



Modificaciones al Relé NSR 376 SA para Grupos Electrógenos de la Tecnología MTU

Modification to the NSR 376 SA Relay for Generator Set of the MTU Technology

Antonio Dean Labrada^{1,*}, Reinaldo Ponce Iglesias¹, Orlys Ernesto Torres Breffe², Julio Espinosa Domínguez², Álvaro Jesús Caballero Mena²

¹Unión Nacional Eléctrica, La Habana, Cuba.

²Universidad Tecnológica de La Habana, Cuba.

Autor de correspondencia: antoniodean@oc.une.cu

Recibido: 4 de enero de 2021

Aprobado: 1 de abril de 2021

Licencia de uso y distribución Creative Commons Reconocimiento-No Comercial 4.0 Internacional



RESUMEN/ ABSTRACT

El relé de protecciones NSR 376 SA utilizado en la tecnología de grupos electrógenos MTU no satisfacían las exigencias de la Unión Nacional Eléctrica. Utilizando la modelación matemática, así como el conocimiento de las normas sobre las protecciones eléctricas de generadores y estaciones de generación, se establecieron las funciones de protecciones que se necesitaban en el dispositivo secundario de protección o relé, que se debía utilizar en las instalaciones de grupos electrógenos de nuestro país. La compañía NARI realizó la mayoría de cambios que les fueron exigidos y además se cambiaron los ajustes que dicha compañía proponía. El relé NSR 376 SA en estos momentos es un nuevo relé con un software modificado, un firmware nuevo y mostrando un grado de protección mayor. Los nuevos ajustes ya están mostrando resultados positivos. El nuevo manual de pruebas ha sido probado por el personal técnico profesional de la UNE.

Palabras clave: grupos electrógenos, relé NSR 376 SA, protección de generadores.

The electric protection relay NSR 376SA used in the Generator Set of MTU technology do not satisfied the National Electrical Union exigencies. Using a mathematical simulation, and the knowledge of the standard about the generator electrical protection and the generator set protection, it was found the protection function that need the secondary protection devices, and should be installed in the Generator Set of our country. NARI Company accepted and made the mayor of changes that was required and the settings proposed for the Company was change. The NSR 376SA relay in this moment is a new relay, with the modified software, a new firmware and shown a better protection results. The new settings have shown positive results during a real fault occurred. The new test manual have been tested of the professionals of the National Electrical Union.

Keywords: generator sets, relay NSR 376 SA, generator protection.

INTRODUCCIÓN

Desde el 2014 se están estudiando las protecciones eléctricas de las diferentes tecnologías de grupos electrógenos existentes en el país. Una de las tecnologías de grupos electrógenos instaladas en nuestro país que operan con combustible Diesel, que es el combustible de mayor costo en el mercado internacional, es la conocida como MTU. En esta tecnología MTU existen dos tipos: los grupos electrógenos del tipo batería y el tipo estación. Estos grupos son mantenidos y administrados por la empresa cubana Geysel que cuenta con más de 1200 MW instalados con centrales a lo largo de todo el país.

Cómo citar este artículo:

Antonio Dean Labrada, *et al.* Modificaciones al Relé NSR 376 SA para Grupos Electrógenos de la Tecnología MTU. 2021, vol. 42, n. 2, mayo/agosto. ISSN: 1815-5901.

Sitio de la revista: <http://rie.cujae.edu.cu/index.php/RIE>

Sobre las protecciones el6ctricas de generadores [1], en ambos tipos de instalaciones de grupos electr6genos aunque tienen sus diferentes particularidades presentan un problema com6n y es que sus protecciones no cumplían las exigencias t6cnicas medias para una instalaci6n con generadores el6ctricos sincr6nicos [2].

Uno de los problemas fundamentales es que su dispositivo de protecci6n principal no era un rel6 de protecci6n sino un controlador [3]. Este controlador conocido como AGC (Automatic Generator Controller) realizaba las siguientes acciones para el funcionamiento del grupo electr6geno:

1. Asegurar la sincronizaci6n del grupo moto- generador con el sistema.
2. Arrancar y parar el motor si las condiciones para ello existen. Condiciones el6ctricas, mecánicas y t6rmicas.
3. Controlar el sistema de excitaci6n actuando sobre el AVR.
4. Controlar la potencia activa actuando sobre el Gobernador de velocidad.
5. Medir los parámetros del grupo moto- generador.
6. Proteger al grupo moto- generador (Este es el objeto de estudio de este documento).

