



AUTOMÁTICA DE LA LÍNEA LA MOZA – SANTA CLARA

AUTOMATIC OF THE LINE LA MOZA – SANTA CLARA

Marta Elena - Bravo de las Casas
Pedro Vicente -Ruíz Sánchez

Recibido: diciembre de 2014
Aprobado: mayo de 2015

Resumen/Abstract

La línea de 110 kV Santa Clara – La Moza, ubicada en medio de la línea de enlace entre la hidroeléctrica Robustiano León (Hanabanilla) y la subestación Santa Clara 110 kV, es de gran importancia teniendo en cuenta que de la misma se obtiene la derivación de donde se alimenta la Subestación de 110/13,8 kV Gran Panel de nuevo tipo. La misma cuenta con un mecanismo de reenganche trifásico el cual no realiza de forma exitosa sus funciones, lo que trae afectaciones y dificultades a la hora de restablecer el sistema. En este trabajo se analizan las condiciones de operación de la región, así como la problemática de las automáticas instaladas proponiendo soluciones con el objetivo de lograr una operación eficaz ante las averías, sin que la hidroeléctrica Hanabanilla se pierda del Sistema Eléctrico Nacional y que no se pierda el suministro de energía eléctrica a la subestación Gran Panel.

Palabras clave: automáticas, protecciones, sistemas eléctricos de potencia, reenganche automático.

The 110 kV line Santa Clara –La Moza, which is located in the middle of the line of link between the hydroelectric Robustiano León (Hanabanilla) and the substation Santa Clara 110 kV, is of great importance considering that of the same one obtains the derivation where new type Gran Panel Substation 110/13,8 feeds. It has a three-phase reclosing mechanism which does not perform his duty successfully, which brings affectations and difficulty the moment of restoring the system. In this work, the operating conditions of the region are discussed, as well as the problem of the automatics installed, and is proposing solutions in order to ensure effective operation before faults, without that the Hanabanilla hydroelectric loses the synchronism with the Electrical National System and supply the substation Gran Panel is not lost.

Key words: automatic, protections electric, power system electric, automatic reclosing.

INTRODUCCIÓN

Un aspecto importante, y que está comprendido dentro del marco de las automáticas asociadas a las protecciones por relés, es lo referente a los reenganches utilizados en las líneas de transmisión de energía eléctrica [1] cualquiera que sea su nivel de tensión de operación. En el sistema eléctrico gran parte de las fallas que se producen no son permanentes, sino por el contrario son fugaces o transitorias [2], desapareciendo al cabo de un tiempo. La estabilidad transitoria del sistema y la continuidad del servicio puede ser mejorada utilizando reenganche automático [3-4], el cual es un proceso de reconexión automática de alta velocidad del elemento de la red eléctrica que ha sido previamente desconectado por las protecciones debido a la falla transitoria.

La actuación de los interruptores puede ser tripolar o monopolar de igual forma se puede efectuar la operación de reconexión. El reenganche automático tripolar [3, 5] es aquel en el cual se abren simultáneamente los tres polos de sus respectivas fases de la línea de transmisión, después de aparecer una falla, independientemente del tipo u origen de ésta, aislando así la avería, las fases se cierran luego de un tiempo determinado. Cuando existe una sola línea de transmisión entre dos sistemas de generación, al producirse una falla, las tres fases actúan en el proceso de apertura y cierre del interruptor. Los generadores de cada grupo empiezan a apartarse en cuanto a fase uno con respecto al

otro, no puede haber ningún intercambio en la potencia de sincronización. En este tipo de reenganche el interruptor abre sus tres polos simultáneamente y en el momento de cerrarlos lo realiza verificando sincronismo, por esta razón es recomendable su utilización en líneas de enlace de sistemas y cerca de centrales de generación, ya que el generador en el momento del reenganche podría encontrarse fuera de sincronismo con el sistema [6]. En la práctica la aplicación del reenganche tripolar se puede realizar sin restricciones salvo aquellas condiciones inherentes a problemas de estabilidad. Estudios que utilizan reenganches ultrarrápidos han demostrado la producción de vibraciones torsionales que fatigan los ejes del conjunto grandes generadores – turbinas de vapor. Este tipo de reenganche no se recomienda para sistemas eléctricos muy mallados o con varias líneas en paralelo, pueden presentarse problemas de estabilidad [7].

Por otro lado, reenganche monopolar [6], es aquel en donde se abre y se cierra solo la fase en donde se presenta un cortocircuito monofásico, teniendo en cuenta que la mayor cantidad de fallas que se dan en un sistema eléctrico son las de una fase a tierra. Al abrirse el circuito se da un período de tiempo de atraso controlado, cerrándose el interruptor y normalizando el servicio. Por estadísticas en líneas de tensiones de 110 a 400 kV, se puede observar que el 85 al 95% de los cortocircuitos ocurridos involucran sólo una fase [8]. Si las condiciones de la red lo permiten, la continuidad y la transmisión de potencia pueden mantenerse desconectando sólo la fase fallada en ambos extremos, durante un tiempo determinado lo que justifica el uso del disparo y reenganche monopolar. En la actualidad, esta aplicación es altamente utilizada en líneas de enlace entre diferentes centros de generación y también en líneas que alimentan cargas radiales con o sin generación local [9].

