



Influencia de la generación distribuida en los niveles de cortocircuito y en las protecciones eléctricas en subestaciones de 110 / 34,5 kV

Marta Bravo

Recibido: Octubre del 2008

Aprobado: Diciembre del 2008

Resumen/ Abstract

En este trabajo se muestran algunos resultados de los efectos provocados por la introducción de la GD en las redes cubanas en lo que respecta a los niveles de cortocircuito y los ajustes de las protecciones en cinco subestaciones de 110 / 34,5 kV ubicadas en las provincias de Villa Clara, Cienfuegos y Sancti Spíritus. Se obtuvieron conclusiones importantes con respecto a las necesidades de funciones de protección y criterios de ajuste de las protecciones. Además, con respecto a la necesidad de tener en las subestaciones relés digitales modernos con el fin de que puedan responder correctamente y en el menor tiempo posible a los diferentes escenarios de operación que tendrá el sistema en las nuevas condiciones y así corresponder a las exigencias que impone la GD a los esquemas de protección.

Palabras claves: cortocircuitos, generación distribuida, protecciones eléctricas, sistemas eléctricos de potencia.

In this article, results are shown of the effects caused due to the introduction of Distribution Generation (DG) in the Cuban Networks with respect to short-circuit levels and the protection settings of five 110/34.5 kV substations located in the provinces of Villa Clara, Cienfuegos y Sancti Spíritus. Important conclusions have been obtained with respect to the necessities of the protection functions and their settings criteria. Besides, with respect to the necessity of having modern digital relays in order to respond correctly and in the least possible time to the different stages of operation that the system may have in the new conditions of operation and in this manner corresponds to the demands that the DG imply in protection systems.

Keywords: short-circuits, distribution generation, electrical protections, power electric systems.

INTRODUCCIÓN

La generación distribuida (GD) representa un cambio en la filosofía de la generación de energía eléctrica centralizada. Aunque se pudiera pensar que es un concepto nuevo, la realidad es que tiene su origen, de alguna forma, en el mismo inicio de la generación eléctrica. Luego como parte del crecimiento demográfico y de la demanda de bienes y servicios, evolucionó hacia el esquema de generación centralizada, precisamente porque la

central eléctrica se encontraba en el centro geométrico del consumo, mientras que los consumidores crecían a su alrededor. Sin embargo, se presentaban restricciones tecnológicas de equipos, generadores eléctricos de corriente directa usados y su transporte máximo por baja tensión que se resumía en algunos pocos kilómetros.

Con el tiempo, la generación eléctrica se estructuró como se conoce hoy en día, es decir, con corriente alterna y transformadores, lo que

permite llevar la energía eléctrica prácticamente a cualquier punto lejano al centro de generación. Bajo este escenario, se perdió el concepto de generación centralizada, ya que las grandes centrales se encuentran en lugares distantes de las zonas de consumo, pero cerca del suministro del combustible y agua.

En la década del 80 del pasado siglo, factores energéticos (crisis petrolera), ecológicos (cambio climático) y de demanda eléctrica (alta tasa de crecimiento) a nivel mundial, plantearon la necesidad de alternativas tecnológicas para asegurar por un lado el suministro oportuno y de calidad de la energía eléctrica y, por el otro, el ahorro y el uso eficiente de los recursos naturales. Una de estas alternativas tecnológicas consiste en generar la energía eléctrica lo más cercano posible al lugar del consumo, precisamente como se hacía en los inicios del suministro eléctrico, incorporando ahora las ventajas de la tecnología moderna y el respaldo eléctrico de la red del sistema eléctrico para compensar cualquier requerimiento adicional de compra o venta de energía eléctrica. A esta modalidad de generación eléctrica se le conoce como Generación In-Situ, Generación Dispersa, o más cotidianamente, Generación Distribuida (GD). [1].

Como se puede notar existen diferentes criterios a la hora de rotular bajo un nombre a la GD, la misma juega un papel según la nacionalidad, en países anglo-parlantes es común la utilización del término Generación In-Situ, en norteamérica se cataloga como Generación Dispersa mientras que en Europa y en algunos países de Asia se le denomina Generación Descentralizada [2].

De igual forma internacionalmente no existe una definición como tal de GD [3], muchos autores han tratado de explicar el concepto. Sin embargo, hay algo en común en las características de las fuentes de potencia de la GD como: que son de capacidades pequeñas, que están conectadas a las redes de medio y bajo voltaje, que no contribuyen al control del voltaje y la frecuencia, etc. Una de las más conocidas es la de la IEEE (*Institute of Electrical and Electronic Engineers*): “Generación Distribuida es la producción de electricidad con instalaciones que son pequeñas en relación con las grandes centrales de generación, de forma que puedan conectarse casi en cualquier punto de un sistema eléctrico. Es un subconjunto de recursos distribuidos” [4].

El auge de los sistemas con GD se debe a los beneficios inherentes a la aplicación de esta tecnología [5-6], tanto para el usuario como para el suministrador de la red eléctrica y consecuentemente para el país [7-8], algunas de ellas surgen de su proximidad local al consumo

[9]. Por otro lado, la GD implica una serie de desventajas que no deben ser descuidadas entre las que se encuentran los problemas de voltaje y la operación de las protecciones durante fallos y disturbios en la red [10].

El sistema convencional de distribución es radial por naturaleza, caracterizado por una simple fuente de alimentación a las redes, donde la corriente siempre circula de las fuentes a las cargas. El sistema de protección tradicional ha sido diseñado considerando un sistema radial, con esquemas generalmente de sobrecorriente tiempo inverso o tiempo definido, de acuerdo a los criterios convencionales de la protección y están acordes a los niveles de los cortocircuitos, corrientes de máxima carga, sistema de voltaje y el nivel de aislamiento [11].

Después de la conexión de los GD, parte del sistema puede que no sea radial, por lo que se modifica la magnitud y dirección de la corriente de cortocircuito, cambiando al mismo tiempo el modo de operación de la red y complicando la seguridad y confiabilidad en el suministro y la calidad de la energía entregada a los consumidores.

En principio la GD aumenta las corrientes de cortocircuito, lo cual es una consecuencia de la reducción de la impedancia equivalente de Thévenin vista desde una barra dada cuando se adiciona la GD [12], pero dicha corriente puede también disminuir dependiendo de la localización del relé, del fallo, y de la localización de la GD [13].

Lo anterior trae consigo problemas en la actuación de las protecciones; pueden ocurrir operaciones incorrectas, fallos de los esquemas de sobrecorriente, reducción del alcance potencial de los fallos a localizar por la protección así como disparos incorrectos, además de problemas relacionados con la coordinación.

El sistema de protección requiere que tanto la operación de la GD como la interconexión sea segura y fiable, incluyendo la coordinación con los dispositivos de protección de la red de distribución, por lo tanto la protección es necesaria mirarla desde el punto de visto de la red eléctrica, la interconexión y la propia GD. [14].

En la referencia 10 se expone el efecto de la GD en la coordinación de los equipos de protecciones tales como: fusibles-fusibles, fusibles-restauradores y relé-relé. En cada caso, en dependencia del tamaño y colocación del GD, hay

unos márgenes en el que la coordinación sería posible pero en otros casos no.

Los niveles funcionales de la protección de la interconexión de una fuente de GD a la red de distribución varían dependiendo de factores como: tamaño del generador, tipo de interconexión con la red de distribución, tipo de generador y configuración del transformador de interconexión.

En los esquemas de distribución donde la red opera en paralelo con fuentes de GD, la función principal de los dispositivos de protección de la interconexión es detectar cualquier disturbio en la red que pudieran dañar a la fuente de GD o a la misma red; además de proporcionar protección adicional de respaldo para fallos internos. En estos esquemas la GD, puede alimentar tanto carga local como exportar energía excedente a la red. Estas fuentes pueden estar conectadas en forma directa o a través de un transformador de interconexión [15]. Por lo que se debe manejar efectivamente la generación distribuida (GD) para asegurar que la potencia entregada al sistema mantenga el control de la estabilidad del sistema y una regulación de voltaje aceptable. Por lo que esto significa que hay que utilizar sistemas informatizados y automatizados para lograr dicho control. [16].

La GD llegó a Cuba de forma rápida ya que el país en el 2004 se encontraba en medio de un gran déficit energético debido a que las plantas que se encontraban trabajando no daban a vasto para suplir la demanda dado por el deterioro natural de los años, por lo que se recurrió a la vía rápida para responder a esta crisis, la cual fue en una primer etapa la instalación de generadores Diesel los cuales tienen la ventaja de tener un rápido montaje y aprovechando sus ventajas ya que nuestro país es azotado con frecuencia con fenómenos atmosféricos de gran envergadura.

Esta se lleva a cabo mediante la instalación de las denominadas baterías, que no son más que ocho generadores interconectados sincronizados al Sistema Electroenergético Nacional, ubicados en las subestaciones de 110-34,5 kV y en algunas de 34,5-13,8 kV. Además también se han instalado bloques aislados de dos generador sincronizados.