Como se observa además del control del generador, en este dispositivo se encontraban las principales protecciones del grupo moto- generador y de medici6n, pero se demostr6 en anteriores trabajos que las protecciones existentes en este dispositivo no satisfacían las exigencias necesarias para los grupos electr6genos. Cuando se dice que no cumplía con las exigencias, se enumerarán los detalles de porqu6 se menciona esta situaci6n:

1. No existe una funci6n de protecci6n instantánea contra cortocircuitos internos de fase a fase. Esto provocaba que al ocurrir una falla interna, se terminaba con la destrucci6n total del generador [1, 2, 4].
2. No existe protecci6n de sobre carga t6rmica que evitar transitorios repetitivos. Esto provoca que para cada falla que aparezca la protecci6n considera que es una falla nueva y por tanto no toma en cuenta el estado t6rmico del generador antes de esta.
3. No existe protecci6n contra sincronizaci6n inadvertida o accidental. Si se sincroniza mal las elevadas corrientes pueden dañar el devanado del estator y deteriorar el motor si es que entra sin condiciones [5].
4. No existe protecci6n contra la falla del interruptor del generador [6]. Si falla el interruptor cuando las protecciones le envía la orden de apertura, no habrá seguridad de que otros interruptores disparen y por tanto, los daños pueden ser incontrolables.
5. No existe protecci6n eficaz contra p6rdida del campo [7, 8]. La protecci6n cuida el devanado del rotor y las corrientes parasitas dañan los rodamientos mecánicos.
6. No existe protecci6n eficaz contra cortocircuitos externos. Si ocurren cortocircuitos externos las corrientes se reducen rápidamente y puede ser que las protecciones de sobre corrientes no actúen con la rapidez o la sensibilidad deseada.
7. El Transformador de corriente al que está conectado el AGC es de mediciones no es de protecciones. Los transformadores de corrientes de mediciones se saturan durante los cortocircuitos y no permiten que actúen las protecciones.
8. Numerosas protecciones son de tiempo definido. Las capacidades de los generadores son del tipo inversas porque mientras mayores sean las corrientes menores son los tiempos que son soportadas. Las protecciones deberían ser de tiempo inverso [9].
9. Incidencia de condiciones que evitan el disparo de algunas funciones: Algunas funciones están sujetas a condiciones que no están obligadas a cumplirse y por tanto evitarían un disparo, por ejemplo, la funci6n de baja tensi6n no actuará si no circula corriente. Además existen funciones que no actuarán si no está cerrado el interruptor de media tensi6n.
10. Otros problemas relacionados con los ajustes. Estos problemas se podían resolver sin inversi6n y estaban relacionados con tiempo excesivos.
11. Todas las funciones de protecciones hacen un disparo complejo del grupo moto- generador [10]. En un generador se deben diferenciar las averías internas con las externas. Las averías externas solo deben disparar el interruptor de máquina, mientras que las averías internas deben disparar todo el grupo. Lo que pasa es que el disparo de todo grupo va en contra de su propio enfriamiento y vida útil.

Como resultado de la investigaci6n detallada, se le presenta a la Uni6n El6ctrica a trav6s del departamento de Generaci6n Distribuida un esquema conceptual de c6mo se deberían proteger las dos tecnologas MTU de grupos electr6genos.

La UNE y en conjunto con el grupo de investigación del CIPEL se estudiaron varias variantes y se decidió la adquisición de nuevos equipos primarios y secundarios para la activación de nuevo esquema de protecciones eléctricas para los grupos electrógenos. En el departamento de generación distribuida de la UNE se tomaron las decisiones para el cambio del esquema de protecciones de los grupos electrógenos del tipo MTU.

Se tomó la decisión de adquirir un equipo que se dedicara únicamente a la protección del conjunto generador – transformador, este equipo debía contar con las funciones adecuadas y con un sistema de procesamiento apropiado para realizar la función de protección. El equipo escogido fue el relé NSR376SA de la compañía china NARI.

MÉTODO

Se han modelado en programas computacionales tanto el antiguo dispositivo de control AGC de la marca DEIF, que además de las acciones de control hacía las acciones de protecciones y mediciones. En la figura 1, se puede observar el diagrama de bloques generales de este dispositivo AGC modelado.

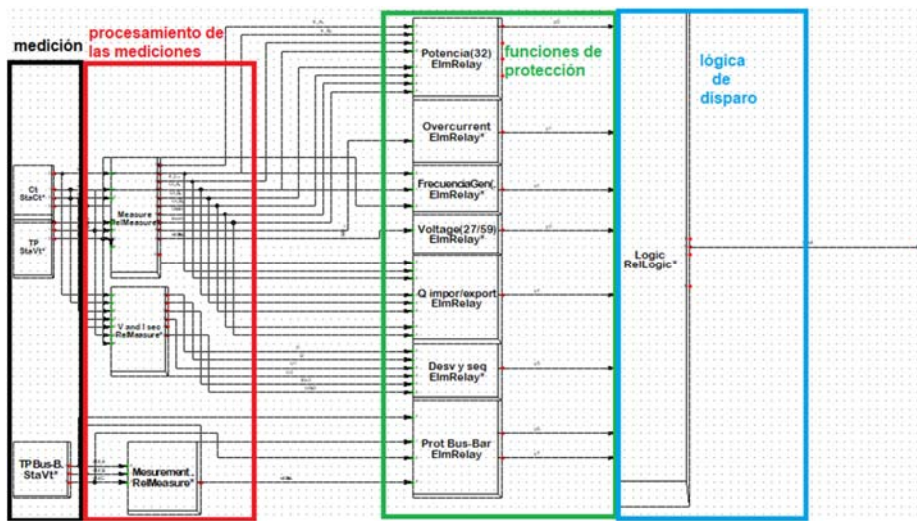


Fig. 1. Modelo de bloques compuestos del AGC de la marca DEIF.