Un reenganche tripolar se realiza normalmente después de un chequeo de sincronismo, donde las tensiones en ambos lados del interruptor se comprueban y se verifican que no estén fuera de fase, lo que es contrario a la utilización de un reenganche monopolar, en el cual se tienen mejores condiciones de estabilidad, tanto de tensión como de frecuencia, entre las dos partes del sistema eléctrico. *Los beneficios de disparo monopolar se pueden resumir en [10]: mejoramiento de la estabilidad transitoria (durante el tiempo muerto buena parte de la potencia de prefalla se sigue transfiriendo por las fases “sanas” de la línea [11]), mejoramiento en la disponibilidad y seguridad del sistema especialmente donde los generadores está conectados a centros de carga a través de una o dos líneas de transmisión, reducción de las sobretensiones y de las oscilaciones del momento de las grandes unidades térmicas.*

En la subestación La Moza 110/34,5 kV situada en medio de las líneas de enlace de 110 kV de la hidroeléctrica Hanabanilla con la subestación Santa Clara 110 kV han existido reiteradas situaciones de averías, las que han provocado disparos indeseados y de carácter dudoso en las líneas de transmisión y en protecciones de secuencia negativa no direccionales. Se utilizó el programa Power System eXplorer (PSX), como herramienta fundamental de análisis y estudio del tema. Con los resultados se pueden resolver condiciones de operación de las protecciones y automáticas instaladas, de manera que el sector de sistema tenga una operación más eficaz ante las averías y en estado de post-avería inmediata.

Descripción de la subestación La Moza

La subestación La Moza es una instalación de la provincia Villa Clara, la cual tiene una gran responsabilidad ya que brinda servicio a una zona de variada actividad económica y social. Está conectada a la red nacional de 110 kV por medio de los interruptores LM120 y LM130 (figura 1), por medio de una línea de 110 kV a la subestación Santa Clara 110 kV (interruptor 9125) y desde la hidroeléctrica Robustiano León (Hanabanilla) por medio del interruptor 9315.

La subestación por el lado de 34,5 kV consta de un esquema de barra auxiliar y barra principal seccionalizada operando con el enlace de barra normalmente abierto. La misma tiene tres alimentadores de salida, el 331, 332 y 333. Tiene dos transformadores de 110/34,5 kV. Actualmente tiene conectada GD en un nodo de sus alimentadores (interruptor 333) denominado El Tablón. Es un emplazamiento de 11 máquinas diesel, nueve de ellas de 0.425 MW y dos de 0.5 MW, para un total de 3,86 MW.

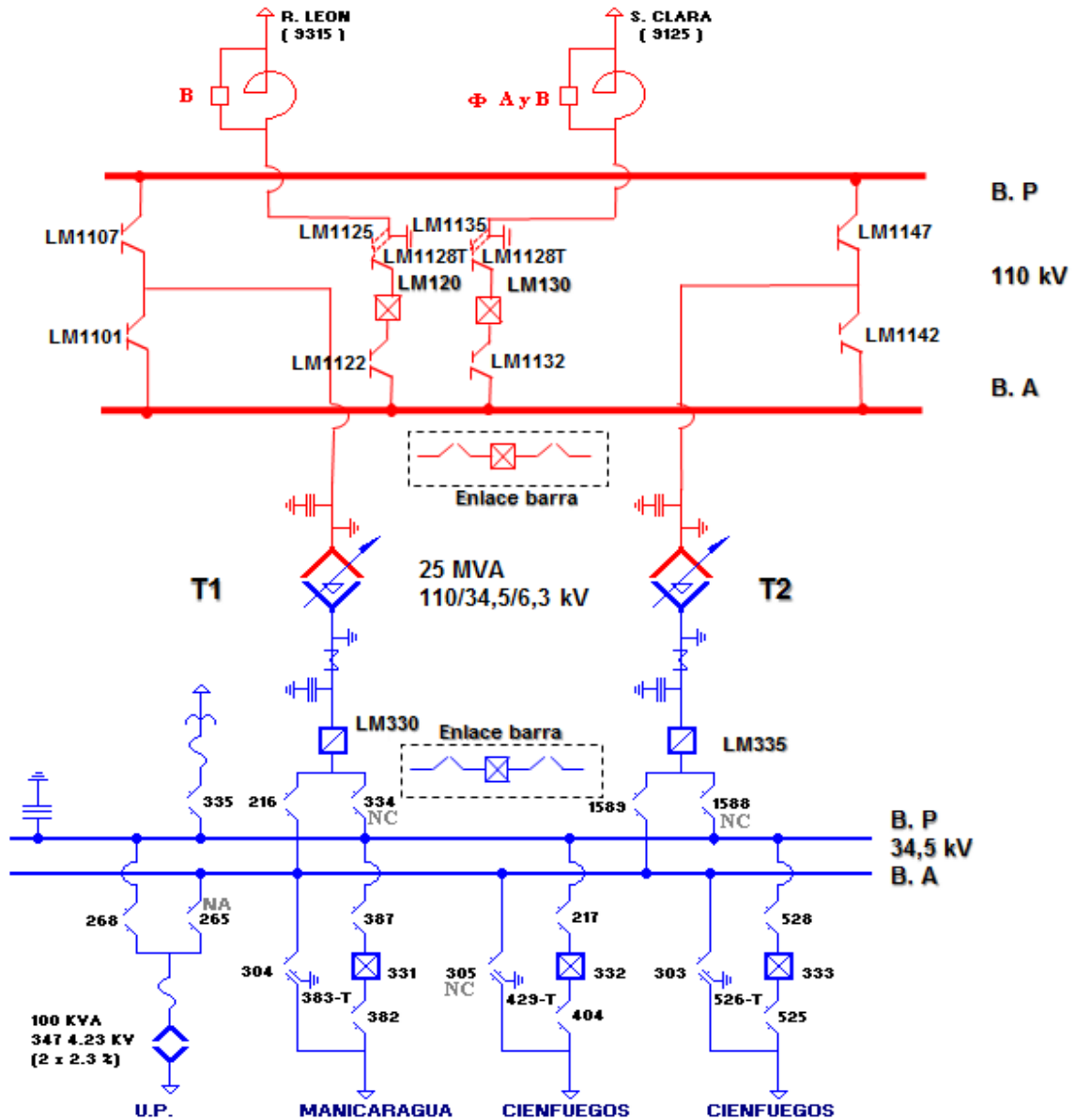


Fig. 1. Diagrama unifilar de la subestación de La Moza.