En estos momentos se encuentran ya trabajando las primeras unidades de Fuel, por ejemplo en Sancti Spiritus, Cruces, Santa Clara, etc., que será la próxima etapa que se viene desarrollando a lo largo de todo el país. En menor medida se cuenta ya con parques eólicos, Gibara, e Isla de la Juventud, lo cual es un modo de generación que está comenzando.

Las nuevas formas de generación adoptadas como estrategias por el Estado Cubano significan un

conjunto ventajas ya que se deja de tener un sistema de generación centralizada, con equipos antiguos y altamente ineficientes. Pero estos cambios también traen un conjunto de problemas técnicos, solubles pero que conllevan muchos estudios técnicos. Entre estos problemas se encuentra el de los retos que se le impone a las protecciones eléctricas.

Lo que se busca con el trabajo es indagar sobre la forma más segura y eficiente de proteger los circuitos de distribución con la entrada de la GD. Verificar si es posible con los esquemas de protecciones que están presente en las redes cubanas llevar a cabo estos cambios, en caso que no sea posible, que se necesita para poderlo llevar a cabo.

Se demuestra o justifica la necesidad de los relés programables [17-18] en nuestros circuitos radiales con GD a partir de los resultados obtenidos en los ajustes de los relés para las diferentes condiciones de trabajo de la red, con la GD y sin ella. En él se brindan los ajustes para las protecciones de los alimentadores, enlace y el totalizador de varias subestaciones de las provincias centrales del país.

Materiales y Métodos

Las subestaciones analizadas han sido las siguientes:

Trinidad 110/34.5 kV, provincia Sancti Spiritus. (2006).

Santa Clara Industrial, 110/34, 5 kV, provincia Villa Clara. (2006).

Santa Clara 110 kV, 110/34, 5 kV, provincia Villa Clara. (2007).

Cruces 110/34.5 kV, provincia Cienfuegos. (2007).

Sagua 110/34, 5 kV, provincia Villa Clara. (2008).

La subestación *Trinidad* (figura 1) se alimenta por una línea de 110 kV radial desde la subestación de la Central Termoeléctrica "Carlos Manuel de Céspedes" a través del interruptor 8562 y presenta tres salidas por 34,5 kV a través de los interruptores 1815 (línea San Pedro), 1185 (línea Tatagua), 1195 (línea Trinidad).

Colocado a la barra de 34.5 kV a través del totalizador IGD y un transformador de 20 MVA, 34.5/13.8 kV en estrella aterrada – delta se conecta un grupo de ocho Plantas Diesel, cada una de 2.36MVA a 480V unida a una barra común por medio de un transformador de 2.5 MVA y 13.8/0.48 kV.

La instalación a 110 kV posee un esquema de barra simple donde se conectan por medio de

desconectivos dos transformadores tipo ENTRE 6990/79 marca Escoda de fabricación checa de 12 MV.A, 110 + 8 x 2% / 34,5 / 6,3 kV y regulación bajo carga. Cada transformador tiene un totalizador (1805 y 1170). Por 34,5 kV presenta un esquema de barra principal seccionalizada por medio del interruptor 1810, con una barra auxiliar y el interruptor 1820 de transferencia.

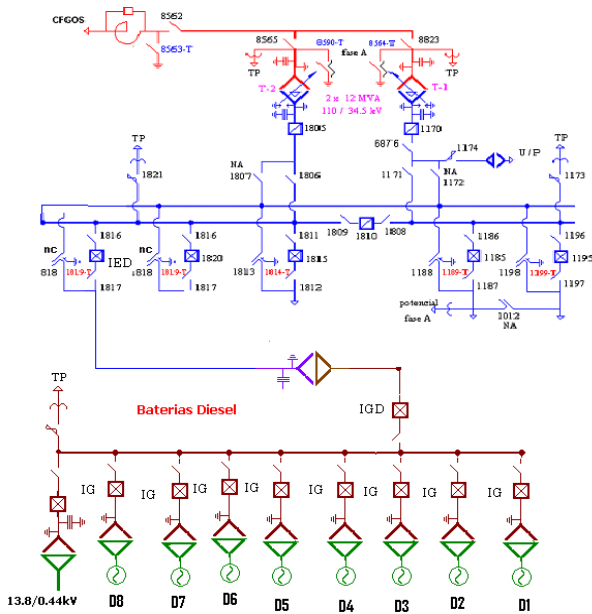


Fig. 1. Monolineal de la subestación Trinidad 110 / 34,5 kV.

Los transformadores están protegidos con una protección diferencial [19] con relés PHT-565 en las tres fases. Posee bloqueo de conexión independiente para cada fase. En los dos casos su zona de operación abarca desde los TC conectados a 110 kV hasta las magnitudes del lado de la barra de los interruptores totalizadores. La barra está protegida con relés PHT-565.

Las protecciones de los totalizadores 1170 y 1805 son de sobrecorriente en fase y tierra con retardo de tiempo en operación normal y aceleración al cierre cuando hay operación de la protección contra gases en el transformador, implementadas con relés IM-30 A [20] conectados a los transformadores de corriente (TC) instalados en el lado de 110 kV. Se prevé para actuar como respaldo a los interruptores de las líneas, en caso de no apertura ante fallos en circuitos de 34,5 kV o proteger una línea conectada a la barra auxiliar.

La protección del enlace de barra 1810 está implementada con un relé marca Siemens 7SJ600 [21]. Los interruptores 1185, 1195 y 1815 de los alimentadores de las líneas tienen protecciones de sobrecorriente con retardo de tiempo para fase y tierra del tipo IM 30 DRE, al igual que el desvío. El alimentador que va hacia la batería utiliza un relé SIEMENS 7SJ63 [22].

Los generadores de los grupos electrógenos se encuentran protegidos por dispositivos modernos tales como: Unidad de Control Deif, Unidad FIS II y Relé de Protección de Derivación a Tierra.

El transformador 34.5 / 13,8 kV de interconexión de las ocho baterías a la red de 34,5 kV de 20 MVA está protegido por una unidad de Control DEIF, y un Relé Diferencial SIEMENS 7UT6 numérico [23] con un amplio conjunto de funciones tales como: protección diferencial con retención de armónicos, protección de sobrecorriente tiempo definido y tiempo inverso, protección de sobrecarga, etc.

La subestación *Santa Clara Industrial* (figura 2) se alimenta por una línea radial energizada a 110 kV. En la parte de 110 kV posee un esquema de barra simple donde se conecta por medio de desconectivos un transformadores de 25 MVA, 110/34,5 kV. Presenta un interruptor de enlace de barra (1775) protegido con un relé SIEMENS 7SJ63.

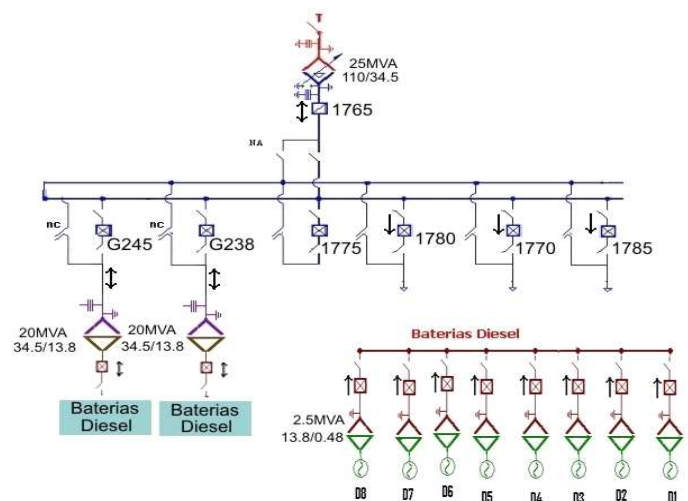


Fig. 2. Monolineal de la subestación Santa Clara Industrial.

El transformador tiene un totalizador (1765) y existen tres alimentadores de salida con sus correspondientes interruptores; 1780, el 1770 y el 1785 protegidos con relés IM 30 DRE cada uno. Colocado a la barra de 34,5 kV se encuentra a través de los totalizadores G245 y G238 y dos transformadores dos grupos de ocho Plantas Diesel cada uno, con iguales características que la subestación Trinidad.

La red opera siempre de forma radial y en condiciones de emergencia opera para cinco tipos de configuraciones, las dos primeras se alimentan a través del 1780 y las restantes por los alimentadores 1770 y 1785, teniendo en cuenta que no puede existir simultáneamente doble alimentación.

Las protecciones de fase y tierra de cada uno de los alimentadores, totalizadores y enlace de barra

está implementada con relés de sobrecorriente IM30-DRE.

La subestación *Cruces* cuenta con un transformador de 25 MVA que alimenta una carga muy diversa. Cuenta con cuatro alimentadores de salida que llevan la energía eléctrica hasta los lugares necesitados por 34,5kV. Se puede establecer un enlace a través del interruptor 1435 con un interruptor de la subestación “Carlos Manuel de Céspedes” (1635) que actualmente está fuera de servicio, no así cuando se hizo este estudio, y el enlace por el 75

hasta Santa Clara que es por donde se alimenta en la actualidad dicha subestación.