También se modeló el relé NSR 376SA de la compañía china NARI, que es el dispositivo seleccionado por la UNE para la protección de los nuevos grupos y que además está sustituyendo en las instalaciones de tipo subestación que ya estaban operativas. En la figura 2, se puede observar el diagrama de bloques generales de este relé ofertado por la compañía NARI.

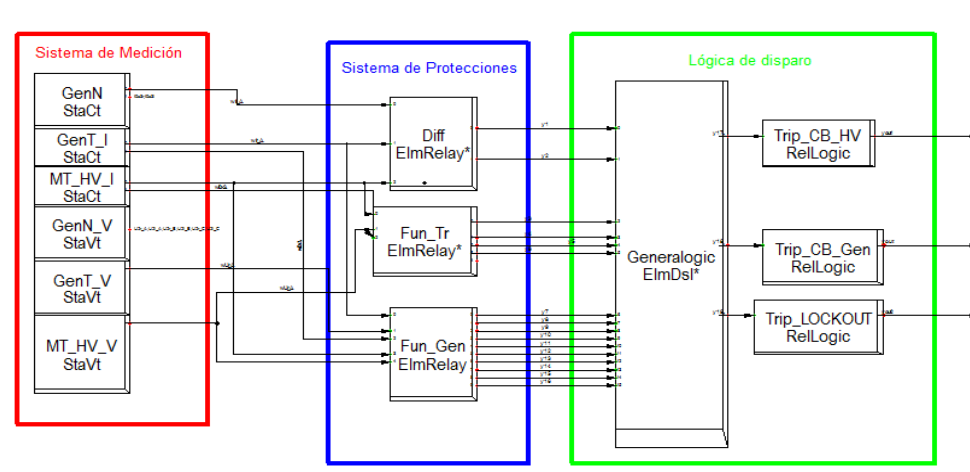


Fig. 2. Modelo de bloques compuesto del NSR 376 SA.

Utilizando estas herramientas se pudo verificar empleando la modelación y simulación matemática las dificultades que presentan el dispositivo anterior AGC y las que presentaba el relé NSR antes de las mejoras. Las funciones de protecciones propuestas dentro del relé NSR 376 SA para las instalaciones de grupos electrógenos de tecnología MTU del tipo batería se puede observar en la figura 3A. De la misma forma este relé se puede utilizar en las instalaciones del tipo subestación (figura 3B), donde por las propias características de este tipo de grupo electrógeno se pierde la protección del transformador del grupo.

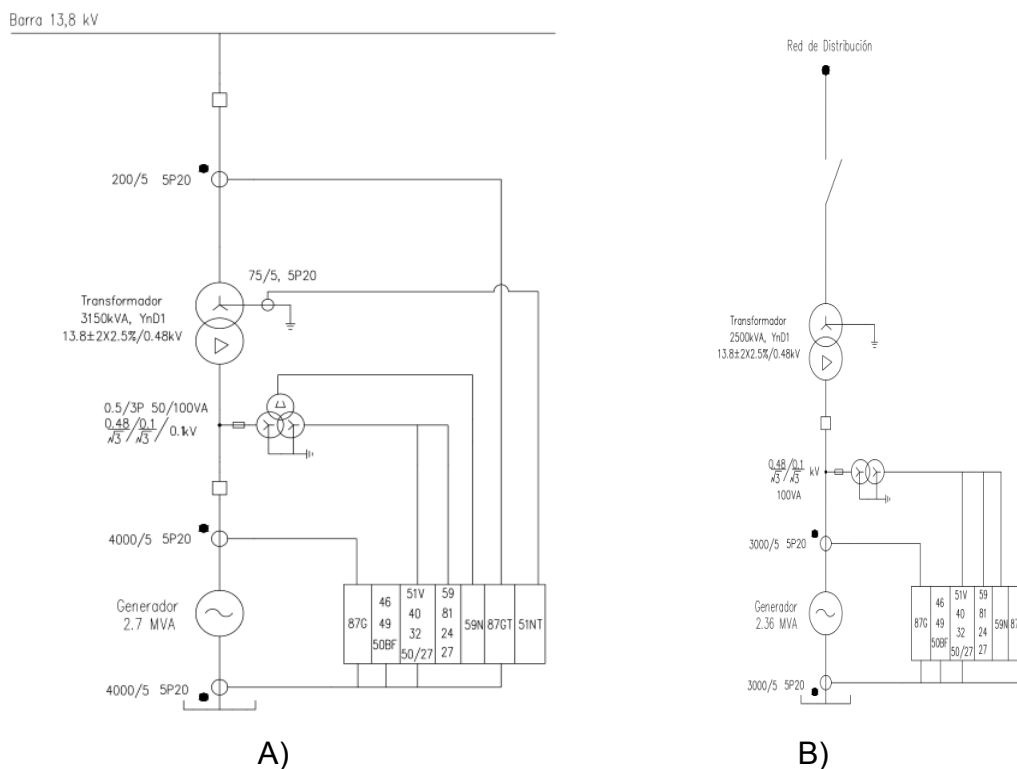


Fig. 3. Diagrama unifilar de la conexión del relé NSR 376 SA para A) en instalaciones tipo Batería y B) en las instalaciones tipo Estación.