En la actualidad se encuentran instalados dos transformadores de 25 MVA, 115/34,5 kV, T1 y T2 de tres devanados. La red de 34.5 kV asociada a la misma es bastante amplia, se enlaza con la provincia de Cienfuegos mediante desconectivos. La subestación La Moza posee interruptores totalizadores por el lado de 34,5 kV, LM330 y LM335.

Protecciones y automática instaladas

En un principio la línea Santa Clara – Hanabanilla no tenía incorporada las subestaciones de La Moza y Gran Panel 110/13 kV, actualmente en derivaciones de la línea, y contaba con protecciones de distancia y protecciones de tierra que también arrancaban una protección comparadora direccional y una protección *carrier* como comparador direccional, efectuándose el reenganche de la línea con chequeo de sincronismo en el interruptor 9315 en la hidroeléctrica. Cuando se incorporó la subestación La Moza como derivación en la línea, sin interruptores por 110 kV se colocó un transmisor de bloqueo para el *carrier* en La Moza, con arranque por las protecciones de los transformadores, de manera que no disparara para las averías en la baja de 34,5 kV de La Moza.

El reenganche de la línea se efectuaba de la misma manera: la hidroeléctrica con chequeo de sincronismo, pero con el inconveniente que al probar la línea con el interruptor 9125 también estaba la carga de la Moza, razón ésta por la cual con la modernización del Sistema Eléctrico Nacional se incorporaron los interruptores de 110 KV, LM 120 y LM 130 en la subestación La Moza. Se modificó el reenganche de manera que el chequeo de sincronismo se hiciera con el interruptor LM 130.

Las protecciones de distancia y la comparadora direccional fueron retiradas y en su lugar colocadas protecciones de distancia D115 (Checoslovacas, electromecánica) que ya tienen en servicio más de dos décadas. Una de ellas se encuentra actualmente en el interruptor 9125. En la hidroeléctrica Hanabanilla existe un relé CO-8 Westinghouse para la tierra, un D115 con cuatro zonas, un instantáneo direccional (67G1), y un tiempo inverso direccional (67G). Los interruptores LM 120 y LM 130 de La Moza tienen relés Areva, MICOM P441 que son relés de distancia con cuatro zonas. También ambos interruptores tienen instalados relés MICOM P143 con funciones de protección de sobrecorriente direccional de fase y tierra, protección de secuencia negativa con un escalón no direccional, y protección de conductor abierto. Estas dos protecciones son de tecnologías muy modernas. El interruptor LM120 tiene habilitada la automática de reenganche trifásico, con la condición de cierre con ausencia de tensión en línea y con control de sincronismo y el LM 130 con control de sincronismo y también con la condición de barra fría, línea caliente. En la subestación 110/13,8 kV de Gran Panel, el interruptor GP 102 tiene instalado un relé MICOM P123, que solo opera para disparos de las protecciones del transformador.

LÍNEA SANTA CLARA-LA MOZA

La línea cuenta con una gran responsabilidad ya que conecta dos zonas importantes del sistema. Tiene un mecanismo automático de reenganche trifásico, el cual provee la separación del Sistema Eléctrico Nacional y la generación de la hidroeléctrica Hanabanilla al ser no exitoso, con las afectaciones que trae esta avería. Esto trae muchas dificultades para los despachadores a la hora de restablecer el sistema. El enfoque principal de este análisis está dirigido al porqué el reenganche de la línea estudiada no se realiza exitosamente, buscando la demostración de este hecho, las principales causas o motivos y proponer algunas vías o propuestas para la solución de esta problemática. La figura 2, muestra el diagrama unifilar correspondiente a la zona principal de la cual se lleva a cabo este reenganche no exitoso.

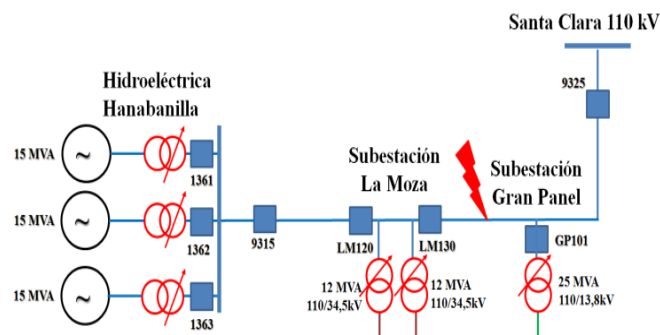


Fig. 2. Diagrama unifilar de la línea La Moza – Sta. Clara 110kV.

