems*. John Wiley & Sons, Inc., Hoboken, New Jersey, 2011.
- [6] E. Sortomme, S. S. Venkata, and J. Mitra, "Microgrid protection using communication-assisted digital relays," *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 25, no. 4, pp. 2789–2796, 2010.
- [7] T. S. Ustun, R. H. Khan, A. Hadbah, and A. Kalam, "An adaptive microgrid protection scheme based on a wide-area smart grid communications network," *2013 IEEE Latin-America Conf. Commun. LATINCOM 2013 - Conf. Proc.*, 2013.
- [8] H. Laaksonen, D. Ishchenko, and A. Oudalov, "Adaptive Protection and Microgrid Control Design for Hailuoto Island," *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 5, no. 3, pp. 1486–1493, 2014.
- [9] H. M. Zeineldin, H. H. Sharaf, and E. El-Saadany, "Protection Coordination for Microgrids with Grid-Connected and Islanded Capabilities using Dual Setting Directional Overcurrent Relays," *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 3053, no. c, pp. 1–6, 2016.
- [10] S. Kar and S. R. Samantaray, "Time-frequency transform-based differential scheme for microgrid protection," *IET Gener. Transm. Distrib.*, vol. 8, no. 2, pp. 310–320, 2014.
- [11] S. A. Saleh, "Signature-Coordinated Digital multirelay protection for micro-grid systems," *IEEE Trans. Power Electron.*, vol. 29, no. 9, pp. 4614–4623, 2014.
- [12] D. P. Mishra, S. R. Samantaray, and G. Joos, "A Combined Wavelet and Data-Mining Based Intelligent Protection Scheme for Microgrid," vol. 7, no. 5, pp. 2295–2304, 2016.
- [13] A. Gururani, S. R. Mohanty, and J. C. Mohanta, "Microgrid protection using Hilbert–Huang transform based-differential scheme," *IET Gener. Transm. Distrib.*, vol. 10, no. 15, pp. 3707–3716, 2016.
- [14] Muhammad Mohsin Aman; Muhammad Qadeer A. Khan; Saad A. Qazi, "Digital Directional And Non-Directional Over Current Relays: Modelling And Performance Analysis," *Ned Univ. J. Res.*, vol. VIII, no. 2, pp. 70–85, 2011.
- [15] L. A. Kojovic, "Guidelines for Current Transformers Selection for Protection Systems," *Power Eng. Soc. Summer Meet. 2001*, vol. 0, no. 3, pp. 593–598, 2001.
- [16] M. Kezunovic, C. W. Fromen, and S. L. Nilsson, "Digital Models of Coupling Capacitor Voltage Transformers for Protective Relay Transient Studies," *IEEE Transactions on Power Delivery*, pp. 1927–1935, 1992.
- [17] J. A. Ocampo-Wilches, A. J. Ustariz-Farfan, and E. A. Cano-Plata, "Modeling of a Centralized Microgrid Protection Scheme," *Power Electron. Power Qual. Appl. (PEPQA), IEEE Work.*, 2017.
- [18] IEEE, *IEEE Guide for the Application of Current Transformers Used for Protective Relaying Purposes - Redline*, vol. 2007, no. April. New York, 2008.
- [19] T. E. McDermott, "A test feeder for DG protection analysis," in *2011 IEEE/PES Power Systems Conference and Exposition, PSCE 2011*, 2011.
- [20] W. H. Kersting, "Radial distribution test feeders," *Proc. IEEE Power Eng. Soc. Transm. Distrib. Conf.*, no. SUMMER MEETING, pp. 908–912, 2000.

AUTORES

Juan A. Ocampo Wilches (S'15) Nació en Manizales, Colombia en 1995. Recibió su título en Ingeniería Electrónica en 2016 y en Ingeniería Eléctrica en 2017, en la Universidad Nacional, sede Manizales. Actualmente se encuentra estudiando su maestría en Ingeniería -Ingeniería Eléctrica en la Universidad Nacional de Colombia, Sede Manizales. Sus intereses de investigación incluyen Calidad de la Potencia, Microrredes



y Coordinación de Protecciones.

Armando J. Ustariz Farfán (S'08, M'12) Nació en Urumita (Colombia) en 1973. Recibió su título en Ingeniería Eléctrica en 1997, y en la Maestría en Potencia Eléctrica en el año 2000 de la Universidad Industrial de Santander. El obtuvo su título de Doctor en Ingeniería Eléctrica en la Universidad Nacional de Colombia, en 2011. Es investigador y profesor asociado al departamento de Ingeniería Eléctrica, Electrónica y Computación en la Universidad Nacional de Colombia, sede Manizales. Sus intereses en investigación incluyen Definiciones de Potencia bajo condiciones no sinusoidales, redes inteligentes, Calidad de la Energía y Electrónica de Potencia. Es el director del grupo de investigación en Calidad de la Energía y Electrónica de potencia – GICEP.





Eduardo A. Cano-Plata (S'96, M'98, SM'15) Nació en Neiva, Colombia, en 1967. Recibió su título en ingeniería y especialista en 1990 y 1994 en la Universidad Nacional de Colombia, sede Manizales, ambos en Ingeniería Eléctrica. Recibió su título como Doctor en Ingeniería en 2006 de la Universidad de Buenos Aires. Desde 1994, se desempeña como profesor en la Universidad Nacional de Colombia, sede Manizales. Sus intereses de investigación incluyen Calidad de la Potencia, Electrónica de Potencia, Sistemas de Puesta a Tierra y Redes Inteligentes. Es el actual director del Grupo de Investigación en Redes de Distribución y Potencia – GREdYP.



Cesar Arango-Lemoine Nació en Manizales, Caldas, Colombia. Recibió su título en ingeniería y especialista en 1978 y 1994 de la Universidad Nacional de Colombia, sede Manizales, ambos en Ingeniería Eléctrica. Desde 1978, ha trabajado en el departamento de Ingeniería Eléctrica, Electrónica y Computación en la Universidad Nacional de Colombia, sede Manizales. Sus intereses de investigación incluyen reconfiguración de redes de distribución y análisis de sistemas de potencia.