En la instalación del relé NARI en la tecnología MTU tipo Estación se pierde la protección diferencial del transformador del grupo, debido a que en el primario no existen transformadores de corrientes para poder completar esta acción de protección. La propuesta siempre ha sido, colocar un fusible en el devanado primario de estos transformadores, de tal forma que se puede separar solo una unidad en caso de una avería en un transformador.

En el relé se activaron las funciones necesarias que se solicitaron inicialmente por la Unión Eléctrica específicamente por la dirección de Generación Distribuida y el Centro de Investigaciones y Pruebas Eléctricas. Aunque luego de varios encuentros internacionales, la compañía añadió el resto de funciones de protecciones que se solicitó por el estudio y perfeccionó otras funciones de protecciones que igualmente no cumplían las exigencias del estudio.

RESULTADOS Y DISCUSIÓN

Se realizaron varias reuniones y encuentros con diferentes especialistas chinos, relacionado con lo que se deseaba del relé NSR 376SA. Finalmente se ha logrado un relé con las características que se desea para las instalaciones de grupos electrógenos del tipo MTU. En la actualidad ya se han logrado arreglar y cambiar la mayoría de los problemas iniciales que trajo este relé NSR 376SA y en la actualidad del 2020 se están generalizando todos estos cambios y modificaciones en las instalaciones existentes por todo el país en ambos tipos de instalaciones los de tipo batería y del tipo estación.

En la actualidad con el nuevo relé NSR376SA se ha logrado:

1. Incorporar nuevas funciones de protección: Se agregaron nuevas funciones de protección, las cuales se relacionan a continuación:
 - a. Diferencial del generador (87G).

- b. Sobrecorriente restringida por tensión (51V): Esta función es la encargada de proteger al generador ante la ocurrencia de cortocircuitos externos, evitando daños al estator del generador.
 - c. Sobrecarga térmica del generador (49T)
 - d. Fallo de interruptor (50BF)
 - e. Energización Accidental (50/27)
2. Un nuevo manual de pruebas. Al manual de pruebas entregado por la compañía se han añadido nuevos puntos de pruebas que permiten una prueba más real y profunda.
 3. Nuevos protocolos de pruebas secundarias y primarias. Con el nuevo manual de pruebas se utiliza un nuevo conjunto de pruebas secundarias y primarias.
 4. Nuevos documentos de ajustes de las funciones de protecciones. Producto a las diversas pruebas realizadas al relé y por la experiencia del grupo de investigación se cambiaron los ajustes de algunas funciones de protección y ahora se cuenta con un nuevo documento de ajuste.

Las funciones modificadas fueron las siguientes:

1. La diferencial de bloque generador transformador (87GT): Función que desconecta el transformador ante la ocurrencia de cortocircuitos internos en este, y al mismo tiempo protege al generador y el intervalo entre este y el transformador. Esta función tenía ajustes elevados, lo que significaba insensibilidad a cortocircuitos de pequeño valor, así como poseía rampas de porcentaje diferencial no muy comunes que igualmente reducían la sensibilidad.
2. La diferencial del generador (87G): Esta función protege al generador ante la ocurrencia de cortocircuitos internos de baja magnitud, y envía una orden de parada al motor. En este caso los ajustes tenían valores sensibles y se demostró que ante la ocurrencia de fallas entre el interruptor y el transformador, o sea, externas, esta función arrancaba, por tanto se decidió subir los valores de ajuste.
3. Sobretensión de secuencia cero (59NT): Esta función detecta fallas de fase a tierra en el lado del devanado delta del transformador cuando el interruptor del generador está abierto. Este tipo de fallas no generan sobrecorrientes en el lado delta del transformador, pero si sobretensiones de fase a tierra en este devanado y como el relé utilizado solo trabaja con los valores de tensión de fase a fase, mediante estas no se detectaría la falla, solo podría detectarse por el crecimiento de la tensión de secuencia cero. En estos casos pueden existir sobretensiones temporales que se reducen con la instalación de resistencias en el devanado delta rota del TP, y como continuamente existe una alarma de esta función debido a algún problema constructivo en el devanado delta rota del TP ó a la inexistencia de la resistencia, se decidió subir el ajuste para evitar la presencia constante de esta alarma.
4. Sobrecarga por sobrecorriente (49): Esta función detecta una sobrecarga prolongada del generador, lo cual es poco probable, aunque si pudiesen ocurrir cortocircuitos que alcancen valores superiores al nominal. Los tiempos ante altos valores de corriente por cortocircuito eran algo elevados, por tanto fueron bajados en aras de cuidar el estator.
5. Sobre frecuencia (81O): El fabricante permitió mucho tiempo la operación del grupo con valores de sobre frecuencia apreciables, por tanto, se ajustaron valores estándar reconocidos, ya que esta es una función de protección del motor primario de combustión interna, dado que la sobre frecuencia es resultado de un incremento en la velocidad giratoria.
6. Sobre excitación (24): Esta función es la encargada de proteger al núcleo del generador y del transformador por sobreexcitación o flujo, este sobre flujo puede provocar calentamientos peligrosos que pueden dañar el aislamiento del núcleo de los equipos, aunque estos estén en vacío. Esta función se hizo ligeramente más sensible y se le permitió menos tiempo para la operación que tenía tiempos excesivos [11].
7. Fallo de interruptor (50BF): Esta función es muy importante en la protección de generadores, es la que detecta que el interruptor falló, o sea, no disparó aunque se le envió una orden. En este caso se ajustaron tiempos entre 200 y 250 ms, tomando el tiempo de apertura de los interruptores que puede ser elevado con el paso del tiempo y acercarse a los 100 ms que estaban de ajuste.
8. Entrada Inadvertida (50/27): Esta es la función que detecta una sincronización incorrecta del generador. Los equipos designados para realizar la sincronización pudiesen equivocarse luego de ser realizado algún mantenimiento. Se elevaron los valores de ajuste de corriente en el momento de la sincronización debido a que existe carga conectada al generador antes de sincronizar y existen evidencias de que esta carga conectada ha provocado disparos incorrectos.