En la figura 3 se muestra un monolineal del esquema de conexiones de la subestación con sus cuatro alimentadores, uno que alimenta a la ciudad de Cruces con sus circuitos, el 55 y 56; los otros tres van hacia los pueblos de Lajas, Ranchuelo y el central azucarero Espartaco. Se puede observar también un quinto alimentador el cual conecta a la batería Diesel donde se encuentran las ocho máquinas. Están previstas cuatro configuraciones de emergencia.

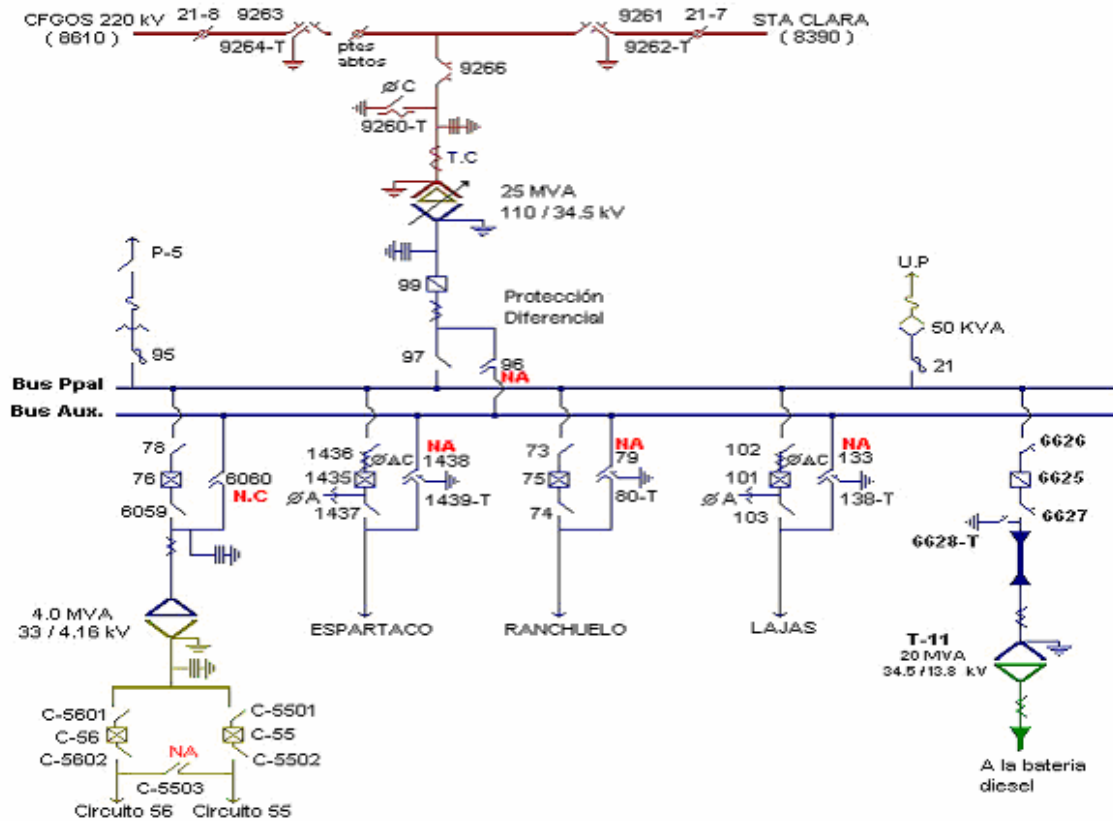


Fig. 3. Monolineal de la subestación 110-34,5 kV Cruces.

La subestación cuenta con relés de sobrecorriente numéricos SIEMENS 7SJ600 [21] situados en el totalizador de la subestación y en los cuatro alimentadores de las salidas.

La Subestación *Santa Clara 110 kV* es una de las mayores instalaciones de su tipo con las que cuenta la provincia Villa Clara, y bajo su responsabilidad está el grueso de la carga que representa el nodo de la capital provincial Santa Clara. Esta conectada a la red nacional de 110 kV y sus similares más cercanas: Santa Clara 220kV, Santa Clara Industrial y cuenta con un enlace con la Hidroeléctrica Hanabanilla.

La red de 34,5 kV asociada a la misma es bastante amplia tiene un total de 7 alimentadores por el lado de baja de la Subestación, además de un banco de capacitores conectado por el 1030 (figura 4).

La subestación por la parte de 110 kV cuenta con un esquema de barra simple seccionalizada (9233) que esta conectado mediante desconectivos a dos transformadores de 25 MVA de 110 / 34, 5 kV marca SKODA de tecnología checa, en su salida se encuentran los totalizadores 161 y 162. Desde el punto de vista operativo se pueden realizar 10 configuraciones de emergencia, más la condición de isla con el Diesel.

Los sistemas de protecciones hoy implementados cuentan con diversas tecnologías y fabricantes, por ejemplo: relés BDD (General Electric) en la protección diferencial de los transformadores; PVD (General Electric) protección diferencial de barra del lado de 34.5 kV; los KZ-5, PH-54/60, APK, PT40/10 (rusos); AVL, GCY (distancia General Electric) por el lado de 110kV, etc. Los totalizadores y tres de los alimentadores por el lado de 34.5 kV son IAC, de la General Electric [24].

La línea del 1030 por estar conectado a un banco de capacitores tiene como protección de sobrecorriente un relé IOR M-F2A5 y un relé de fase IVR M-BT contra alto y bajo voltaje, los restantes alimentadores tienen implementados el IM-30 de tecnología más moderna.

La Subestación *Sagua 110 kV* se alimenta desde la Subestación Santa Clara 220 kV mediante dos líneas radiales, los interruptores 8330 y 8430, con derivación a la Subestación Calabazar 110 kV (figura 5).

Por 110 kV, la subestación se caracteriza por tener un esquema de barra auxiliar y barra principal seccionalizada (figura 6), se conecta mediante desconectivos a dos transformadores de origen ruso, ambos de 25 MVA, 115/34,5 kV. Por 34,5 kV, cuenta con un esquema de barra auxiliar con el interruptor 1220 de desvío y la barra principal seccionada por medio del interruptor 1460 de enlace. Cuenta con cuatro alimentadores de salida 1210, 1215, 1205 y 1225, y un filtro de armónicos (fundamentalmente para el 5to armónico cuando alcanza una carga máxima de 6.0 MW donde hay una entrega de reactivo a la barra 1 de Sagua) con un banco de capacitores de 6,5 MVA y 5 CMVar conectados al alimentador 1225, CloroSosa.

En todos los alimentadores y el desvío las protecciones instaladas son relés de sobrecorriente tiempo constante electromecánicos de origen checo AT31, AT12 [25]. Se exceptúan los relés de los totalizadores 1200 y 1465 que son relés digitales IM30.

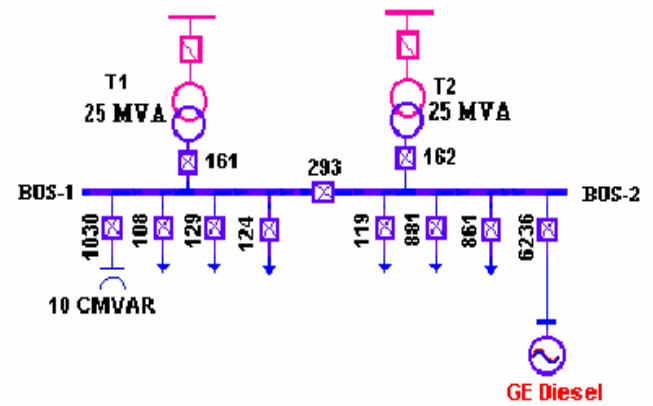


Fig. 4. Esquema simplificado de la subestación Santa Clara 110 kV.

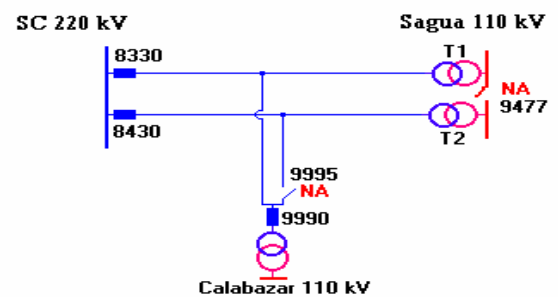


Fig. 5. Esquema de alimentación Subestación Sagua 110 kV.

Actualmente el interruptor 1205 se encuentra Normalmente Abierto (NA), luego la alimentación de su circuito se garantiza por el interruptor de desvío 1220. En condiciones de emergencia, la subestación estudiada posibilita bajo determinadas circunstancias la extensión del alcance original de sus alimentadores en dos casos.

Está prevista la implementación de GD a su sistema de distribución con plantas de Fuel con una capacidad de generación de 1,66 MVA cada unidad; serán instaladas 12 máquinas Fuel-Oil de marca Hyundai de origen Coreana que se dividirán en tres grupos de cuatro máquinas por transformadores sumando un total de 20 MVA.

