



TRABAJO PARA OPTAR POR EL TÍTULO DE MASTER EN INGENIERÍA ELÉCTRICA

PROTECCIONES Y AUTOMÁTICA DE LA LÍNEA LA MOZA – SANTA CLARA

Autor: Ing. *Pedro Vicente Ruíz Sánchez*

Tutor: *Dra. Marta Bravo de las Casas*

Santa Clara

2012

"Año 54 de la Revolución"



Universidad Central “Marta Abreu” de Las Villas
Facultad de Ingeniería Eléctrica
Centro de Estudios Electroenergéticos



TRABAJO PARA OPTAR POR EL TÍTULO DE MASTER EN INGENIERÍA ELÉCTRICA

PROTECCIONES Y AUTOMÁTICA DE LA LÍNEA LA MOZA – SANTA CLARA

Autor: Ing. Pedro Vicente Ruíz Sánchez

E-mail: pedrov@uclv.edu.cu

Tutor: Dra. C. Marta Bravo de las Casas

E-mail: mbravo@uclv.edu.cu

Centro de Estudios Electroenergéticos

Facultad de Ingeniería Eléctrica. UCLV

Santa Clara 2012
"Año 54 de la Revolución"



Hacemos constar que el presente trabajo fue realizado en la Universidad Central “Marta Abreu” de las Villas como parte de la culminación de los estudios de la Maestría en Ingeniería Eléctrica autorizando a que el mismo sea utilizado por la Institución, para los fines que estime conveniente, tanto de forma parcial como total y que además no podrá ser presentado en eventos, ni publicados sin autorización de la Universidad.

Firma del Autor

Los abajo firmantes, certificamos que el presente trabajo ha sido realizado según acuerdo de la dirección de nuestro centro y el mismo cumple con los requisitos que debe tener un trabajo de esta envergadura referido a la temática señalada.

Firma del Tutor

Firma del Jefe de Dpto.
Donde se defiende el trabajo.

Firma del Responsable de
Información Científico- Técnica.

Dedicatoria

A todos mis compañeros y amigos.

Agradecimientos

A mis compañeros de trabajo y los linieros de todos los municipios de Villa Clara que me aportaron datos valiosos, para la elaboración del P.S.X. que ha sido la herramienta fundamental para este trabajo.

A los profesores de grado Maestría, por los conocimientos que me aportaron, con su sabiduría.

A la Dra. Marta Bravo de las Casas,

Por sus orientaciones de experta muy cultivada en protecciones y automática de sistemas eléctricos de potencia, por alentarme al desarrollo de esta investigación en todo momento para este trabajo, por su tutoría que para mí ha sido un honor.

A todos que de una forma u otra han tenido que ver en mi formación como profesional.

TAREA TÉCNICA

Para alcanzar el objetivo de este trabajo resulta imprescindible realizar las siguientes tareas técnicas:

- 1- Revisión de la literatura relacionada con el tema.
- 2- Recopilación de datos para los análisis en el software PSX.
- 3- Simulación de la problemática del recierre de la línea La Moza – Santa Clara y propuestas de solución.
- 4- Cálculo de cortocircuitos y ajustes de protecciones.
- 5- Confección del Informe.

Firma del Autor

Firma del Tutor

INDICE

| | |
|---|----|
| Resumen | 1 |
| Introducción | 2 |
| Capítulo 1. Revisión Bibliográfica | |
| 1.1 Introduccción | 8 |
| 1.2 Automática de reenganche | 9 |
| 1.3 Importancia de los reenganches | 12 |
| 1.4 Fundamentos de los reenganches | 12 |
| 1.5 Definiciones fundamentales | 13 |
| 1.6 Reenganche tripolar y monopolar | 14 |
| 1.7 Reenganche de alta velocidad | 20 |
| 1.8 Aplicación del reenganche | 22 |
| 1.9 Factores que intervienen en un reenganche | 22 |
| 1.10 Ventajas y desventajas de la aplicación del disparo y reenganche monopolar | 23 |
| 1.11 Impacto del reenganche en los generadores | 26 |
| 1.12 Daño de un generador por secuencia negativa | 27 |
| 1.12.1 Capacidad de un generador por secuencia negativa | 29 |
| 1.13 Características del relé de secuencia negativa | 29 |
| Capítulo 2. Caracterización de la Subestación La Moza y Análisis de la Problemática del Reenganche de la Línea | |
| 2.1 Introducción | 32 |
| 2.2 Descripción de la subestación La Moza | 32 |
| 2.3 Protecciones instaladas | 37 |
| 2.4 Actualización de la línea Santa Clara - La Moza | 37 |
| 2.5 Problemática del fracaso del reenganche trifásico de la línea | 40 |
| Capítulo 3. Resultado de la Simulación y Discusión | |
| 3.1 Introducción | 52 |
| 3.2 Análisis del comportamiento de la línea utilizando reenganche monopolar | 52 |

| | | |
|-----|--|----|
| 3.3 | Análisis de las corrientes de secuencia negativa que influyen en el interruptor LM130 | 57 |
| 3.4 | Metodología y Criterios de ajustes de las protecciones | 59 |
| | 3.4.1 Criterios de ajustes seguidos para la protección de sobrecorriente | 59 |
| | 3.4.2 Criterios de ajustes seguidos para la protección de distancia | |
| 3.5 | Ajustes de protecciones de las líneas comprendidas entre hidroeléctrica Hanabanilla y subestación Santa Clara 110 kV | 63 |
| | 3.5.1 Protecciones de la línea del interruptor 9315 | 63 |
| | 3.5.2 Protecciones de la línea del interruptor LM 120 | 63 |
| | 3.5.3 Protecciones de la línea del interruptor LM 130 | 65 |
| | 3.5.4 Protecciones de la línea del interruptor 9125 | 68 |
| | Conclusiones | 70 |
| | Recomendaciones | 72 |
| | Referencias Bibliográficas | 74 |
| | Anexos | 78 |

RESUMEN

Las averías confrontadas en las líneas de distribución y subtransmisión correspondientes a la subestación La Moza 110 kV la cual se encuentra ubicada en medio de la línea de enlace entre la hidroeléctrica Robustiano León (Hanabanilla) y la subestación Santa Clara 110 kV, han provocado disparos indeseados o de carácter dudoso en las protecciones eléctricas instaladas.

Por otra parte la línea de 110 kV Santa Clara – La Moza, 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, 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 protecciones y 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. En condiciones de fallo de la línea Santa Clara – La Moza no debe perderse la alimentación a la subestación Gran Panel.

INTRODUCCIÓN

La industria eléctrica constituye un renglón de vital importancia para el desarrollo de la sociedad, en la actualidad existe una creciente demanda de energía producto del avance tecnológico existente, este crecimiento de la demanda hace que sea de vital importancia el preservar la calidad y la continuidad en el servicio prestado, con vistas a evitar interrupciones innecesarias en el funcionamiento de las redes. Es por esta razón que los nuevos sistemas de protección (equipos automáticos encargados de proteger los elementos del Sistema Electroenergético de Potencia) sean cada vez más complejos, confiables y seguros. Los mismos tienen la responsabilidad de eliminar cualquier tipo de avería que se presente, realizándolo en el menor intervalo de tiempo posible y sacando con ello del servicio la mínima porción de la red en cuestión.

Las líneas de transmisión, son uno de los elementos más importantes del sistema eléctrico por su función, son las más propensas a fallas debido a su gran longitud y exposición a la intemperie. En caso de presentarse una falla, estas deben ser liberadas de la manera más rápida posible; son peligrosas para los equipos y personas y representan un gran costo. A través de la historia se ha analizado este problema, obteniendo buenos resultados con la intervención de equipos de protección, los cuales deben contar con ciertas características, como la rápida liberación de fallas, alta sensibilidad, la restauración automática del servicio en el suministro de energía eléctrica por automáticas de reenganches.

Los sistemas de protección tienen la característica de eliminar cualquier tipo de avería existente en una línea de transmisión, generando la salida de servicio de uno o más elementos del sistema comprometidos por la avería. La consecuencia directa de esta acción cuyo objetivo es proteger al equipamiento de las elevadas corrientes de falla, produce como efecto colateral la reducción de la capacidad de transmisión y la confiabilidad del sistema, lo cual significa una afectación directa a los restantes miembros del mercado eléctrico: generadores, redes de transmisión y distribución y a los consumidores.

Otro 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 este 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. Por el contrario, cuando se presenta una falla permanente el reenganche no tiene efecto alguno, trayendo como resultado la salida definitiva del elemento averiado.

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 esta aislando así la avería, las fases se cierran luego de un tiempo determinado.

Cuando se tiene una sola línea de transmisión que une dos sistemas de generación, al producirse una falla, las tres fases actúan en el proceso de apertura y cierre del interruptor, donde los generadores de cada grupo empiezan a apartarse en cuanto a fase uno con respecto al otro, en vista de que 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 automático no se recomienda para sistemas eléctricos muy mallados o con varias líneas en paralelo, ya que 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 las fallas ocurridas 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 (tiempo muerto del reenganche) lo que justifica el uso del disparo – 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].

La principal diferencia entre un reenganche tripolar y uno monopolar está dada básicamente en la determinación del tiempo muerto, chequeo de sincronismo y una discriminación de la fase fallada, siendo esta última, necesaria y exclusiva de los reenganches monopolares.

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.

Situación problemática.

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, donde averías en la distribución y líneas de subtransmisión han provocado disparos indeseados y de carácter dudoso en las líneas de transmisión y en protecciones de secuencia negativa no direccionales.

Después de la puesta en explotación de la generación distribuida, un grupo de 11 generadores con motores diesel con capacidad instalada de 3.86 MVA en el emplazamiento El Tablón, y las operaciones indeseadas ocurridas, no se había efectuado un estudio de rigor en relación a las protecciones y automáticas en la parte que corresponde a este sector del Sistema Eléctrico en la provincia Villa Clara con los nuevos elementos incorporados que forman parte activa ante los eventos de cortocircuitos y así determinar las causas de los problemas detectados.

Con los antecedentes de averías y tomando en cuenta que, desde antes de la puesta en explotación de la generación distribuida, no se ha efectuado un análisis de rigor en relación a protecciones y automática en la parte que corresponde a la subtransmisión en La Moza con los nuevos elementos incorporados a la subtransmisión, que forman parte activa ante los eventos de cortocircuitos.

Se utilizó el programa Power System eXplorer (PSX), como herramienta fundamental de análisis y estudio del tema. Se determinaron los valores de los eventos de cortocircuitos de las líneas y los muy próximos en la parte de baja tensión de la distribución. Con estos 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.

Planteamiento del problema científico.

Analizar el comportamiento de las protecciones eléctricas y las automáticas de la línea La Moza – Santa Clara 110 kV ante los nuevos escenarios de aumento de la carga e introducción de la generación distribuida GD.

Problema Científico.

- ¿Cómo se afectan los niveles de cortocircuito con la introducción de la Generación Distribuida (GD) y la operación de las protecciones eléctricas?
- ¿Cuál es el tipo necesario de reenganche a utilizar en la línea La Moza – Santa Clara?

Objetivo general

Realizar un análisis de cortocircuitos, de las protecciones y automática en la parte que corresponde al sector de la línea de La Moza – Santa Clara 110 kV perteneciente al sistema electroenergético de la provincia de Villa Clara que permita determinar las causas de las operaciones incorrectas de las protecciones y automáticas ocurridas así como dar propuestas de soluciones a la problemática.

Objetivos específicos

1. Recopilar la información necesaria y características de la red para con ello modelarla en el software Power System eXplorer (PSX) versión 2.87.
2. Realizar las corridas de los flujos de cargas y de los cortocircuitos en los escenarios actual y futuro.
3. Proceder a analizar la problemática del recierre de la línea La Moza – Santa Clara por medio de las simulaciones en el PSX y realizar propuestas de solución.

4. Calcular los parámetros de operación de las protecciones necesarias de la región en estudio.

Preguntas de la investigación.

- ¿Qué cortocircuitos en la red de 34,5 kV pueden provocar operaciones indeseadas en las protecciones de interruptores de líneas de 110 kV como han ocurrido, sin causa aparente?
- ¿De qué modo evitar estas incidencias en la red de transmisión? ¿Cómo resolverlo?. y ¿en qué medida es factible hacerlo?
- ¿Es posible efectuar el reenganche tripolar de la línea La Moza – Santa Clara con chequeo de sincronismo?

Los resultados esperados en este trabajo son:

- ✓ Actualizar en el software PSX la red eléctrica de la región Santa Clara – La Moza – Hanabanilla de la provincia de Villa Clara.
- ✓ Proponer la variante de reenganche necesario para lograr el sincronismo en la región analizada.
- ✓ Ajuste y propuestas de cambios de tipos de protecciones importantes de la región analizada.

El trabajo desarrollado es **actual** y **novedoso** porque contribuye a cumplir con los lineamientos de la UNE y permite mejorar la eficiencia en el servicio que brinda la organización.

Esta investigación se sustentó en un enfoque integral de los métodos de investigación científica, ya que se emplean métodos, procedimientos y técnicas del nivel teórico, empíricos y matemáticos para la obtención, procesamiento y el análisis de los resultados, entre ellos el análisis de documentos, histórico-lógico, observación participativa, síntesis, abstracción, concreción, inducción, medición, criterio de expertos y estadísticos.

El trabajo está estructurado de la siguiente forma: introducción, tres capítulos, conclusiones, recomendaciones, referencias bibliográficas y anexos. A continuación se muestra un breve resumen de cada uno de ellos.

Capítulo 1. Abarca conceptos sobre reenganche y protecciones de las redes eléctricas así como métodos para la implementación de la misma.

Capítulo 2. Se caracteriza la red eléctrica en estudio y se realiza un estudio de la problemática del reenganche de la línea Santa Clara – La Moza – Hanabanilla utilizando el software PSX para la obtención de resultados.

Capítulo 3. Se realiza la propuesta de la variante de reenganche a utilizar, demostrando la validez de la misma. Además se proponen variaciones de tipos de protecciones y se efectúan ajustes de algunas de las protecciones de la región.

Por último se ofrecen un conjunto de conclusiones y recomendaciones de gran valor para el trabajo futuro en cuanto a la problemática de las protecciones y reenganche de la región en estudio.

Capítulo 1

Revisión Bibliográfica

1.1 Introducción

Con el desarrollo de las técnicas digitales alcanzado entre los años 60 y 70 del pasado siglo los métodos de integración de la electrónica trajeron como consecuencia el surgimiento de los microprocesadores, por otra parte los logros alcanzados por los algoritmos matemáticos, aplicables a esta técnica por los investigadores como técnica viable, trajo como resultado su implementación como nueva tecnología a las protecciones de los sistemas eléctricos de potencia (SEP), provocando un salto tecnológico en el desarrollo histórico en lo referente las protecciones por relé y automática de sistemas eléctricos de potencia. Solo se tuvo que esperar por el desarrollo del microprocesador, para que este ganara en capacidad y velocidad en su operación, y los precios de mercado tomaran un valor razonable que hiciera posible su comercialización, para que el relé digital se impusiera en los mercados, frente a las generaciones de relés estáticos y electromecánicos existentes en esa época.

El alto desarrollo alcanzado por los relés digitales contemporáneos, ha sido consolidado por todos los sectores que se dedican al estudio, investigación y producción de este tipo de tecnología, para obtener una más eficiente explotación de los sistemas eléctricos de potencia, en el presente capítulo se presenta un enfoque sobre este tema, las ventajas y posibilidades que ofrecen los relés digitales de protección de SEP.

Las líneas de transmisión, son uno de los elementos más importantes del sistema eléctrico por su función, son las más propensas a fallas debido a su gran longitud y exposición a la intemperie. En caso de presentarse una falla, estas deben ser liberadas de la manera más rápida posible; son peligrosas para los equipos y personas y representan un gran costo. A través de la historia se ha analizado este problema, obteniendo buenos resultados con la intervención de equipos de protección, los cuales deben contar con ciertas características, como la rápida liberación de fallas, alta sensibilidad, la restauración automática del servicio en el suministro de energía eléctrica, por automáticas de reenganches.

Otro 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 [10] cualquiera que sea su nivel de tensión de operación. Resulta de interés analizar los efectos perjudiciales producidos por la circulación de corrientes de secuencia negativa [11] en los generadores sincrónicos en las aperturas monopolares de las líneas por estas automáticas de reenganche operando próximas a los mismos, para así instalar relés de protección en los generadores con el objetivo de evitarle daños.

1.2. Automática de Reenganche

Según reporte de la IEEE PSRC en 1984 [12] el primer reenganche fue aplicado en el año 1900 en redes radiales, predominantes en las líneas de distribución. Los reenganches de alta velocidad (HSR), fueron usados por la “American Electric Power System” (luego conocida como “American Gas & Electric”) en 1935 [9]. Estudios realizados para el diseño de los pararrayos con el objetivo de minimizar los cierres de los disyuntores permitieron además determinar tiempos para la desionización del arco, aplicaciones rápidas de reenganches sobre líneas provocaron el desgaste de los materiales, por eso se hizo necesario realizar estudios de reenganches que tomen en cuenta el tiempo de deionización del arco.

Las protecciones de las líneas ha recibido una mayor atención en los últimos años ya que la mayoría de las fallas se presentan en ellas y en consecuencia su desarrollo ha sido rápido. Una falla en una línea aérea entraña menores desperfectos y costos de reparación que una falla en cualquier otra parte del sistema, en cambio, como es la de mayor frecuencia se producen efectos negativos originados por los cortes en el servicio. Por otra parte una gran número de estas fallas son transitorias, desaparecen cuando la línea se desenergiza al abrir los interruptores en todos los terminales de la línea, lo que permite un rápido restablecimiento del servicio efectuando el reenganche en los interruptores.

Desde luego esto no es aplicable a cables subterráneos aislados, debido a que si existe una falla dieléctrica en los aislamientos, está por lo general es de carácter permanente, mientras que una línea de transmisión aérea las características dieléctricas del aire se restablecen y es un medio de aislamiento autorecuperable; tan pronto como la corriente de falla se suspende el arco eléctrico desaparece.

Para el análisis de los reenganches, se debe tener en cuenta los siguientes factores y condiciones [6]:

- La estabilidad del sistema frente a perturbaciones de falla monofásica. El estudio se realiza para fallas monofásicas transitorias ya que para una falla trifásica, por ser de carácter permanente, no tienen sentido los reenganches. El mantenimiento de la estabilidad del sistema y la sincronización en las líneas de transmisión son la base fundamental para que el reenganche funcione, además una vez producida la falla en la línea los flujos de cargas deben converger de manera que el sistema mantenga la estabilidad [11] [13].
- El tiempo máximo disponible para la apertura y cierre del disyuntor sin la pérdida del sincronismo (el tiempo muerto máximo). Este tiempo es función de la configuración del sistema y de la potencia transmitida.
- El tiempo necesario para la deionización del arco. Es el tiempo requerido para que el arco se elimine por completo cuando el disyuntor vuelva a cerrarse. No debe realizarse un cierre antes de que se desionice el arco ya que las condiciones de estabilidad del sistema tienden a caer más de los límites establecidos. Este tiempo se establece superior a 300 ms.
- Los límites de tensión y frecuencia para condiciones normales.
- Características de las protecciones eléctricas. El reenganche solo se da en las primeras zonas y primeros escalones en la protección.
- Características y limitaciones de los disyuntores. Esta corresponde a la manera de operar el disyuntor, los tiempos de apertura y los mecanismos de operación.
- Elección del tiempo de reposición. En estado dinámico el sistema eléctrico se debe proyectar de tal forma que en la operación se garanticen los siguientes aspectos:
 - ✓ En las barras principales del sistema de transmisión la tensión transitoria no debe estar por debajo de 0.8 (p.u.) durante más de 500 ms.
 - ✓ Una vez despejada la falla y separado el circuito o los circuitos del sistema, según el caso, la tensión no debe permanecer por debajo de 0.8 (p.u.), por más de 700 ms, y debe tenerse en cuenta en el proceso de simulación de estabilidad dinámica.
 - ✓ En las máquinas los ángulos del rotor deben oscilar de forma coherente y amortiguada con respecto a una referencia. En el caso de resultar redes aisladas después de un evento, en cada red se escogerá una referencia, que generalmente es la planta de mayor capacidad.

- ✓ Para la simulación de contingencias se permitirán sobrecargas en líneas de 230 kV o 138 kV hasta del 10%, cuando se alcance el nuevo punto de equilibrio del sistema. Una sobrecarga en líneas del 10% debe ser eliminada en el siguiente periodo de generación mediante un nuevo despacho económico en el nuevo estado de flujo de carga.
- ✓ Después de la contingencia en el nuevo punto de equilibrio, las tensiones en las barras de 220 kV y 110 kV no deben ser inferiores a 0.9 p.u.
- ✓ Los modelos de la demanda en las simulaciones de estabilidad dinámica y transitoria deben ser lo más cercano a la realidad, con dependencia de la tensión y de la frecuencia. En aquellas barras donde no se tenga información del comportamiento de la demanda para condiciones de estabilidad se modelará con parámetros típicos.
- ✓ Durante el proceso oscilatorio y en el nuevo punto de equilibrio la frecuencia del sistema no debe ser inferior a 57.5 Hz ni superior a 63 Hz. Para frecuencias inferiores a 59.5 Hz se debe implementar un esquema de descarga automática ya sea por frecuencia o por derivada de la frecuencia.
- ✓ La tensión máxima permitida en el extremo abierto de las líneas (Efecto Ferranti) será del 1.15 p.u. [14].

Por lo general toda falla de línea de transmisión comienza por una fase, estableciéndose un arco eléctrico que en su evolución en el tiempo puede involucrar a la fase más cercana, convirtiendo la falla en bifásica. Con la sensibilidad adecuada y la selectividad correcta, muchas de estas averías se pueden resolver con la apertura monopolar de los disyuntores.

Analizando los historiales de fallas en líneas de transmisión, se observa que el 95% de estas fallas son de naturaleza transitoria [11], [15], [16], [17] por lo cual se puede considerar que el 90% de las líneas pueden ser restablecidas y puestas en servicio automáticamente. Son menos frecuentes las fallas causadas por daños mecánicos de las líneas y son por lo general problemas de mantenimiento.

En las estadísticas en líneas de tensiones de 110 a 400 kV [11], [18], se puede observar que el 85 al 95% de las fallas ocurridas involucra sólo una fase. 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 (tiempo muerto del recierre). En la actualidad, esta aplicación es altamente utilizada en

líneas de enlace entre diferentes sectores del SEP, en líneas de enlace entre centros de generación y también en líneas que alimentan cargas radiales con o sin generación local.

1.3 Importancia de los reenganches

Un sistema eléctrico de potencia en su operación debe tener criterios de seguridad, confiabilidad y economía, por esta razón los reenganches deben asegurar el suministro confiable de energía, sin generar conflictos en los equipos y aún peor desestabilizar el sistema. Las razones para implementar los reenganches automáticos tanto en transmisión como en distribución son las siguientes [5] [19]:

- Su gran importancia radica en garantizar al cliente la continuidad de servicio.
- Mantiene la estabilidad del sistema.
- Restauración del sistema cuando se tiene cargas críticas.
- Alto índice de confiabilidad del sistema.
- Recuperación del sistema a sus condiciones normales de operación.
- Eliminación de las fallas por completo, gracias al reenganche con tiempo de retraso.
- Restauración del servicio en interconexiones.
- Habilitación de subestaciones que no pueden ser atendidas todo el tiempo.
- Reducción de la duración de la falla, que puede aumentar la vida útil de los equipos.
- Reducción de los efectos a causa de fallas permanentes.

1.4 Fundamentos de los reenganches

La puesta en práctica de un reenganche automático requiere la evaluación de muchos factores. Estos factores pueden variar dependiendo de la configuración de los componentes del sistema. Los siguientes factores son fundamentales [6], [19]:

1. Los beneficios y los posibles problemas relacionados con el reenganche.
2. La elección del tiempo muerto.
3. La elección del tiempo de recierre.
4. La decisión de usar uno o múltiples intentos de recierres.

Estos factores deben ser pesados para enfrentar cualquier tipo de problemas que pueda aparecer al aplicar un reenganche automático.

La selección de los tiempos muertos del interruptor y de reposición del relé de reenganche, son de vital importancia en la aplicación de los esquemas de reenganche automático. La elección de un reenganche automático rápido o lento tiene que ver directamente con el tiempo muerto. Decidir cómo escoger esta aplicación del reenganche es influenciada por el tipo de protección y el interruptor, dependen de la naturaleza del sistema, la estabilidad del sistema [20], [21] y el efecto en varias cargas consumidas.

1.5 Definiciones fundamentales [5], [6], [9], [20]

Una operación típica en un recierre automático es donde el disyuntor realiza el intento de cerrar el circuito luego del disparo que se produce una vez eliminada toda la falla. El reenganche puede ser:

- Un reenganche exitoso, falla es transitoria.
- Un cierre no exitoso en el que perdura la falla.
- Un reenganche fuera de sincronismo.

Para comprender mejor los términos que se emplean, se emplean las definiciones:

Tiempo de Recierre. Se define como el tiempo que toma el disyuntor para abrir y cerrar la línea, tiempo medido entre el instante en que el relé energiza el circuito de disparo hasta el instante en que los contactos del disyuntor cierran de nuevo la línea.

Tiempo Muerto. Es el tiempo entre la extinción del arco y el restablecimiento de la corriente en los contactos de todos los polos durante la operación del recierre, el tiempo muerto de la falla es el intervalo durante el cual línea fallada es desenergizada. Valores típicos están entre 0,3 a 15 s [20].

Tiempo del arco. Es el intervalo de tiempo entre el instante de inicio del arco y el instante de extinción del arco en todos los polos.

Tiempo de Apertura. Es el intervalo de tiempo comprendido entre la energización de la bobina de disparo y la separación de los contactos del interruptor.

Reenganche Tripolar. Las tres fases actúan simultáneamente en una operación de reenganche.

Ciclo Operativo. La secuencia de operación del relé, el disyuntor y cada uno de los intervalos de tiempos para el estudio de reenganche.

El reenganche en las líneas que se encuentran cercanas a los generadores debe realizarse cuidadosamente de esa manera se evitan transitorios que puedan causar daños en los equipos. La determinación de los tiempos muertos del disyuntor y de la reposición del relé de recierre es muy importante para la aplicación de los esquemas de reenganche automático.

Tiempo de reenganche del disyuntor. El tiempo transcurrido entre la energización de la bobina de disparo del disyuntor y el cierre de los contactos del disyuntor para restablecer el circuito junto con los contactos primarios del disyuntor.

Tiempo de cierre en el disyuntor. Es el intervalo de tiempo entre la iniciación de operación de cierre y el instante cuando la continuidad en los polos metálicos es restablecida.

Tiempo de deionización. Es el tiempo siguiente a la extinción del arco de falla de la línea, necesario para asegurar la dispersión del aire ionizado de manera que cuando se re-energiza la línea no exista el arco.

Retardo de un reenganche automático. Es un tiempo de retardo intencional por lo general amplio de manera que se elimine todo el arco eléctrico.

Tiempo de operación (disyuntor). El tiempo de la energización de las bobinas de disparo hasta que se extingue el arco.

Tiempo de operación (protección). Es el tiempo desde el inicio de la falla hasta el cierre de los contactos de disparo del interruptor.

Tiempo de reposición. Es el tiempo requerido después de uno o más operaciones de conteo para regresar a la posición inicial.

Tiempo de disturbio en el sistema. Es el tiempo entre el inicio de la falla y cierre exitoso de los contactos del interruptor.

Reenganche Monopolar. Actúa solo una fase en una operación de reenganche.

En la figura del anexo 1.1 se muestra un gráfico de la secuencia de eventos de operación de un reenganche sencillo para las dos condiciones, reenganche exitoso (falla transitoria) y no exitoso (falla permanente)[8], [9].

1.6 Reenganche tripolar y monopolar

El reenganche automático tripolar es aquel en el cual los disyuntores cierran simultáneamente los tres polos de sus respectivas fases de la línea de transmisión,

después de la apertura de línea por el disparo del interruptor, independientemente del tipo u origen de la falla, luego de un tiempo determinado [5], [20].

Cuando se tiene una sola línea de transmisión que une dos sistemas de generación, al producirse una falla, las tres fases actúan en el proceso de apertura y cierre del disyuntor, donde los generadores de cada grupo empiezan a apartarse, en cuanto a fase, uno con respecto al otro, en vista de que 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 recierre podría encontrarse fuera de sincronismo con el sistema [6].

Por otro lado, reenganche monopolar, es aquel en donde se abre y se cierra solo la fase en donde se presenta una falla monofásica, teniendo en cuenta que la mayor cantidad de fallas que se dan en un sistema eléctrico son las fallas 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.