La compañía NARI ha modificado tanto el software del relé NSR 376SA como las funciones internas de protecciones activadas en el relé. Se pudiera decir que este, en la actualidad, es un nuevo relé adaptado a las condiciones de los grupos eléctricos de Cuba. Esto se logra instalando un nuevo firmware en los relés NSR antiguos y cambiar los ajustes, así como volver a hacer las pruebas secundarias y primarias en las instalaciones.

Teniendo en cuenta la importancia de que todo el sistema de protección funcione correctamente, se realizaron varias pruebas primarias que confirmarían que el esquema estaba listo para proteger eficazmente el conjunto motor – generador ante la ocurrencia de una falla, luego de ser actualizado el relé con el nuevo firmware y ser introducidos los nuevos ajustes.

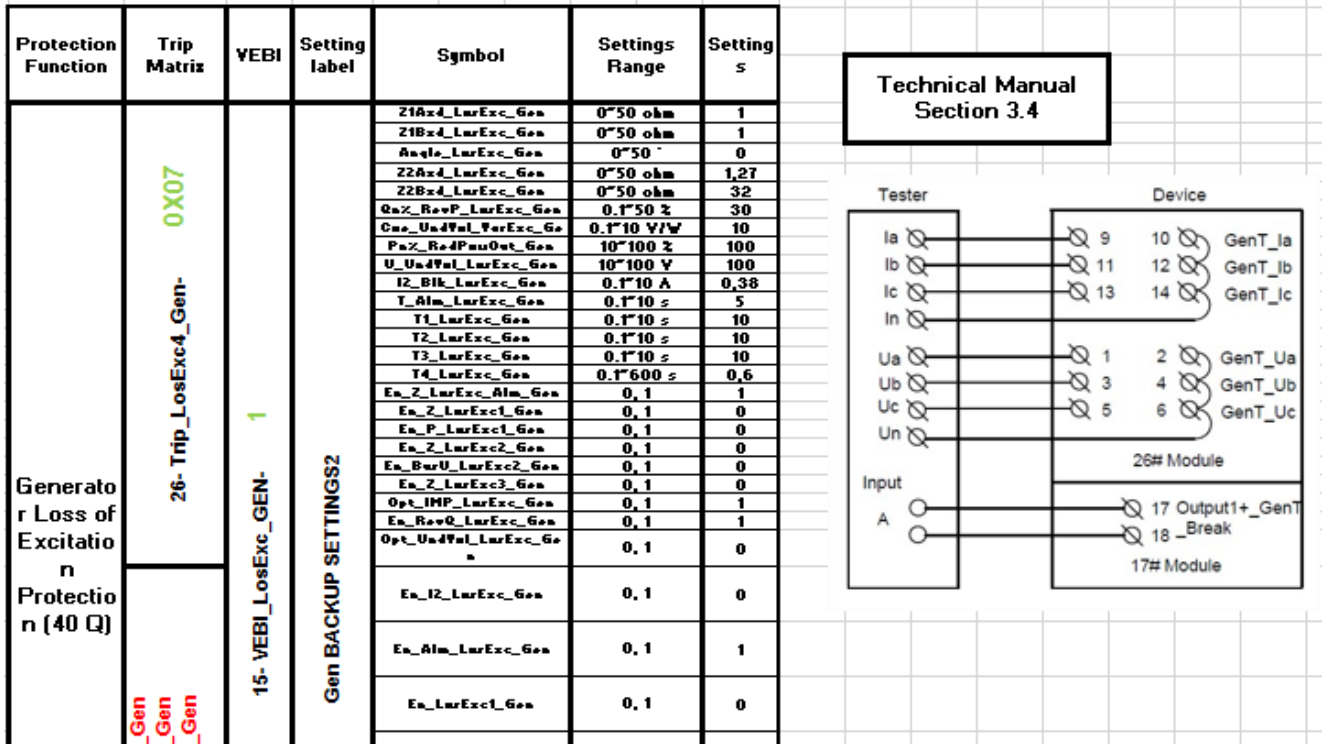
Para lograr lo planteado se simuló cuatro distintos tipos de averías en un grupo en funcionamiento con el objetivo de verificar que ante la ocurrencia de estos eventos, la actuación fuera la correcta, o sea, que ocurriesen los disparos esperados según el tipo de función que actuara. Las pruebas primarias realizadas fueron las siguientes:

1. Diferencial del generador: Antes de realizar esta prueba se dejó la diferencial activada y se comprobó en vacío que en el generador no existían sobre corrientes que evidenciaran avería interna. Luego se desconectó el generador y se invirtieron los cables en la regleta correspondientes a los transformadores de corriente ubicados en el terminal del generador y se arrancó el grupo en vacío, al enviar la orden de sincronización se alcanzó el valor de ajuste y ocurrieron los disparos de los interruptores de baja y media tensión y además se envió la señal de parada del motor, por lo que se consideró esta prueba como satisfactoria. Luego se reconectaron correctamente los cables de los TCs y se comprobó que la corriente diferencial era muy pequeña para todos los regímenes de trabajo del generador. Normalmente estas pruebas se realizan poniendo un cortocircuito real en los bornes del generador y excitando a baja tensión hasta que llegue a la corriente de disparo. Aunque esta es la prueba real, se optó por la forma anteriormente explicada por considerarla menos invasivas.
2. Potencia Inversa o Motorización: Para efectuar esta prueba se sincronizó el grupo eléctrico al 25% de su potencia nominal, en estas condiciones se envió manualmente la orden de bajar potencia hasta que esta se hizo negativa y alcanzó los valores de ajuste, ante lo cual ocurrieron disparos de los interruptores y la parada del motor, por lo que se demostró la eficacia del sistema ante esta prueba.
3. Sobretensión: Para llevar a cabo esta prueba se cambió en el relé el ajuste de esta función a un valor muy cercano al nominal y se puso el grupo en paralelo con la red, ya en esas condiciones se comenzó a subir manualmente la tensión hasta alcanzar este valor de ajuste, en este caso solo disparó el interruptor de baja tensión, que era el resultado esperado, por tanto la prueba se considera como correcta. Esto se pudo realizar provocando cambios de ajustes en el AVR pero igualmente se consideró invasiva a otro mecanismo del control de la excitación.
4. Sobrecorriente: Para ejecutar esta prueba se cambió el ajuste de esta función a un valor cercano al 25% del nominal, se sincronizó el grupo y cuando estaba en el proceso de aumento de entrega de potencia ocurrió el disparo de los dos interruptores y la parada del motor. Esta prueba igualmente se realiza con un cortocircuito real en los bornes del generador, pero se siguió los mismos criterios que para la diferencial.

Con la realización de estas pruebas se demostró que el esquema de protecciones implementado funciona correctamente ya que ante la simulación de averías se obtuvieron los resultados esperados. Se analizaron los CONTRADES u oscilografías exportadas por el relé y se demostró que está funcionando adecuadamente.

Otra de las mejoras importantes en todo el proceso de actualización del nuevo relé NSR376SA lo constituye el desarrollo de un nuevo manual de pruebas de cada una de las funciones de protección. El fabricante como parte de los acuerdos realizados entregó un manual de pruebas, pero este tenía como característica que los puntos a probar eran en la mayoría de los casos para situaciones de averías extremas, y en otros casos había zonas que no se probaban. Otra de las deficiencias de este manual es que para aplicarlo solo se puede probar una función a la vez, y en muchas ocasiones dispara una función diferente a la que se está probando, lo cual no es correcto.

A continuación en la figura 4, se muestra el resultado de una sección del manual de pruebas donde se muestra los ajustes de la función de protección las conexiones que se deben hacer en el relé para hacer la prueba con la maleta de inyección y el aporte nuestro que es la tabla con los valores previamente calculados de las corrientes y las tensiones que deben poner los especialistas para realizar una prueba más efectiva.



#	DISPARO	SCALÓ	UA	UB	UC	FR	ITA	ITB	ITC	INA	INB	INC	IDEAL	REAL	EVAL...								
1	NO TRIP	SI	47,33	47,33	240	47,33	120	60	1,481	270	1,481	150	1,481	30	1,481	90	1,481	330	1,481	210	0,6		
2	TRIP	SI	45,02	45,02	240	45,02	120	60	1,481	270	1,481	150	1,481	30	1,481	90	1,481	330	1,481	210	0,6		
3	NO TRIP	SI	1	1	240	1	120	60	1,481	270	1,481	150	1,481	30	1,481	90	1,481	330	1,481	210	0,6		
4	NO TRIP	SI	4	4	240	4	120	60	1,481	270	1,481	150	1,481	30	1,481	90	1,481	330	1,481	210	0,6		
5	TRIP	SI	14	14	240	14	120	60	10	270	10	150	10	30	10	90	10	330	10	210	0,6		
6	NO TRIP	SI	10	10	240	10	120	60	10	270	10	150	10	30	10	90	10	330	10	210	0,6		
7	NO TRIP	SI	35	35	240	35	120	60	1,481	270	1,481	150	1,481	30	1,481	90	1,481	330	1,481	210	0,6		

Fig. 4. Ejemplos del manual de pruebas para la protección de la pérdida de la excitación.