Además está previsto un parque Eólico en Corralillo, a través del interruptor 1210 el cual estará formado por 18 aerogeneradores VERGNET S.A. de 275 kW cada uno, lo cual sumarán un total de 5 MW inyectado al Sistema así como el cambio de los interruptores actuales por interruptores SF6 de procedencia de la Unión Europea.

Para la realización de todos los estudios fue necesario la ayuda de un software de cálculo utilizándose el PSX [26] realizado por el Centro de Estudios Electroenergéticos de la Universidad Central “Marta Abreu” de Las Villas, con el

objetivo de hacer los estudios de flujos de carga y cortocircuito.

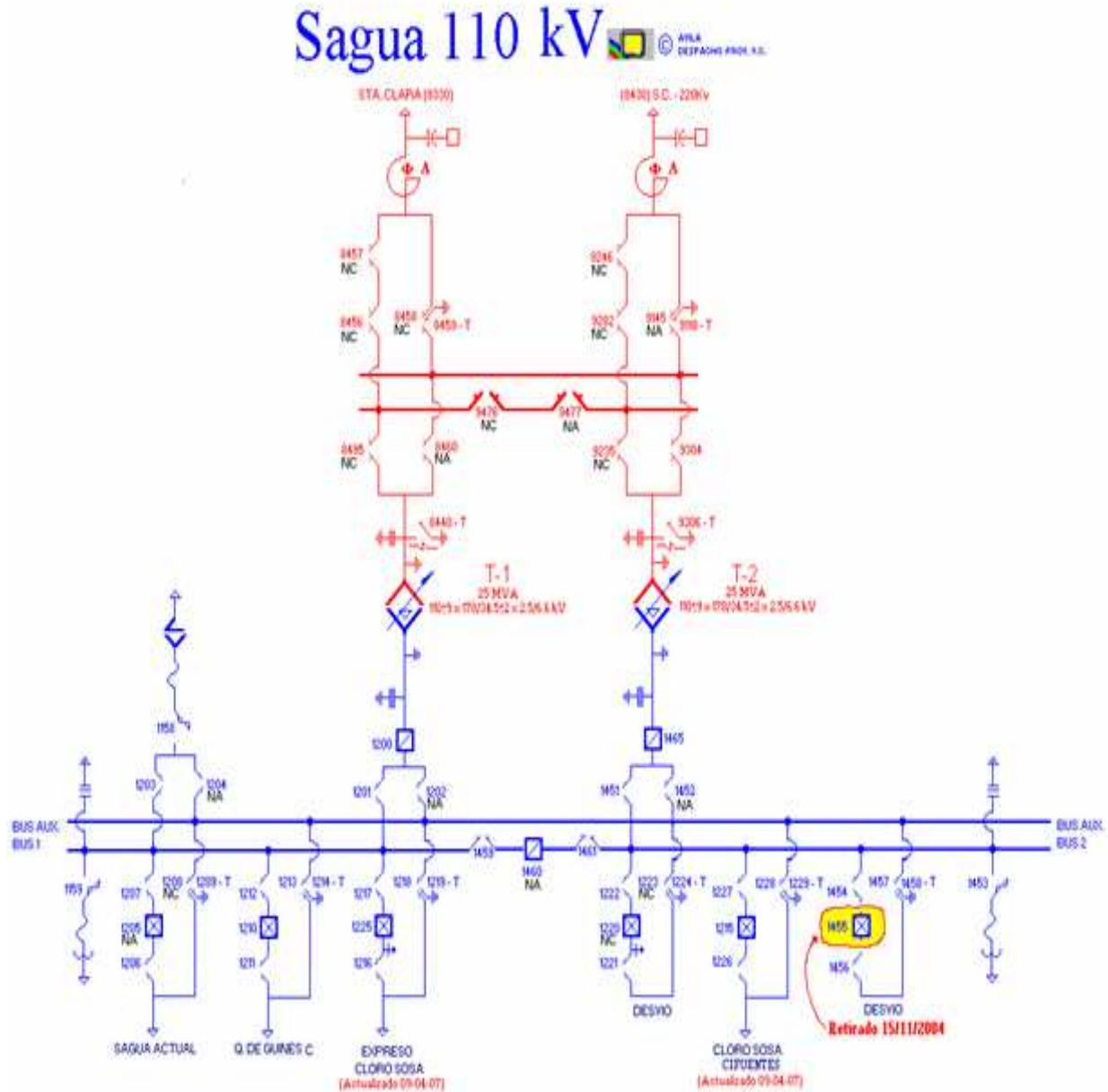


Fig. 6. Monolineal subestación Sagua 110kV.

El primer paso fue la actualización de todas las redes, cuyos datos fueron obtenidos de las Organizaciones Básicas Eléctricas (OBE) provinciales correspondientes y la introducción de todos los datos necesarios en el software.

En el análisis del ajuste de las protecciones, se hace necesario conocer los valores de corriente que circula por los TC a las que están conectadas las mismas para el caso de cortocircuitos en determinados puntos de la red. Por lo que se ubicaron los siguientes fallos en los circuitos:

- Cortocircuito trifásico por baja de los transformadores de las subestaciones de distribución, punto más cerca eléctricamente al relé a analizar.
- Cortocircuito bifásico por alta (34.5kV) en los puntos más alejados eléctricamente al relé a analizar.
- Cortocircuito bifásico y monofásico a tierra por alta en los puntos más alejados eléctricamente al relé (Se toma el menor).
- Cortocircuito bifásico y monofásico a tierra por alta en los puntos más cerca eléctricamente al relé (Se toma el mayor).

El cortocircuito trifásico se busca con el objetivo de calcular el ajuste de la protección instantánea de fase. El bifásico para la sensibilidad del sobrecorriente tiempo inverso de fase. El más pequeño de los cortocircuitos a tierra en el punto más alejado se busca con el objetivo de obtener la corriente de secuencia cero por el TC, para probar sensibilidad en la protección de sobrecorriente a tierra; mientras que el mayor de los de tierra es para calcular el elemento instantáneo de tierra.

Se puede notar que las protecciones de los alimentadores de salida de las subestaciones y los totalizadores son de sobrecorriente, en la mayoría de los casos con característica tiempo inverso, excepto los relés AT que tiene característica tiempo constante. La tecnología utilizada es muy variada, se utilizan relés electromecánicos como son los IAC y AT, mezclados a veces con relés numéricos IM30, otras veces estos últimos se emplean en toda la subestación y en el caso de la subestación Cruces se utilizan relés de versiones modernas como son los SIEMENS 7SJ600 y 7SJ63 con mayores posibilidades técnicas.

Resultados y Discusiones

Actualización de los niveles de cortocircuito

Con auxilio del PSX, se obtuvieron los valores de los cortocircuitos en condiciones de máxima y mínima generación, con y sin centrales

azucareros sincronizadas al SEN en los que casos necesarios, para las diferentes configuraciones denominadas de emergencia de las subestaciones, considerando la implementación de GD al Sistema así como sus distintas variantes de operación incluyendo las condiciones de isla.

Se considerara en cada subestación un generador equivalente del SEN conectado a la barra de 110kV con el fin de obtener los niveles de cortocircuitos actuales que posee cada una de las mismas. Los datos para esto fueron obtenidos del Dpto. de Regímenes Nacional.

En la tabla 1 y 2 se muestran resultados comparativos de los niveles de cortocircuitos en una barra de 34,5 kV de las subestaciones Sagua y Santa Clara 110 kV sin y con GD y en isla.

Queda evidente que para tales variaciones en los niveles de cortocircuitos los ajustes actuales de las protecciones no estarán a altura de los retos propuestos. Es obvio que los MVA's de cortocircuito en condición de Isla, son menores que en condición de GD más Sistema.

Los resultados obtenidos en las Subestaciones Trinidad, Santa Clara Industrial y Cruces fueron similares.

B. Ajuste y coordinación de las protecciones

- Ajuste de las protecciones de la Subestación Trinidad

Protección de fase

Teniendo en cuenta los alimentadores se realizó el cálculo para los siguientes casos:

1. Protección de fase vista desde el Sistema.
2. Protección de fase vista desde las Plantas.

En la tabla 3 se muestran los resultados de los ajustes de las protecciones de fase por cada uno de los alimentadores e interruptores respectivos, así como el chequeo de sensibilidad para los dos casos ya mencionados.

En el caso de los interruptores de entrada de planta en barras (IED), totalizador de planta (IEG) e interruptor de cada unidad de la planta (IG), para el caso de vistas desde el sistema no existe circulación de corriente desde el sistema; por lo que su ajuste estará dado por el cálculo de potencia activa o reactiva que pueda bajo ciertas condiciones estar demandando durante el tra bajo (todos estos valores están referidos a 34,5 kV).

Del análisis de sensibilidad se puede concluir que los relés de los alimentadores de salida son sensibles para cortocircuito mínimo en todas las subestaciones que alimentan (por 34,5 kV), vistos desde el sistema, no así para el caso de visto desde las plantas, ya que los niveles de cortocircuito en este último caso disminuyen notablemente. En el caso del enlace, totalizadores y cuchilla automática de tierra (CAT) , no son sensibles para cortocircuito mínimo en algunas subestaciones teniendo en cuenta el fallo a través de arco y condiciones de mínima generación para ninguno de los dos casos. Los relés asociados a los interruptores de planta (IG, IGD, IED) presentan una alta intensidad para el primer caso debido a que se encuentran a pocos metros de la barra de 34,5 kV de la subestación, no se comporta así el IG para el segundo caso.