Cuando se presentan fallas en diferentes fases, trifásicas o bifásicas, se abren las tres fases, se intenta el reenganche con chequeo de sincronismo en uno de los extremos de la línea. En el caso de las fallas monofásicas a tierra, que son más numerosas, la potencia puede transferirse por las fases sanas. En el caso de reenganches monopolares, cada fase tiene que estar provista de su propio mecanismo de disparo, selección, detección de fase fallada y reenganche de la misma. Detectar y seleccionar la fase que falla. En consecuencia el implementar un sistema de disparo reenganche monopolar resulta más costoso y más complejo que el reenganche tripolar, pero sus ventajas en lo que tiene que ver a estabilidad son notorias [15], [21], [22].

Durante el tiempo que la línea queda desconectada en el lugar de descarga, existe una zona de gas altamente ionizado que va disminuyendo hasta desaparecer, si se aplica tensión antes de que desaparezca la nube gaseosa el recierre será no exitoso ya que la nube se convierte en un canal de descarga.

Por ese motivo el tiempo muerto de reenganche tendrá que tener en cuenta la característica del tiempo de extinción de arco, dicho tiempo para la apertura trifásica se debe a los siguientes factores:

- Condiciones climáticas (viento y temperatura).

- Configuración del lugar de descarga.
- Tensión de restablecimiento, módulo y velocidad de crecimiento.

Un estudio en las líneas de alta tensión en Estados Unidos, donde se utiliza la mayor parte reenganches tripolares, recomienda que el tiempo muerto empleado es del orden de **400 ms**, el cual garantiza que la desionización del arco se encuentre completamente extinguida.

Entre los factores que afectan la selección del tiempo muerto están: la estabilidad del sistema y el sincronismo, el tipo de carga, las características del interruptor, el tiempo de desionización del arco y el tiempo de reposición de la protección

En la práctica la aplicación del reenganche tripolar se realiza sin restricciones salvo aquellas condiciones inherentes a problemas de estabilidad, Estudios que utilizan reenganches ultrarrápidos [23] han llegado a demostrar que de implementarse muy próximos a fuentes de generación de energía, producen esfuerzos en los ejes de grandes generadores de turbinas de vapor, estos esfuerzos producidos son vibraciones torsionales que fatigan los ejes del conjunto del generador-turbina.

El deterioro que se produce es de tipo acumulativo, por lo que superado el límite de la vida útil de la máquina, pueden ocasionar daños irreparables. No es recomendable realizar reenganches ultrarrápidos en las cercanías de las centrales con grandes generadores de turbinas de vapor.

La mayoría de las fallas pueden ser eliminadas cuando se utilizan correctamente los disparos de las protecciones y los reenganches. La desconexión de las líneas debe ser en un tiempo suficientemente largo de manera que se extinga el arco, luego automáticamente reenganchar la línea para restituir el servicio.

Por lo tanto, un reenganche automático puede reducir el tiempo de falta de servicio significativamente y proveer un nivel más alto en la continuidad del servicio para el cliente. Para las fallas que son permanentes realizar un reenganche automático cuando la falla no ha sido eliminada completamente, puede causar efectos en la estabilidad del sistema, y muy particularmente en la red de transmisión. Los análisis que se realiza en los simuladores ayudan mucho para determinar cuando y donde usar un reenganche principalmente en las líneas de transmisión.

La ocurrencia de una falla en algún punto del sistema produce la actuación inmediata del sistema de protecciones. Esto genera la salida de servicio de uno o más elementos del sistema eléctrico de potencia comprometidos por la falla. La consecuencia directa de

esta acción cuyo objetivo es proteger al equipamiento de las elevadas corrientes de falla, produce como efecto colateral por ejemplo, la reducción de la capacidad de transmisión y la confiabilidad del sistema, lo cual significa una afectación directa a los restantes miembros del sistema eléctrico, como son: los generadores, líneas de transmisión, distribución y grandes consumidores.

A la primera zona de operación de las protecciones de líneas le corresponde el 85 o el 90% de la impedancia de la línea y su operación es instantánea. El margen de seguridad que resulta, 15 ó 10% respectivamente lo cual asegura que no hay ningún riesgo de sobrealcance debido a la componente aperiódica de la corriente de cortocircuito o también debido a los errores en los transformadores de corriente y potencial así como a las inexactitudes en los datos de impedancia de la línea que debieron preverse para o por futuros errores de ajuste y medida de los relés. A la segunda zona de operación, el 100 % de la impedancia de la línea y el 20% de la línea adyacente, su tiempo de operación es del orden de 200 a 800 ms. Según el caso y del SEP que se trate. Por último a la tercera zona de protección le corresponde el 100% de la línea a proteger más el 100% de la línea adyacente y su tiempo de operación es superior 800 ms a 3500 ms, lo cual está acorde al sistema eléctrico en cuestión y la tecnología de relés de protecciones que tenga en explotación [2], [24].

Como gran parte de las fallas que se producen no son permanentes, sino por el contrario son fugaces o transitorias. Entonces la estabilidad transitoria del sistema y la continuidad del servicio puede ser mejorada utilizando el reenganche automático, el cual es un proceso de reconexión automática de alta velocidad de un circuito de transmisión, que ha sido previamente desconectado por las protecciones debido a una falla transitoria y tiene por objeto mantener la estabilidad y evitar la apertura del sistema o el colapso del sistema.

Por el contrario, cuando se presenta una falla permanente, como por ejemplo un conductor en mal estado o roto, puentes abiertos, el reenganche no tiene efecto alguno, porque será no exitoso, dando como resultado nuevamente la apertura total de la línea. Posterior a la desconexión de la línea de transmisión debido a una falla, la actuación de los interruptores, en ambos extremos de la línea y para una operación de reconexión, puede ser tripolar o unipolar según el caso. La principal diferencia entre un recierre tripolar y un recierre unipolar está dada básicamente en la determinación del tiempo

muerto, chequeo de sincronismo y una discriminación de la fase fallada, siendo esta última, necesaria y exclusiva de los recierres unipolares.

Entonces, para un reenganche tripolar en un sistema de transmisión el tiempo muerto utilizado es de 300 a 500 ms, en cambio para un reenganche unipolar se utiliza un tiempo muerto de 500 a 1200 ms aproximadamente. Además, un reenganche tripolar se realiza sobre todo después de un chequeo de sincronismo, donde las tensiones en ambos lados del interruptor se comprueban que no tengan una diferencia superior a 0.85 p.u. Verificando, que estos no tengan diferencias de frecuencias superiores a 0.4 Hz. Como máximo, y que las fases de ambos lados del sistema no excedan los 35° como máximo, en el momento del cierre, lo que es contrario a la utilización de un reenganche unipolar, en el cual se tienen mejores condiciones de estabilidad, tanto de tensión como de frecuencia, entre las dos partes del sistema.

Sin embargo, en las operaciones unipolares, el acoplamiento capacitivo entre conductores puede influir en un mayor tiempo de extinción de la falla (que queda alimentada a través de las capacitancias de las otras fases), se debe entonces tratar de anular esta corriente, lo que se hace utilizando la maniobra tripolar, o a través de reactores de compensación de la línea con un reactor supresor de arco entre el neutro de los reactores y tierra (método utilizado en tensiones elevadas).

Cuando se aplica el reenganche automático en una línea de transmisión, es muy importante que la desionización del arco eléctrico se elimine por completo de manera que cuando se energice nuevamente la línea fallada el arco no debe estar presente. El tiempo de deionización depende principalmente de:

- El espaciado entre los conductores.
- La magnitud de la corriente de falla.
- Las condiciones ambientales, y
- La tensión presente en el circuito.

Cuando no se realiza el reenganche, la minimización del tiempo post avería está íntimamente relacionado con el conocimiento de las causas que originaron la falla y el estado post falla del sistema de transmisión. La provisión de esta información es llevada a cabo por los especialistas en protecciones, quienes analizan las operaciones y actuaciones de los equipos automáticos y emiten un diagnóstico para que los encargados de la operación del sistema puedan reponer el servicio en el menor tiempo posible.

Debido a que las fallas transitorias son por lo general de origen atmosférico desaparecen después de un tiempo (extinción del arco). En estudios de estabilidad transitoria la evaluación del tiempo crítico de despeje de la avería desempeña un protagonismo importante en la valoración de la estabilidad, ya que mejora la confiabilidad del sistema (basado en la reducción del tiempo de desconexión de una línea con falla, por consiguiente disminuye el tiempo de indisponibilidad de la línea). Si el despeje de una falla transitoria ocurre en un tiempo muy corto, las oscilaciones transitorias pueden ser controladas y el sistema permanecerá estable, cumpliendo con criterios de seguridad, calidad y economía.

Los estudios de estabilidad que evalúan el impacto de disturbios en el comportamiento dinámico y electromecánico de los sistemas de potencia como es sabido son de dos tipos: transitorio y de estado estable.

La pérdida de estabilidad puede ser causada por una grave generación desequilibrada, (por ejemplo: generación excesiva debido a la pérdida de la carga), en la figura 1.1 se puede apreciar claramente como aumenta el ángulo del rotor de las máquinas. Cuando la diferencia de ángulos entre las máquinas no cambia significativamente la sincronización se mantiene y las máquinas regresan a un nuevo ángulo de equilibrio (curva a), mientras que si la diferencia entre los ángulos se distancia cada vez más, la estabilidad se puede llegar a perder (curva b).

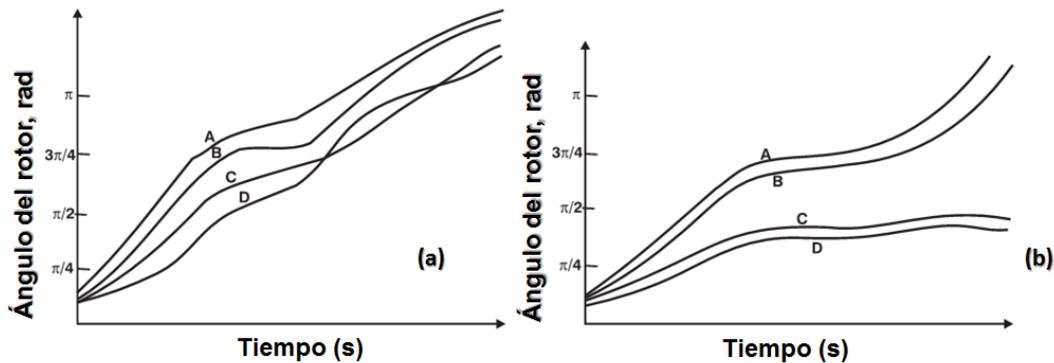


Figura 1.1. Respuesta de un sistema de cuatro máquinas durante un transitorio

Los generadores de la figura 1.1 se encuentran en diferentes lugares del sistema lo cual se puede apreciar por las diferencias de ángulos con que se inician las curvas en el eje del ángulo de los rotores. Cada uno tiene diferentes estados de carga al inicio del

evento que provocó la pérdida de la carga para los cuatros generadores representados. Para el caso de este estudio los generadores son de iguales capacidades con iguales estados de carga y tienen el comportamiento mostrado por simulación del PSX en las figuras del anexo 1.4.

El problema de estabilidad está relacionado con el comportamiento de las máquinas sincrónicas después de ocurrir una falla, si la perturbación no involucra cambios en la red, las máquinas deben regresar a la posición original. Si el desequilibrio entre el suministro y la demanda es creada por un cambio en la carga, en la generación o en la red es necesario un nuevo estado de operación, en todo caso si el sistema es estable todas las máquinas conectadas deben mantenerse en sincronismo (operar en paralelo y a la misma velocidad).

1.7 Reenganche a alta velocidad

A partir de un sistema con generación en los dos extremos enlazados por una línea doble y utilizando las curvas de transferencia de potencia que se muestran en la figura 1.2 que se utilizan para analizar estabilidad transitoria por el criterio de igual área, como es semejante al caso de este trabajo donde existe una sola línea y donde el sistema se divide, se verá la utilidad del reenganche a *alta velocidad*, en casos en los que en el sistema exista un considerable *tiempo límite* de estabilidad transitoria [19].

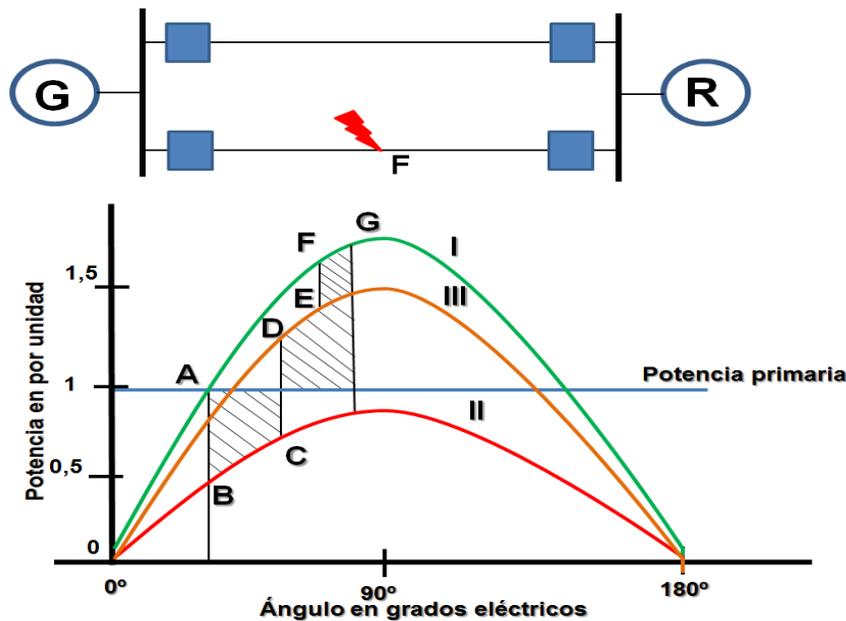


Figura 1.2. Reenganche a alta velocidad en línea doble.

Se iniciará desde el punto de funcionamiento estable A. Al producirse la falta F se reduce la capacidad de transferencia de potencia al punto B y el ángulo δ crece a lo largo de la curva II hasta alcanzar el punto C. En este punto se produce el disparo simultáneo de los interruptores de los extremos de la línea en falta, permitiendo que la potencia transferida se recupere parcialmente hasta el punto D de la curva III. De la figura se deduce que si no sucede ningún evento posterior, el área rayada por debajo de la curva III y la recta horizontal es inferior al área previamente acumulada entre esa misma recta horizontal y la curva II, siendo el origen de una inestabilidad transitoria (área de frenaje menor que la de aceleración). Si se considera que en el tiempo que transcurre para alcanzar el punto E se ha abierto la línea en falta, durante un período de tiempo suficiente para que se haya desionizado el arco producido al despejar la falta y se haya realizado un reenganche con éxito. En este momento el punto de operación del sistema es el F y cuando δ haya avanzado algunos grados, por ejemplo, hasta el punto G de la curva I, el sistema pasará a su operación estable en el punto inicial A.

Con el reenganche no solamente se ha conseguido aumentar con rapidez el límite de la estabilidad transitoria, sino que se ha restablecido con celeridad el sistema en su punto de operación inicial, sin esperar a la actuación manual de un operador.

Si se considera un reenganche a alta velocidad como una función diseñada para aumentar el tiempo límite de la estabilidad transitoria de un sistema, es necesario tener presente que si el reenganche de la línea se realiza sobre una falta permanente, existe el riesgo de todo lo contrario. En cambio, si el reenganche es necesario para mantener la estabilidad, es decir, si el sistema es inestable en el caso de que no se produzca el reenganche, el correr el riesgo de que sea sobre una falta permanente puede resultar incluso positivo.

Los cortocircuitos pueden ser transitorios o permanentes y mientras que reenganchar sobre una falta permanente no es posible, puede tener éxito sobre una falta fugitiva conservando la estabilidad.

Un tiempo muerto de 20 ciclos (400 ms en 50 Hz) se considera aceptable para tensiones hasta de 380 kV. En el caso del sistema en Cuba es de 30 ciclos (500 ms).

Es posible por lo tanto afirmar en general que un reenganche de alta velocidad es muy útil para evitar perturbaciones que puedan seguir a un régimen de funcionamiento estable. Esto puede suceder si la línea en falta por su gran capacidad de transferencia de potencia, es un enlace crítico para el sistema y su separación, ser causa de

sobrecargas para las otras partes del sistema. En muchas ocasiones, la pérdida de sincronismo de una central con varios generadores, puede ser un suceso menos severo que la separación de un enlace importante del sistema, por no practicar el reenganche [14] [25].

1.8 Aplicación del reenganche

La continuidad del servicio en las líneas de transmisión, el aumento del límite de potencia transmitida y el mantenimiento de la estabilidad del sistema aplicando el reenganche depende de [5]:

- **Tiempo de deionización**, es muy importante para evitar el reencendido del arco al momento de reenganche de los disyuntores, de manera que para mantener la estabilidad del sistema y lograr un recierre exitoso el tiempo de desionización tiene un tiempo mediano no instantáneo ya que puede producir oscilaciones en los generadores a vapor.
- **Tiempo máximo del reenganche**, este tiempo se analiza en base a la estabilidad que el sistema mantiene, ya que es muy importante analizar los tiempos de apertura del disyuntor además el tiempo que el relé emplea frente a una falla.

Existen varios criterios sobre los tiempos de deionización del arco y el tiempo máximo de reenganche, mientras más rápido sea el tiempo de reenganche, mayor potencia puede ser transmitida sin pérdidas de sincronismo pero la posibilidad de un reencendido del arco de falta es mayor como sucede en la vida práctica.

Cuando se produce un reenganche no exitoso es muy perjudicial para la estabilidad, es mejor que no se aplique reenganche, por esta razón es prudente mantener la línea desenergizada por un tiempo no menor al necesario para asegurar que la posibilidad de reencendido del arco sea pequeña.

1.9 Factores que intervienen en un reenganche

Los factores que intervienen en un reenganche deben tener en cuenta:

1. El tiempo máximo disponible para la apertura y cerrado del disyuntor sin la pérdida del sincronismo (el tiempo muerto máximo), este tiempo es en función de la configuración del sistema y la potencia transmitida.
2. El tiempo requerido para la desionización del arco, con el propósito de que el arco se elimine por completo cuando el disyuntor es reenganchado. Puede ser calculado

por medio de la expresión 1.1 desarrollada a partir de pruebas de laboratorios y experiencias obtenida de varios estudios [5], [16].

$$t = 10,5 + \frac{V_L}{34,5} \text{ (Ciclos)} \quad (1.1)$$

Donde V_L es la tensión de línea en kV.

El tiempo de des ionización del arco depende de una serie de factores tales como: la tensión del circuito, la separación de los conductores, longitud del entrehierro, la corriente de falta, duración de la falta y velocidad del viento, etc.

De todos estos factores mencionados la tensión de línea es el más importante, cuya influencia en el tiempo de desionización de arco es determinante. En la tabla 1.2.1, anexo 1.2 se muestran tiempos típicos de arco primario según el nivel de tensión del sistema.

3. Características de las protecciones eléctricas.
4. Características y limitaciones de los disyuntores.
5. Elección del tiempo de reposición.
6. Número de intentos para el reenganche.

1.10 Ventajas y desventajas de la aplicación del disparo y reenganche monopolar

Los beneficios de disparo monopolar se pueden resumir en [7], [25]: mejoramiento de la estabilidad transitoria (durante el tiempo muerto buena parte de la potencia de prefalta se sigue transfiriendo por las fases “sanas” de la línea [26]), mejoramiento en la disponibilidad y seguridad del sistema especialmente donde los generadores están conectados a centros de carga a través de una o dos líneas de transmisión, reducción de las sobretensiones y reducción de las oscilaciones de momento de las grandes unidades térmicas [21].

Tanto la apertura ante averías, como el reenganche de una línea de transmisión de manera monopolar, requieren un manejo de la situación en los cuales es necesario tomar en cuenta aspectos que no son necesarios en el caso de la apertura y el reenganche trifásico.

- a) **Costo y esquemas más complejos.** Se requieren esquemas de protección que seleccionen la fase fallada y que contengan salidas de disparo por fase, los reenganches necesitan algunas compuertas que lo bloqueen en casos de faltas

evolutivas. El costo de los relés utilizados se incrementa en algunas ocasiones en un 20% comparada con los esquemas de reenganche convencional.

- b) **Interruptores de potencia.** Es esencial contar con un interruptor en cada extremo de la línea protegida y debe tener capacidad de disparar.
- c) **Corrientes de secuencia negativa.** 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 maquinas rotativas. Normalmente los tiempos de ajuste de tiempo muerto no rebasan los dos segundos. Así que el calentamiento adicional que se presenta en los generadores no es significativo.
- d) **Corrientes de secuencia cero.** La componente de secuencia cero, puede causar interferencia de líneas telefónicas, de cualquier manera esta componente es mucho mayor cuando se alimenta la falta, las corrientes de secuencia cero disminuyen considerablemente durante el tiempo muerto del reenganche, en la actualidad no se han presentado problemas mayores [11].

Tomando en cuenta según el caso, de las magnitudes que tomen la secuencia negativa, y la secuencia cero, en el tiempo de la apertura monopolar de la línea, que como se ha visto es breve, y haciendo las consideraciones necesarias, puede valorarse, un cambio dinámico de parámetros de ajuste para la protección, en el momento que se efectuó la apertura monopolar.

- e) **Problemas con el tiempo de extinción del arco secundario. [18]** En un reenganche se debe actuar lo más rápido posible para evitar el desfase de los ángulos de los rotores de los generadores. Esto puede traer como consecuencia la presencia del arco secundario o corriente residual que fluye a través de la falta durante el tiempo muerto de reenganche. Una desventaja que cabe mencionar cuando se habla de reenganches monopolares es la existencia de acoplamientos capacitivos entre la fase fallada y las fases sana. Estos acoplamientos permiten la transferencia de energía a la fase abierta en el punto de falla. Este fenómeno mencionado se denomina como arco secundario.

El tiempo necesario para extinguir el arco secundario es determinante para obtener los tiempos muertos que garanticen un reenganche monopolar exitoso. Los tiempos de extinción del arco secundario son estimados mediante simulación, usando la característica de reencendido del canal plasmático. Según los estudios que se han

llevado a cabo, la determinación del tiempo de extinción del arco secundario depende de factores como el nivel de tensión, las variaciones de frecuencia y la geometría del sistema eléctrico de potencia.

En conclusión para que el reenganche monopolar sea exitoso depende en gran medida del tiempo muerto con que se ajustan los relés encargados de realizarlos. Hasta estos momentos el estudio del arco secundario se ha realizado en forma determinística, usando premisas pesimistas para la estimación del tiempo de extinción a través de simulaciones. La tabla 1.2.2 del anexo 1.2 muestra valores típicos de tiempos de extinción del arco secundario.

f) Problemas en los esquemas de protección utilizados para el disparo-reenganche monopolar [5]

✓ **Selección de Fases.**

Uno de los compromisos más importantes de esta protección es la selección correcta de la fase fallada. Normalmente estos problemas se presentan para la zona 3 que emplean características tipo mho y con desfasaje, o en relés de impedancia con alcance bastante amplio para proveer un respaldo adecuado para fallas remotas, de esta manera, fue necesario bajar el alcance de la zona 3 a no más del 150% de la línea protegida. En ciertas aplicaciones de líneas radiales, donde el extremo receptor tiene una fuente de corriente de secuencia cero limitadas, se ha mejorado la selección de fases utilizando relés de tensión monitoreados con corriente residual, esta aplicación ha sido exitosa para terminales con aportación débil.

✓ **Relés de sobrecorriente de respaldo.**

Durante el tiempo muerto, en el cual la línea de transmisión está operando con una fase abierta, existe circulación de corriente de secuencia cero en el sistema, y en la línea afectada, los relés de respaldo localizados en los puntos de detección de corriente de secuencia cero operarán incorrectamente, cuando el tiempo ajustado de tiempo muerto excede al tiempo de operación de la característica tiempo-corriente de los relés de sobrecorriente, normalmente se considera que en las condiciones de tiempo muerto puede circular por el circuito residual equivalente a tres veces la corriente de carga, por lo tanto, debe tenerse cuidado para evitar este tipo de operaciones incorrectas.

✓ **Fallas con alta resistencia.**

Estas pueden ocurrir por varios motivos, tales como: fallas causadas por incendios, ramas de árbol pegándose a la línea, viento excesivo que provocan soplado del arco, durante la presencia de la falla a tierra, etc. Como es conocido, la resistencia de arco origina problemas a las unidades de medición de fase a tierra. Estos problemas pueden ser disminuidos utilizando por ejemplo, relés con características cuadrilaterales.

✓ **Protección de discrepancia de polos.**

Los interruptores con mecanismos independientes por fase, normalmente tienen una protección de discrepancia de polos. Esto permite el disparo de los tres polos, si existe discrepancia entre los polos por un determinado tiempo. Por lo tanto, es importante considerar que el ajuste de tiempo de la protección de discrepancia de polos, exceda al ajuste de tiempo muerto definido para el recierre.

1.11. Impacto de los reenganches en generadores

Existen numerosas condiciones del sistema que pueden causar corrientes trifásicas desbalanceadas en un generador. Estas condiciones del sistema producen componentes de corriente de secuencia de fase negativa la cual induce una corriente de doble frecuencia en la superficie del rotor. Una de ellas es cuando ocurren aperturas monopoles en las líneas de transmisión. Estas corrientes en el rotor pueden causar altas y dañinas temperaturas en muy corto tiempo, además de un elevado torque y esfuerzo en sus bobinas [9], [23].

Es práctica común proporcionar al generador protección para condiciones de desbalance externo que podrían dañar a la máquina. Esta protección consiste de un relé de sobrecorriente de tiempo el cual responde a la corriente de secuencia negativa. Dos tipos de relés están disponibles para esta protección: Un relé de sobrecorriente de tiempo electromecánico con una característica extremadamente inversa y un relé estático o digital con una característica de sobrecorriente de tiempo, la cual se iguala con las capacidades de corriente de secuencia negativa del generador.

El relé de secuencia negativa se usa para proteger a los generadores del calentamiento excesivo en el rotor resultante de las corrientes desbalanceadas en el estator. De acuerdo a la representación de las componentes simétricas de las condiciones del sistema desbalanceado, las corrientes en el estator del generador pueden ser

descompuestas en componentes de secuencia positiva, negativa y cero. La componente de secuencia negativa de las corrientes desbalanceadas induce una corriente superficial de doble frecuencia en el rotor que fluye a través de los anillos de retención, las ranuras de las cuñas, y en menor grado en el devanado de campo. Estas corrientes en el rotor pueden causar temperaturas altamente dañinas en corto tiempo. Existe un número de fuentes de corrientes trifásicas desbalanceadas a un generador. Las causas más comunes son las asimetrías del sistema (transformadores elevadores monofásicos con impedancias diferentes o líneas de transmisión no transpuestas), cargas desbalanceadas, faltas desbalanceadas en el sistema, y circuitos abiertos. La mayor fuente de corriente de secuencia negativa es la falta de fase a fase en el generador. Note que en generadores con transformadores elevadores conectados en delta-estrella, una falta fase a tierra en el sistema sobre el lado de la estrella en alta tensión es vista por el generador como una falta fase-fase. La falta fase a tierra del generador no hace circular tanta corriente de secuencia negativa para las mismas condiciones como la falla fase-fase. La condición de conductor abierto o aperturas monopoles de líneas, produce bajos niveles de corriente de secuencia negativa relativa a los niveles producidos por las faltas fase-fase o fase a tierra próximas a los generadores. Si la condición de conductor abierto no es detectada representa una seria amenaza al generador puesto que la corriente de secuencia negativa producirá un calentamiento excesivo del rotor, aún a niveles bajos de la corriente de carga.

1.12 Daño al generador por secuencia negativa

Para condiciones de sistema balanceado con flujo de corriente de secuencia positiva únicamente, un flujo en el aire gira en la misma dirección y en sincronismo con el devanado de campo sobre el rotor. Durante condiciones desbalanceadas, se produce la corriente de secuencia negativa. La corriente de secuencia negativa gira en la dirección opuesta a la del rotor. El flujo producido por esta corriente visto por el rotor tiene una frecuencia de dos veces la velocidad sincrónica como resultado de la rotación inversa combinada con la rotación positiva del rotor [2], [8], [16], [24], [27].