El nuevo manual de pruebas se diseñó teniendo en cuenta todos los errores que presenta el manual entregado por el fabricante, entre otras cosas las pruebas se pueden realizar teniendo activadas todas las funciones de protección, además se presentan arreglados todos los esquemas de conexión entre la maleta de pruebas y el relé. Uno de los aspectos más importantes de este nuevo relé es que en él se reflejan algunas características que presenta el relé en determinadas condiciones, por ejemplo, en el caso de la función Volt-Hertz, esta no actúa si la frecuencia está por debajo de los 30 Hertz, también cuando los valores de tensión son menores a 4 Volts, la frecuencia no es medida correctamente, las funciones de sobre y baja tensión solo trabajan con los valores de fase a fase. Estos son aspectos que pudiesen parecer absurdos, sobre todo algunas condiciones, pero estimamos que el fabricante lo debió aclarar tanto en el manual del relé como en el manual de pruebas, y en ninguno de los dos casos se cumple.

En la figura 4, se muestra la sección de la prueba de la función de protección Loss of Field o pérdida del campo, donde el operario tiene que poner tanto el tiempo real que le resultó de la prueba y si pasó o no dicha prueba. Con errores superiores al 3% la prueba debe ser considerada no satisfactoria y debe ser objeto de análisis las conexiones y el ajuste real que tiene el relé.

CONCLUSIONES

El relé NSR 376 SA es un nuevo relé con un nuevo firmware a ser instalado que debe ser instalado en los relés de su tipo que existen en el país. En estos grupos electrogenos de tecnología MTU se podrá instalar un nuevo ajuste que ya ha sido probado con resultados positivos. Adicionalmente el Manual de prueba mejorado ya fue probado en cursos de postgrados y en un relé de la central eléctrica Rincón con resultados satisfactorios. Este será el nuevo manual de pruebas para todas las instalaciones de grupos electrogenos. Con este relé, la revisión de las conexiones y estas pruebas, las instalaciones de grupos electrogenos ya están probadas y protegidas, por tanto, en caso de suceder averías, las cuales son inevitables, las consecuencias serán menores si se comparan a lo que sucedía anteriormente que en la mayoría de los casos se destruía la unidad casi por completo.