Los elementos instantáneos de las salidas no tienen sentido en algunas situaciones por ser mayores las corrientes de cortocircuito en la barra que los posibles ajustes. En el Enlace y Totalizadores este ajuste no tiene sentido debido a la cercanía de ellos con los relés que respaldan. Al tener en cuenta la máxima disponibilidad los relés de las salidas tienen que ser capaces de coordinar con las subestaciones, no sólo de su salida sino también con la de las salidas adyacentes por lo que hay que tomar para este nuevo ajuste el cortocircuito trifásico máximo entre todas las subestaciones de distribución, al hacer esto y al seleccionar el ajuste

correspondiente al 1195 se pierde el ajuste del instantáneo en las salidas del 1815, es decir, todas las líneas de salidas serán protegidas solamente a través de la curva de tiempo inverso.

Protección de tierra

En la tabla 4 se muestran los resultados de los ajustes así como el chequeo de sensibilidad de las protecciones de tierra.

La CAT no accionará como respaldo de la protección de los interruptores totalizadores debido a que su zona de protección comienza en los bushing de 110kV de los transformadores de 110 / 34.5kV y este transformador dada su conexión rompe la red de secuencia cero.

Los interruptores de planta (IED) no coordinarán con los demás (IG e IGD) ya que entre estos y los demás existe un transformador donde se rompe la red de secuencia cero, de ahí su ajuste tan bajo.

El elemento instantáneo no se podrá ajustar para ningún interruptor ya que su corriente de cortocircuito monofásico máximo multiplicada por 1.3 es mayor que la corriente de cortocircuito máximo a la salida de dichos interruptores.

Condición	MV.A 3Φ	MV.A 2Φ - T	MV.A 2Φ	MV.A 1Φ
Solo Sistema	182,31	235,94	160,25	238,74
Implementación GD	373,38	484,61	345,61	506,01
Isla	112,54	134,41	115,08	153,75

Condición	MV.A 3Φ	MV.A 2Φ-T	MV.A 2Φ	MV.A 1Φ
Solo Sistema	326,84	565,17	283,05	489,91
Implementación GD	365,24	631,25	329,77	570,36
Isla	45,11	78,08	42,93	74,34

Interruptores	Vista desde el Sistema					Vista desde las Plantas				
	I _{ar} (A)	k _s	I _{ar} (máx disp) (A)	k _s (máx disp)	I _{inst} (A)	I _{ar} (A)	k _s	I _{ar} (máx disp) (A)	k _s (máx disp)	I _{inst} (A)
1185	286,00	1,89	342,15	1,58	no	300,00	0,24	342,15	0,16	no
1195	204,64	8,51	260,76	2,07	no	300,00	0,25	260,79	0,16	no
1815	56,14	9,51	342,15	1,56	2102,87	471,76	0,19	342,15	0,19	no
Tot del T1, T2	546,79	0,98	546,79	0,98	no	471,76	0,19	546,79	0,19	no
Enlace 1	490,649	1,09	490,64	1,09	no	471,76	0,19	490,64	0,19	no
Enlace 2	546,79	0,98	546,79	0,98	no	1184,87	0,22	546,79	0,22	no
IED	39,2	44,54	39,2	44,54	no	147,48	1,74	39,2	1,74	no
IGD	39,2	28,65	39,2	28,65	no	147,48	1,74	39,2	1,74	no
IG	39,2	28,65	39,2	28,65	no	286,00	1,14	39,2	0,66	no
Desvío	286,00	1,89	342,15	1,58	no	204,64	2,17	342,15	0,91	no
CAT	546,796	0,98	546,79	0,98	no	56,14	1,61	546,79	0,26	no

Interruptores	Vista desde el Sistema		Vista desde las Plantas	
	I _{ar} (A)	k _s	I _{ar} (A)	k _s
1185	76,275	62,79	76,27	7,574
1195	54,57	57,81	54,57	21,17
1815	14,97	46,85	14,97	15,09
Tot del T1, T2	145,81	4,542	125,8	1,99
Enlace 1	130,84	5,06	125,8	1,78
Enlace 2	145,8	4,54	-	-
IED	0,4	7875	125,80	1,79
IGD	0,4	18248,12	315,96	1,03
IG	0,4	18248,12	39,33	8,26
Desvío	76,27	5,06	125,80	15,09

En todos los casos la sensibilidad por tierra es mayor que para la protección de fase desde el sistema, pero también tiene en contra que para los casos de la IED y CAT se rompe la red de secuencia cero y no puede operar como respaldo. El ajuste del enlace 2 no se tiene en cuenta para el caso visto desde las plantas debido a que en este sentido no circula corriente desde la planta.

[Coordinación de las protecciones

Protección de fase

Para cada alimentador se tomó como curva de tiempo del relé IM30-DRE la correspondiente a la IEC "Standard Inverse Time" y el intervalo de tiempo selectivo se escogió de 0.4 s. Se determinó

la curva de los relés asociados a los interruptores de la Subestación. Se debe cumplir que en todas las subestaciones de distribución conectadas en la salida de la Barra 1 el disparo por respaldo primero lo hace el interruptor de enlace y luego el totalizador 1. En caso de fallar este último, operará la CAT.

En el caso de la barra 2 se realizó el mismo análisis solo que es necesario tener en cuenta que al estar en ésta el interruptor de desvío el mismo toma también el cortocircuito máximo correspondiente al interruptor 1195 que es de la barra 1 donde se presenta el mayor cortocircuito trifásico de todas las salidas.

En las figura 7 y 8 se muestran las curvas correspondientes para los casos de vista desde las plantas y vista desde el sistema respectivamente.

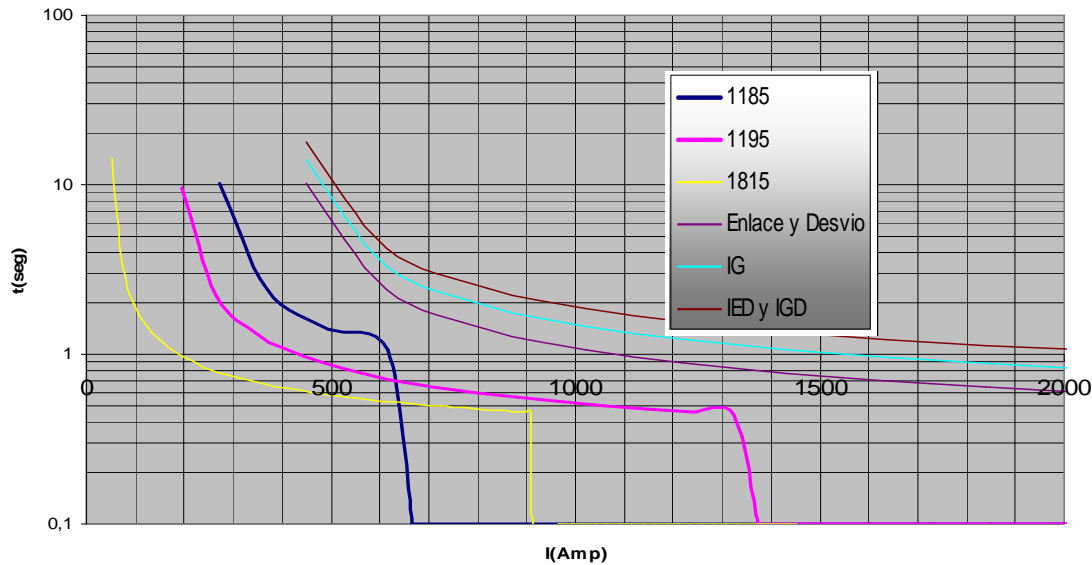


Fig. 7. Curvas de operación de las protecciones de fase de la subestación para la condición de: vista desde las Plantas.