El efecto piel de la corriente de doble frecuencia en el rotor causa esfuerzos en los elementos superficiales del rotor. Las corrientes de doble frecuencia son concentradas en la superficie de la cara del polo y los dientes. Las ranuras del rotor y las pistas metálicas debajo de las ranuras, las cuales son localizadas cerca de la superficie del

rotor, conducen la corriente de alta frecuencia. Esta corriente fluye a lo largo de la superficie hacia los anillos de retención a través del contacto metal a metal a los anillos de retención, al rotor y ranuras. Debido al efecto piel, únicamente una pequeña parte de esta corriente de alta frecuencia fluye en los devanados de campo. En la figura 1.3 se muestra la circulación de corriente por el rotor.

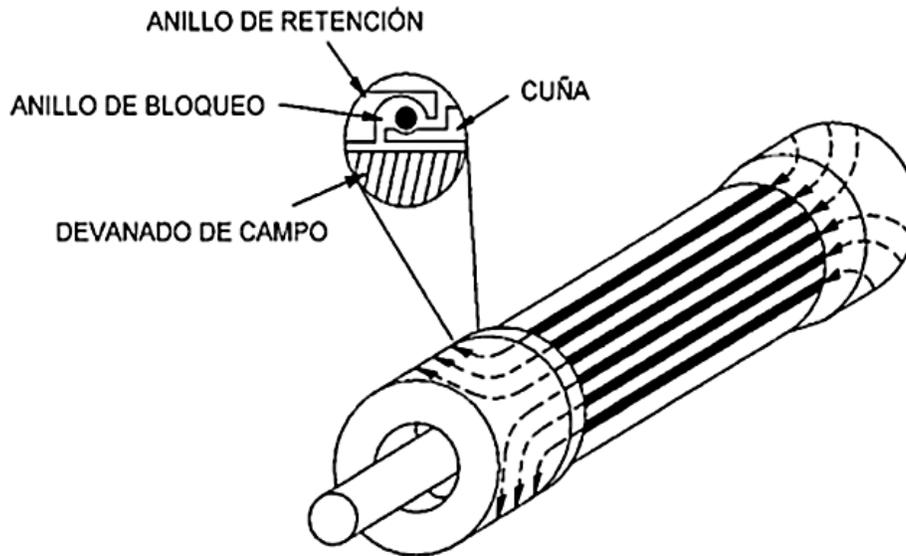


Figura 1.3. Corrientes por la superficie del rotor.

El calentamiento por secuencia negativa más allá de los límites del rotor resulta en dos modos de falta.

Primero: las ranuras son sobrecalentadas al punto donde ellas se recosen lo suficiente para romperse.

Segundo: el calentamiento puede causar que los anillos de retención se expandan y floten libres del cuerpo del rotor lo que resulta en arqueos en los soportes.

En máquinas pequeñas, la falta ocurre primero en los soportes y en máquinas grandes, la ruptura de las ranuras después de que han sido recocidas por sobrecalentamiento ocurre primero. Ambos modos de falta dan como resultado un significativo tiempo fuera del equipo por reparaciones al cuerpo del rotor.

El calentamiento por secuencia negativa en generadores sincrónicos es un proceso bien definido el cual produce límites específicos para operación desbalanceada. Las pérdidas

debido a la corriente de secuencia negativa aparecerán en el rotor de la máquina. La energía de entrada al rotor y la elevación de temperatura del rotor sobre un intervalo de tiempo son cercanamente proporcionales a la corriente de secuencia negativa, I_2 y al intervalo de tiempo t , en segundos.

El siguiente método fue desarrollado basado en el concepto de limitar la temperatura a las componentes del rotor abajo del nivel de daño. El límite está basado en la siguiente ecuación para un generador dado:

$$K = I_2^2 t \quad (1.2)$$

Dónde: K es una constante que depende del diseño y tamaño del generador, t el tiempo en segundos e I_2 es el valor RMS de la corriente de secuencia negativa.

El valor limitador K es determinado colocando sensores de temperatura en el rotor del generador a lo largo de la trayectoria de la corriente de secuencia negativa mientras se suministra corriente negativa al estator. Este monitoreo ha sido usado para determinar el límite de las corrientes de secuencia negativa que el rotor puede soportar. K es proporcionado por el fabricante del generador para cada unidad específica de acuerdo con ANSI C50.13 (los valores de K en la tabla 1.3.1 del anexo 1.3) [8].

1.12.1 Capacidad de secuencia negativa del generador

Un generador deberá ser capaz de soportar sin daño los efectos de una corriente desbalanceada continua correspondiente a una corriente de secuencia de fase negativa (I_2), previendo que los kVA nominales no sean excedidos y la corriente máxima no exceda el 105% de la corriente nominal en cualquier fase (tabla 1.3.2 del anexo 1.3).

Estos valores también expresan la capacidad de corriente de secuencia de fase negativa a capacidades kVA del generador reducido. La capacidad de secuencia negativa de corto tiempo (falta desbalanceada) de un generador es también definida en la ANSI C50.13 la cual se muestra en la figura 1.3.1 del anexo 1.3.

1.13 Características del relé de secuencia negativa

Con las capacidades de desbalance de corriente del generador definida por la corriente de secuencia negativa medida en el estator, un relé de sobrecorriente de tiempo de secuencia negativa puede ser usado para proteger al generador. Estos relés consisten de un circuito de segregación de secuencia negativa alimentado por las componentes de

fase y/o residual, las cuales controlan una función de relé de sobrecorriente de tiempo. Las características de sobrecorriente de tiempo están diseñadas para igualar tan cerca como sea posible las características I_2 del generador.

Dos tipos de relés son ampliamente usados. El relé electromecánico el cual usa una características de tiempo inverso típica y un relé estático o digital que usa una característica la cual se iguala con las curvas de capacidad del generador. La figura 1.4 (a) y (b) muestran las características típicas de los dos tipos de relés [16].

La principal diferencia entre los tipos de relés es su sensibilidad. El relé electromecánico puede ser ajustado para un arranque de alrededor de 0.6 a 0.7 pu de la corriente de plena carga. El relé estático o digital tiene un intervalo de corriente de arranque de 0.3 a 0.2 pu. Un ejemplo, para un generador enfriado directamente de 800 MVA con un factor K de 10, el generador podría manejar 0.6 pu de la corriente de secuencia negativa por aproximadamente 28 s.

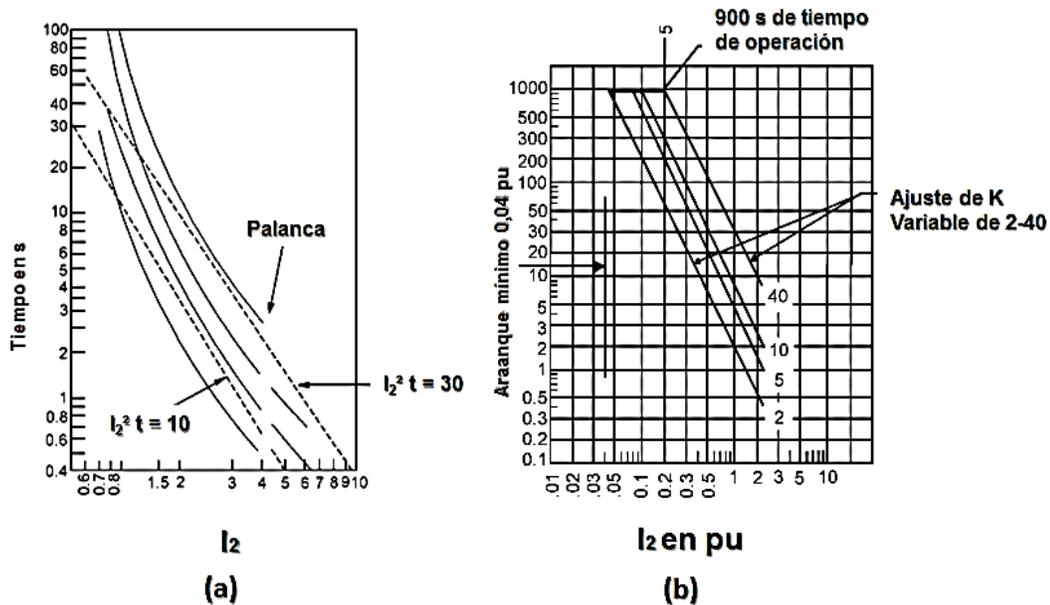


Figura 1.4. Curvas tiempo-corriente típicas para un relé de secuencia negativa (a) electromecánico y (b) digital.

La protección para corrientes de secuencia negativa por debajo de 0.6 pu podría no ser detectada con un relé electromecánico. Dado los bajos valores de secuencia negativa para desbalances de circuito abierto y también bajos valores por faltas liberadas con

mucho tiempo, el relé estático o digital es mucho mejor para cubrir totalmente la capacidad continua del generador.

Puesto que el operador puede en muchos casos reducir la corriente de secuencia negativa causada por condiciones desbalanceadas (reduciendo la carga del generador por ejemplo), es ventajoso proporcionar la indicación de cuando la capacidad continua de la máquina es excedida. Algunos relés pueden estar provistos con unidades de alarma (I_2 con un intervalo de arranque de 0.03 – 0.2 p.u.) y algunos tipos de relés estáticos o digitales proporcionan una medición de I_2 para indicar el nivel de corriente de secuencia negativa.

Se ha demostrado que la protección contra armónicos de secuencia negativa fuentes tales como la saturación de un transformador elevador de unidad (de corrientes geomagnéticas) o cargas no lineales no es proporcionada por relés de secuencia negativa estándar. Se puede requerir protección adicional para proporcionar protección para armónicos de secuencia negativa debido a la dependencia de la frecuencia de los relés de secuencia negativa.

En general, no se proporcionan relés de respaldo para secuencia negativa. Para conductor abierto o protección para desbalance de impedancia, el relé de secuencia negativa es usualmente la única protección. La magnitud de corriente de secuencia negativa originada por las condiciones de conductor abierto y bajas magnitudes de falta combinada con la capacidad de secuencia negativa continua del generador previene a otros relés de falta de proporcionar protección de secuencia negativa total.

Para relés electromecánicos, el arranque mínimo de la unidad de tiempo puede ser a 60% de la corriente nominal. Esto proporciona únicamente protección limitada para condiciones de desbalance serie, tales como una fase abierta cuando el relé electromecánico se usa para constantes de generador (K) menores de 30.

Las unidades de tiempo del relé estático o digital pueden ser ajustadas para proteger generadores con valores de K de 10 o menores. Un ajuste de alarma asociado con estos relés puede proporcionar detección para corriente de secuencia negativa por debajo del 3% de la capacidad de la máquina. Con este tipo de relé, el arranque de disparo puede ser ajustado a la capacidad de secuencia negativa continua del generador operando a plena carga y protección para desbalance total.

Se necesita aplicar protección separada a generadores para proteger al generador contra calentamiento destructivo de corrientes de desbalance de secuencia negativa.

Capítulo 2

Caracterización de la Subestación La Moza y Análisis de la Problemática del Reenganche de la Línea

1.2 Introducción

En el presente capítulo se lleva a cabo un detallado análisis del comportamiento de la red eléctrica de la zona de Santa Clara – La Moza – Hanabanilla.

Para el desempeño de este trabajo y poder ejecutar las simulaciones y cálculos fue necesario implementar el sistema eléctrico de la provincia Villa Clara, en el programa Power System eXplorer (PSX), que aporta una herramienta de cálculo invaluable, lo cual permitió hacer el análisis de todas las situaciones con rigor científico, y esclarecer las diversas situaciones del sistema eléctrico, de manera rápida y confiable.

2.2 Descripción de la subestación La Moza

La subestación La Moza 110/34,5 kV, se encuentra ubicada en la provincia de Villa Clara y limita con la de Cienfuegos (figura 2.1).

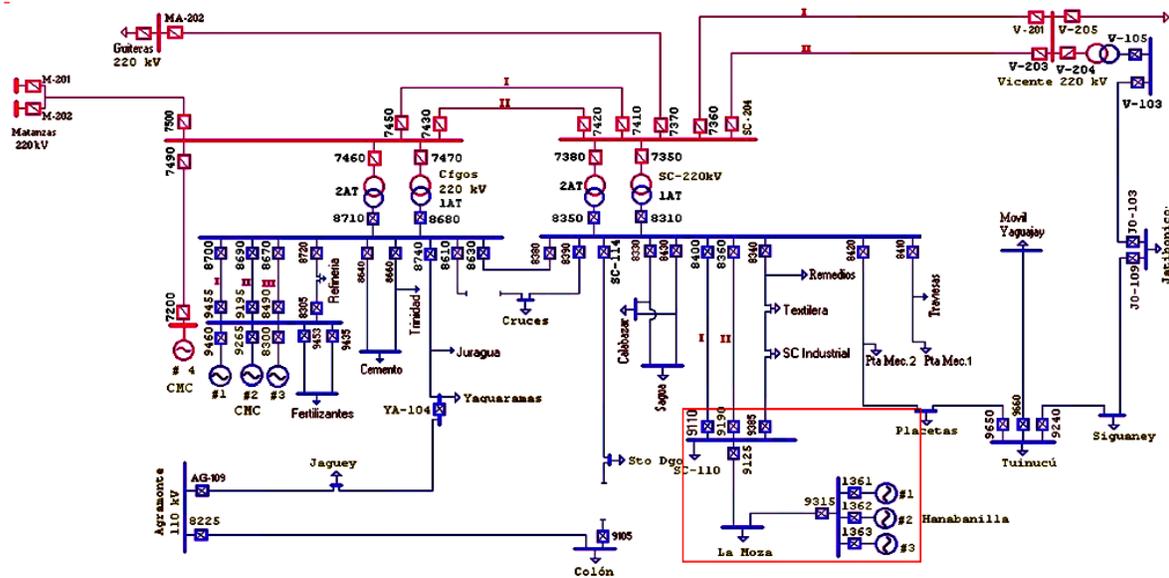


Figura 2.1. Sistema eléctrico de la zona central.

La subestación La Moza es una instalación de importancia Villa Clara brinda servicio a una zona de variada actividad económica y social. [28], Tiene una gran responsabilidad llevando el grueso de la carga que representa el nodo de la misma: Está conecta al

Sistema Eléctrico Nacional (SEN) a través de los interruptores LM 120 y LM130 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 (figura 2.2).

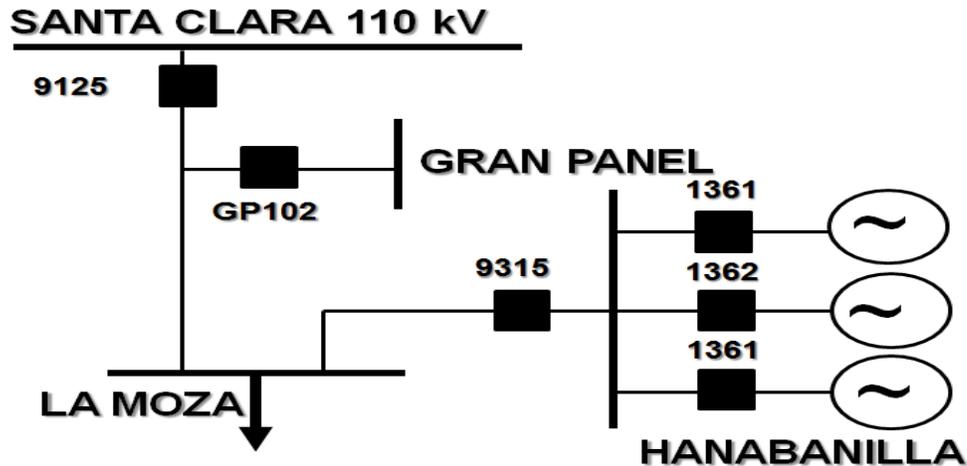


Figura 2.2. Área de la subestación La Moza.

La subestación por el lado de 34,5 kV se caracteriza por un esquema de barra auxiliar y barra principal seccionalizada (figura 2.3) operando con el enlace de barra normalmente abierto. La misma tiene tres alimentadores de salida, el 331, 332 y 333. Consta de dos transformadores de 110/34,5 kV, uno de 12 MVA y el otro de instalación reciente de 25 MVA.

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.

En los inicios del estudio la subestación tenía instalado dos transformadores de tres devanados de origen ruso (estrella aterrada-delta-estrella aterrada) T-1 y T-2 de 12 MVA, 115 / 34,5 kV cada uno. En la actualidad se encuentra instalado un transformador de 25 MVA por sustitución de uno de los de 12 MVA y en el mes de noviembre de este año 2012 será remplazado el otro de 12 MVA restante por un 25 MVA quedando así configurado el aumento de capacidad en subestación La Moza a 50 MVA de capacidad de transformación. Lo anterior traerá como consecuencia el aumento de los niveles de

cortocircuito en la red de 34,5 kV y afectaciones en los ajustes de las protecciones de la transmisión

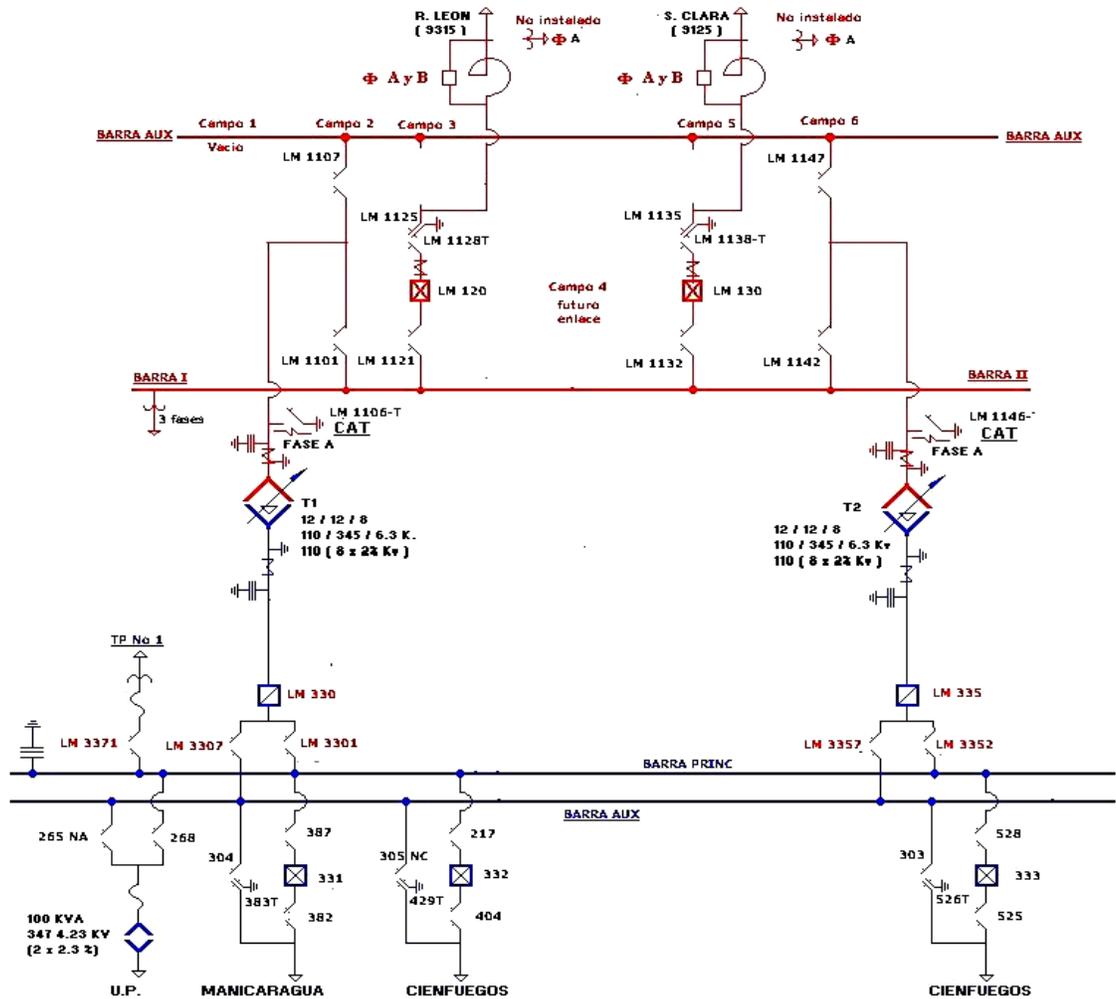


Figura 2.3. Esquema de la subestación La Moza 110 kV.

La red de 34.5 kV asociada a la misma es bastante amplia, se enlaza con Cienfuegos mediante desconectivo (6340). La subestación de La Moza posee interruptores totalizadores por el lado de 34,5 kV, los cuales son el LM330 y LM335 (figura 2.3).

Los diagramas monolineales de los alimentadores se muestran en la figura 2.4. Se puede notar que la misma suministra de manera normal la energía a parte de la provincia de Villa Clara y de Cienfuegos.

En condiciones normales de operación, los alimentadores de 34,5 kV asociados a subestación Moza 110 kV presentan las siguientes configuraciones (figura 2.4):

- Alimentador 331: brinda servicio a La Piedra, Manicaragua, Cerámica Roja y Matagüa
- Alimentador 332: limitado por el desconectivo 6048, brinda servicio al Hoyo, La Campana, Bombeo Barajagua, Bombeo Tablón y Paso Bonito.
- Alimentador 333: limitado por los desconectivos 6048 y 1044, brinda servicio a la fábrica de Quesos, Pasteurizadora y Fábrica de Helados, Empresa el Tablón y Cumanayagua.

Existe solo una condición de emergencia, que es por el 333 al cerrar el desconectivo 1294 en Cumanayagua, alimentando de esa forma uno de los circuitos de Cienfuegos que incluye Bombeo Cemento, Arimao y la Terraza.

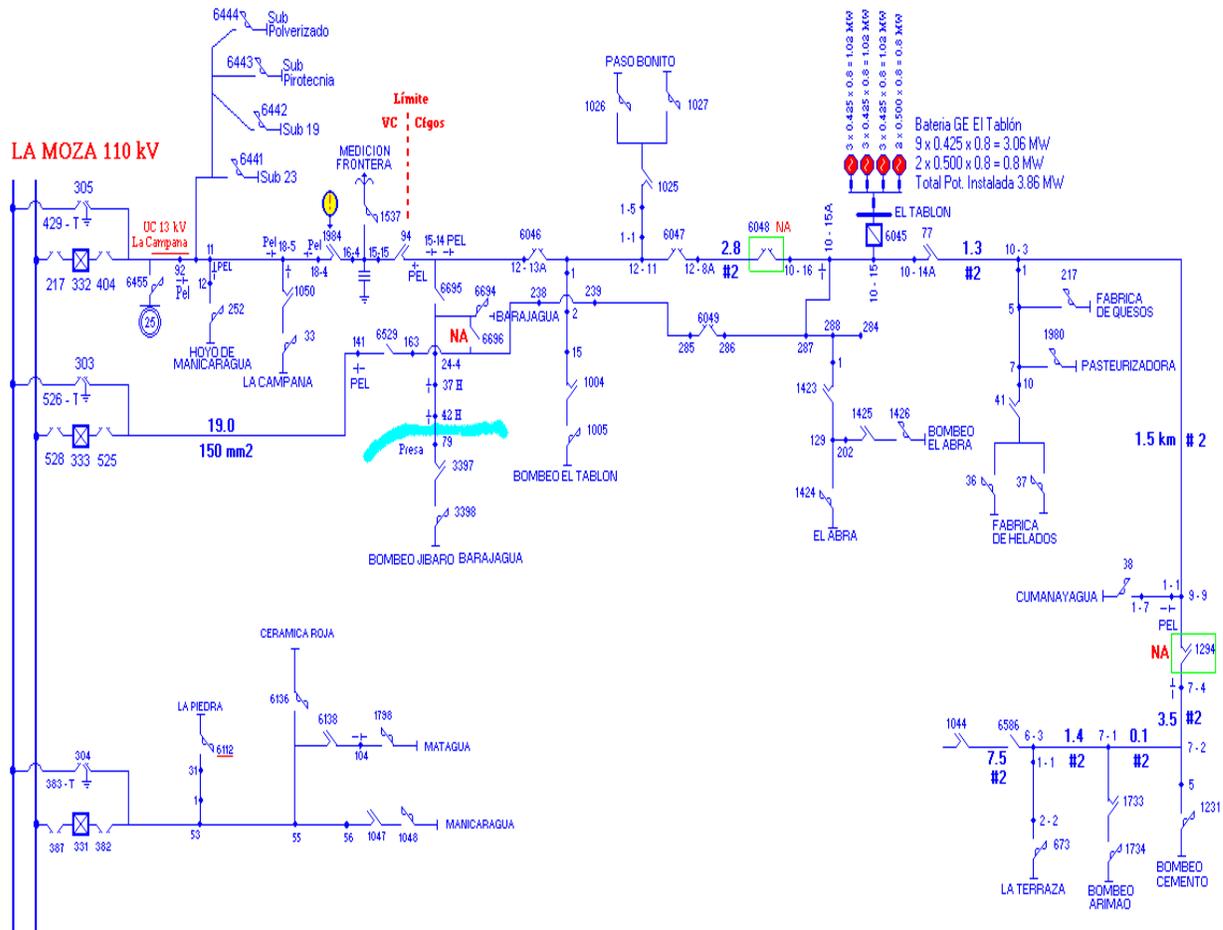


Figura 2.4. Monolineal de los alimentadores 331, 332 y 333.

Existen evidencias obtenidas de los oscilogramas recogidos ante averías en las protecciones digitales ubicadas por el lado de 110 kV, que la generación de El Tablón contribuye a las averías de las líneas de transmisión, que se desconoce la relevancia de la misma, que pueden ser poco importante en la solución de los cortocircuitos en las líneas transmisión, pero es desconocido el efecto que producen las averías en las líneas de 34,5 kV en La Moza, que si pueden tener importancia. Como ejemplo en la figura 2.5 se muestra el registro de un oscilograma obtenido de la protección de distancia ante un cortocircuito en la línea Santa Clara – La Moza donde se puede observar por el lado de 110 kV un sistema de tensiones trifásicas después de haber eliminado la avería de forma satisfactoria por la protección.

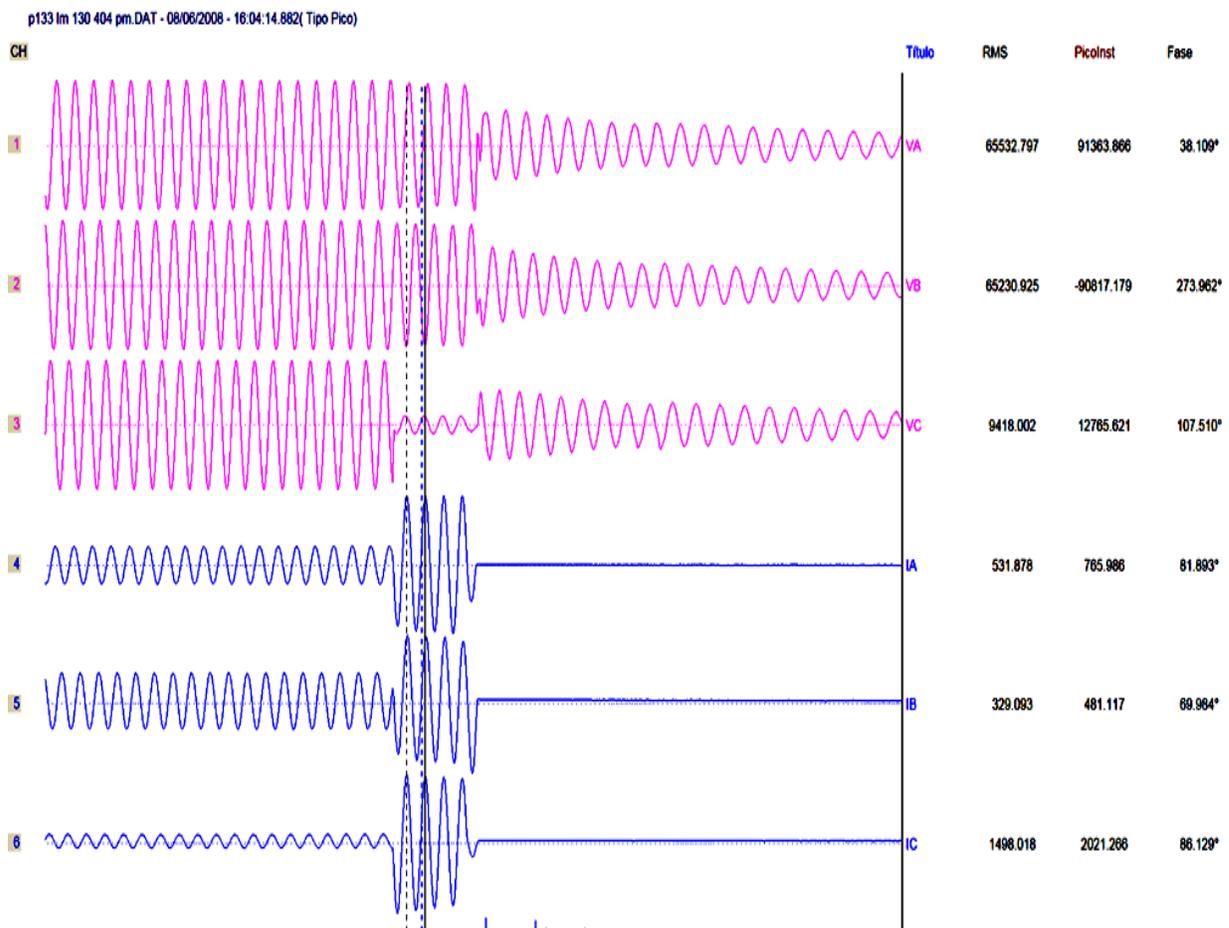


Figura 2.5. Oscilograma de un cortocircuito en la línea Santa Clara – La Moza.