Al ocurrir una avería en la línea correspondiente a La Moza-Santa Clara mostrada en la figura 2, los interruptores de Santa Clara 9315 y en La Moza LM130 realizan como está previsto la apertura tripolar, en un tiempo muy breve comienza el procedimiento de reenganche de la línea, el cual está previsto que se realice de la siguiente manera:

- Se cierra el interruptor 9315 en Santa Clara con línea fría y prueba de que la línea no continué en avería, en víspera de haber desaparecido la falla, este reenganche mantiene cerrado el 9315.
- El interruptor LM130 con la línea caliente, chequea condiciones de sincronismo, al hacerse efectivas, debe cerrar.

El proceso de reenganche tripolar no ocurre satisfactoriamente, debido a que los generadores de Hanabanilla no encuentran el sincronismo con el interruptor LM130 creando así problemas posteriores de despacho para restablecer el sistema y con las consecuencias que trae esta demora en un proceso que debe durar menos de 2 s. La tabla 1, muestra los parámetros pertinentes para efectuar un reenganche tripolar exitoso de la línea estudiada.

Se analizaron los siguientes estados de flujo de potencia, los más probables para la problemática del fracaso del reenganche en la línea:

- Saliendo la transferencia de La Moza.
- Entrando la transferencia hacia La Moza.
- El estado de flotando, sin transferencia entre La Moza y Santa Clara. Este es muy poco probable y sería el ideal para cumplir las condiciones para efectuar el reenganche con los ajustes actuales.

Diferencia de frecuencia	0.3 Hz
Diferencia de Fase	40°
Bus – Line Delay	200 ms
Tiempo de reenganche	2 s

Al efectuarse la apertura por avería en la línea La Moza –Santa Clara, el comportamiento de la tensión que tiene la isla encabezada por la hidroeléctrica cuyas máquinas sincrónicas son de polos salientes, es como se muestra en la figura 3a. En tales condiciones el comportamiento de la frecuencia durante la apertura ante averías en la línea estudiada se presenta en la figura 3b. Se puede observar de la figura 3a y 3b, que existen cambios bruscos de tensión y frecuencia hacia abajo o hacia arriba, dependiendo de los estados de flujo analizados en la subestación de La Moza. Analizando la curva de comportamiento de la frecuencia, es evidente que el reenganche no podrá realizarse por el cambio abrupto en el comportamiento de los generadores sincrónicos ante las variaciones de la carga por la apertura de la línea, pasando a un nuevo estado muy distante y en muy breve tiempo. Resulta imposible que el chequeo de sincronismo en el interruptor LM130 tome valores dentro de los ajustes establecidos.

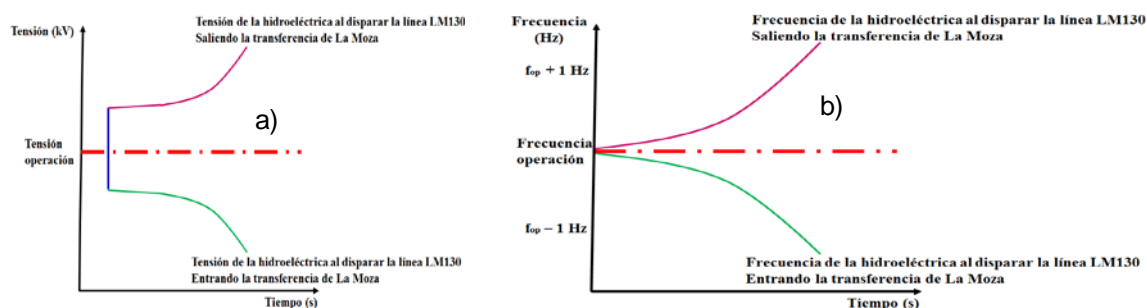


Fig. 3. a) Comportamiento de la tensión. b) Comportamiento de la frecuencia en la hidroeléctrica.

Se han registrado averías donde el estado de flujo de carga al ocurrir el evento era con la transferencia entrando a La Moza, y en el tiempo que se efectuaba la automática de reenganche de la línea han ocurrido descargas por frecuencia por la automática de DAF (Descarga automática de frecuencia). El ajuste de descarga por frecuencia en la subestación La Moza es de: frecuencia de ajuste 58.7 Hz y tiempo de disparo 8.0 s. La medida de lo rápido que se modifican las condiciones del estado estable está dada en que para que ocurra la descarga por frecuencia el valor de la misma no solo tiene que alcanzar el ajuste establecido, sino mantenerse un tiempo dado en él, o en un valor inferior y durante ese tiempo la frecuencia de la hidroeléctrica puede seguir modificándose.

La figura 4a, muestra mediante la simulación en el PSX la deformación que ocurre en la frecuencia en la barra de la subestación ante un posible reenganche tripolar en la línea La Moza - Santa Clara para el caso de que la transferencia de potencia esté saliendo de La Moza. Cuando el interruptor opera, los generadores liberan carga, trayendo como consecuencia que la frecuencia se deforme hacia arriba. La figura 4b, muestra el caso en que no ocurre el reenganche. En el caso en que la transferencia de potencia entra a La Moza, la frecuencia cae, ya que en el instante en que opera el interruptor debido a la separación de la línea, la hidroeléctrica Hanabanilla tendrá que asumir toda la carga correspondiente.



Fig. 4. Comportamiento de la frecuencia cuando la transferencia de potencia se encuentra en dirección contraria a La Moza, a) en vísperas de un reenganche tripolar y b) barra sin reenganche.

Los valores de la diferencia de frecuencia después de haberse realizado algunas simulaciones con el software PSX de reenganche tripolar dieron como resultado:

- $f \text{ (Hz)} = 2 \pm 0.3$ Entrando la transferencia hacia La Moza.
- $f \text{ (Hz)} = 2 \pm 0.3$ Saliendo la transferencia de La Moza.