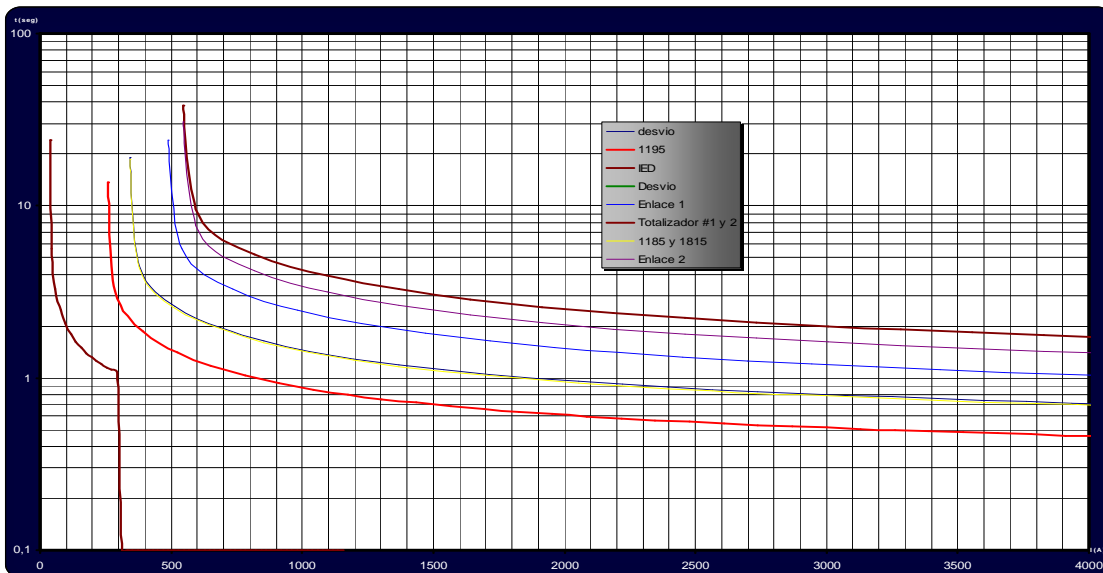


Fig. 8. Curvas de operación de las protecciones de fase de la subestación para la condición de: vista desde el Sistema.

Protección de tierra

El caso de la protección vista desde el Sistema el cálculo fue hecho para las condiciones de máxima en el sistema, de donde se obtuvieron todos los niveles de cortocircuito dando como resultados los valores mayores el caso del monofásico. Con las corrientes de cortocircuito y teniendo además el fusible por 34,5kV en cada subestación de distribución, se entró en la curva de tiempo máximo de limpieza de los fusibles tipo K donde se obtuvo el tiempo de operación en todas las subestaciones. Se coordinó con el más lento, utilizando un intervalo de tiempo selectivo de 0,4s.

La coordinación en los demás alimentadores se realizó teniendo en cuenta que todos los demás interruptores de la subestación excepto los de planta (IED, IGD, IG) y la CAT tienen que coordinar con el mayor de todas las salidas y con los siguientes tiempos de operación para dichos circuitos. Enlace 1: 0.4 s por encima del 1185 que es el interruptor de salida barra #1 34.5kV con mayor tiempo de operación. Enlace 2: 0.4 s por encima del de mayor tiempo de operación entre IED, 1185 y el desvío, siendo el desvío. Totalizador 2: 0.4 s por encima que el enlace 1. Totalizador 1: 0.4 s por encima que el enlace 2. Desvío: igual al de mayor tiempo de todas las salidas. IED: 0.4 s. IGD y IG: 0.4 s. La CAT no tiene sentido ya que los TC están ubicados donde se rompe la red de secuencia cero.

Se realizaron dos corridas de flujos para el cálculo del tiempo de operación de vista desde las Plantas:

1. Con todas las máquinas en servicio y el 1185 y el 1815 conectados.
2. Con todas las máquinas en servicio y el 1195 y 1815 conectados.

Luego se calcularon los cortocircuitos monofásicos para régimen de máxima en todas las subestaciones de distribución y con estos y la capacidad de los fusibles y familias de curvas para el tipo de fusible se calculó el tiempo de operación de los mismos. Agrupado por alimentador se seleccionó la curva más lenta y para su nivel de cortocircuito máximo se le subió al tiempo de operación 0.4 s quedando de esta forma calculado el tiempo operación para el alimentador.

En los casos restantes se procedió para calcular el tiempo de operación de la forma siguiente.

Enlace 1: debe coordinar con el de mayor cortocircuito monofásico a tierra en régimen de máxima y entre las salidas de la Barra #1 por 34.5 kV y los totalizadores. El totalizador a su vez debe coordinar con la CAT. De la misma forma lo hará IED, coordinará con el mayor tiempo y corriente entre el enlace, el totalizador 2, el 1815 y el desvío. Los interruptores IG e IGD se les asignó 0.4 s, ya que no tiene que coordinar porque se rompe la red de secuencia cero. El tiempo de operación se realiza de la misma forma incrementándole un Δt de 0.4 s si se hace al revés.

[*Ajuste de las protecciones de la Subestación Cruces*

Protección de fase

Los relés de fase están ajustados en función de la potencia del transformador de 25 MVA, es decir de su intensidad nominal debido a que estos alimentadores en un momento dado pueden llevar la carga total de los cuatro. Esto resulta posible ya que estas subestaciones de 110 KV tienen barra de desvío.

Los cuatro alimentadores presentan por lo tanto los mismos ajustes en los relés (7SJ600) utilizados en las salidas de los alimentadores. De igual forma se procede para los ajustes de tierra son 1/5 del ajuste de fase.

La curva característica utilizada en ambos casos es una Curva Inversa cuya expresión es la referencia 21.

$$\text{Inversa} \quad t = \left[\frac{8,9341}{\left(\frac{I}{I_p} \right)^{2,0938} - 1} + 0,17966 \right] \cdot D \quad [s] \quad \dots\dots\dots (1)$$

Los resultados para un coeficiente $D = 0.7$ de la expresión (1) los cuales corresponden a un tiempo de 0.5 s para un múltiplo 4 (criterio de la OBE) se muestran en la tabla 5.

En el caso de los relés de los totalizadores se utilizan dos escalones de tiempo fijo. Los resultados se muestran en la tabla 6.

Relé direccional de sobreintensidad (tabla 7).

Estos ajustes fueron dados por la Unión Nacional Eléctrica de Cuba para todas las subestaciones de este tipo.

Los relés digitales no ejecutan el reenganche hasta que la tensión por la línea sea cero, es decir hasta que la línea no este fría, por lo que esto elimina cualquier dificultad con la coordinación entre la batería y la generación por el otro lado de la configuración, ya que en muchos caso en los que opera la red existe generación por el extremo opuesto.

Coordinación

La figura 10 muestra la coordinación de los relés de los alimentadores con las protecciones de la batería cuando está conectado el sistema y/o la batería.

La zona señalada en rojo indica una zona donde no existe coordinación que es el caso del relé del interruptor 76 (salida hacia los circuitos de Cruces) que no coordina con el relé del 6625 (totalizador de la batería) así como las demás protecciones de sobreintensidad de la batería para un cortocircuito mínimo entre los 725 A y 915 A. Para los demás interruptores la corriente de cortocircuito es de 1249 A y por medio del área sombreada de azul se puede observar que coordina satisfactoriamente con las baterías Diesel.

Los otros casos analizados fueron: la Isla en que el sistema no está conectado y que solo se utiliza en casos de extrema urgencia, pues presenta poca operabilidad no lográndose mantener valores de voltaje adecuados y es poco estable ante variaciones de la carga, y la configuración de las baterías con un-enlace por Céspedes, la cual es más operativa, esta franja de cortocircuito mínimo se desplaza hacia la izquierda

perdiéndose así la coordinación (área sombreada en azul, figura 10).

Esta comparación demuestra el apreciable efecto de la GD en la subestación de Cruces para los casos en que el sistema no esta disponible por lo que se hace necesario reajustar la protecciones de fases de los alimentadores como sus características de tiempo inverso para lograr una óptima operación de las protecciones instaladas, las cuales tienen capacidad técnica para adaptarse a estos cambios.

En el caso de las protecciones de tierra no existen dificultades con las mismas, a pesar de que los niveles de cortocircuito varían, los ajustes que son necesarios en los dos casos, con sistema y baterías y en islas permiten una buena sensibilidad y coordinación.

- *Ajuste de las protecciones de la Subestación Santa Clara 110 kV*

Los ajustes actuales de las protecciones de esta subestación tienen dificultades tal y como se puede observar en la tabla 8 donde se muestran los ajustes de las protecciones de fase de algunos de los interruptores de salida de la misma. Los mismos fueron realizados con estudios de niveles de cortocircuitos de la década del 80. Además de que muchos de sus relés son de tecnología obsoleta.