Esta lectura solo puede tener su origen en la generación El Tablón cuyas máquinas se quedan alimentando al cortocircuito a través de los transformadores 110 / 34,5 kV por un

período breve ya que las máquinas no son capaces de llevar la carga y su protección de sobrecarga debe actuar.

La situación anterior pudo ser comprobada mediante las corridas en el PSX de dicha subestación, donde se obtuvieron los valores de las corrientes de cortocircuito y sus sentidos. Se hace notar la necesidad de una protección direccional para este caso.

La figura 2.6 muestra las magnitudes y direcciones de las corrientes para un cortocircuito en un nodo de la línea 333.

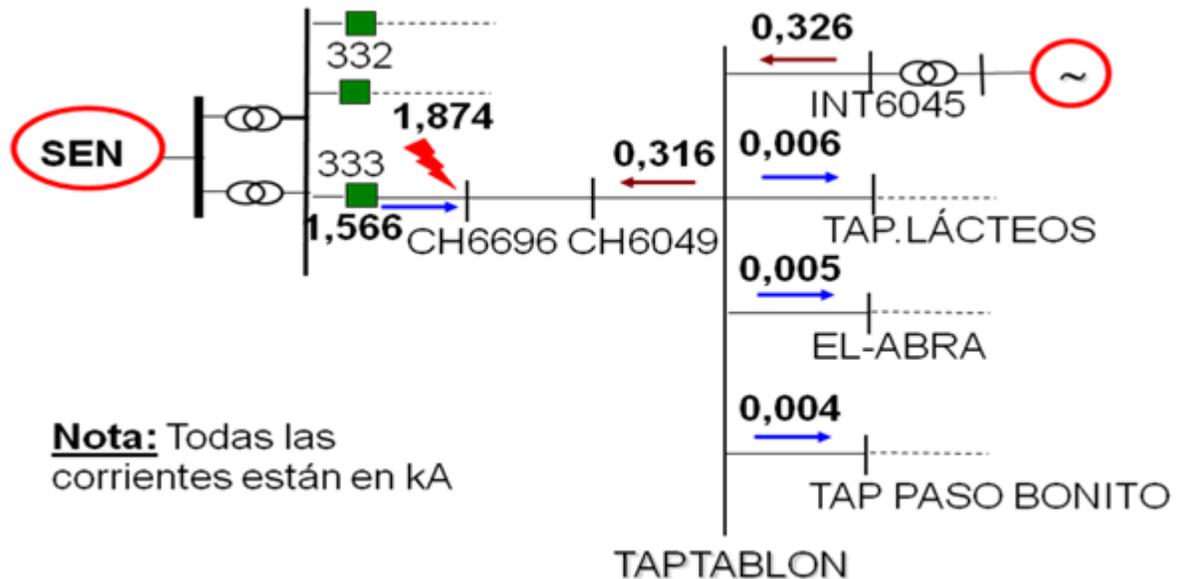


Figura. 2.6. Corrientes por las ramas cortocircuito en el alimentador 333 para la falla mostrada.

2.3 Protecciones instaladas

En un principio la línea Santa Clara – Hanabanilla no tenía incorporada las subestaciones de La Moza y ni de reciente construcción Gran Panel 110/13 kV, actualmente en derivaciones de la línea, y contaba con protecciones de distancia marca Westinghouse y protecciones de tierra con relé CO-8 que también arrancaba la 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 y 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 esta protección no disparara para las averías en la baja de 34,5 kV en 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 hace cinco años 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.

Primero fueron retiradas las protecciones Westinghouse y la comparadora direccional y en su lugar colocadas protecciones D115 de nacionalidad Checoeslovacas (versión 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 de distancia 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 [29] que son relés de distancia con cuatro zonas, protecciones de tierra direccional de tres escalones y un escalón de secuencia negativa no direccional, protección de conductor abierto, protección de sobrecorriente de fase de dos escalones. También ambos interruptores tienen instalados relés MICOM P143 [30] con funciones de protección de sobrecorriente direccional, con dos escalones de sobrecorriente de fase, tres escalones de sobrecorriente de tierra de tiempo definido y un escalón con característica muy inverva de la IEEE, 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, que es la segunda subestación insertada entre la Hidroeléctrica Hanabanilla y Santa Clara 110 kV el interruptor GP 102 tiene instalado un relé MICOM P123, que solo opera para disparos de las protecciones del transformador.

Por el lado de subestación Santa Clara 110 kV, el interruptor 9125 tiene instalado en relé de distancia D115, con cuatro zonas de distancia y la protección direccional de tierra con un relé tipo JBCG-51 General Electric [31] , con un primer escalón instantáneo direccional y un tiempo inverso direccional.

Por baja La Moza tiene instalados relés electromecánicos AT-31 y AT-12 de fabricación Checoslovaca, en los alimentadores y totalizadores de 34,5 kV que son protecciones de sobrecorrientes de fase y tierra, sus datos aparecen en el anexo 2.1. Además los alimentadores poseen un relé de reenganche del tipo OZ-33. Los relé diferenciales de los transformadores tienen instalados R- 30. Como se puede notar todos estos relés son de tecnología obsoleta.

2.4 Actualización de la línea Santa Clara – La Moza

La línea estudiada cuenta con una gran responsabilidad ya que conecta dos zonas importantes del sistema. Esta línea cuenta con un mecanismo automático de reenganche trifásico, el cual al ser no exitoso provee la separación del Sistema Eléctrico Nacional y la generación de la hidroeléctrica Hanabanilla, 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 Fig. 2.7 representa el diagrama unifilar correspondiente a la zona principal de la cual se lleva a cabo este reenganche no exitoso.

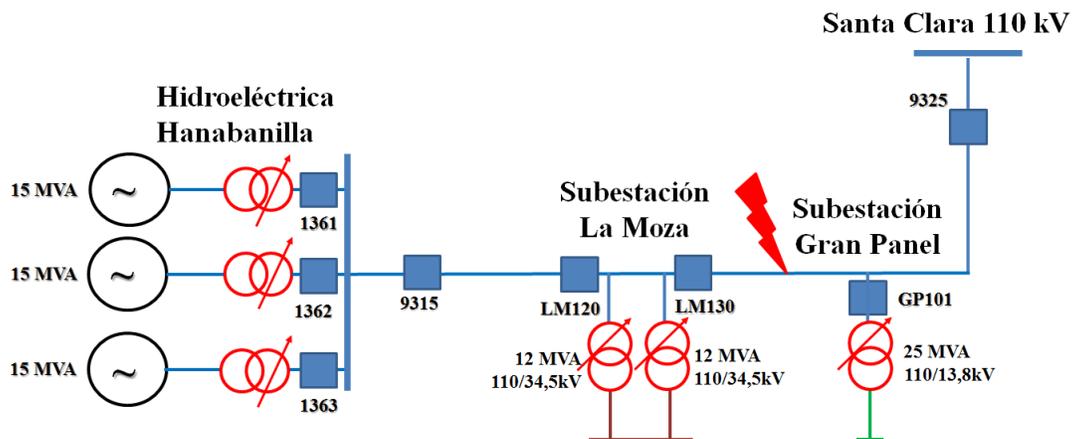


Fig. 2.7. Diagrama unifilar de la línea La Moza – Santa Clara 110 kV.

Al ocurrir una avería en la línea correspondiente a La Moza-Santa Clara mostrada en la Fig. 2.7, los interruptores de Santa Clara 9315 (este tiene un relé de distancia de tecnología antigua, electromecánica) y en La Moza LM130 realizan como está previsto la apertura tripolar, luego de este proceso y 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 9325 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 LM 130, se abre el interruptor 9315 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.

Tabla 1. Parámetros para un reenganche tripolar exitoso.

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

2.5 Problemática del fracaso del reenganche trifásico en la línea

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, este es muy poco probable y sería el ideal para cumplir las condiciones para efectuar el reenganche con los ajustes actuales.

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 2.8.

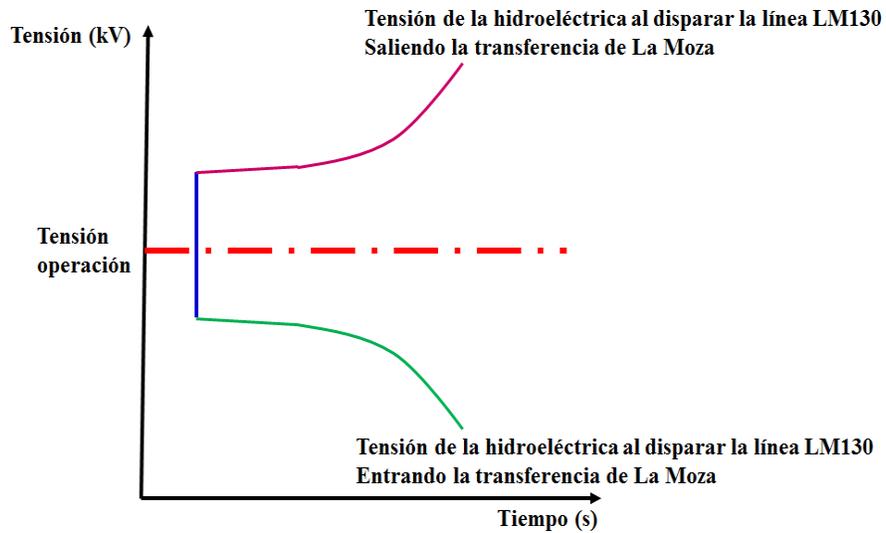


Figura 2.8. Comportamiento de la tensión.

En tales condiciones el comportamiento de la frecuencia durante la apertura ante averías en la línea estudiada se presenta en la figura 2.9.

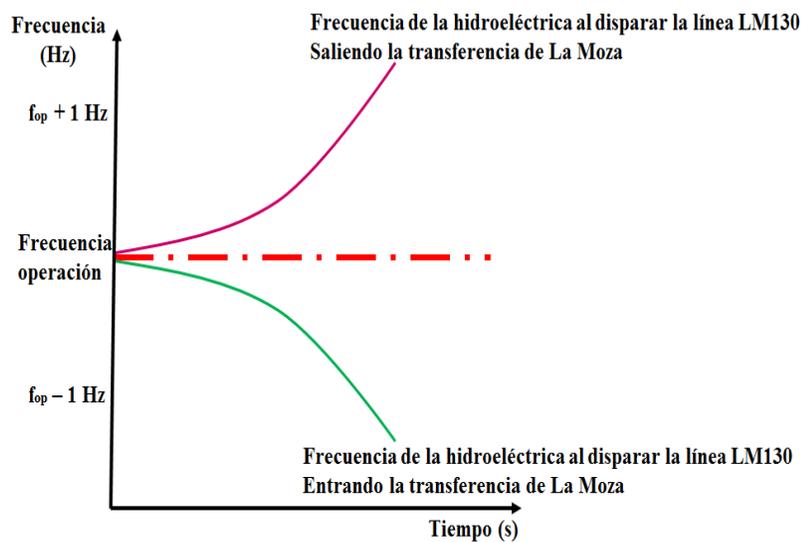


Figura 2.9 Comportamiento de la frecuencia en la hidroeléctrica.

Se puede observar de las figuras 2.8 y 2.9 que existen cambios bruscos de tensión y frecuencia hacia abajo o hacia arriba, dependiendo de los estados de flujo analizados anteriormente 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. 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.
- ❖ 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 así durante ese tiempo la frecuencia de la hidroeléctrica puede seguir modificándose.

La figura 2.10 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. Se simuló un cortocircuito bifásico a tierra en el medio de la línea con una apertura tripolar a los 0.1 s en La Moza y 0.15 en Santa Clara. Se recerró en Santa Clara a los 0.65 s y en La Moza a los 0.85 s. Cuando el interruptor opera, los generadores liberan carga, trayendo como consecuencia que la frecuencia se deforme hacia arriba. La figura 2.11 muestra el caso en que no ocurra el reenganche.

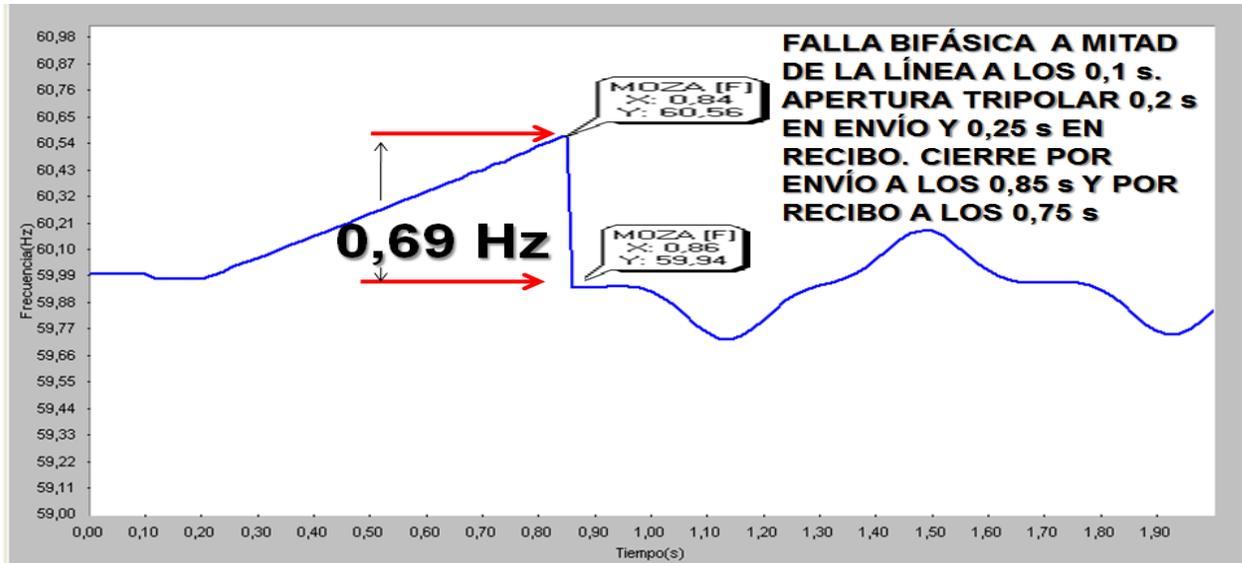


Fig. 2.10 Comportamiento de la frecuencia en vísperas de un reenganche tripolar cuando la transferencia de potencia se encuentra en dirección contraria a La Moza.

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. Tampoco se logra el sincronismo.

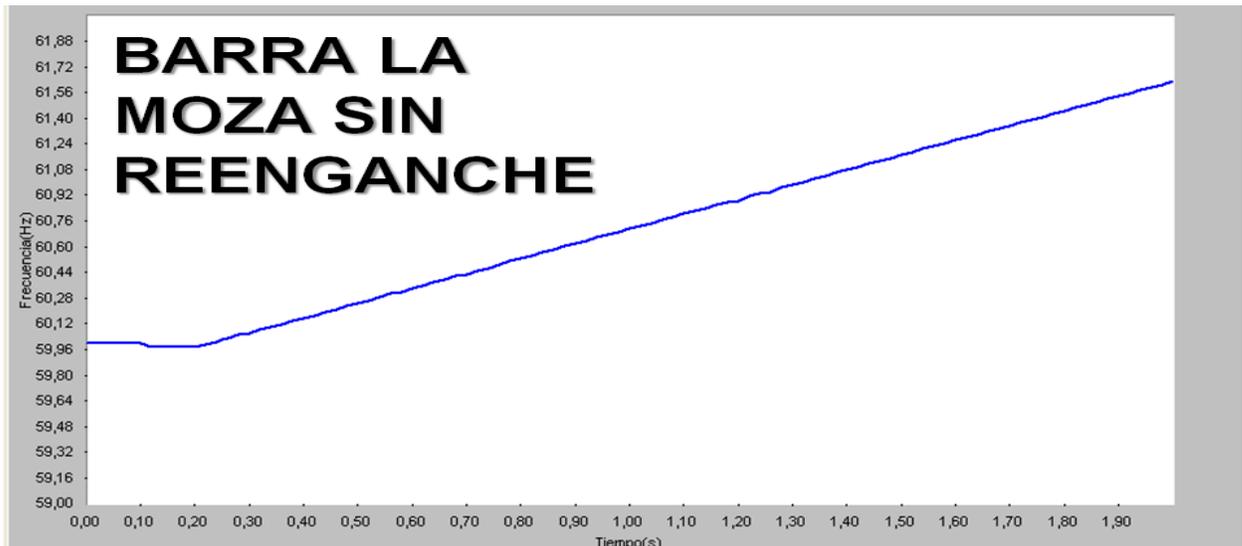


Fig. 2.11 Comportamiento de la frecuencia en vísperas de un reenganche tripolar cuando la transferencia de potencia se encuentra en dirección hacia La Moza.

La figura 2.12 muestra los resultados de la simulación en el PSX para la misma falla pero con la transferencia entrando a la Moza.

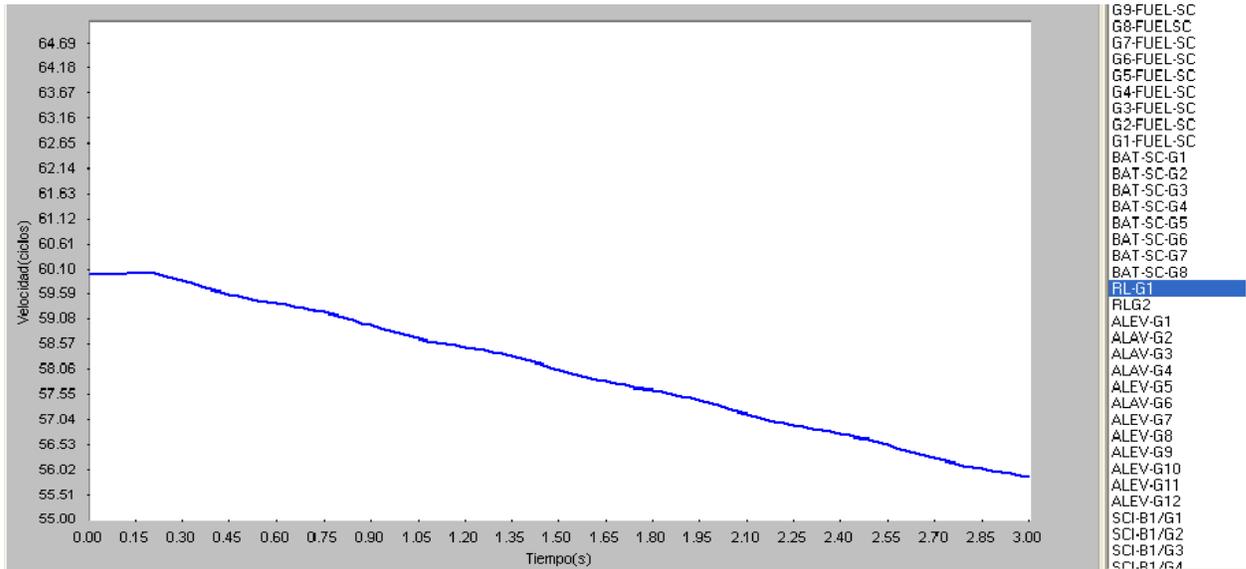


Figura 2.12. Comportamiento de la velocidad de una de las máquinas de Hanabanilla en vísperas de un reenganche tripolar cuando la transferencia de potencia se encuentra en dirección hacia a La Moza.

Se puede notar como el efecto es contrario al de la figura 2.10. En el anexo 2.2 se muestran otros resultados para este caso.

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

- ❖ Δf (Hz) = 2 ± 0.3 Entrando la transferencia hacia La Moza.
- ❖ Δf (Hz) = 2 ± 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 2.13 muestra cómo se comporta la velocidad de uno de los generadores. 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. 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 esta figura se muestra también como afecta a la generación

distribuida de la barra de Santa Clara, la velocidad de estas máquinas también tiene oscilaciones.

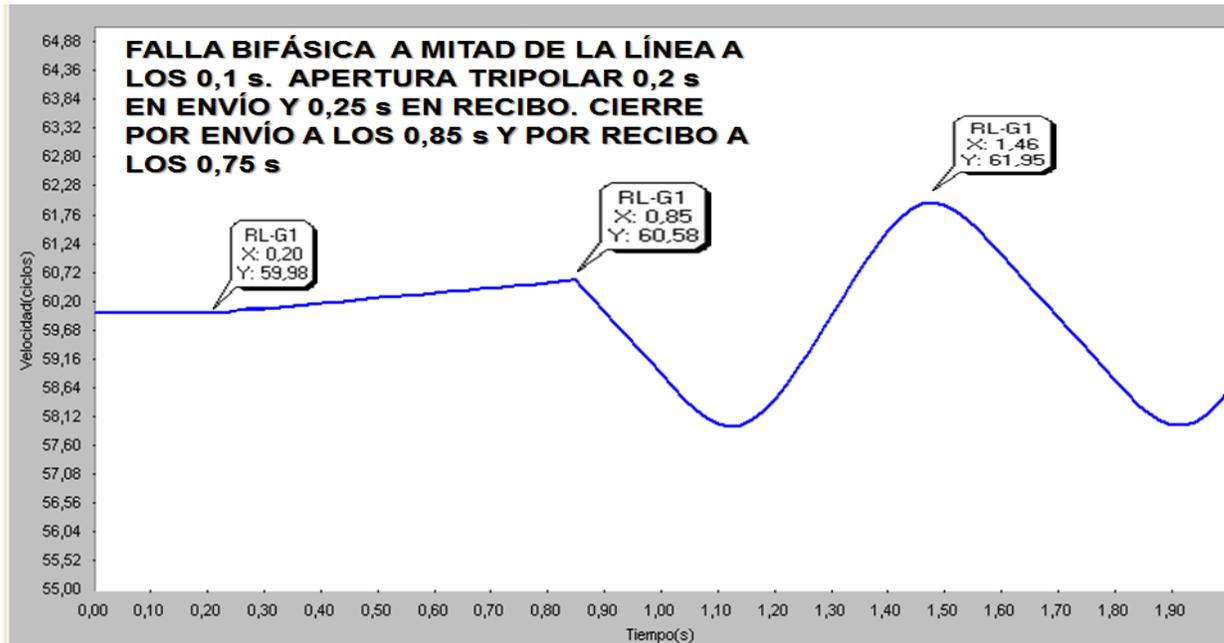


Figura 2.13. Comportamiento de la velocidad bajo condiciones de reenganche tripolar de uno de los generadores con transferencia saliendo de La Moza.

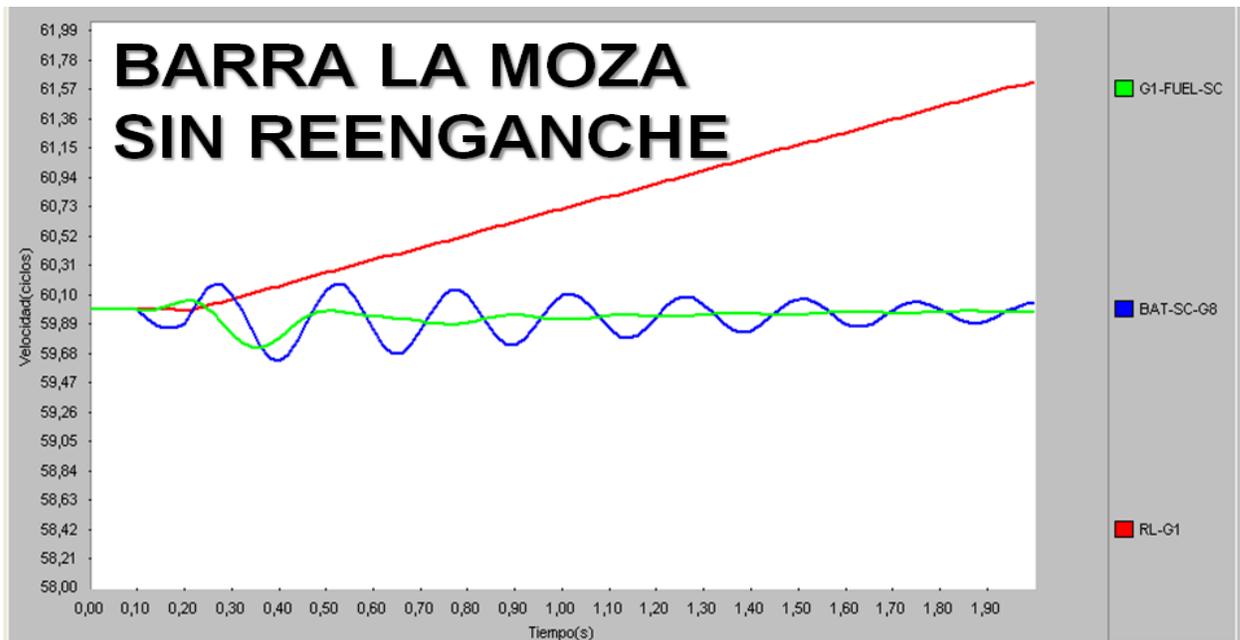


Figura 2.14. Comportamiento de la velocidad de uno de los generadores y en la GD con la transferencia entrando en La Moza sin reenganche.

El ángulo es un parámetro importante a la hora de encontrar sincronismo. La figura 2.15 muestra el comportamiento del ángulo de la tensión en los generadores de la hidroeléctrica para la potencia saliendo de La Moza.

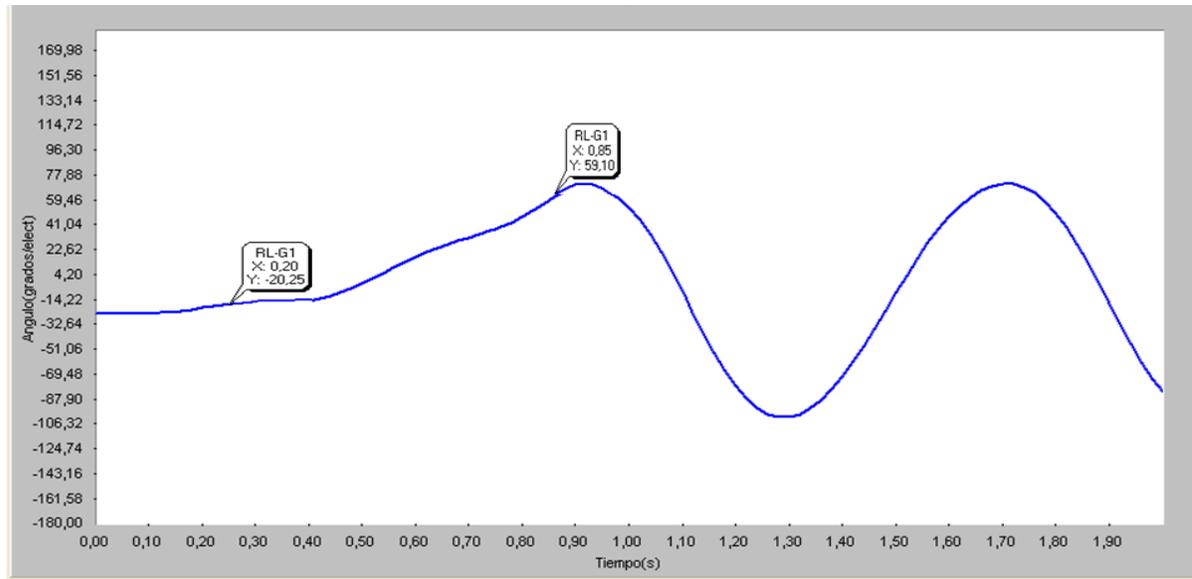


Figura 2.15. Ángulo de la tensión bajo condiciones de reenganche tripolar representado por los generadores.

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. Del análisis de cómo se comportó el ángulo de la tensión en el sistema se 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 2.16. Después del reenganche prácticamente se mantiene constante, es decir los vectores tensión se encuentran fijos.