Los valores de diferencia de frecuencia en cualquiera de los dos escenarios rebasa la diferencia expuesta de reenganche exitoso. La figura 5a, muestra cómo se comporta la velocidad de uno de los generadores de Hanabanilla y en la figura 5b, como afecta a la generación distribuida de la barra de Santa Clara, cuando la transferencia de potencia se encuentra en dirección contraria a La Moza. La velocidad aumenta, debido al desprendimiento realizado por la Hidroeléctrica Hanabanilla de la carga abastecida mediante la línea Santa Clara – La Moza.

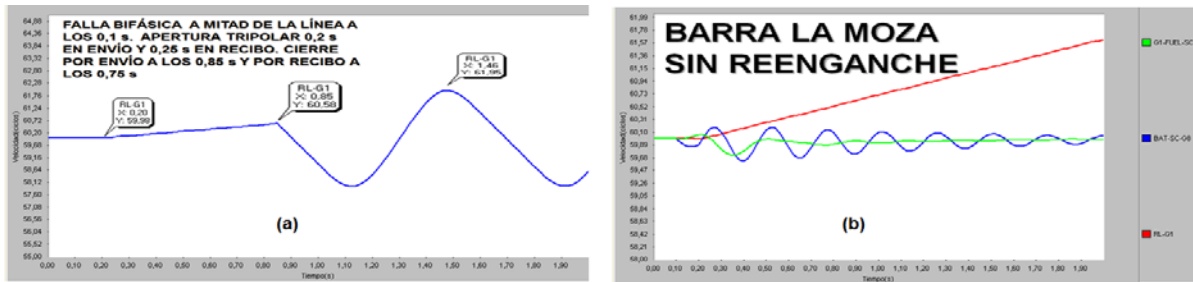


Fig. 5. Comportamiento de la velocidad bajo condiciones de reenganche tripolar. a) Generador 1 Hanabanilla. b) Generador 1 Hanabanilla y generación distribuida de Santa Clara.

El aumento o la disminución de velocidad dependen de los diferentes estados de carga. La velocidad disminuye en el caso en que la transferencia de potencia se encuentra en dirección a La Moza. En la generación distribuida de la barra de Santa Clara, la velocidad de estas máquinas tiene oscilaciones. Se han registrado casos en que la descarga automática de frecuencia ha operado en La Moza, en el caso de la transferencia entrando a la misma, donde la frecuencia cae de forma acelerada, por ejemplo, en 2 s se encontraba de acuerdo a los resultados de la simulación que la frecuencia estaba en un orden de 55 Hz siendo el ajuste de la descarga automática de frecuencia de 58,7 Hz mantenida durante 8 s. El ángulo es un parámetro importante a la hora de encontrar sincronismo. La figura 6a, muestra el comportamiento del ángulo de la tensión en los generadores de la hidroeléctrica para la potencia saliendo de La Moza. Se puede apreciar como el ángulo de la tensión en estas máquinas sincrónicas toma valores ascendentes, esto significa que el vector del ángulo de tensión se encuentra en movimiento. El análisis de cómo se comporta el ángulo de la tensión en el sistema demostró que en el instante en el que se efectúa el reenganche los ángulos entre los dos extremos no alcanzan los valores mostrados en la tabla 1, de reenganche exitoso, figura 6b. Después del reenganche prácticamente se mantiene constante, es decir los vectores tensión se encuentran fijos.

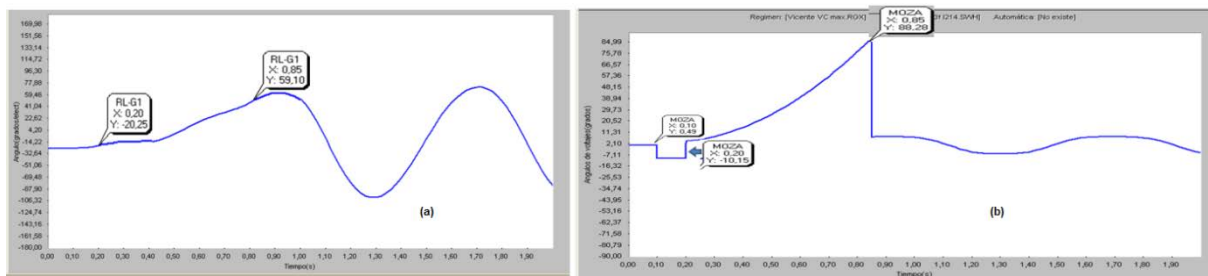


Fig. 6. Ángulo de la tensión bajo condiciones de reenganche tripolar: a) Representado por los generadores, y b) Representado por el sistema.

Es importante hacer notar que en caso de que se realice un reenganche tripolar sin chequeo de sincronismo, el interruptor abre sus tres polos simultáneamente y en el momento de cerrarlos lo realiza sin verificar tensión de sincronismo [5], por esta razón no se recomienda su utilización cerca de centrales de generación, ya que el generador en el momento del reenganche podrá encontrarse fuera de sincronismo con el sistema, ocurriendo así malos beneficios [12]. Para cualquier escenario de operación las máquinas de Hanabanilla se verán sometidas a grandes esfuerzos. La figura 7a, muestra el caso de un reenganche tripolar sin chequeo de sincronismo cuando la transferencia se encuentra saliendo de La Moza. Se aprecian oscilaciones de frecuencia de las máquinas sincrónicas de la Hanabanilla, provocadas por la imposibilidad de estas máquinas de no sincronizarse con el resto del SEp, provocando así un péndulo de frecuencia. Sin embargo, cuando la transferencia de potencia se encuentra en dirección a La Moza después de haber transcurrido el reenganche tripolar, figura 7b, las máquinas tienen iguales frecuencias, lo que se debe a que son arrastradas por el sistema que se encuentra robusto. Este hecho realmente no sucede para los ajustes de sincronismos establecidos.