REFERENCIAS

- [1] MOTTERSHEAD, Glenn, *et al.* "Chapter 6: GENERATOR PROTECTION". [online]. Handbook of Large Hydro Generators (Operation and Maintenance). 2020, p. 291–310. ISBN: 978-1-119-52416-8. DOI: 10.1002/9781119524205.ch6. [Consultado el 10 de enero de 2021]. Disponible en: <https://www.google.com/url?sa=t&source=web&rct=j&url=https://ur.booksc.org/book/84713885/ca84b2&ved=2ahUKEwjksuCXg8zwAhVnQzABHUZcDZIQFjACegQIBRAC&usq=A0vVaw3Qu5jS5h0jOK3PmZxgWTgM&cshid=1621093720869>
- [2] IEEE POWER ENGINEERING SOCIETY. "C37.102-2006 - IEEE Guide for AC Generator Protection". 2007. [Consultado el 1 de enero de 2021]. Disponible en: <https://ieeexplore.ieee.org/document/8526571>
- [3] BLÁNQUEZ, Francisco, R. Caballero a E. Rebollo. "Improvements to generator differential protection based on the criterion of signs of the DC-component". [online]. 13th International Conference on Environment and Electrical Engineering (EEEIC). Wroclaw, Poland. 2013. DOI: 10.1109/EEEIC-2.2013.6737917. [Consultado el 23 de diciembre de 2020]. Disponible en: <https://www.google.com/url?sa=t&source=web&rct=j&url=https://ieeexplore.ieee.org/iel7/6731714/6737870/06737917.pdf&ved=2ahUKEwj63L-9iczwAhUmQzABHVdtA5MQFjABegQIAxAC&usq=A0vVaw3zFe6kNnmZVpslmEzjbeAJ&cshid=1621095056960>
- [4] BURYANINA, N., *et al.* "Digital Differential Protection of the «Generator-Transformer» Block". [online]. 2019. International Science and Technology Conference "EastConf". Vladivostok, Russia. DOI: 10.1109/EastConf.2019.8725341. [Consultado el 20 de octubre 2020]. Disponible en: https://www.google.com/url?sa=t&source=web&rct=j&url=https://www.researchgate.net/publication/334850738_Digital_Differential_Protection_of_the_Generator-Transformer_Block&ved=2ahUKEwiRprjliszwAhUiTTABH8gAZIQFjAAegQIBhAC&usq=A0vVaw3mX9xbXjYsGRh4TjRZj4&cshid=1621095426745
- [5] GÓMEZ, Marco. "Medidas para prevenir energizaciones inadvertidas y protecciones específicas para este evento en generadores síncronos". 2021. Cigré. n. 34-01. México. [Consultado el 15 de enero de 2021] Disponible en: https://www.researchgate.net/publication/267705825_MEDIDAS_PARA_PREVENIR_ENERGIZACIONES_INADVERTIDAS_Y_PROTECCIONES_ESPECIFICAS_PARA_ESTO_EVENTO_EN_GENERADORES_SINCROS/citacion/download
- [6] ALLA, Matchyaru, Sumit Sawai a Normann Fischer. "Improvements in Generator Breaker Failure Protection During Low-Current Conditions". 2020. Schweitzer Engineering Laboratories, Inc. [online]. DOI: 10.13140/RG.2.2.14533.88806. [Consultado el 12 de marzo de 2021]. Disponible en: https://www.researchgate.net/publication/343565485_Improvements_in_Generator_Breaker_Failure_Protection_During_Low-Current_Conditions
- [7] KRIŠTOF, Vladimír a Marian MESTER. "Loss of excitation of synchronous generator". *Journal of Electrical Engineering*. [online]. 2017, v. 68, n. 1, p. 54-60. DOI:10.1515/jee-2017-0007. [Consultado el 1 de enero de 2020]. Disponible en: https://www.google.com/url?sa=t&source=web&rct=j&url=https://www.researchgate.net/publication/315057212_Loss_of_excitation_of_synchronous_generator&ved=2ahUKEwiKhuCEzM_wAhVnU98KHVT7DVGQFjABegQIBBAC&usq=A0vVaw0p2kBe7cdOg3L6lXyKLUW&cshid=1621215970550
- [8] PARIVAR, Hossein. "DETECTION OF GENERATOR LOSS-OF-EXCITATION (LOE) USING VARIOUS PROTECTION SCHEMES". [online]. 2020. National Institute of Technology. DOI: 10.13140/RG.2.2.24552.90883. [Consultado el 3 de abril de 2021]. Disponible en: https://www.google.com/url?sa=t&source=web&rct=j&url=https://www.researchgate.net/publication/346574681_DETECTION_OF_GENERATOR_LOSS-OF-EXCITATION_LOE_USING_VARIOUS_PROTECTION_SCHEMES&ved=2ahUKEwjo2ou2zM_wAhWpiOAKHa4ZC9gQFjAAegQIBRAC&usq=A0vVaw0nZUZ3ek6byKmpBm5yiDRy&cshid=1621216067796
- [9] QI, Xuanwei, *et al.* "Study on the Unusual Misoperation of Differential Protection during Transformer Energization and Its Countermeasure". [online]. nedatováno. DOI: 10.1109/TPWRD.2015.2499223, IEEE. [Consultado el 15 de marzo de 2021]. Disponible en: https://www.google.com/url?sa=t&source=web&rct=j&url=http://tarjomehrooz.com/wp-content/uploads/2017/06/tarjomehrooz.com09027952876_site_mobile-7.pdf&ved=2ahUKEwj-ZbYss_wAhVET98KHYhd8UQFjABegQIBRAC&usq=A0vVaw3xB4dnxaCRIDBWWCizYd7r
- [10] ESTUCH, Rasiel, *et al.* "Mejora a las protecciones de los grupos electrogenos MAN". Caso de estudio Central Arigunabo. Enero-abril 2021, vol. 42, n. 1. [Consultado el 12 de mayo de 2021]. Disponible en: <https://www.google.com/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=&ved=2ahUKEwi43fLXyNjwAhWSsDEKHYMjdD04QFjAAegQIAxAD&url=https%3A%2F%2Frie.cujae.edu.cu%2Findex.php%2FRIE%2Farticle%2Fdownload%2F609%2F754&usq=A0vVaw0UiD7oHpflkbGs0DmNwVNB>

- [11] DELGADO, Nayiver a Carlos Alegria. ``Ajuste protección de sobreexcitación ANSI 24 de un generador sincrónico para un relé Siemens 7UM62``. *Tecnura* [online]. 2019, v. 23, p. 57–68. DOI: 10.14483/22487638.13785.[Consultado el 3 de marzo de 2021]. Disponible en: https://www.researchgate.net/publication/336820616_Ajuste_proteccion_de_sobreexcitacion_ANSI_24_de_un_generador_sincronico_para_un_rele_Siemens_7UM62

CONFLICTO DE INTERESES

Los autores declaran que no existen conflictos de intereses

CONTRIBUCIÓN DE LOS AUTORES

Antonio Dean Labrada: <https://orcid.org/0000-0003-2163-2069>

Diseño de la investigación, recolección de datos. Modelación matemática y simulación de los modelos. Participó en el análisis de los resultados, redacción del borrador del artículo, la revisión crítica de su contenido y en la aprobación final.

Reinaldo Ponce Iglesias: <https://orcid.org/0000-0003-4773-5189>

Diseño de la investigación, recolección de datos. Participó en el análisis de los resultados, redacción del borrador del artículo, la revisión crítica de su contenido y en la aprobación final.

Orlys Ernesto Torres Breffe: <https://orcid.org/0000-0001-7781-2611>

Diseño de la investigación, recolección de datos. Modelación matemática y simulación de los modelos. Participó en el análisis de los resultados, redacción del borrador del artículo la revisión crítica de su contenido y en la aprobación final.

Julio Espinosa Domínguez: <https://orcid.org/0000-0003-0696-5009>

Participó en el análisis de los resultados, redacción del borrador del artículo, la revisión crítica de su contenido y en la aprobación final.

Álvaro Jesús Caballero Mena: <https://orcid.org/0000-0002-7584-1862>

Modelación matemática y simulación de los modelos. Participó en el análisis de los resultados, la revisión crítica de su contenido y en la aprobación final.