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], [10], por esta razón no es recomendable su utilización cerca de centrales de generación, ya que el generador en el momento del reenganche podría encontrarse fuera de sincronismo con el sistema, ocurriendo así malos beneficios [20]. Para cualquier escenario de operación las máquinas de Hanabanilla se verán sometidas a grandes esfuerzos.

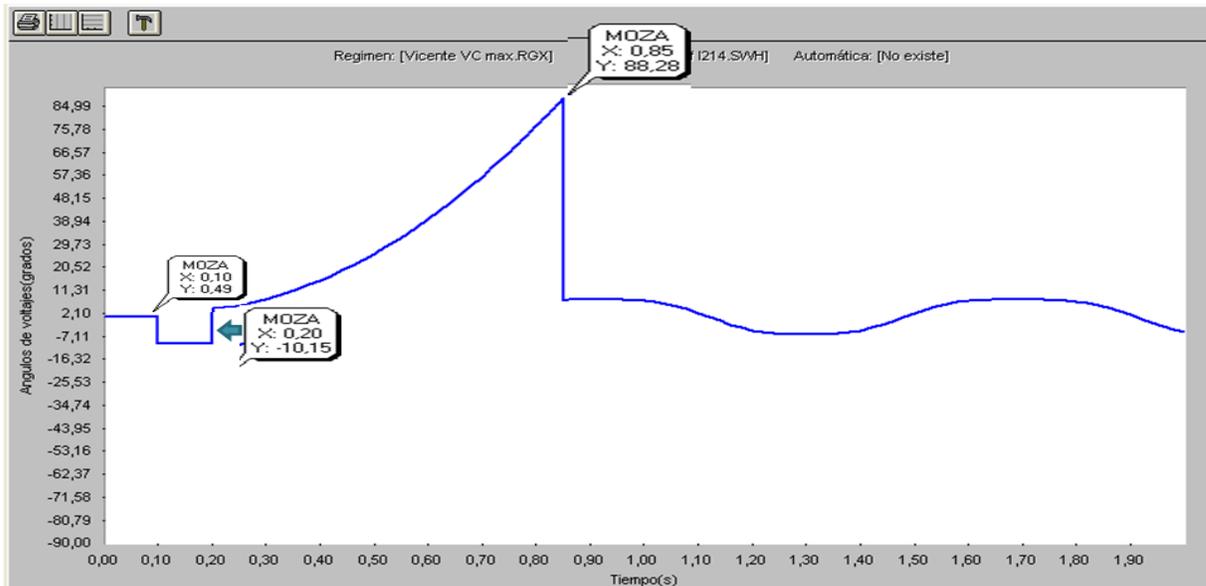


Figura 2.16. Ángulo de la tensión bajo condiciones de reenganche tripolar representado por el sistema.

En caso de realizarse el reenganche tripolar sin chequeo de sincronismo se puede observar en la 2.17 como la frecuencia de las máquinas sincrónicas de la Hanabanilla cuando la transferencia se encuentra saliendo de La Moza describe oscilaciones. Esto se debe a que estas máquinas sincrónicas no logran encontrar el sincronismo, provocando así un penduleo de frecuencia.

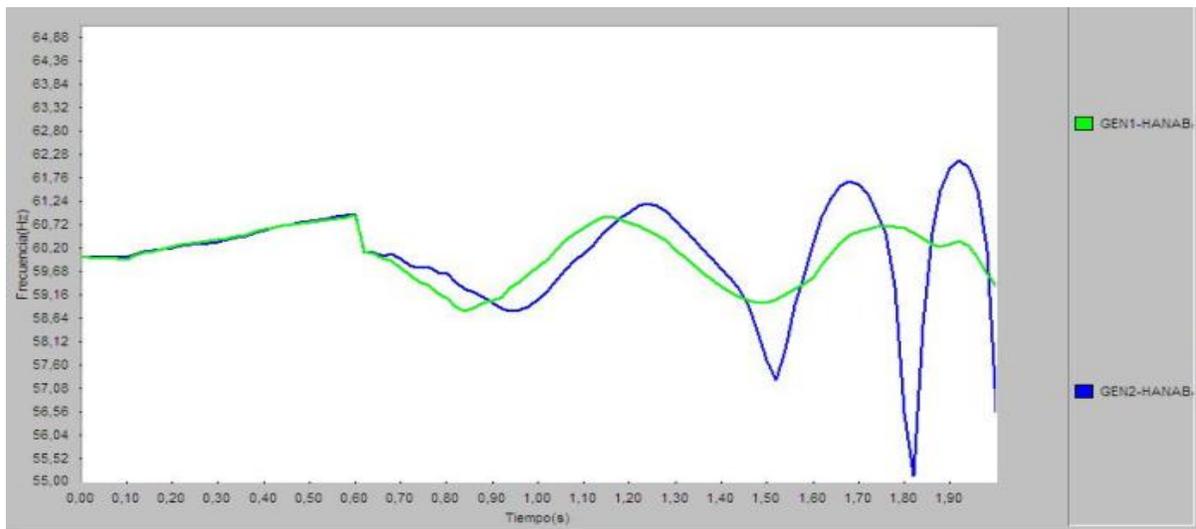


Figura 2.17. Comportamiento de la frecuencia sin chequeo de sincronismo cuando la transferencia se encuentra saliendo de La Moza.

Sin embargo, cuando la transferencia de potencia se encuentra en dirección a La Moza, después de haber transcurrido el reenganche tripolar, las oscilaciones descritas en la figura 2.18 muestran diferencias con las de la figura 2.17.

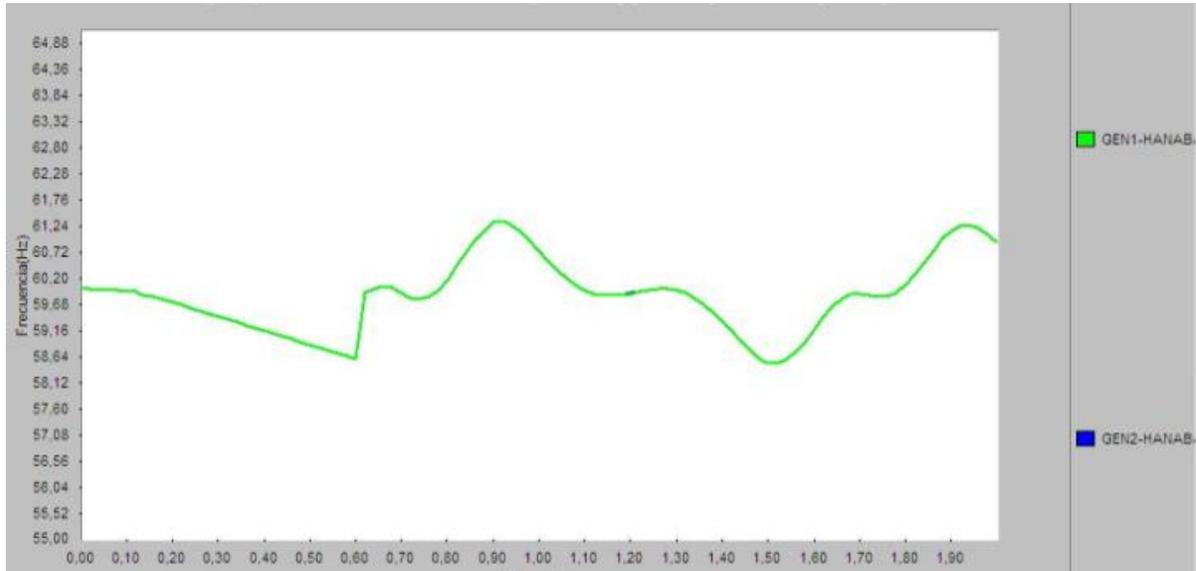


Figura 2.18. Comportamiento de la frecuencia sin chequeo de sincronismo cuando la transferencia se encuentra entrando a La Moza.

En este caso, las máquinas tienen iguales sus frecuencias, este hecho se debe a que son arrastradas por el sistema que se encuentra robusto. Este hecho realmente no sucede para los ajustes de sincronismos establecidos.

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 la figura 2.19 se muestra el 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 recierre de igual forma que se hizo con la falla bifásica. Los resultados fueron similares a los obtenidos con la falla bifásica. La figura 2.20 muestra el resultado de la variación de la velocidad de una de las máquinas de la hidroeléctrica Hanabanilla, y en la figura 2.21 el comportamiento de la frecuencia en la barra La Moza mostrado en ambos casos la no posibilidad real del recierre.

Se cambiaron los tiempos del recierre, y no se logró el sincronismo del interruptor L130 con Hanabanilla. Estos resultados se muestran en el anexo 2.3.

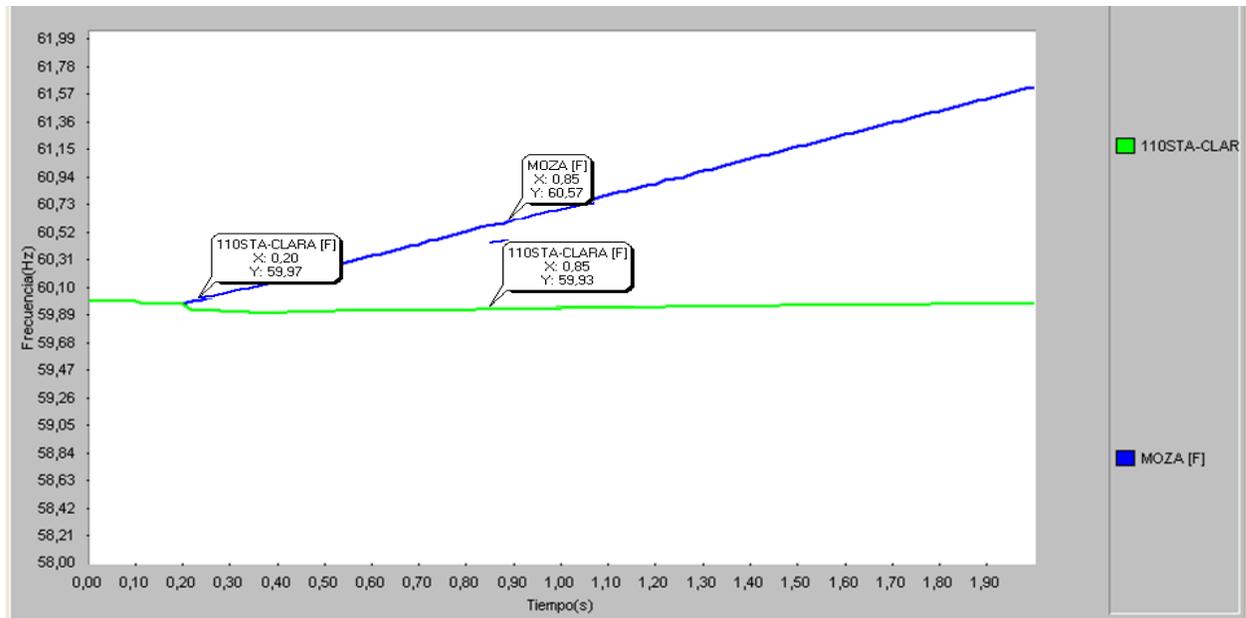


Figura 2.19. Comportamiento de la frecuencia en presencia de un reenganche tripolar considerando el tiempo de las dos protecciones iguales.

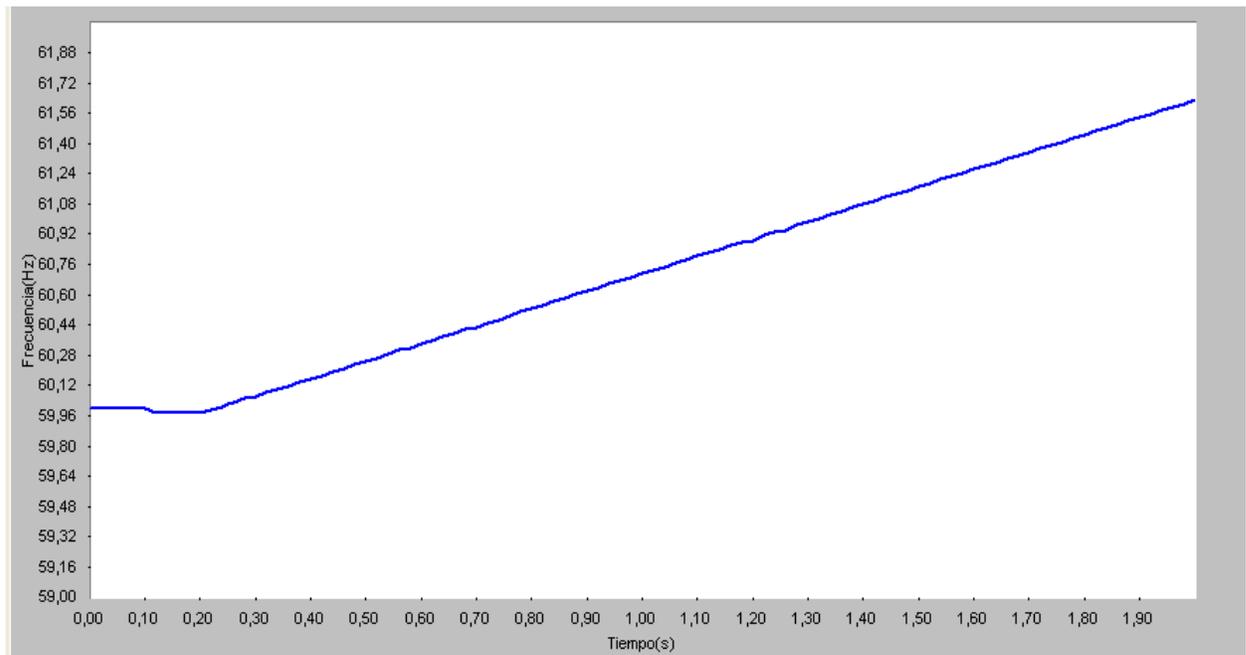


Figura 2.20. Comportamiento de la velocidad de una de las máquinas de Hanabanilla cuando no se realiza el recierre, transferencia saliendo de La Moza, falla monofásica.

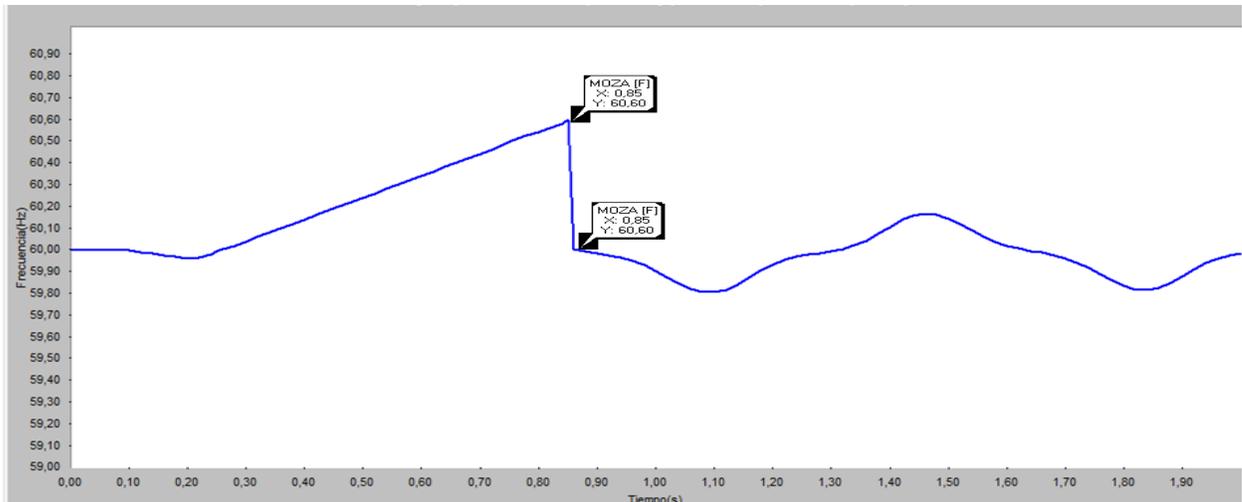


Figura 2.21. Comportamiento de la frecuencia en la barra La Moza, transferencia saliendo y falla monofásica en la línea.

Se han registrado casos en que la descarga automática de frecuencia ha operado en La Moza, es el caso de la transferencia entrando a la misma, ya que como se puede observar de la figura 2.22, la frecuencia cae de forma acelerada, por ejemplo en 2 s se encuentra de acuerdo a la simulación que la frecuencia está en un orden de 55 Hz siendo el ajuste de la descarga automática de frecuencia de 58,7 Hz mantenida durante 8 s.

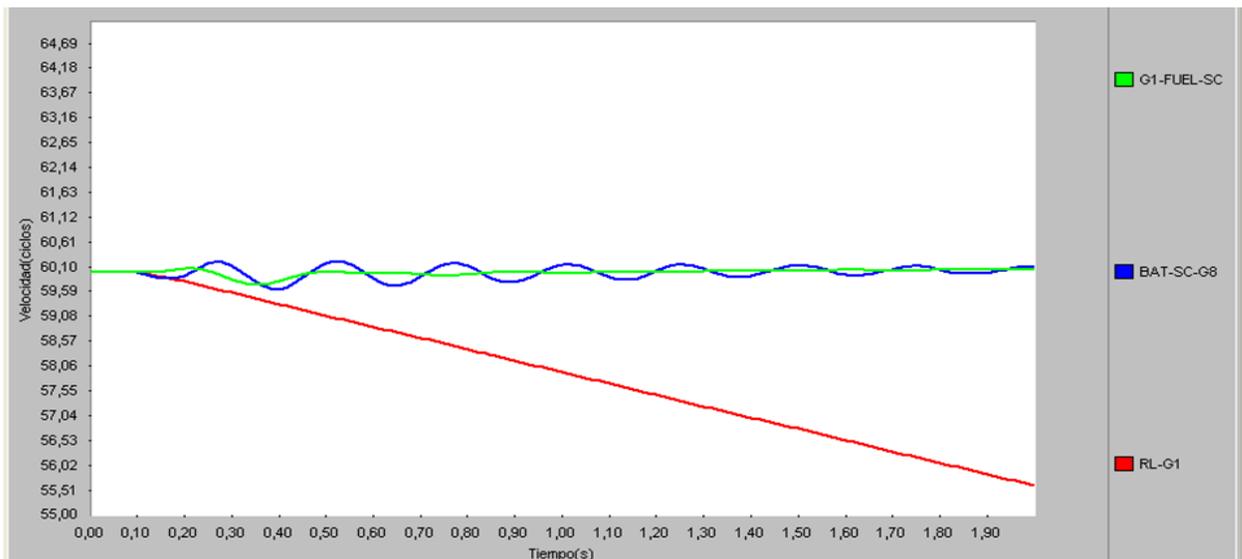


Figura 2.22. Comportamiento de la frecuencia para la transferencia entrando en La Moza.

El caso ideal para que se produzca un recierre exitoso, pero con el cual no se cuenta en este esquema, sería cuando la línea entra flotando. La simulación de la entrada flotando de la línea Santa Clara – La Moza, describió como las máquinas sincrónicas tienen una frecuencia que mantiene su estado estable. La figura 2.22 muestra esta condición.

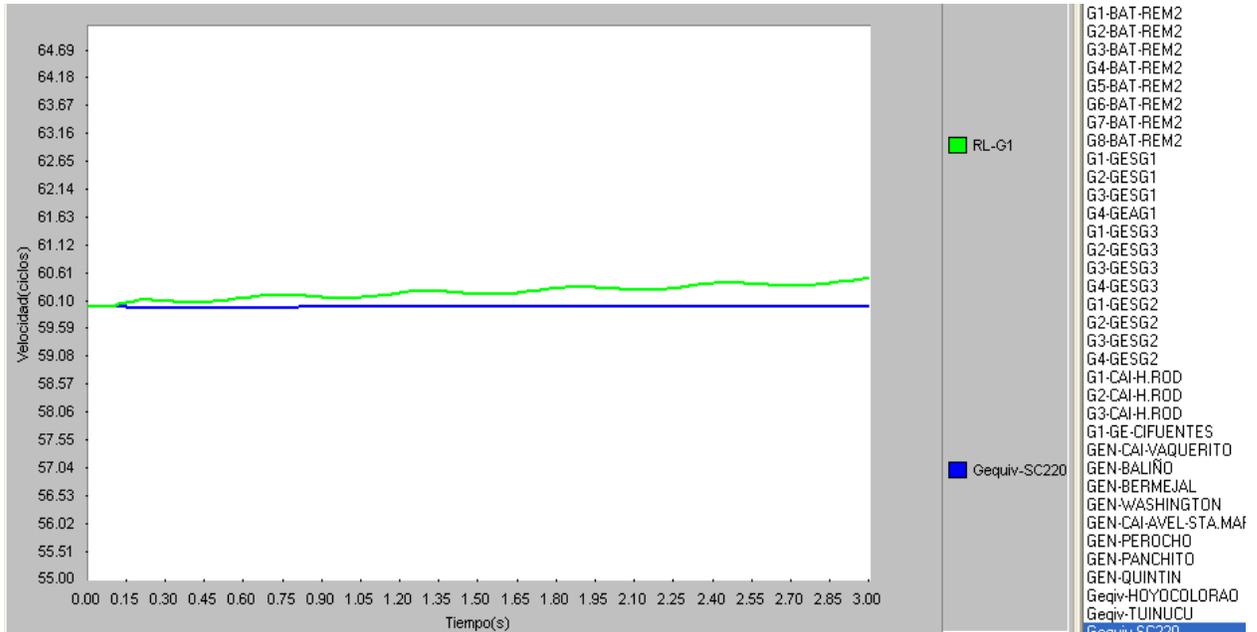


Figura 2.22. Caso ideal para que produzca un recierre tripolar exitoso, línea flotando.

Se puede resumir a partir de análisis realizado que el reenganche tripolar de la línea La Moza – Santa Clara no va a operar como se espera, ya que los parámetros existentes para el encuentro del sincronismo no poseen las características mostradas en la tabla 1.

Capítulo 3

Solución a los Problemas del Reenganche. Ajuste de las Protecciones

3.1 Introducción

Una de las soluciones posibles desde el punto de vista técnico pudiera ser establecer una automática por telecomandos o telemecánica que actué 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, se propone el establecimiento de disparo monopolar 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.

3.2 Análisis del comportamiento de la línea utilizando reenganche monopolar.

El reenganche monopolar es el método con el cual los parámetros eléctricos mantienen más la estabilidad del sistema. El disparo solamente de la fase en fallada, va a minimizar 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 [1]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.

Sin embargo, los esquemas de disparo y reenganche monofásicos son más complejos [8], [12] y económicamente más [32] que los esquemas tripolares convencionales, requieren equipos adicionales de protección para poder detectar individualmente y seleccionar las fallas en cada una de las fases [13]. En estas aplicaciones las protecciones principales y las de apoyo, generalmente son muy similares.

Los dispositivos o 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 que los demás.[18]. 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 maquinas rotativas. Normalmente los tiempos de ajuste de tiempo muerto no rebasan los 2 s. Así que el calentamiento adicional que se presenta en el sistema no es de gran significado.

La frecuencia fue simulada ante un reenganche monopolar en la línea Santa Clara- La Moza (figura 3.1) 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.

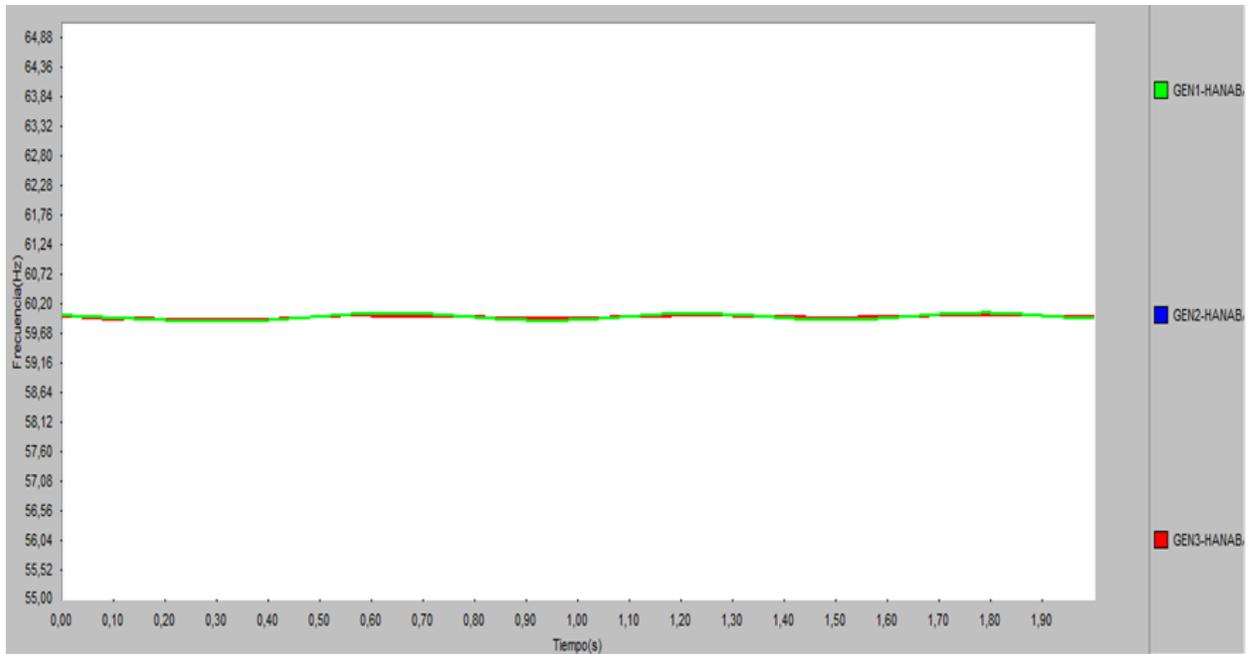


Figura 3.1. Comportamiento de la frecuencia ante un reenganche monopolar.

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 (figuras 2.10 y 2.11)

En caso de reenganche monopolar la potencia entregada por los generadores de la hidroeléctrica no sufre prácticamente variaciones como se puede observar de la figura 3.2.

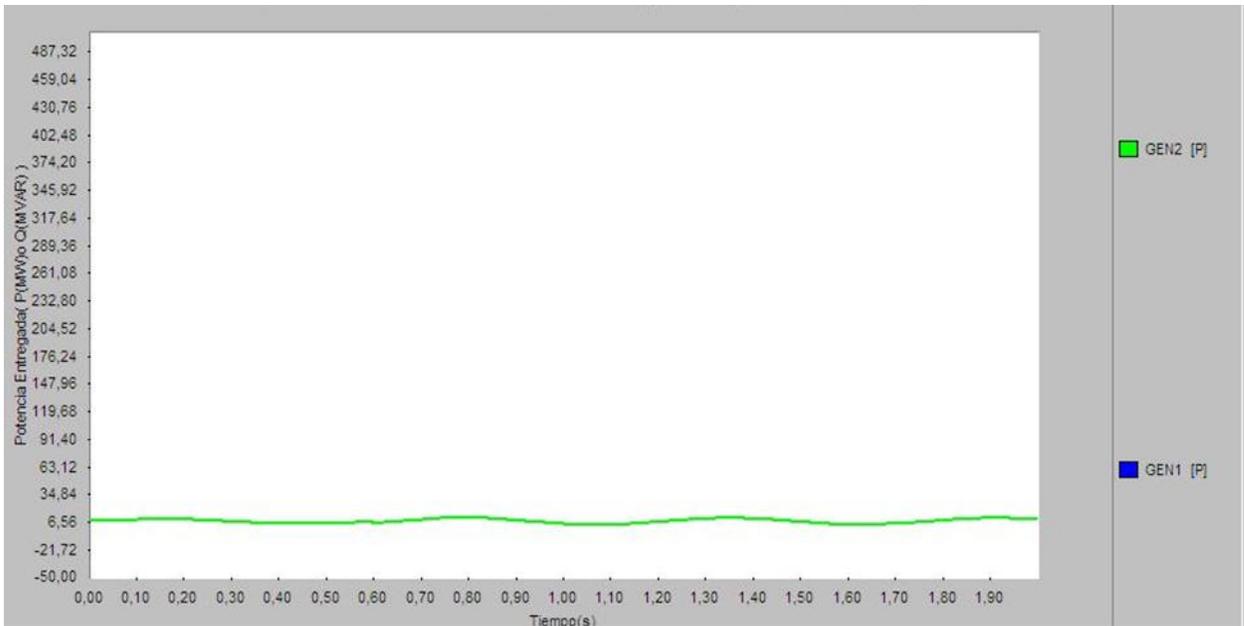


Figura 3.2. Comportamiento de la potencia entregada de dos de los generadores de Hanabanilla ante un reenganche monopolar.