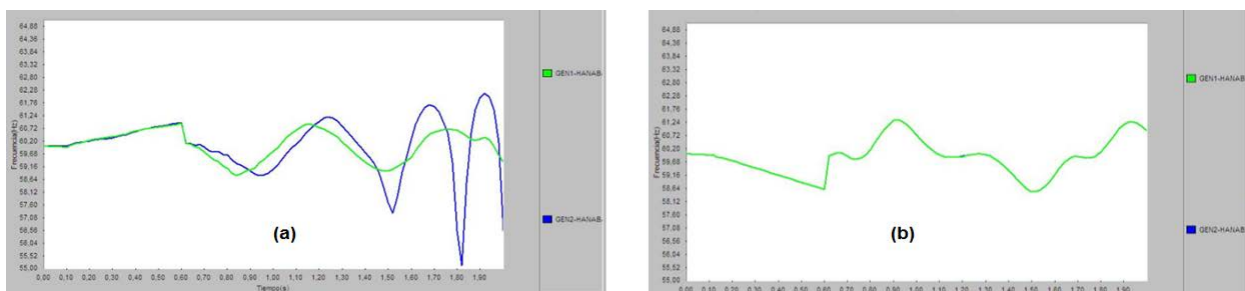


Fig. 7. Comportamiento de la frecuencia sin chequeo de sincronismo a) Transferencia se saliendo de La Moza b) Transferencia entrando a La Moza.

Se realizó la simulación considerando que las protecciones de los dos extremos de la línea La Moza – Santa Clara tuvieran igual tiempo de operación y los resultados fueron similares en cuanto al comportamiento de la frecuencia para esa condición. De igual forma se realizó la simulación para la condición de una falla monofásica en la línea en estudio con apertura y cierre de igual forma que se hizo con la falla bifásica siendo los resultados similares a los obtenidos con la falla bifásica. Además se cambiaron los tiempos del recierre, y no se logró el sincronismo del interruptor L130 con Hanabanilla.

Solución a los problemas del reenganche

Una de las soluciones posibles desde el punto de vista técnico pudiera ser establecer una automática por telecomandos o telemecánica que actúe sobre el regulador de frecuencia de la hidroeléctrica, de manera que con los relés instalados en La Moza elaborar comandos de automática que modifiquen la frecuencia de la hidroeléctrica. Esto no es viable actualmente por los relés instalados, además del impedimento de los equipos de telemecánica existentes que solo son direccionales desde la hidroeléctrica a la subestación La Moza. Dentro de las vías que existen para que la automática de reenganche se lleve a cabo exitosamente en La Moza, es el disparo y reenganche monopolar ya que debido a las características de la zona el establecimiento de una nueva automática de reenganche cumpliría las expectativas. Teniendo en cuenta que la mayoría de las averías en la línea son de origen monofásico, se puede establecer el disparo y reenganche monopolar en la línea, de manera tal que no se pierda el sincronismo y los reenganches sean exitosos, lográndose que La Hidroeléctrica no se separe del sistema.

El reenganche monopolar es el método con el cual los parámetros eléctricos mantienen más la estabilidad del sistema. El disparo será solo en la fase en fallada, minimizando los efectos perniciosos de las fallas en la operación del sistema, aumentando el tiempo límite para la pérdida de la estabilidad y así, poder seguir transportando energía por las otras fases sanas [7]. Los beneficios que se derivan del disparo monofásico son más apreciables en líneas de simple circuito e incluso el beneficio puede no ser grande si la generación en los extremos de la línea es pequeña comparada con la de una derivación intermedia de gran aporte de energía. Los esquemas de disparo y reenganche monofásicos son más complejos [8], y económicamente más costosos [1], que los esquemas tripolares convencionales, requieren equipos adicionales de protección para poder detectar individualmente y seleccionar las fallas en cada una de las fases. En estas aplicaciones las protecciones principales y las de apoyo, generalmente son muy similares.

Los relés de reenganche son también diferentes a los utilizados en los reenganches trifásicos. El sistema de protección conformado por el relé, el circuito de disparo y los interruptores deben estar en la capacidad de seleccionar la fase en la cual ocurrió la falla, razón por la cual son más complejos. Es esencial contar con un interruptor en cada extremo de la línea protegida y debe tener capacidad de disparar monopolarmente mediante bobinas de disparo independientes para cada polo. La apertura de una fase en un circuito trifásico trae como resultado un incremento en las corrientes de secuencia cero y de secuencia negativa durante el tiempo muerto. La secuencia negativa puede causar calentamiento adicional en las máquinas rotatorias. Normalmente los tiempos de ajuste de tiempo muerto no rebasan los 2 s. El calentamiento adicional que se presenta en el sistema no es de gran significado. Se simuló la frecuencia ante un reenganche monopolar en la línea Santa Clara- La Moza (figura 8), con la transferencia más severa por la línea (11 MW y 6 Mvar), donde se demostró como ésta se mantiene constante, debido a este tipo de reenganche se discrimina la fase fallada, creando la continuidad de las otras dos fases en servicio, ayudando así a mantener la frecuencia y la estabilidad.