TABLA 6 AJUSTE DE LOS VALORES DE ARRANQUE DE LAS PROTECCIONES DE FASE Y TIERRA DE LOS TOTALIZADORES: RELÉ 7SJ600				
ESCALÓN	FASE		TIERRA	
	Intensidad (A)	Tiempo (s)	Intensidad (A)	Tiempo (s)
PRIMERO	1200	1	240	1
SEGUNDO	900	2	180	2

TABLA 7 AJUSTE DE LOS VALORES DE ARRANQUE DEL ELEMENTO DIRECCIONAL DEL RELÉ 7SJ600				
DIRECCIÓN	FASE		TIERRA	
	Intensidad (A)	Tiempo (s)	Intensidad (A)	Tiempo (s)
A LA BATERÍA	400	0,15	80	0,15
AL SISTEMA	400	1,5	80	1,5

Tabla 8 Ajuste de los valores de arranque de las protecciones de fase de alimentadores de la subestación santa clara 110 kv.					
		Interruptores			
		119	881	108	861
AJUSTE ACTUAL	Retardo de tiempo	480	550	480	550
	Instantáneo	1200	-	1200	-
AJUSTE CALCULADO CON SISTEMA Y BATERÍAS	Retardo de tiempo	431,77	386,63	97,91	50,2
	Instantáneo	-	-	-	-
AJUSTE EN ISLA	Retardo de tiempo	125,51	396,63	97,91	50,2
	Instantáneo	'		-	-

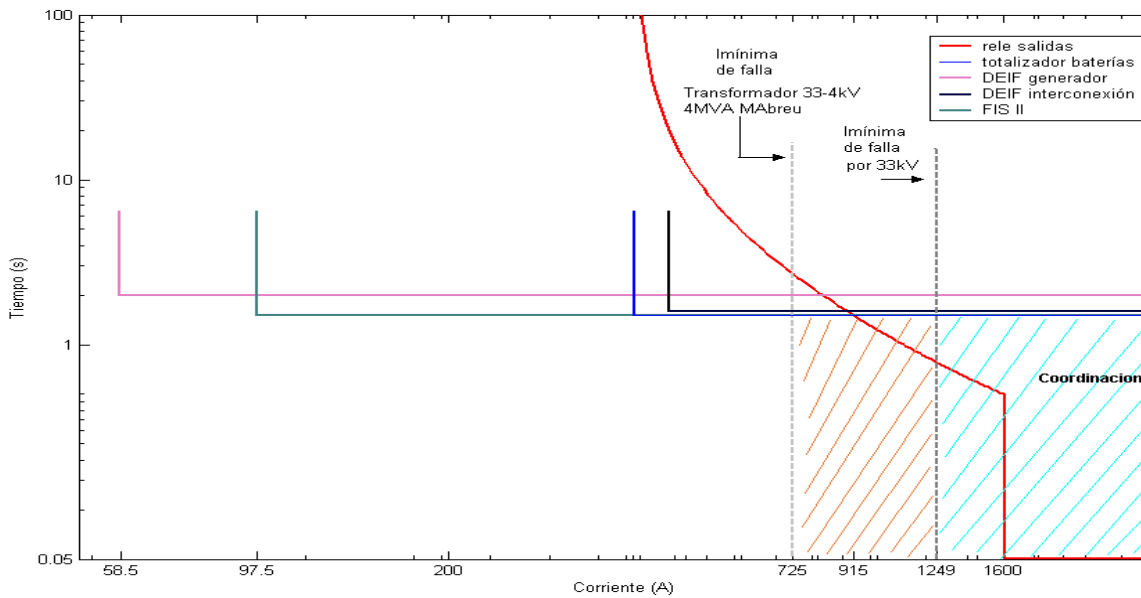


Fig. 9. Coordinación alimentador-batería con sistema y/o baterías.

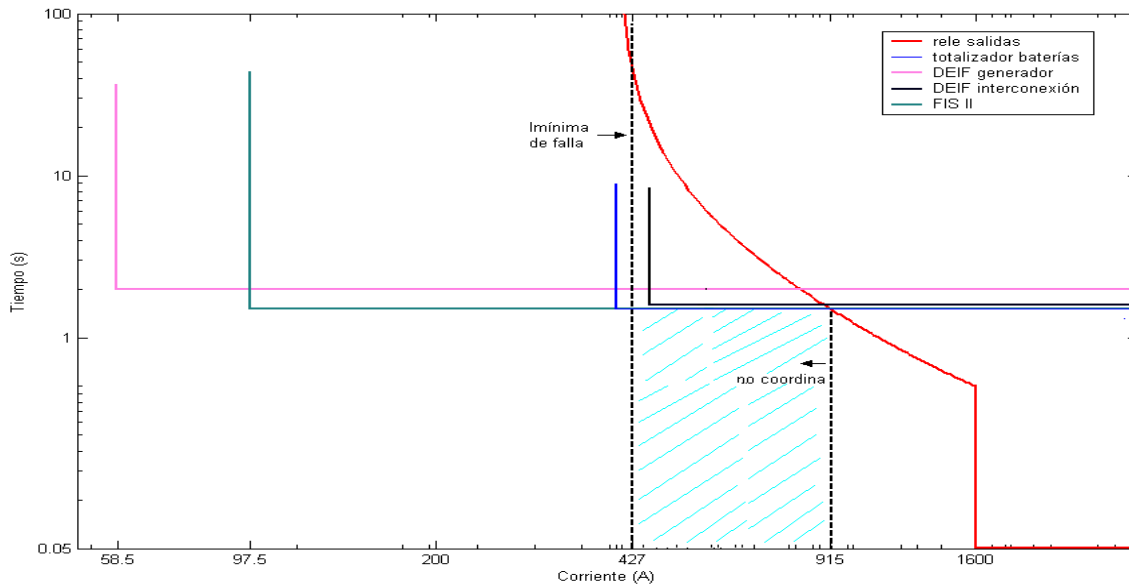


Fig. 10. Coordinación alimentador - batería en Isla.

Entre los problemas se pueden mencionar que tanto el elemento instantáneo de fase y como el de tierra están sobredimensionados con las consecuencias que esto trae; afectación a un mayor número de consumidores y problemas de coordinación.

En esta subestación se implementan configuraciones con extensiones largas por lo que existen problemas de sensibilidad. En el caso de la Isla la GD no cubre la totalidad de la demanda de todos los clientes de la subestación de manera que se plantea trabajar con los

alimentadores 124 y 129 y una reducción del alcance del 119.

Por otro lado cuando se trabaja en Isla las protecciones actuales no permiten asumir de forma dinámica la situación ante la cual las redes no están totalmente protegidas, existen problemas de coordinación y hay mucha falta de sensibilidad.

- *Ajuste de las protecciones de la Subestación Sagua*

Las protecciones utilizadas en los totalizadores y el enlace brindan respaldo a las protecciones de los alimentadores de las salidas, eléctricamente se encuentran muy próximas por lo que no justifica el elemento instantáneo, además para cualquier fallo en las barras uno y dos de la Subestación Principal el fallo sería limpiado por la protección diferencial. Para la protección 1220 desvío, se considera la mayor corriente de arranque entre las protecciones de salida.

Es válido aclarar que en el caso de los Totalizadores sus TC's se encuentran por el lado de alta de los transformadores, y su sensibilidad se ve severamente afectada al igual que le pasa al interruptor 1460 de enlace.

Coordinación

Aquí se tiene una de las limitaciones que se tiene con el empleo de las protecciones actuales de tiempo definido, que es lo no satisfactorio que resulta la coordinación de los elementos de tiempo definido o constante con elementos de tiempo inverso, fusibles de las subestaciones de distribución.

Con el conocimiento de las curvas de tiempo características de los fusibles y las corrientes de cortocircuito trifásicas máximas en el fusible a coordinar, se determina el máximo tiempo de limpieza de cada uno de los fusibles, al cual se le adiciona el intervalo de tiempo selectivo.

La coordinación del enlace con los alimentadores de salida se hace por tiempo considerando un ΔT de 0.5 s por encima del tiempo de la salida más lenta. De igual forma se hace la coordinación entre los totalizadores y el enlace, solo que con un ΔT de 1s

La tabla 9 muestra los resultados de las propuestas de ajuste para las protecciones de

fase y tierra vistas desde el Sistema de la subestación Sagua.

Al analizar la cargabilidad de la subestación por interruptor, se constata que la implementación de GD no es suficiente para suplir toda carga demandada de manera que se analizaron cuatro condiciones, en la barra 1 conectadas 1 o dos plantas y conectadas a ambas barras tres plantas o todas las plantas incluyendo el parque eólico.

La falta de sensibilidad hizo que se planteara como condición mínima de operación que al menos dos plantas estén conectadas a la barra que se quiera aislar.

Además las posibilidades del relé AT, tiempo escalonado son pocas, recomendándose relés tiempo inverso modernos.

TABLA 9
AJUSTE DE LOS PROTECCIONES DE FASE DE ALIMENTADORES DE LA SUBESTACIÓN SAGUA VISTA DESDE EL SISTEMA

		FASE				TIERRA			
		Retardo de Tiempo (51)			Inst.(50)	Retardo de Tiempo (51)			Inst. (50)
Interruptor	Relé	Ajuste (A)	Tiempo (s)	ks		Ajuste (A)	Tiempo (s)	ks	
1200 (Tot.)	TD IM30	244,85	1,7	0,52	-	60	1,6	1,84	-
1465 (Tot.)	TD IM30	136,99	1,7	0,929	-	60	1,6	1,84	-
1460 (Enl.)	AT 31 y AT 12	780,68	0,7	0,54	-	60	0,6	6,13	-
1220 (Desv.)	AT 31 y AT 12	331,35	0,2	1,28	13,29	40	0,1	9,2	200
1225	AT 31 y AT 12	133,04	0,2	12,00	8,82	40	0,1	46,65	200
1210	AT 31 y AT 12	316,29	0,14	1,34	8,56	40	0,1	10,68	200
1215	AT 31 y AT 12	105,43	0,13	4,77	7,91	40	0,1	9,2	200
1205	AT 31 y AT 12	331,35	0,12	3,91	13,29	40	0,1	35,7	200

CONCLUSIONES

Se pudo llegar a un conjunto de conclusiones importantes con respecto a las necesidades en cuanto a funciones de protección además del funcionamiento y los criterios de ajuste de las protecciones en las redes eléctricas cubanas ya existentes a partir de la introducción de las nuevas formas de generación, la GD que han producido un gran impacto en nuestras redes eléctricas.