La tensión en presencia de un reenganche monopolar describe un comportamiento de salto, figura 3.3.

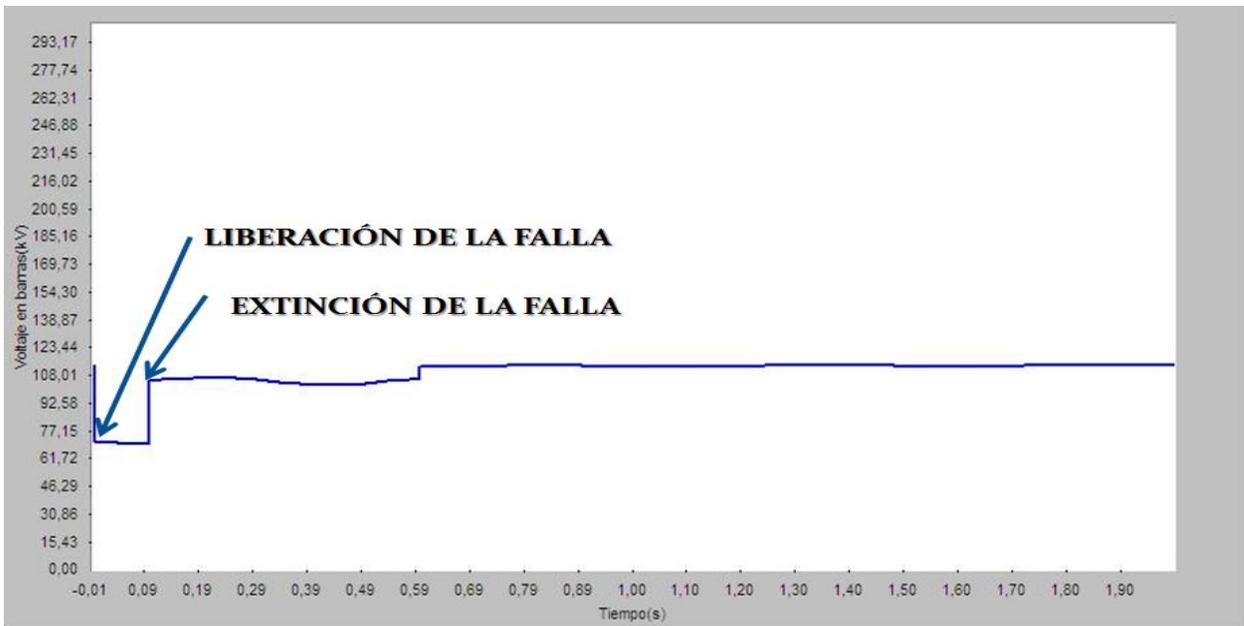


Figura 3.3. Comportamiento de la tensión, reenganche monopolar.

Esto comportamiento 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.

La figura 3.4 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.

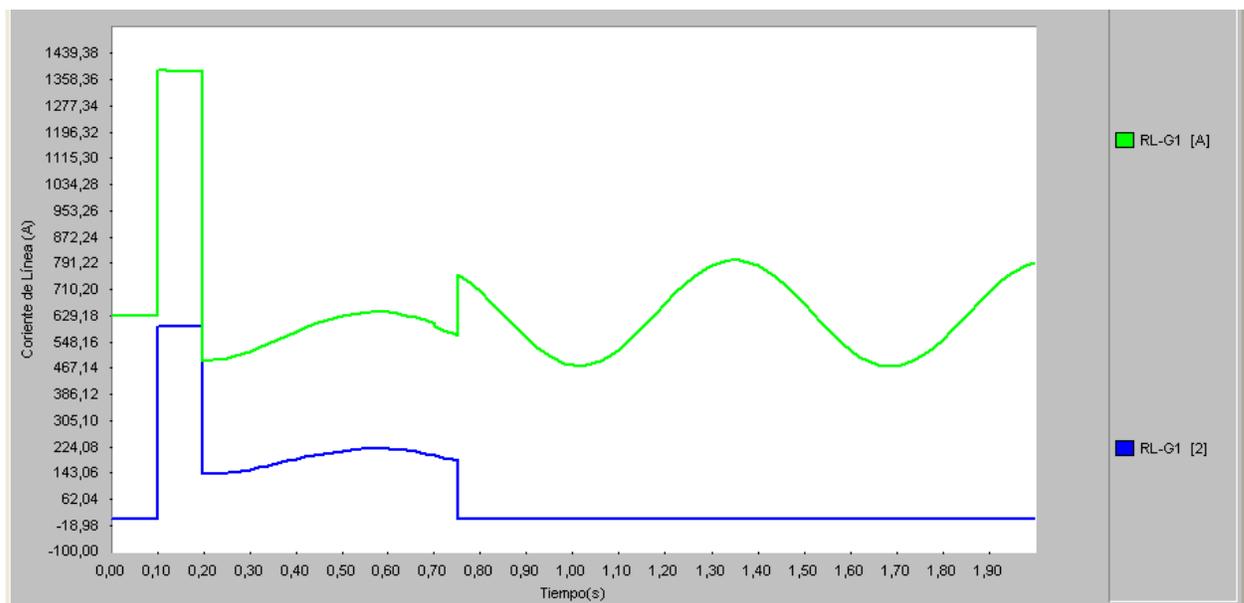


Figura 3.4. Corrientes de secuencia positiva (verde) y negativa (azul) de una de las máquinas de Hanabanilla.

Como se pudo apreciar en el resultado de este epígrafe se pudo llegar a la conclusión de que el método más favorable para mantener la estabilidad del sistema es el establecimiento de una automática de reenganche monopolar en los interruptores de las

cabezas de la línea que comprende La Moza –Santa Clara. Solo serán necesarios dos mecanismos de apertura monopolar para los interruptores instalados, y modificaciones en los esquemas secundarios, sin grandes complicaciones de inversiones, con las cuales se pueden obtener los resultados deseados con el reenganche de la línea, que resulta inoperante en las condiciones actuales.

Durante este proceso de averías y aperturas monopolares la generación distribuida por sus características podría correr el riesgo de perderse. Se analizó su comportamiento durante el proceso y de los resultados de la simulación del evento mostrados en la figura 3.5 se puede observar que la más afectada sería el grupo de generadores de las plantas diesel en Sta. Clara 110 kV. En caso que estuviesen generando, se puede apreciar que no correría riesgo de perderse. Los grupos que los más distantes como es son Placetas, Calabazar, Remedios, Sagua apenas tienen variación, y además la que tienen es por muy poco tiempo

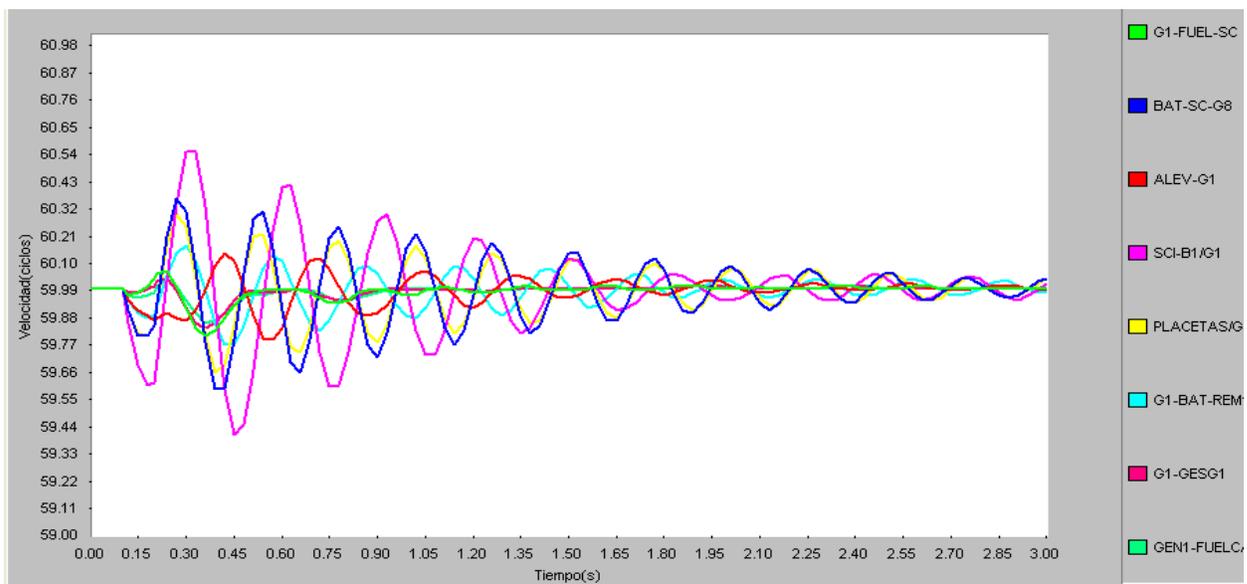


Figura 3.5. Velocidades de las máquinas en grupos electrógenos de la provincia Villa Clara durante el proceso de avería apertura monopolar y reenganche de la línea La Moza – Santa Clara.

Está demostrado que el reenganche monopolar goza de más ventajas que el reenganche tripolar como se ha podido apreciar, las figuras resultantes de un reenganche monopolar exponen como no se afecta la estabilidad del sistema.

Con este tipo de reenganche se podrá asegurar al menos que la hidroeléctrica permanezca sincronizada al sistema al menos en el 90 % de los eventos de avería que ocurran en la Línea La Moza – Sta. Clara, evitando la engorrosa operación que confrontan los despachadores en el estado de post - avería de esa línea, de abrir el 9315, cerrar el LM 130, y cerrar manualmente el 9315 con chequeo de sincronismo en Santa Clara, operación que puede tomar más de 15 min, y en ocasiones con afectación de servicio en subestación La Moza.

3.3 Análisis de las corrientes de secuencia negativa que influyen en el interruptor LM130

Del análisis de las corrientes de secuencia negativa en el nodo La Moza se puede apreciar como para cortocircuitos en distintos puntos de la red de 34.5 kV, se presentan valores de estas corrientes altos, las cuales influyen considerablemente en el interruptor LM 130, por ejemplo en Baja la Piedra fue de 0,0047 kA y Baja Manicaragua de 0.06 kA, obtenidos con la ayuda del PSX.

Estos valores influyen considerablemente, y dan una acertada demostración de cómo el interruptor LM130 tendrá dificultades por corrientes de secuencia negativa, interrumpiendo éste una avería existente en la zona de 34.5 kV, principalmente en la línea 331, ya que sus parámetros de ajustes son 0,7 A, 3 s y no tiene direccionalidad.

Debido a que los puntos más críticos donde se generan corrientes de secuencia negativa a causa de cortocircuitos fueron en Baja La Piedra y Baja Manicaragua, se plantea como medida el establecimiento de protecciones de secuencia negativa con direccionalidad en la protección del INT331, ya que cuando ocurra un cortocircuito esta protección verá el incremento de corriente y actuará, dándole al interruptor LM130 el estado estable y a su vez el mantenimiento de la estabilidad al Sistema Eléctrico Nacional. El ajuste de la protección de acuerdo a los resultados obtenidos con la ayuda del PSX puede ser de 0,2 kA con un tiempo de 1s el cual está dado por los especialistas de la Empresa Eléctrica para que se pueda lograr la coordinación con las protecciones por 110 kV.

Las protecciones de fase y tierra existentes por 34,5 kV son de tecnología obsoletas no correspondiendo a las exigencias actuales de la nueva condición de generación y la rápida necesidad de adaptación a las condiciones de operación [33].

3.4 Metodología y criterios de ajustes de las protecciones

Para el caso del relé de sobrecorriente P143 se ajustó solo tres de los cuatro posibles umbrales de medida de sobrecorriente para cada fase, pudiéndose seleccionar cada uno de ellos como direccional o no, direccional hacia delante o hacia atrás. Solo dos umbrales pueden seleccionarse como tiempo inverso (1 y 2) o los cuatro como tiempo definido [29].

En el caso del distancia se trabajó con sus tres zonas clásicas, además con otro conjunto de funciones las cuales permite este relé [30].

3.4.1 Criterios de ajustes seguidos para la protección de sobrecorriente] [26], [34] [35]

Primer Escalón:

$T_n^I \approx 0.05$ (s) (con el fin de evitar la operación incorrecta para los cortocircuitos provocados por pararrayos o descargadores en casos de sobre voltajes transitorios). Se debe tener en cuenta que el relevador utilizado permite ajustes desde 0.25 a 1.2 (s) [30].

El objetivo es brindar protección primaria al mayor por ciento de la línea protegida.

$$I_{ap\ n}^I \geq k^I * I_{cc\ máx\ ext} \quad (3.1)$$

Donde $k^I = 1.2 \div 1.3$ (para tener en cuenta los posibles errores de los transformadores de corriente y de los relés, así como la operación incorrecta de estos debido a la componente aperiódica de la corriente de cortocircuito).

Segundo Escalón:

$$I_{ap\ n}^{II} \geq k^{II} * I_{ap\ n-1}^I \quad (3.2)$$

$$I_{ap\ n}^{II} \geq k^{II} * I_{cc\ T\ ext\ máx} \quad (3.3)$$

Se escoge la mayor de las dos, $k^{II} = 1.1 \div 1.15$ (para tener en cuenta los posibles errores de los transformadores de corriente y de los relés)

Chequeo de sensibilidad.

$ks^{II} = I_{cc\ mín} / I_{ap\ n}^{II} \geq 1.5$ (3.4) (tiene en cuenta la posibilidad de falla a través de arco).

Si es sensible el tiempo se ajusta como:

$$T_n^{II} = T_{n-1}^I + \Delta t \quad (3.5)$$

Donde Δt toma valores entre 0.3 y 0.4 (s), lo que depende de la velocidad del interruptor n-1 y del relé, además del tipo de relé.

De no ser sensible se sube el tiempo a:

$$T_n^I = T_{n-1}^I + \Delta t \quad (3.6)$$

y el ajuste a:

$$I_{ap\ n}^I \geq k^I * I_{ap\ n-1}^I \quad (3.7)$$

Tercer Escalón: [2], [26], [24], [34], [36]

Estos tienen altos valores de tiempo de operación para aquellas magnitudes de corriente que están en el orden de los del arranque de la protección.

$$I_{ap\ n} \geq k * I_{c\ máx} \quad (3.8)$$

Donde $k = 1.5$ (además debe cumplirse que $I_{ap\ n} \geq I_{ap\ n-1}$ (3.9)

El chequeo de sensibilidad se hará igual que en caso del tiempo constante, pero con el valor de corriente mínima correspondiente.

$$k_s = I_{cc\ mín} / I_{ap\ n} > 1.5 \quad (3.10)$$

En la protección de tiempo inverso el tiempo de operación es variable con la corriente de cortocircuito, y por tanto, con la ubicación de la falla.

En consecuencia el parámetro de ajuste no es su tiempo de operación, sino la curva de tiempo – corriente de la familia.

El proceso de coordinación entre las protecciones n y n-1 consiste en:

Conocida la curva de n-1 y su valor de ajuste y el ajuste de la n:

- a) Para el cortocircuito trifásico máximo ubicado inmediatamente de n-1 se calculan las corrientes por n y n-1. Debe seleccionarse el estado de la red en que por la protección n pase la mayor corriente posible.
- b) Con la curva de n-1 se selecciona el tiempo de operación para esta corriente de cortocircuito.
- c) Se calcula el tiempo de n según la expresión $T_n = T_{n-1} + \Delta T$, donde ΔT incluye el tiempo del interruptor y del relé más un factor de seguridad.
- d) Con la familia de curvas de n y la corriente de cortocircuito por n y el tiempo calculado en el inciso c), se selecciona la curva que pase por el punto o inmediatamente por encima es éste.

Para el caso de la protección de impedancia, las primeras, segundas y terceras zonas se ajustan como tiempos constantes direccionales.

3.4.2 Criterios de ajustes seguidos para la protección de distancia [34]

Primera Zona:

Es de operación instantánea, depende en lo fundamental del relé, está en el orden de 0.02 a 0.05 (s).

$$Z_{ap A}^I \leq k^I Z_{AB} \quad (3.11)$$

Este ajuste se hace para que no opere para cortocircuito en la barra o subestación adyacente, no se permite sobrealcanzar.

$k^I = 0.85 \div 0.9$ (tiene en cuenta posibles errores en la impedancia de arranque del relé, en el valor de la impedancia de arranque de la línea, errores en los TC y TP y la posibilidad de resistencia de falla o arco).

Segunda Zona:

Su objetivo principal es proteger de forma primaria el resto de la línea y la subestación adyacente (de no tener protección la barra). Debe tener retardo de tiempo para que coordine con las primeras zonas de la subestación adyacente o protecciones instantáneas

$$T_A^{II} = T_B^I + \Delta T \quad (3.12)$$

ΔT está en el orden de 0.3 a 1.4 (s) (incluye el tiempo del interruptor de la otra subestación, más un factor de seguridad).

La impedancia de arranque se ajusta para que cumpla dos condiciones:

1. No se solape con la segunda zona adyacente.

$$Z_{ap A}^{II} \leq k^{II} (Z_{AB} + (k / k_{CBC}) Z_{ap B}^I) \quad (3.13)$$

Donde k_{CBC} tiene en cuenta el efecto de fuente de corriente intermedia, se coge su valor máximo.

k^{II} tiene en cuenta los posibles errores que tienden a incrementar a $Z_{ap A}^{II}$ y toma valores entre 0.85 y 0.9.

k es casi siempre 0.9, considera la posible reducción de $Z_{ap A}^{II}$ por errores.

2. Que no opere para un cortocircuito en la barra de bajo voltaje del transformador que sale de la subestación adyacente.

$$Z_{ap A}^{II} \leq k^{II} (Z_{AB} + (k / k_{CT}) Z_T) \quad (3.14)$$

Donde Z_T se escoge el valor de impedancia mínimo.

De los dos se toma el menor de los calculados para el chequeo de sensibilidad, la cual se chequea como:

$$k_{S}^{II} = Z_{ap A}^{II} / Z_{AB} \geq 1.25 \quad (3.15)$$

En líneas cortas, menores de 20 (Ω), se considera éste como 1.5

De no ser sensible, se sube el tiempo y se deja que se solapen las dos segundas zonas, pero la limitante es que no se solape con la tercera zona adyacente, lo cual se expresa como:

$$Z_{ap A}^{II} \leq k^{II} \{Z_{AB} + (1 / k_{CBC}) [Z_{BC} + (1 / k_{CCD}) (k Z_{ap B}^{II} - Z_{BC})]\} \quad (3.16)$$

k_{CD} es el coeficiente de fuente intermedia en B.

$$\text{El tiempo se ajusta a: } T_A^{II} = T_B^{II} + \Delta T \quad (3.17)$$

Tercera Zona:

Su objetivo es respaldar a las protecciones primarias de la línea adyacente (o las líneas que salen de la subestación adyacente). En el caso de una red muy interconectada, como por ejemplo un anillo, se hace el cálculo del ajuste necesario para garantizar la cobertura de la línea adyacente más larga, con máximo efecto de fuente intermedia, es decir el coeficiente menor.

$$Z_{ap A}^{III} \leq k^{III} (Z_{AB} + (k / k_{CBC}) Z_{AB}) \quad (3.18)$$

$k^{III} = 1.2$ ó $1,25$ (para garantizar sensibilidad).

Se comprueba de que no hay operación incorrecta por efecto de la carga máxima,

$$Z_{ap A}^{III} \leq 1 / (k * k_a * k_r) Z_{c_{\min}} \quad (3.19)$$

Donde $Z_{c_{\min}}$ se calcula como: $V_{c_{\min}} / I_{c_{\max}}$ (3.20)

$V_{c_{\min}}$ es del orden del 90 al 95% de la tensión nominal.

El valor de k_a se justifica porque en realidad es la $Z_{c_{\min}}$ que transitoriamente toma la impedancia medida por efecto del autoarranque de los motores eléctricos de los consumidores después de la eliminación del cortocircuito externo. El coeficiente k_a es mayor que la unidad y tiene en cuenta precisamente esa reducción transitoria de la impedancia medida. El valor de k_r se justifica porque en realidad la que tiene que ser menor es la impedancia de reposición, pero se conoce la relación arranque reposición por este coeficiente. El coeficiente k toma un valor mayor que la unidad, casi siempre 1.1 como factor de seguridad para posibles errores.

Recordar que la impedancia de carga se calcula a partir del límite térmico de la línea o de la máxima transferencia de potencia ($I_{c_{\max}}$).

3.5 Ajustes de las protecciones de las líneas comprendidas entre hidroeléctrica Hanabanilla y subestación Santa Clara 110 kV

3.5.1 Protección de la línea del interruptor 9315

Esta línea es la línea de 110 kV La Moza – Hanabanilla cuyo TC es de 600/5 y el TP de 1000/1

Los resultados de los ajustes del relé de distancia se muestran en la Tabla 3.1.

| | Primera Zona | Segunda Zona | Tercera Zona |
|----------------------------------|--------------|--------------|--------------|
| Impedancia (Ω primarios) | 4 | 15 | 22 |
| Ángulo ($^{\circ}$) | 70 | 70 | 70 |
| t (s) | Instantáneo | 0,4 | 1 |

Tabla 3.1. Ajustes del relé de distancia del 9315.

La protección de sobrecorriente direccional de tierra tiene dos elementos uno de tiempo definido instantáneo con ajuste por primario de su corriente de arranque de 2400 A, y otro de tiempo inverso cuyo arranque por primario es de 60 A y su punto de operación de prueba para 600 A debe operar con 1,7s. Se escogió una curva muy inversa de la IEEE y para que el relé opere en su múltiplo 4 en un tiempo de 1s, la palanca de tiempo o TD es de 0,56. Al chequearle sensibilidad se comprobó que es sensible para cortocircuitos en la baja, es decir por 34,5 kV. Por ejemplo se realizó el cálculo para las condiciones futuras, es decir operando con los dos transformadores de 25 MVA y la corriente de un cortocircuito bifásico en la barra de La Piedra es de 985 A. Esta situación confirma la necesidad de modernizar las protecciones por la 34,5 kV de la subestación.

3.5.2 Protecciones de la línea del interruptor LM 120

Se corresponde con la línea La Moza – Hanabanilla 110 kV cuya longitud es de 10,64 km con una impedancia de 5,52 Ω y un ángulo de 65,9°. El TP es de 1100/1 y el TC de 400/5.

Este interruptor tiene instalado un relé de distancia P441 de última generación tal y como se ha analizado anteriormente. A continuación se exponen algunos de los ajustes de las posibles funciones que dispone este relé.

Relé de distancia. Este relé dispone de una característica cuadrilateral como muestra la figura 3.6, de manera que se requieren ajustes por sus cuatro lados.

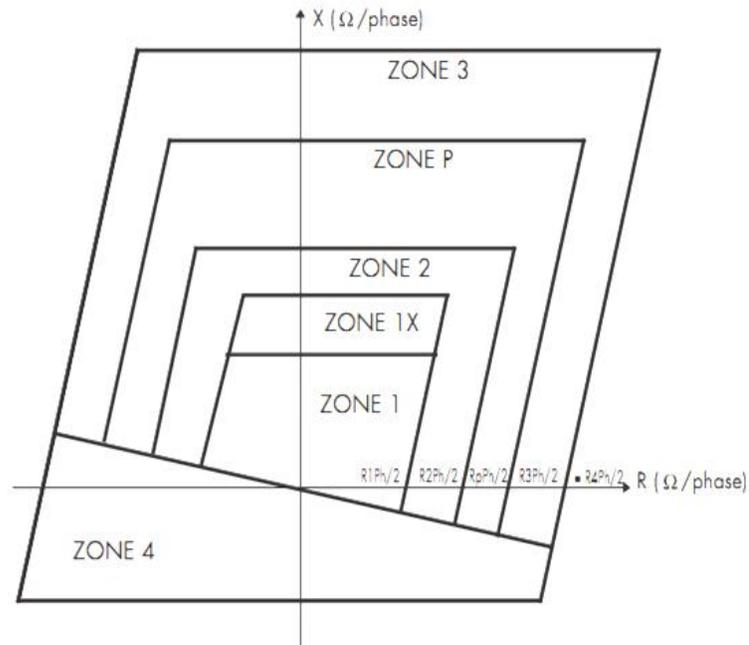


Figura 3.6. Característica cuadrilateral del relé MICOM.

Teniendo en cuenta dicha característica los ajustes de las diferentes zonas son los mostrados en la tabla 3.3.

| ZONA | KZ $\Omega/\text{prim.}$ | Zaj $\Omega/\text{prim.}$ | RG $\Omega/\text{prim.}$ | Rph $\Omega/\text{prim.}$ | Ángulo ($^{\circ}$) | Tiempo (s) |
|-------------|-----------------------------|------------------------------|-----------------------------|------------------------------|-----------------------|---------------|
| Primera (1) | 0,48/-2.5 $^{\circ}$ | 56 | 45 | 40 | 70 | 0.05 |
| Segunda (2) | 0,48/-2.5 $^{\circ}$ | 62 | 62 | 50 | 70 | 0.4 |
| Tercera (3) | 0,48/-2.5 $^{\circ}$ | 250 | 110 | 100 | 70 | 2 |
| Cuarta (4) | 0,48/-2.5 $^{\circ}$ | 250 | 110 | 100 | 70 | 2 |
| ZP | 0,48/-2.5 $^{\circ}$ | 70 | 65 | 60 | 70 | 1 |

Tabla 3.3: Ajustes de los elementos de distancia del interruptor LM 120.

La diferencia entre la tercera y cuarta zona radica en que la tercera mira hacia delante y la cuarta hacia atrás, con desplazamiento de 13 $\Omega/\text{prim.}$

El relé de secuencia negativa (No direccional) tiene un ajuste de su corriente de arranque por primario de $I_{2aj}=60$ A y un tiempo de operación de 3.5 s. Téngase en cuenta que el mismo brinda respaldo a todos los elementos de la zona.

Es sensible para cortocircuito en la baja de la distribución en estos momentos que están instalados los transformadores de 12 y 25 MVA, y aumentará esta sensibilidad a partir del mes de noviembre de este año 2012, por aumento de la capacidad de transformadores en subestación La Moza, serán dos de 25 MVA y 110/34,5 kV.

En la tabla 3.2 se muestran algunos valores de la corriente de secuencia negativa para cortocircuito en diferentes barras de la 34,5 kV.

| Lugar cortocircuito | La Piedra | Manicaragua | Mataguá | El Hoyo |
|-------------------------------------|-----------|-------------|---------|---------|
| Corriente de secuencia negativa (A) | 110 | 120 | 76 | 148 |

Tabla 3.2 Corrientes de secuencia negativa en diferentes barras de la baja.

Si se tiene en cuenta la fuente intermedia del Tablón que es de 150 A estos valores incrementan. Por ejemplo, el caso de Cumanayagua que es uno de los puntos más distantes de la subestación este valor es de 88 A.

Al hacer el cambio a dos transformadores de 25MVA este problema aumenta como se muestra en la tabla 3.3.

| Lugar cortocircuito | La Piedra | Manicaragua | Mataguá | El Hoyo |
|-------------------------------------|-----------|-------------|---------|---------|
| Corriente de secuencia negativa (A) | 200 | 220 | 160 | 167 |

Tabla 3.2 Corrientes de secuencia negativa en diferentes barras de la baja.

Para el mismo caso en que se tuvo en cuenta el efecto de la fuente intermedia este valor incrementó a 100 A.

El relé sobrecorriente de tierra tiene tres ajustes o los denominados escalones. El primero de ellos es direccional hacia la línea, instantáneo y con un ajuste de corriente de 640 A por primario. El segundo que también es direccional hacia la línea tiene retardo de tiempo de 0,4 s y su ajuste de corriente por primario es de 320 A. El tercero que también es direccional hacia la línea tiene un retardo de tiempo de 2 s y un ajuste de corriente de arranque de 60 A por primario. El ángulo de sensibilidad máxima es de -45° .

El relé sobrecorriente de fase tiene un primer ajuste o escalón direccional hacia la línea, instantáneo cuya corriente de arranque es de 900 A por primario. El ángulo de sensibilidad máxima es de 60°. El segundo escalón que es direccional hacia la línea tiene como ajuste una corriente de 420 A con tiempo de 3.5s. Se le chequeó la sensibilidad y su coeficiente dio como resultado 1,1.