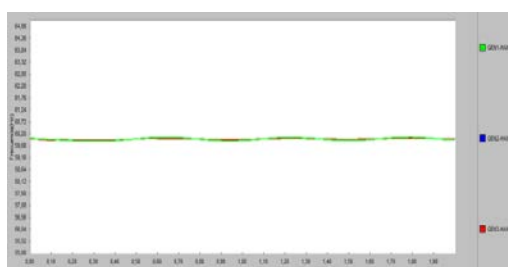


Fig. 8. Comportamiento de la frecuencia ante un reenganche monopolar.

Al no separarse ambos lados del sistema, la frecuencia se mantiene constante. Se puede observar en esta figura como en el intervalo que ocurre entre el disparo y el reenganche monopolar la frecuencia no presenta ningún tipo de disturbio, hecho que no ocurre en el reenganche tripolar. En caso de reenganche monopolar la potencia entregada por los generadores de la hidroeléctrica no sufre prácticamente variaciones (figura 9a), mientras que la tensión describe un comportamiento de salto, figura 9b, lo cual se explica debido a que en el momento en que abre el interruptor la tensión cae bruscamente en forma vertical, luego mantiene un valor dado un tiempo del orden de los ms en el que se extingue la falla, hasta que asciende bruscamente buscando los valores iniciales.

Los generadores sincrónicos no se verán afectados ante el efecto de la secuencia negativa producto de la apertura monopolar, por tener la carga de La Moza una componente importante de secuencia positiva, y como el tiempo en que se efectúa un reenganche monopolar no excede los 500 ms, tiempo este muy breve, no afectando a las máquinas de la hidroeléctrica, incluso en el peor de los casos donde la transferencia este entrando a La Moza

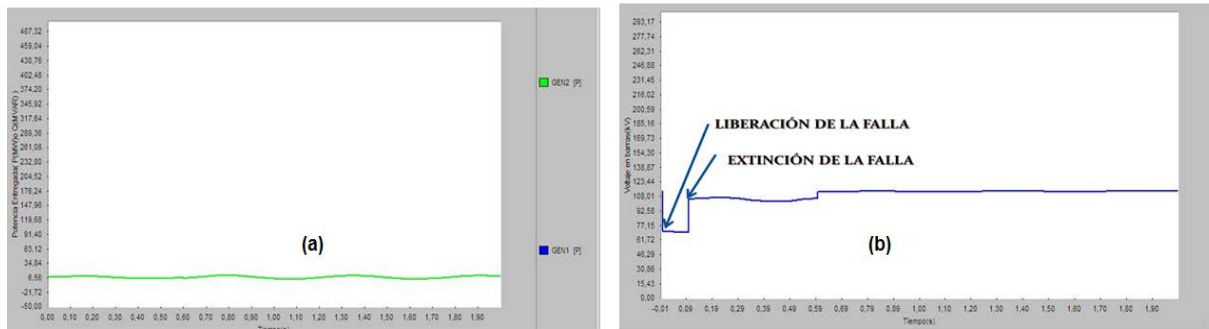


Fig. 9. Comportamiento ante un reenganche monopolar de: a) Potencia entregada de dos de los generadores de Hanabanilla. b) Tensión.

La figura 10, muestra los resultados de la simulación de la corriente de secuencia negativa y positiva de una de las máquinas de Hanabanilla para una falla monofásica con apertura en Santa Clara a los 0.2 s y en La Moza a los 0.25 s, mientras que el reenganche ocurre primero en Santa Clara a los 0,75 s y luego en La Moza a los 0.85 s cuando Hanabanilla está llevando carga máxima.

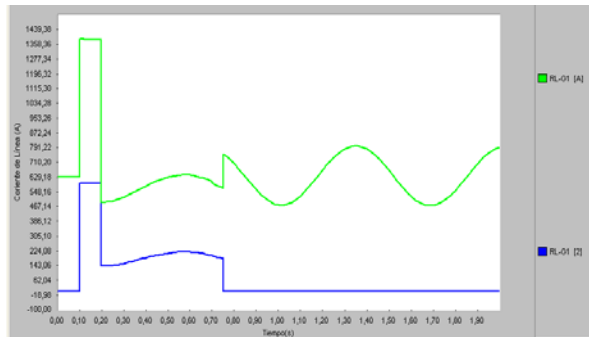


Fig. 10. Corrientes de secuencia positiva (verde) y negativa (azul) de una de las máquinas de Hanabanilla.

Durante este proceso de averías y aperturas monopolares la generación distribuida por sus características podría correr el riesgo de perderse. Se analizó el comportamiento de la velocidad de estas máquinas durante el proceso y los resultados de la simulación del evento mostraron que la más afectada sería el grupo de generadores de las plantas diésel en Santa Clara 110 kV. Los grupos que los más distantes como es son Placetas, Calabazar, Remedios, Sagua apenas tienen variación, y además la existente es por muy poco tiempo.

CONCLUSIONES

Por medio simulaciones en el PSX en las condiciones actuales quedó demostrado que el reenganche con sincronismo en La Moza del interruptor LM 130 solo podrá ocurrir para el caso que la transferencia esté flotando en la línea que enlaza La Moza con el resto del Sistema Eléctrico Nacional, condición de operación menos probable en que operará la línea de enlace. La solución más viable, de continuar con la Hidroeléctrica Hanabanilla enlazada al sistema es implementar la apertura y reenganche monopolar de la línea, operación que se ejecutará siempre en menos de 60 Hz, teniendo en cuenta que en el estado actual cada vez que falla la línea le toma al despachador restablecer el sistema más de 15 min.