La teoría al obtener magnitudes de corrientes diferentes para determinadas fallos debido a la influencia de la GD pudo ser comprobada; lo cual trae consigo que los ajustes calculados para diferentes casos difieran en sus valores producto a la configuración de la red y al aporte de la GD a las corrientes de cortocircuitos. Se puede destacar que cuando existe generación intermedia la misma provoca una disminución de la corriente que circula por el primario del TC para un determinado fallo, tal y como se pudo comprobar en las configuraciones de emergencia de emergencia de la subestación Santa Clara Industrial.

Todos estos cambios de las corrientes de cortocircuitos debido a las diferentes variantes de trabajo de la red, es decir considerando la contribución del sistema y la GD, sin ésta última y solo con ella conectada, hacen que los ajustes de los relés de sobrecorriente instantáneos varíen, también lo haga la sensibilidad de los relés de sobrecorriente tiempo inverso e instantáneos. Se puede en muchos casos perder la coordinación entre dispositivos y se hacerse necesaria la direccionalidad de determinadas protecciones. Además de tener especial cuidado con el dispositivo de recierre muy utilizado en este tipo de red.

Una conclusión importante a la que se llegó, es que los relés que se están usando en la mayoría de las subestaciones de 110/34,5 kV no responden a las exigencias de la introducción de GD con un ajuste fijo. Las corrientes de cortocircuito en la localización del relé pueden aumentar producto de la entrada del grupo a generar en conjunto al sistema o disminuir producto a la generación intermedia o por la generación sin el Sistema Electroenergético, es decir en isla donde la situación es la peor.

Por lo tanto será necesario usar una tecnología digital más moderna, donde es posible tener un

conjunto de funciones de protección entre ellas elemento de sobrecorriente direccional que en algunas aplicaciones resulta necesario y las posibilidades de grupos múltiples de ajuste de la protección, además de la mencionada ventaja con el recierre.

REFERENCIAS

- [1] Dpto. Técnico Cámara de Construcción de Quito (CCQ), "Generación Distribuida", 09/01/2007. Disponible en: <http://www.ccquito.org/content/view/99/54/>.
- [2] V. Knyazkin : "Stability of Power Systems with Large Amounts of Distributed Generation" Doctoral Thesis, Stockholm, Sweden 2004.
- [3] M. Geidl: "Protection of Power Systems with Distributed Generation: State of the Art" Power Systems Laboratory Swiss Federal Institute of Technology (ETH) Zurich. 35 p. July 2005,
- [4] L. Fernández, Beites : "Generación distribuida: ¿la generación del futuro? *Revista Energía, Acción, España*. Año XXVII. 5pp. Disponible en: <http://www.energuia.com>. Septiembre octubre 2001.
- [5] L. Schwartz: "Distributed Generation in Oregon: Overview, Regulatory Barriers and Recommendations" Public Utility Commission Oregon.. 61 p. February 2005.
- [6] M. T. Doyle: "Reviewing the Impacts of Distributed Generation on Distribution System Protection", *IEEE Power Engineering Society Summer Meeting Conf.*, vol. 1, pp 103-105. July 2002,
- [7] PECOM. www.Generaciondistribuida.com Argentina, pp.4. (abril, 2004),
- [8] CONAE. "Generación Distribuida Energía de Calidad" *Río Lerma No 302 Col.*, octubre, 2005, pp.5. Disponible en: <http://www.conae.gob.mx/wb/distribuidor.jsp?seccion=1917>
- [9] Instituto Nacional de Eficiencia Energetica. Fórum de Co-geração e Geração Distribuída , "Geracao distribuida e conexao ao sistema". Proposta de revisao da Resolucao ANEEL 281/99". , 22pp março 2002. Disponible en: http://www.inee.org.br/down_loads/forum/Res_281_proposta_alteracao_INEE_01_04.pdf
- [10] A. Girgis and S. Brahma: "Effect of Distributed Generation on Protective Device Coordination in Distribution System", *Clemson University Electric Power Research Association, ECE Department*,.119 p. USA, 2001.
- [11] Y. Baghzouz: "Voltage Regulation and Overcurrent Protection issues in Distribution Feeders with Distributed Generation-A Case Study". *Proceedings of the 38th Hawaii International Conference on System Sciences*, Hawaii,

- 7 p. 2005.
- [12]N. Nimpitiwan: "Fault Current Issues for Market Driven Power Systems with Distributed Generation" *IEEE PES General Meeting*, San Francisco, 7 p. June 2005.
- [13]G. Koeppl : "Distributed Generation. Literature Review and Outline of the Swiss Situation". *EEH Power Systems Laboratory, ETH Swiss Federal Institute of Technology Zurich*. Internal, 19 p. Report. November 2003.
- [14]"Integrating Distributed Generation into the Electric Distribution System" Technical Update EPRI. 6pp.
- [15] Rasgado C. J. y otros: Recomendaciones en el uso de Reléadores de Sobrecorriente en la Protección de la Generación Distribuida" *Capítulo de Potencia de IEEE. Sección México, presentada en la reunión de verano, Acapulco, Gro.*, México, 6 p. 2004.
- [16]V. Fantozzi, George: "Distributed Generation Impact on Distribution Automation Planning and Implementation". *Conference: Distributed Generation: The Challenges of Value, Standardization, Protection, and Data Management*, Miami Beach-Florida, 6 p. marzo, 2000.
- [17]A.G. Phadke and J.S. Thorp: *Computer Relaying for Power Systems*. John Wiley & Sons Inc. Research Studies Press LTD, England, 289p. 1988.
- [18]Montané, P.: *Protecciones en las Instalaciones. Evolución y Perspectivas*. Segunda edición. Marcombo. BOIXAREO Editores. Barcelona, 8 p. 1998.
- [19]ABB Power T&D Company Inc. *Relay Division Coral Spring, Florida. Protective Relaying. Theory and Applications*. Edited by Walter A. Elmore, Marcel Dekker, INC, New York, Basel, Hong Kong. 267 p. 1994,
- [20]*Microeletrica Científica*, Catálogo del fabricante, Microprocessor Overcurrent and Directional Fault Protection Relay+Auto-Reclosure, Type IM30, Milano Italy, 29 p. 1998.
- [21]SIEMENS, Instruction Manual, Numerical Time Overcurrent Protection and Thermal Overload Relay with Auto-Reclosure Option SIPROTEC 7SJ600, v3.2, 174p. 2003.
- [22]SIEMENS. Instruction Manual,, Multi-Functional Protective Relay with Local Control 7SJ63. v4.0/V4.1. Instruction Manual. SIPROTEC 7SJ63. C53000-G1140-C120-1. 604 p. 2004.
- [23]SIEMENS. Instruction Manual, Diferencial Protection 7UT6, v4.0, 524 p. 2003.
- [24]*General Electric*, Catálogo del Fabricante de la Protección de Sobrecorriente Tipo IAC. 2008, Disponible en : <http://www.geindustrial.com/publibrary/pubLibResult.jsp?famId=31&prdTypeId=222&src=treeSearch>
- [25]*Export Import Kovo*, Information, Overcurrent Time Protection AT12, AT 21, AT 31. Praha Czechoslovakia, 6 p. 1976.
- [26]González Cueto, J. y Z. García: "Manual de usuario del PSX" Formato Electrónico. Intranet de la Facultad de Ingeniería Eléctrica. Universidad Central de Las Villas, Cuba. 2002.

Disponible en: <http://intranet.fie.uclv.edu.cu>. 70p.

AUTORES

Marta Bravo de las Casas

Ingeniero Electricista, Doctora en Ciencias Técnicas. Profesora Titular. Miembro del Tribunal Permanente de Grados Científicos de la rama de la Electroenergética en Cuba. Miembro asociado de la CIGRÉ, en la región iberoamericana, Miembro de la Unión Nacional de Ingenieros y Arquitectos de Cuba (UNAICC).
e-mail: mbravo@uclv.edu.cu; mbravocasas@yahoo.com

Henry Rivero Quintero

Ingeniero Electricista. Master en Ingeniería Eléctrica. Especialista Eléctrico Organización Básica Eléctrica Sancti Spíritus.
e-mail: henry@elecsp.une.minbas.cu

Iván Olite Sosa

Graduado de Ingeniero Electricista en la Universidad Central de Las Villas. Especialista Eléctrico Organización Básica Eléctrica Cienfuegos.
e-mail: olite@elecfcg.une.minbas.cu

Duniesky Soto Morales

Ingeniero Electricista. Especialista en Mantenimiento Eléctrico. Dpto. Técnico. Empresa de Acueducto y Alcantarillado. Aguas Cayo Coco (ABACSA). Cayo Coco. Ciego de Avila.
e-mail: dsoto@abacsa.hidro.cu.

Luis E. Landa Mendoza

Ingeniero Electricista. Especialista Eléctrico Organización Básica Eléctrica Villa Clara.
e-mail: landa@elecvel.une.cu