Relé MICOM P143. Este relé tiene ajustes semejantes a los vistos en secuencia negativa, sobrecorriente de fase y tierra, Solo difiere que tiene un cuarto ajuste o escalón direccional hacia la línea en la tierra con una característica “Very Inverse” de la IEEE con una corriente de arranque de 120 A/primario, un DT 0.8 y el punto de operación de prueba para 320 A que da como resultado 0.4 s.

3.5.3 Protecciones de la línea del interruptor LM 130

Se corresponde con la línea La Moza – Santa Clara 110 kV cuya longitud es de 36.62 km con una impedancia de 17.87 Ω y un ángulo de 65,9°. El TP es de 1100/1 y el TC de 400/5.

Este interruptor tiene instalado un relé de distancia P441 de última generación tal y como se ha analizado anteriormente. A continuación se exponen algunos de los ajustes de las posibles funciones que dispone este relé.

Protección de Distancia. Teniendo en la característica los ajustes de las diferentes zonas son los mostrados en la tabla 3.4.

| ZONA | KZ Ω /prim. | Zaj Ω /prim. | Rg Ω /prim. | Rph Ω /prim. | Áng (°) | Tiempo (s) |
|-------------|--------------------|---------------------|--------------------|---------------------|---------|------------|
| Primera (1) | 0.48/-2.5° | 14 | 45 | 40 | 70 | 0.05 |
| Segunda (2) | 0,48/-2.5° | 22 | 55 | 50 | 70 | 0.45 |
| Tercera (3) | 0,48/-2.5° | 230 | 110 | 100 | 70 | 3 |
| Cuarta (4) | 0,48/-2.5° | 230 | 110 | 100 | 70 | 4 |
| P | 0,48/-2.5° | 31 | 65 | 60 | 70 | 1.7 |

Tabla 3.4: Ajustes de los elementos de distancia del interruptor LM 130.

La diferencia entre la tercera y cuarta zona radica en que la tercera mira hacia delante y la cuarta hacia atrás, con desplazamiento de 15 Ω /prim.

La carga máxima estimada para esta línea es la capacidad generadora de la hidroeléctrica Hanabanilla que es 250 Ω que es para el caso que La Moza por alguna razón por ejemplo un disparo DAF (el más probable), un disparo de los totalizadores, o

cualquier otra catástrofe, no tome carga y entonces por la línea tendrá transferencia de 45 MVA.

El relé de secuencia negativa (No direccional) tiene un ajuste de su corriente de arranque por primario de $I_{2aj}=150$ A y un tiempo de operación de 3 s. Téngase en cuenta que el mismo brinda respaldo a todos los elementos de la zona.

Es sensible también para cortocircuito en la baja de la distribución en estos momentos que están instalados los transformadores de 12 y 25 MVA, y aumentará esta sensibilidad a partir del mes de noviembre de este año 2012, por aumento de la capacidad de transformadores en subestación La Moza, serán dos de 25 MVA y 110/34,5 kV, como se muestra en la tabla 3.5.

| Lugar cortocircuito | La Piedra | Manicaragua | Mataguá | El Hoyo |
|-------------------------------------|-----------|-------------|---------|---------|
| Corriente de secuencia negativa (A) | 280 | 310 | 205 | 214 |

Tabla 3.5 .Corrientes de secuencia negativa en diferentes barras de la baja.

En este interruptor a diferencia del LM120 cuando se considera la fuente intermedia del Tablón de corriente de secuencia negativa de 150 A el nodo de Cumanayagua con 110 A no es sensible.

El relé sobrecorriente de tierra tiene tres ajustes o los denominados escalones. El primero de ellos es direccional hacia la línea, instantáneo y con un ajuste de corriente de 1100 A por primario. El segundo que también es direccional hacia la línea tiene retardo de tiempo de 1 s y su ajuste de corriente por primario es de 800 A. El tercero que también es direccional hacia la línea tiene un retardo de tiempo de 1,5 s y un ajuste de corriente de arranque de 670 A por primario. Su cuarto escalón también direccional hacia delante que tiene una corriente de arranque de 120 A y tiempo de 3 s: El ángulo de sensibilidad máxima es de -45° .

El relé sobrecorriente de fase tiene un primer ajuste o escalón direccional hacia la línea, instantáneo cuya corriente de operación es de 1100 A por primario. El ángulo de sensibilidad máxima es de 60° . El segundo escalón que es direccional hacia la línea tiene como ajuste una corriente de 750 A con tiempo de 1 s. Se le chequeó la sensibilidad y su coeficiente dio como resultado 1.15. Un tercer escalón cuya corriente de arranque es 440 A por primario y un ajuste de tiempo de 3 s:

Relé MICOM P143. Este relé tiene ajustes semejantes a los vistos en secuencia negativa, sobrecorriente de fase y tierra, Solo difiere que el cuarto ajuste o escalón

direcciona hacia la línea en la tierra con una característica “Very Inverse” de la IEEE con una corriente de arranque de 130 A/primario, un DT 9.5 y el punto operación de prueba para 680 A que da como resultado 1.5 s.

3.5.4 Protecciones de la línea del interruptor 9125

Este interruptor pertenece a la línea Santa Clara 110 kV - La Moza 110 kV, cuya longitud es de 34.62 km con una impedancia de 17,87 Ω /primario y un ángulo de 65°. Su TP es de 1100/1 y su TC de 600/5. En estos momentos tiene instalado un D115 pero por las necesidades de modernización se le propone los ajustes para el relé P441 cuyos ajustes se muestran en la tabla 3.6.

| ZONA | KZ Ω /prim. | Zaj Ω /prim. | RG Ω /prim. | Rph Ω /prim. | Ángulo (°) | Tiempo (s) |
|-------------|-----------------------|------------------------|-----------------------|------------------------|------------|---------------|
| Primera (1) | 0.48/-2.5° | 14 | 45 | 40 | 70 | 0.05 |
| Segunda (2) | 0,48/-2.5° | 40 | 35 | 70 | 70 | 0.4 |
| Tercera (3) | 0,48/-2.5° | 150 | 110 | 100 | 70 | 3 |
| Cuarta (4) | 0,48/-2.5° | 150 | 110 | 100 | 70 | 3 |
| P | 0,48/-2.5° | 40 | 35 | 30 | 70 | 1.7 |

Tabla 3.6: Ajustes de los elementos de distancia del interruptor 9125.

La diferencia entre la tercera y cuarta zona radica en que la tercera mira hacia delante y la cuarta hacia atrás, con desplazamiento de 1.5 Ω /prim.

La carga máxima estimada para esta línea es la capacidad de los tres transformadores de La Moza y la sub estación 110/13 kV La Rusa que sería de 305 Ω /prim

El relé de secuencia negativa (No direccional) tiene un ajuste de su corriente de arranque por primario de $I_{2aj.}=150$ A y un tiempo de operación de 3 s. Téngase en cuenta que el mismo brinda respaldo a todos los elementos de la zona.

Es sensible también para cortocircuito en la baja de la distribución en estos momentos que están instalados los transformadores de 12 y 25 MVA, y aumentará esta sensibilidad a partir del mes de noviembre de este año 2012, por aumento de la capacidad de transformadores en subestación La Moza, serán dos de 25 MVA y 110/34,5 kV, como se muestra en la tabla 3.5.

| Lugar cortocircuito | La Piedra | Manicaragua | Mataguá | El Hoyo |
|-------------------------------------|-----------|-------------|---------|---------|
| Corriente de secuencia negativa (A) | 280 | 310 | 205 | 214 |

Tabla 3.5 .Corrientes de secuencia negativa en diferentes barras de la baja.

En este interruptor a diferencia del LM120 cuando se considera la fuente intermedia de corriente de secuencia negativa de 150 A, del Tablón, el nodo de Cumanayagua con 110 A no es sensible.

El relé sobrecorriente de tierra tiene tres ajustes o los denominados escalones. El primero de ellos es direccional hacia la línea, instantáneo y con un ajuste de corriente de 1300 A por primario. El segundo que también es direccional hacia la línea tiene retardo de tiempo de 1.5 s y su ajuste de corriente por primario es de 700A. El tercero que también es direccional hacia la línea tiene un retardo de tiempo de 2.5 s y un ajuste de corriente de arranque de 300 A por primario. Su cuarto escalón también direccional hacia delante que tiene una corriente de arranque de 120 A y tiempo de 3.5 s: El ángulo de sensibilidad máxima es de -45° .

El relé sobrecorriente de fase tiene un primer ajuste o escalón direccional hacia la línea, instantáneo cuya corriente de arranque es de 3000A por primario. El ángulo de sensibilidad máxima es de 60° . El segundo escalón que es direccional hacia la línea tiene como ajuste una corriente de 900 A con tiempo de 1.2 s. Se le chequeó la sensibilidad y no hubo dificultades.

Relé MICOM P143. Este relé tiene ajustes semejantes a los vistos en secuencia negativa, sobrecorriente de fase y tierra, Solo difiere que el cuarto ajuste o escalón direccional hacia la línea en la tierra con una característica "Very Inverse" de la IEEE con una corriente de arranque de 120 A/primario, un DT 8 y el punto de operación de prueba para 460 A que da como resultado 1.6 s.

Los resultados de todos estos ajustes llevan a la conclusión de que se hace necesario la modernización de las protecciones de 34,5 kV, baja La Moza, del interruptor 9115 y 9325, es decir los extremos Santa Clara y Hanabanilla.

Conclusiones

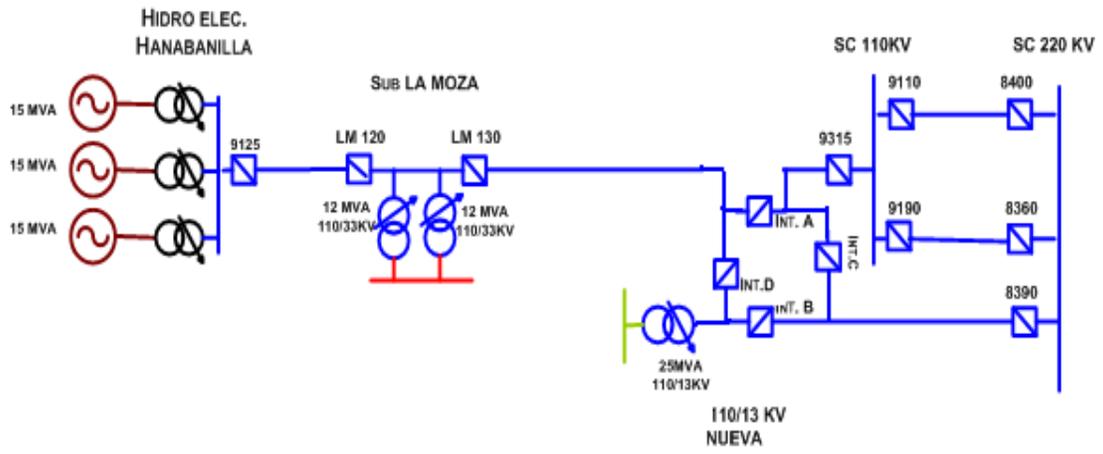
- 1 Como se ha demostrado a través de las simulaciones del PSX en las condiciones actuales para el reenganche con sincronismo en La Moza del interruptor LM 130 solo podrá ocurrir el mismo para el caso que la transferencia esté flotando en la línea que enlaza La Moza con el resto del Sistema Eléctrico Nacional que es la 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 y hasta 40 min o más.
- 2 La variante de ejecutar comandos de automáticas sobre los gobernadores de las turbinas que no fue analizado en este trabajo, es poco factible debido a que los canales de comunicación existentes son en el sentido Hanabanilla – La Moza. Además los equipos instalados son lentos para el propósito de la automática, sin tener en cuenta, los tiempos inherentes de ejecución de los gobernadores, que como se demuestra en las simulaciones en la mayoría de los casos las diferencias a regular son altas.
- 3 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.
- 4 El reenganche idóneo para la línea Santa Clara es el monopolar debido a sus características. 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 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.
- 5 Resulta imprescindible modernizar las protecciones en el interruptor 9125 en Santa Clara 110 kV. La tecnología instalada es obsoleta. De esa manera al instalar un relé digital se puede disminuir el tiempo de operación de la protección de manera que se pueda implementar el disparo monopolar y el reenganche monopolar por las lógicas programables de los mismos, haciendo las operaciones más confiables, rápidas y seguras.
 - 6 También resulta imprescindible, se implemente o no el disparo y reenganche monopolar, incluso para las condiciones actuales de operación del sistema, la modernización de protecciones en los interruptores de 34,5 kV, baja de la subestación La Moza, de manera que incluyan protecciones de secuencia negativa direccionales. De esta forma las protecciones de las líneas de 110 kV, no disparen para averías en las bajas de la distribución, como ha ocurrido.

Recomendaciones

1. De efectuarse el cambio de transformador en la Moza como debe ocurrir en los próximos meses y aumentar la capacidad de transformación a dos transformadores de 25 MVA, es necesario un nuevo estudio de los cortocircuitos en las líneas y totalizadores de la subestación, así como revisar los ajustes de las protecciones.
2. Resulta importante la revisión de los ajustes de protecciones del Grupo Electrógeno del Tablón ubicado en medio de la línea del interruptor 333 en La Moza, de manera que ante averías se separe del sistema de manera inmediata ya que existen evidencias que esto no ocurre y que permanece en ocasiones por 30 Hz conectado a la avería.
3. De implementarse el disparo y el reenganche monopolar en la línea del interruptor LM130, se deben instalar relé de secuencia negativa con posibilidades de características de operación de tiempo inverso en las protección de los generadores de la Hidroeléctrica 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.
4. Sería prudente modificar el esquema de barra de la nueva subestación rusa Gran panel de 110/13 Kv que en la actualidad se encuentra como una derivación entre la línea Santa Clara - La Moza.

Tomando en cuenta que en ella entrará también por proyecto una línea desde la subestación Santa Clara 220 kV. Cambiando el esquema primario, a esquema de interruptor y medio. De manera ofrezca una mayor fiabilidad al sistema dado que hay que tener en cuenta que entre la hidroeléctrica Hanabanilla y el nodo Santa Clara 110 kV existen ahora dos derivaciones, La Moza y esta de Gran Panel. Con este esquema se lograría un tercer enlace de Santa Clara 220 kV y Santa Clara 110 kV y está subestación 110/13 kV como se muestra en la figura a continuación.



Referencias Bibliográficas

1. IEEE PSRC WG D6." *Power Swing and Out-of-Step Considerations on Transmission Lines*". A Report to the Power System Relaying Committee of the IEEE Power Engineering Society. 2005, 59 p.
2. Blackburn, J. Lewis y Domin, Thomas J. "*Protective Relaying Principles and Applications*". Third Edition CRC Press, by Taylor & Francis Group, LLC.2007. 638 p.
3. 30. Zeqo, E.; Bualoti, R.; Metko O. "*Impact of Replacement of Conventional Recloser with PulseCloser*" *ATI - Applied Technologies & Innovations*. Volume 4, Issue 1, April 2011. pp. 22-33.
4. 31 IEEE Std. C37.100-1992. "*IEEE Standard Definitions for Power Switchgear*".
5. 20. Lara Naranjo, E. A. "*Estudio de Recierres Tripolares y Monopolares para la Línea de Transmisión El Inga Yaguachi de 500kV*" [en línea] Proyecto Previo a la Obtención del Título de Ingeniero. Director Ing. Luis Ruales Corrales. Escuela Politécnica Nacional. Ecuador. 2010. 10 p. Disponible en: <http://bibdigital.epn.edu.ec/handle/15000/2631>
6. Basler Electric Company. "Automatic Reclosing - Transmission Line Applications and Considerations". [en línea] 2001, 35 p. Disponible en: <http://www.basler.com/downloads/autorecl.pdf>.
7. Estergalyos, J.; et al. "*Single Phase Tripping and Auto Reclosing of Transmmission Lines*"IEEE Comittee Report. Transactionson Power Delivery. Vol. 7, No 1, January 1992, pp. 182 -192.
8. 13. Areva. "*Network Protection & Automation Guide*". Copyright AREVA 2005, ISBN: 2-9518589-0-6.Barcelona España,Cap. 14, July 2002, 500 p.
9. 24 Srichand Ingjeti. "ECE 586b Course Project Report. Auto-Reclosing". Department of Electrical and Computer Engineering, University of Western Ontario, London Ontario. May 5, 2008, 14p. .
10. IEEE Power Systems Relay Committee. "*Automatic Reclosing of Transmission Lines*". IEEE Transactions, Vol. PAS-103, No.2, Feb. 1984, pp. 234 – 245.

11. Gallardo Medina, Juan; Fierros Dávila, Luis Enrique. “Disparo y Recierre Monopolar”. [en línea] R.T.T. CE305. Dpto. Protección y Medición. Subárea Temascal. GRTOR.2008, 3 p. Disponible en: http://www.articulosya.com/article/367/Disparo_y_Recierre_Monopolar.aspx.
12. Gustafson, Gerard. “Automatic Reclosing – Transmission Line Applications and Considerations”. 27th Annual WPRC, Spokane, WA. October 23 – 26 2000, 35 p.
13. IEEE Power Engineering Society. “Power Swing and Out-of-Step Considerations on Transmission Lines”. A Report to the Power Relaying Committee. 2005, 59 p.
14. Consejo Nacional de Electricidad (CONELEC). “Reglamento de Despacho y Operación del Sistema Eléctrico Interconectado” Vigente desde 1999, reformado mediante Decreto Ejecutivo No 2070, publicado en el Registro Oficial No 497 de 29 de noviembre de 2006, Código: R.O. 134, Ecuador. 9 p.
15. Comisión Federal de Electricidad, México. “Criterios de Diseño de la Red Eléctrica Principal de CFE”. Septiembre 2007, 21 p.
16. Arguello, Gabriel. “Análisis y Operación de Sistemas Eléctricos de Potencia”, Cap. 7 Recierres en Líneas de 230 kV, Universidad Politécnica Salesiana, Ecuador. pp 13 - 18. 1988.
17. Kumpulainen, Lauri & Kauhaniemi Kimmo. “Distributed Generation and Reclosing Coordination” VTT Processes. Technical Research Centre of Finland. 2004, 13p.
18. Martínez Hernández, Luis Adrian; Velázquez Martínez, Gustavo y Miranda Martínez Arturo. “Diseño y Lógica del Relevador SEL-421”. [en línea] Tesis para optar por el título de Ingeniero Electricista. Escuela Superior de Ingeniería Mecánica y Eléctrica. Unidad Profesional “Adolfo López Mateo”, México. Director de la tesis Dr. David Sebastián Baltazar. 2008, 174 p. Disponible en: <http://es.scribd.com/doc/52892451/105/Figura-3-76-Logica-completa-de-habilitacion-de-recierre-monopolar>
19. Midwest Reliability Organization (MRO). “*Considerations for Transmission Reclosing Practices in the MRO Area*”. Authored by the Protective Relay Subcommittee. Marzo 2009, 22 p.
20. IEEE Std. C37.104-2012. “IEEE Guide for Automatic Reclosing of Line Circuit Breaker for AC Distribution and Transmission Lines”. ISBN: 0-7381-3387-6 2003, Reaffirmed 2008, 47 p.

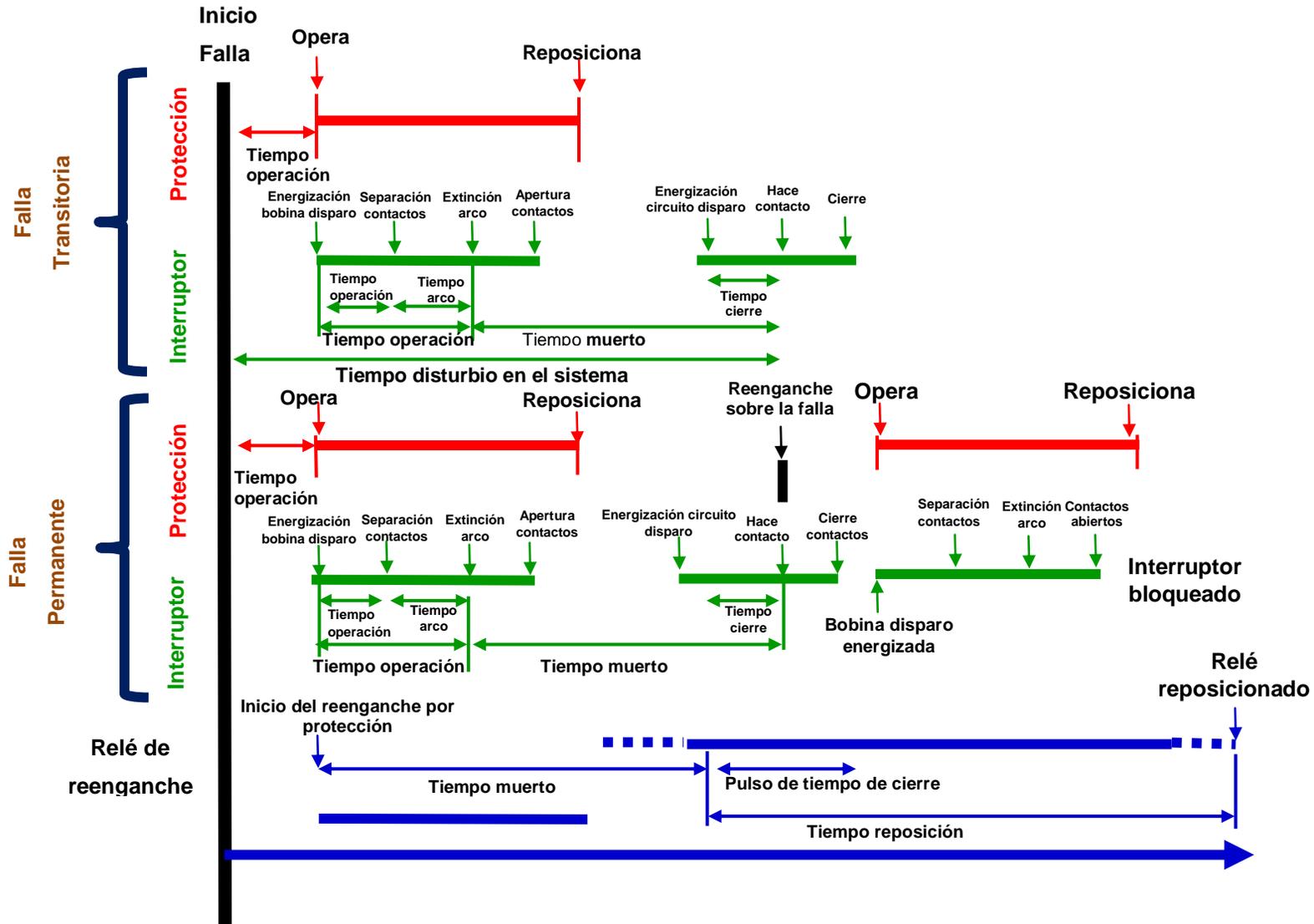
21. Asuming Frimpong, E.; Yaw Okyere, P. "A Review of Adaptive Autoreclosure Techniques". Indian Journal of Computer Science and Engineering. Vol. 1, No. 3, 2009, pp. 222 - 228.
22. Sena, Celia; Franco, Ricardo. "Sistemas de Protección. Curso: Estabilidad de Sistemas de Sistemas Eléctricos de Potencia". Instituto de Ingeniería Eléctrica, Uruguay. 2007, 21p.
23. Oliquino, R. Jr.; Islam, S. SMIEEE and Eren,H. "Effects of Types of Faults on Generator Vibration Signatures". School of Electrical and Computer Engineering Curtin University of Technology Western Australia. [en línea] 2003, 6 p.
24. Mason, Russell C. "The Art and Science of Protective Relaying" John Wiley & Sons Inc., New York, NY, 1956. 346 p.
25. Beckwith Electric. Co Inc. Presentado por: The Power Engineering Education Committee. Power System Relaying Committee. Power System Relaying Committee. "Tutorial IEEE de Protección de Generadores Síncronos". 2009, 89p.
26. ABB Power T&D Company Inc. Relay Division Coral Spring, Florida. "Protective relaying.Theory and Applications".Edited by Walter A. Elmore, Marcel Dekker, INC, 1994, 267 p.
27. ANSI C50.13- 1977. "Requirements for Cylindrical – Rotor Synchronous Generators" American National Standard Institute" 16 p.
28. Empresa Eléctrica de Villa Clara. "Sitio Web del Despacho de Carga Villa Clara" [en línea]. Disponible en: <http://intranet.elecvcl.unecl.edu.cu/>; <http://despacho.elecvcl.unecl.edu.cu/> 2012.
29. Areva. Catálogo del fabricante. "MiCOM P441/ P442 & P444 Numerical Distance Protection" [en línea]. Technical Guide. P44x/En T/E44. Areva. 2005, 636 p. Disponible en: <http://www.areva-td.com>.
30. Areva. "MiCOM P141, P142 y 143. Relés de protección de circuitos" [en línea]. Guía Técnica. P14x/ES T/A44 Areva. 2010, 610 p. Disponible en: <http://www.areva-td.com>
31. General Electric. Catálogo del fabricante. Relé de sobrecorriente de tierra CO-8.
32. "Relés de protección". [en línea]. Universidad Distrital Francisco José de Caldas. 2006. Disponible en:

<http://gemini.udistrital.edu.co/comunidad/grupos/gispud/redeselectricas/site/cap3/c83reles.php>

33. PHAM SY, Thang. “*Análisis de las protecciones de la subestación Moza*”. Trabajo de diploma. Universidad Central Las Villas. Directora Dra. Marta Bravo. UCLV, 2010, 78p.
34. Altuve, Héctor. “Protección de Sistemas Eléctricos de Potencia”. Tomo I y II. Universidad Central de Las Villas. 1991. 254p.
35. Iriondo, A. B. “*Protecciones de Sistemas de Potencia*”. Departamento de Ingeniería Eléctrica, Universidad del País Vazco, Euskal Herriko Unibersitaeta. 1999. 174 p.
36. Westinghouse, E. C. Relay Department. “*Applied Protective Relaying*”. A New Silent Sentinels ® Publication. 2002. 266 p.

ANEXO 1.1

Operación de un esquema de reenganche simple para falla transitoria y permanente



Anexo 1.2

Tabla. 1.2.1. Tiempos típicos de desionización del arco primario.

| Tensión de línea (kV) | Tiempo mínimo de desionización (s) |
|------------------------------|---|
| 66 | 0.100 |
| 110 | 0.150 |
| 132 | 0.170 |
| 220 | 0.280 |
| 275 | 0.300 |
| 500 | 0.417 |

Tabla 1.2.2. Tiempos de extinción del arco secundario.

| Nivel de tensión (kV) | Tiempo de extinción (s) |
|------------------------------|--------------------------------|
| 380 | 0.200 |
| 380 | 0.100 |
| 400 | 0.400 |
| 400 | 0.500 |
| 500 | 0.350 |
| 500 | 0.450 |
| 765 | 1.52 |

Anexo 1.3

Tabla 1.3.1. Valores de la constante K.

| Tipo de generador | K ($I_2^2 t$ permisible) |
|---|--|
| Generador de polos salientes | 40 |
| Condensador sincrónico | 30 |
| Generador de rotor cilíndrico | |
| • Enfriado directamente | 20 |
| • Enfriado directamente (0-800 MVA) | 10 |
| • Enfriado directamente (800- 1600 MVA) | Entre 4 y 8 |

Tabla 1.3.2. Capacidad de secuencia negativa de corto tiempo de un generador según la norma ANSI C50.13

| TIPO GENERADOR | | I₂ permisible (porcentaje Valor nominal del estator) |
|-------------------------|--|---|
| Polos Salientes | Con devanados amortiguadores conectados | 10 |
| | Con devanados amortiguadores no conectados | 5 |
| Rotor Cilíndrico | Enfriado directamente | 10 |
| | Enfriado indirectamente hasta 960 MVA | 8 |
| | 961 hasta 1200 MVA | 6 |
| | 1201 hasta 1500 MVA | 5 |

Anexo 1.4

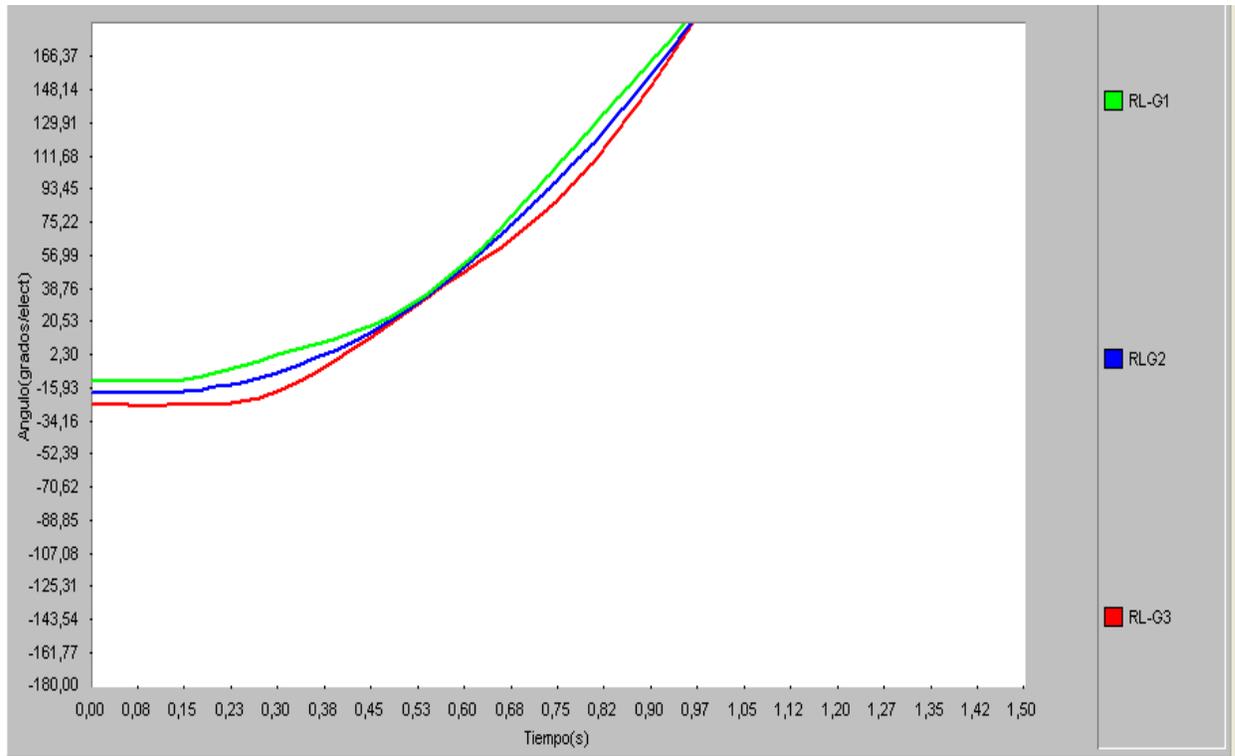


Fig. 1.4.1. Pérdida de la carga en los generadores de la hidroeléctrica Hanabanilla. Los generadores se encontraban en diferentes estados de carga.