La causa por la cual el interruptor LM130 no realiza el reenganche tripolar es debido a que no encuentra el sincronismo con los generadores de la Hidroeléctrica Hanabanilla. Al analizar el comportamiento de la frecuencia y la tensión resulta evidente que el reenganche no podrá realizarse por el cambio abrupto en el comportamiento de estos parámetros en los generadores sincrónicos ante las variación de la carga por la apertura de la línea, y pasando a un nuevo estado muy distante y en muy breve tiempo.

RECOMENDACIONES

De implementarse el disparo y el reenganche monopolar en la línea del interruptor LM130, deben instalarse relés de secuencia negativa tiempo inverso en la protección de los generadores de Hanabanilla, de manera que ofrezcan respaldo a los generadores en el ciclo de apertura y reenganche monopolar en la línea LM 130 en La Moza - 9125 en Santa Clara 110 kV.

REFERENCIAS

- [1]. ESPINOSA, C; CAICEDO, G.; ALMONACID, O. "Criterios para la aplicación de esquemas de recierre automático en las líneas de un sistema de distribución". El Hombre y la Máquina No 41. Enero- Abril 2014, Universidad Autónoma de Occidente, Cali, Colombia. ISSN 0121-0777 [Consulta: 4 de noviembre de 2014]. Disponible en Web: <http://ingenieria.uao.edu.co/hombreymaquina/revistas/41%202013-1/Criterios%20para%20la%20aplicacion%20de%20esquemas%20de%20recierre%20automatico%20en%20las%20lineas%20de%20un%20sistema%20de%20distribucion.pdf>.
- [2]. BLACKBURN, J.; DOMIN, T. "Protective relaying principles and applications". Fourth Edition, CRC Press, by Taylor & Francis Group, LLC. 2014, 256p. ISBN 978-1439888117.
- [3]. ZEZO, E.; BUALOTI, R.; METKO O. "Impact of replacement of conventional recloser with pulse closer" *ATI - Applied Technologies & Innovations*. Volume 4, Issue 1, April 2011. pp. 22-33. ISSN: 1804-1191.
- [4]. C37.104-2012 - Redline Version. "IEEE Guide for Automatic Reclosing of Circuit Breakers for AC Distribution and Transmission Lines – Redline". 29 noviembre 2012. 169 p. ISBN 978-0-7381-8017-5.
- [5]. LARA, E. A. "Estudio de Recierres tripolares y monopolares para la línea de transmisión El Inga Yaguachi de 500kV" Proyecto previo a la obtención del título de ingeniero. Escuela Politécnica Nacional. Ecuador. 2010. 10 p. [Consulta: 14 de octubre de 2010]. Disponible en Web: <http://bibdigital.epn.edu.ec/handle/15000/2631>.
- [6]. PJM Interconnection, L.L.C. "Protective relaying Philosophy and design guidelines PJM relay subcommittee". [en línea] 2013, 81 p. [Consulta: 12 de diciembre de 2013]. Disponible en: https://www.google.com/cu/?gws_rd=cr,ssl&ei=GaVQVZ_HAZWlyATO34CoCA#q=Protective+relaying+Philosophy+and+design+guidelines+PJM+relay+subcommittee.
- [7]. ESTERGALYOS, J.; et al. "Single phase tripping and auto reclosing of transmission lines". *Transactions on Power Delivery*. Vol. 7, No 1, January 1992, pp. 182 -192. ISSN 0885-8977.
- [8]. AREVA. "Network protection & automation guide". Barcelona España, Edition May 2011, 500 p. ISBN: 978-0-9568678-0-3.
- [9]. INJETI, S. "ECE 586b Course project report. Auto-reclosing". Department of Electrical and Computer Engineering, University of Western Ontario. May 5, 2008, 14p. Disponible en Web: <http://www.eng.uwo.ca/people/tsidhu/Documents/Auto-reclosing.pdf>.
- [10]. ASUMING, E.; YAW, P. "A review of adaptive autoreclosure techniques". *Indian Journal of Computer Science and Engineering*. Vol. 1, No. 3 pp. 222-228, 2009. ISSN: 1742-7193.
- [11]. MIYOSHI, T.; KASAI, A. "The application and benefits of multi-phase auto-reclosing". 2010, 6p. [Consulta: 14 de octubre de 2010]. Disponible en Web: www.pes-psrc.org/Reports/MPAR%20PO1-01.pdf.
- [12]. PINEDA; J. "Análisis de confiabilidad de los circuitos de 14,4 kV pertenecientes a la superintendencia de operaciones Cira-Infantas ECOPEPETROL S.A". Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga, Colombia. 2010. 56 p. [Consulta: 14 de octubre de 2010]. Disponible en: <http://repositorio.uis.edu.co/jspui/bitstream/123456789/7698/2/133548.pdf>.

AUTORES

Marta Elena Bravo de las Casas.

Ingeniera Electricista, Profesor Titular, Doctor en Ciencias Técnicas. Universidad Marta Abreu, Las Villas, Cuba.

email: mbravo@uclv.edu.cu

Pedro Vicente Ruíz Sánchez

Ingeniero Electricista. Máster en Ingeniería Eléctrica.

Empresa de Tecnología de la Información y Automática Villa Clara.

email: vicente@atvc.une.cu