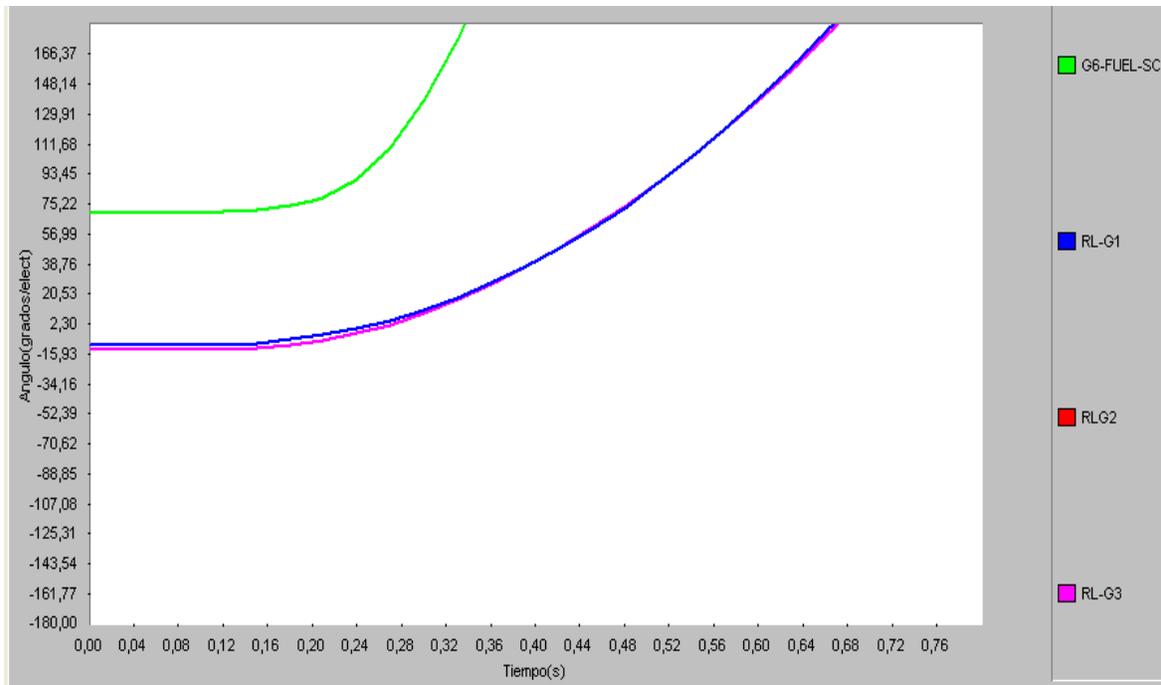


Fig. 1.4.2. Pérdida de la carga en hidroeléctrica Hanabanilla con los generadores en diferentes estados de carga y un generador del grupo electrógeno de Santa Clara.

Anexo 2.1

AT 31, AT 12:

TECHNISCHE DATEN

MESSELEMENTE

| | |
|---|--|
| Einstellbereiche | 0,8 bis 1,6/1,6 bis 3,2 A oder 4 bis 8/8 bis 16 A |
| Nennfrequenz f_n | 50 Hz oder 60 Hz |
| Verbrauch pro Element | |
| Skalenanfang 50 Hz (60 Hz) | 0,9 bis 1,1 VA (1,1 bis 1,3 VA) |
| Skalenende 50 Hz (60 Hz) | 3,5 bis 4,5 VA (4,2 bis 5,5 VA) |
| Halbverhältnis | > 0,85 |
| Genauigkeit | $\pm 5\%$ |
| Dauerüberlastbarkeit | 3facher Stromwert am Skalenanfang (max. 25 A) |
| Thermische Kurzschlußfestigkeit während 1 s | 100facher Stromwert am Skalenanfang (max. 500 A) |
| Dynamische Kurzschlußfestigkeit | Halbwellenamplitude mit Sinus- oder Nicht-Sinusverlauf 50 oder 60 Hz mit 250fachem Strom 60 Hz mit 250fachem Stromwert am Skalenanfang |

ZEITELEMENT

| | |
|---|--|
| Gleichspeisungsspannung E_s | 24 V, 60, 110 oder 220 V $+10\%$ -20% |
| Zulässige Welligkeit der Speisungsspannung | 5 % |
| Verbrauch im Stillstand 0 | |
| Annähernder Verbrauch im Einsatz | 1,5 W — (24 V), 4,5 W — (60 V), 8 W — (110 V), 15 W — (220 V) |
| Anschluß an Spannung (Temperaturbereich -10 bis $+55\text{ }^\circ\text{C}$) | Ausführung 24 V: Dauerbetrieb Ausführung 60 V: Unterbrechungsbetrieb, Einschaltzeit max. 1 min. EIN/AUS-Verhältnis = 1/1 Ausführung 110 V: Unterbrechungsbetrieb, Einschaltzeit max. 1 min. EIN/AUS-Verhältnis = 1/3 Ausführung 220 V: Unterbrechungsbetrieb, Einschaltzeit max. 1 min. EIN/AUS-Verhältnis = 1/5 |
| Zeitverzögerung | 0,2 bis 3 s ($\pm 50\text{ ms} + 1\%$ der eingestellten Verzögerung) oder 0,5 bis 6 s ($\pm 100\text{ ms} + 1\%$ der eingestellten Verzögerung) oder 1 bis 12 s ($\pm 200\text{ ms} + 1\%$ der eingestellten Verzögerung) |

TECHNICAL DATA

MEASURING ELEMENTS

| | |
|---|---|
| Adjustability | 0.8 to 1.6/1.6 to 3.2 A or 4 to 8/8 to 16 A |
| Nominal frequency | 50 Hz or 60 Hz |
| Power input of one element beginning of the scale 50 Hz (60 Hz) | 0.9 to 1.1 VA (1.1 to 1.3 VA) |
| end of the scale | 3.5 to 4.5 VA (4.2 to 5.5 VA) |
| Resetting ratio | > 0.85 |
| Accuracy | $\pm 5\%$ |
| Continuous overload capacity | 3 times the value of the current at the beginning of the scale (max. 25 A) |
| Short-circuit thermal strength for a period of 1 s | 100 times the current at the beginning of the scale (max. 500 A) |
| Dynamic short-circuit strength | amplitude of a sinusoidal or non-sinusoidal half-wave 50 Hz or 60 Hz with a value of 250 times the value of the current at the beginning of the scale |

TIME ELEMENT

| | |
|---|--|
| Direct-current supply voltage | 24, 60, 110 or 220 V $+10\%$ -20% |
| Permissible ripple of the supply voltage | 5 % |
| Consumption in quiescent condition | 0 |
| in operation approx. | 1,5 W — (24 V), 4,5 W — (60 V), 8 W — (110 V), 15 W (220 V) |
| Connection to the voltage (temperature range -10 to $+55\text{ }^\circ\text{C}$) | type 24 V: continuously type 60 V: interruptedly, on-period max. 1 min. on-off ratio = 1/1 type 110 V: interruptedly, on-period max. 1 min. on-off ratio = 1/3 type 220 V: interruptedly, on-period max. 1 min. on-off ratio = 1/5 |
| Time delay | 0.2 to 3 s ($\pm 50\text{ ms} + 1\%$ of the adjusted delay) or 0.5 to 6 s ($\pm 100\text{ ms} + 1\%$ of the adjusted delay) or 1 to 12 s ($\pm 200\text{ ms} + 1\%$ of the adjusted delay) |

Anexo 2.2

Resultados de las simulaciones con la transferencia hacia La Moza

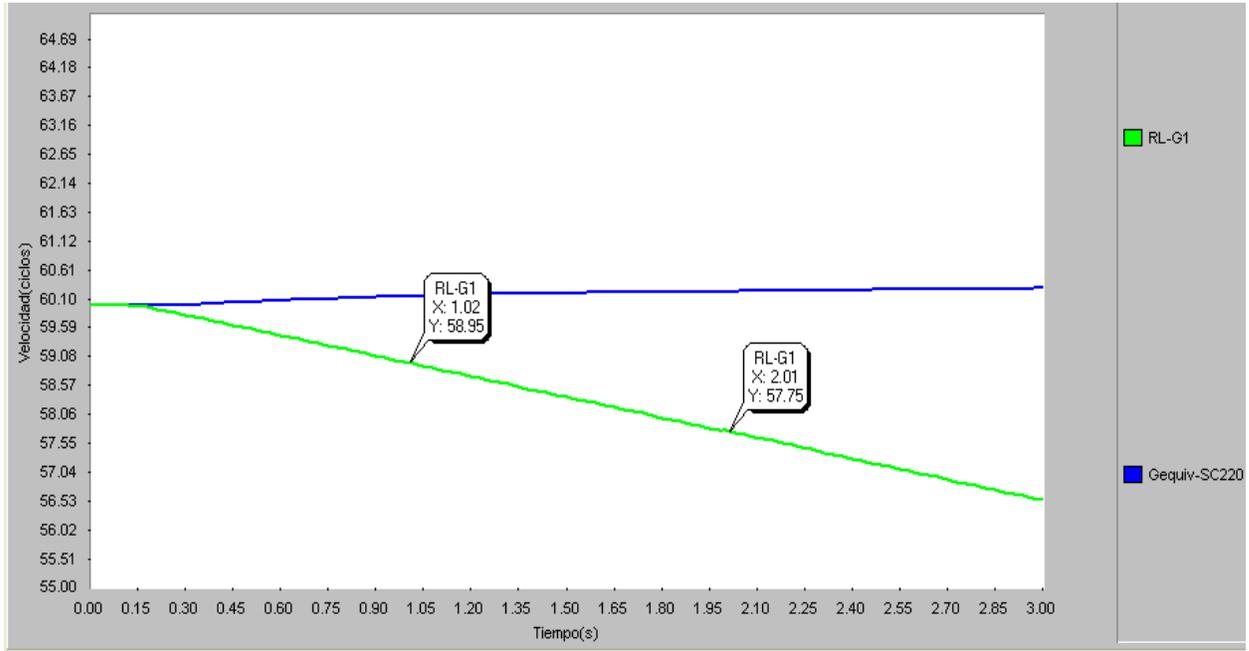


Fig. 2.2.1. Comportamiento de la frecuencia en la barra La Moza y la barra de Santa Clara 220 kV, Yabú.

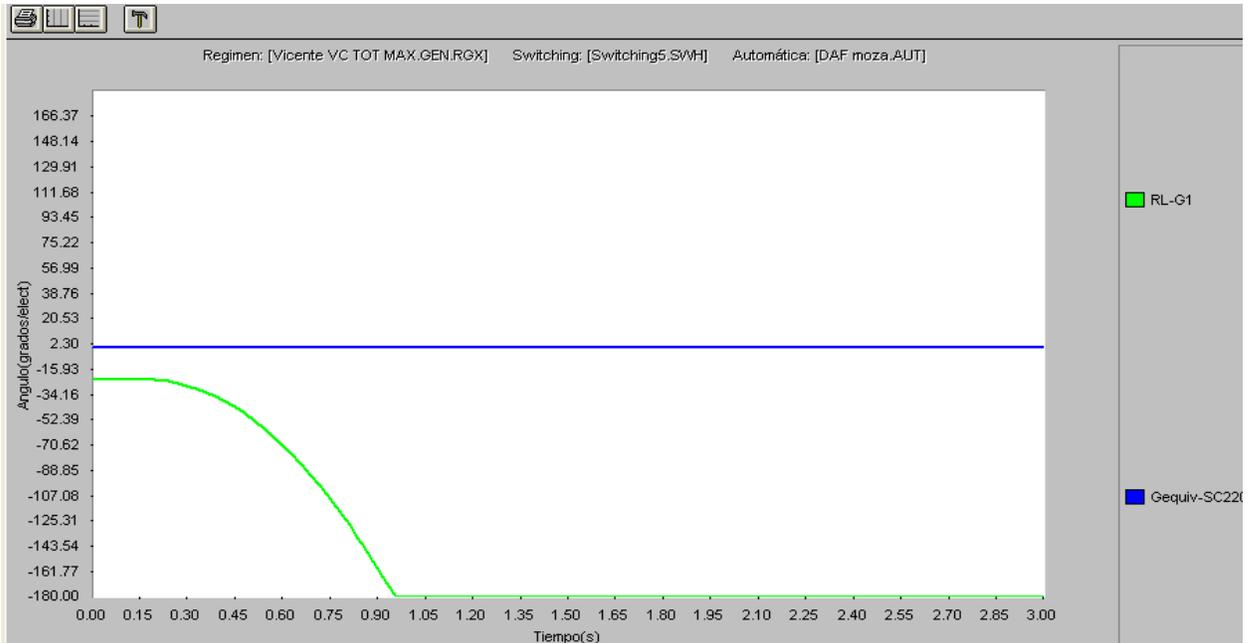


Figura 2.2.2. Comportamiento del ángulo de una de las máquinas de Hanabanilla y su diferencia con la máquina equivalente de Santa Clara 220 kV.

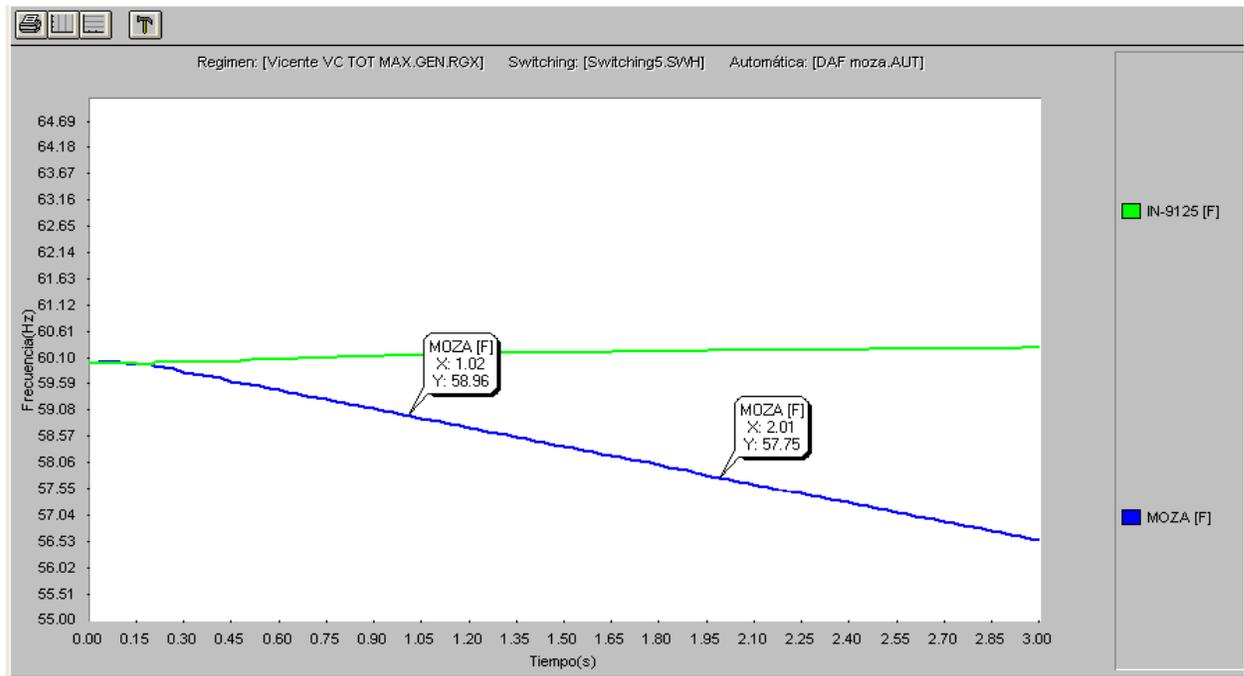


Figura 2.2.3. Comportamiento de la frecuencia de una de las máquinas de Hanabanilla y el interruptor 9125 barra La Moza.

Anexo 2.3

Resultados de las simulaciones variando el tiempo de recierre

- **Recierre a 500 ms**

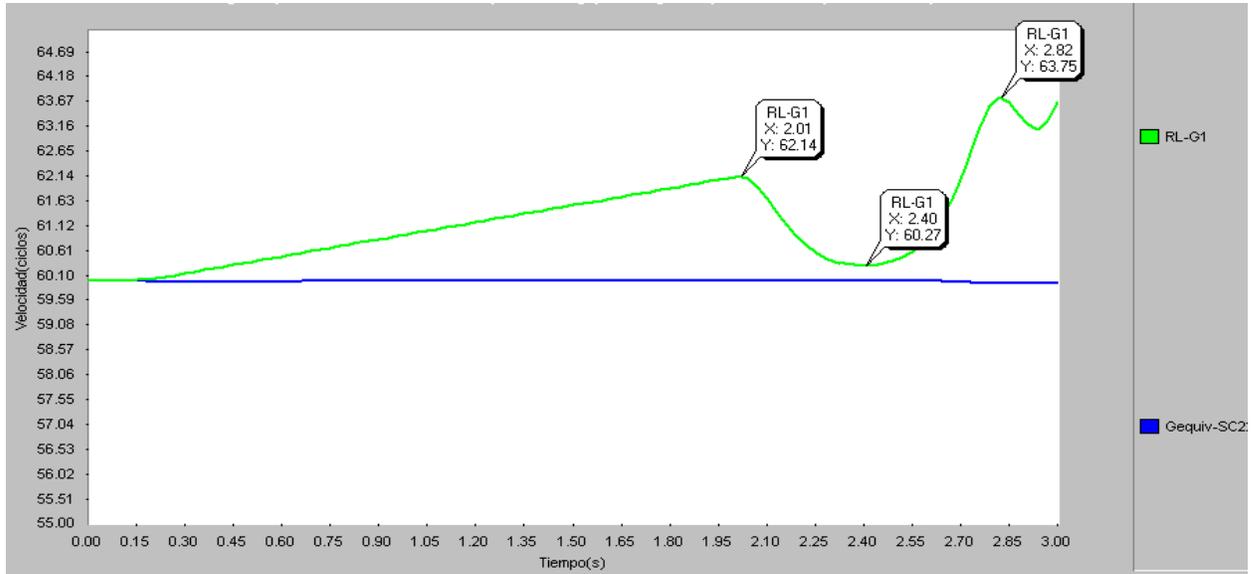


Figura 2.3.1. Comportamiento de la velocidad de una de las máquinas de Hanabanilla y del generador equivalente de la barra Santa Clara 220 kV.

- **Recierre a los 2 s**

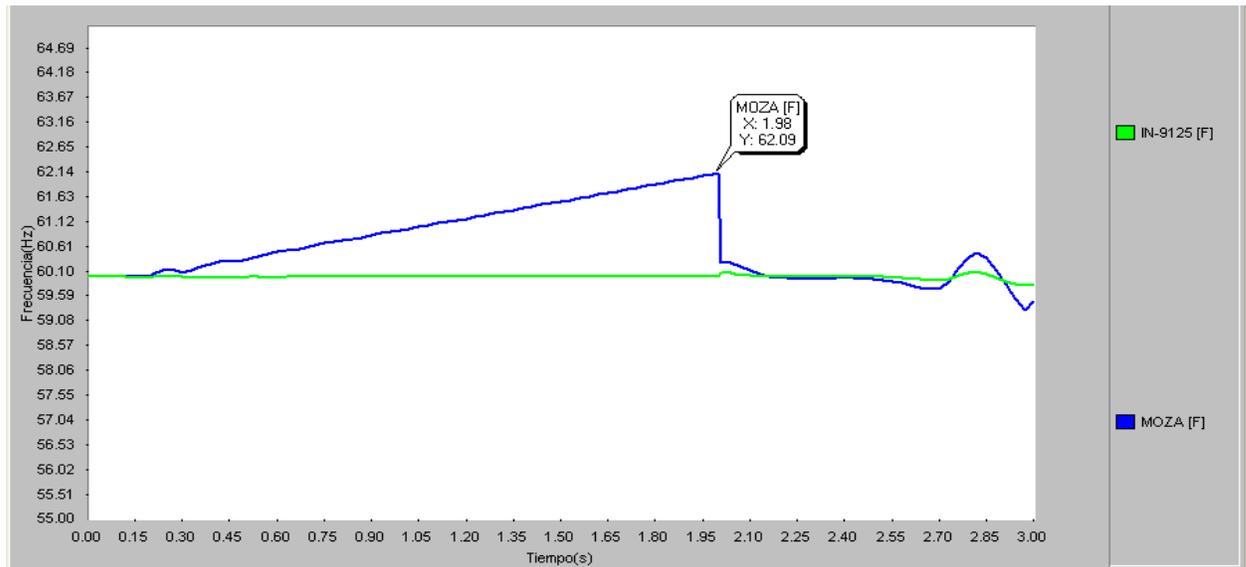


Figura 2.3.2. Comportamiento de la frecuencia en la barra La Moza y en el interruptor 9125 de Santa Clara 110 kV

- **Recierre a los 9 s**

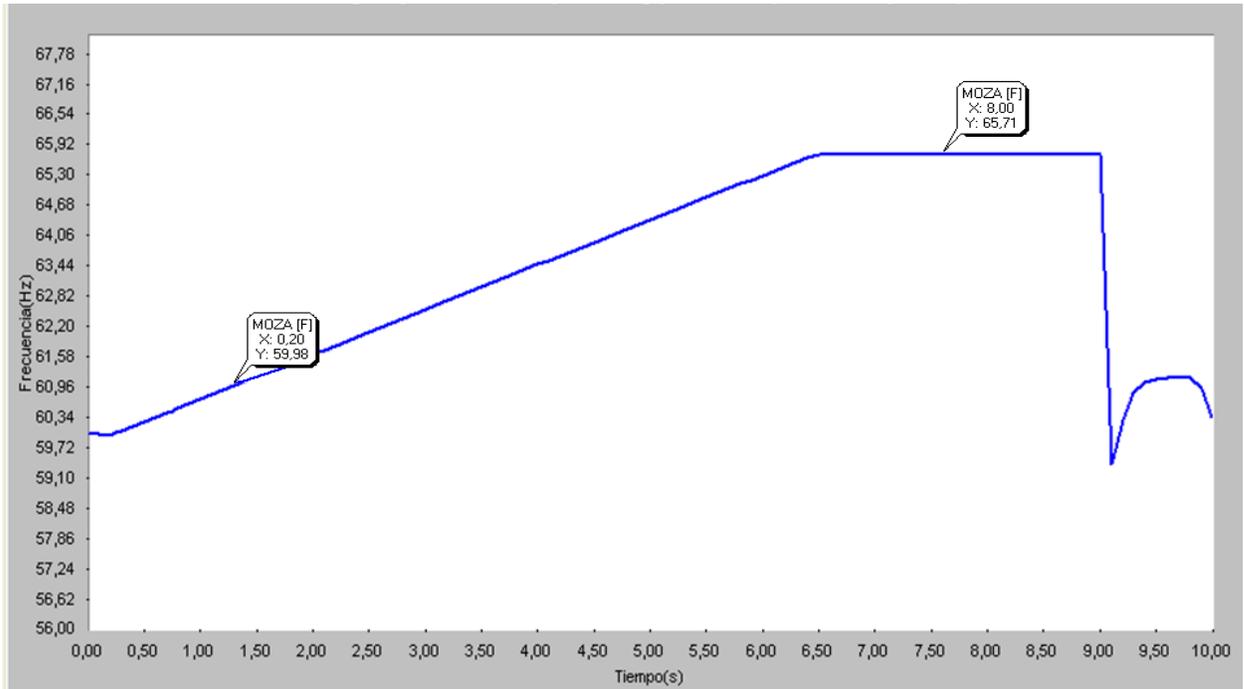


Figura 2.3.3. Comportamiento de la frecuencia en la barra La Moza.

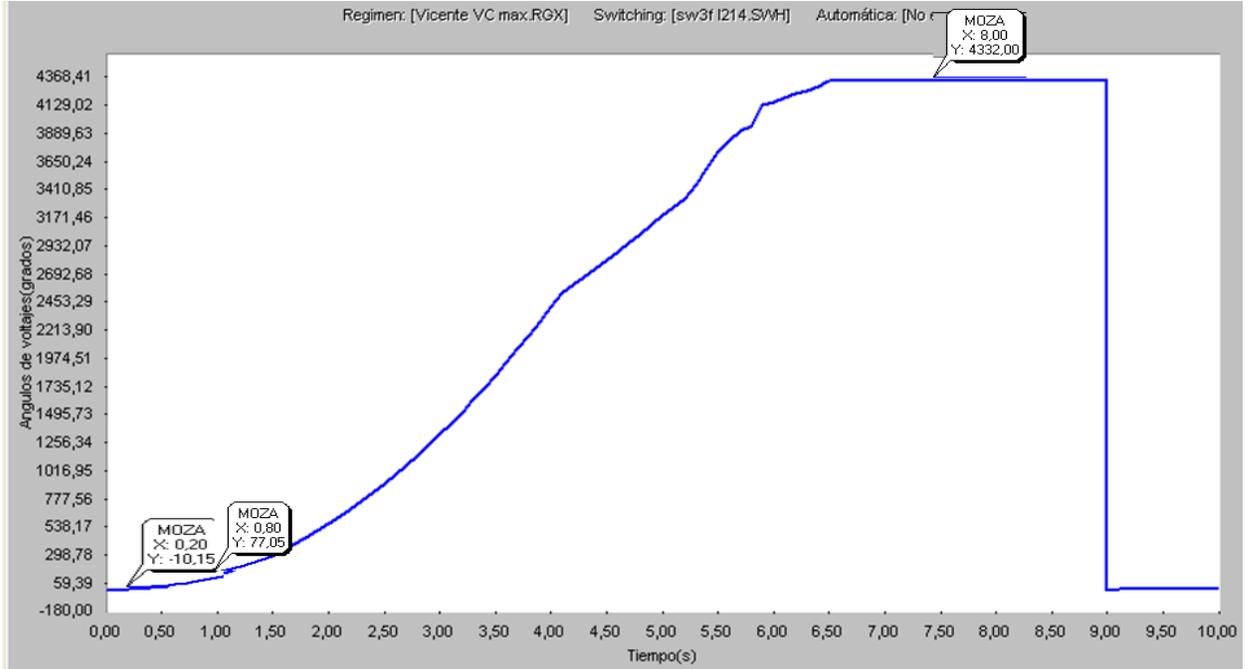


Figura 2.3.4. Comportamiento del ángulo de la tensión en la barra La Moza.