



REPÚBLICA DE CUBA
MINISTERIO DE EDUCACIÓN SUPERIOR
INSTITUTO SUPERIOR MINERO METALÚRGICO
Dr. ANTONIO NÚÑEZ JIMÉNEZ
FACULTAD METALURGIA-ELECTROMECAÁNICA



Tema: *Metodología para generalizar una protección diferencial de barra moderna en la Empresa Comandante Ernesto Che Guevara.*

Autor: Rolando Utria Barzaga

Tutores: Dr.C. Michel Roberto García Avilés.

Ing. Frank Ma Pití.

Moa- Holguín

2010.

“Año 52 de la Revolución”

DECLARACIÓN DE AUTORIDAD.

Yo: Rolando Utria Barzaga, autor de este Trabajo de Diploma, autorizo al Instituto Superior Minero Metalúrgico de Moa Dr. Antonio Núñez Jiménez hacer uso del mismo con el fin que se estime conveniente.

Diplomante: Rolando Utria Barzaga.

Tutor: Dr.C: Michel Roberto García Avilés.

Tutor: Ing. Frank Ma Pití.

AGRADECIMIENTOS.

Mi más sentido y profundo agradecimiento a todas aquellas personas que de una forma u otra hicieron posible el desarrollo y la exitosa culminación de este trabajo; por la disposición, paciencia y solidaridad. En especial a mis familiares.

A mis tutores, al personal del Taller Eléctrico de la empresa Comandante Ernesto Che Guevara, quienes con su apoyo, dedicación y esmero supieron guiarme por el camino correcto hacia la meta final.

A TODOS, GRACIAS.

DEDICATORIA.

Dedico este trabajo en especial a mi Dios, esposa, hijo; a mis padres, a mi hermana, y a todos aquellos que con su amor y confianza han contribuido a la culminación de mis estudios superiores.

PENSAMIENTO.

“ El principio de la sabiduría es el temor a Jehová ”

Proverbios 1:7.

Índice.

INTRODUCCIÓN GENERAL	
<u>CAPÍTULO I:</u> Análisis teórico sobre la Protección Diferencial de Barra	2
1.1- Principio Básico de la Protección diferencial de Barra	3
1.2- Métodos de la Protección Diferencial de Barra	5
1.3- Defectos que ocurren en las Protecciones Diferenciales de Barras	29
<u>CAPÍTULO II:</u> Valoración de la Protección Diferencial de Barra de media tensión de la Empresa Comandante Ernesto Che Guevara	34
2.1- Caracterización de la Protección Diferencial de las tres primeras secciones de Barra de media tensión de la Empresa Comandante Ernesto Che Guevara	34
2.2- Caracterización de la Protección Diferencial de la cuarta sección de Barra de media tensión de la Empresa Comandante Ernesto Che Guevara	39
2.3- Argumentación de la necesidad de generalizar el método de la Protección Diferencial de la cuarta sección de Barra de media tensión de la Empresa Comandante Ernesto Che Guevara, a las primeras tres secciones de Barra.	58
<u>CAPÍTULO III:</u> Metodología para la generalización del método de Protección Diferencial de la cuarta sección de Barra de media tensión de la Empresa Comandante Ernesto Che Guevara, a las primeras tres secciones de Barra.	61
3.1- Identificación de las semejanzas de las secciones de Barra	61
3.2- Identificación de las diferencias de las secciones de Barra	63
3.3- Determinación de las características específicas de las conexiones y de la programación del relé diferencial de barra B90.	64
3.4- Valoración económica del proceso de generalización del método de Protección Diferencial de la cuarta sección de Barra	71
CONCLUSIONES GENERALES	81
RECOMENDACIONES	82
BIBLIOGRAFÍA	83
ANEXOS	85

Con la necesidad de lograr una gran seguridad y confiabilidad en todas las protecciones diferenciales instaladas en las secciones de barras que conforman el DDP del sistema eléctrico de la fábrica Ernesto Ché Guevara, se realiza una metodología general para modernizar las protecciones de las tres primeras secciones, utilizando el mismo método de protección que se aplicó en la cuarta sección de barra.

En el capítulo 1 se muestra un análisis teórico general sobre la protección diferencial de barra. Para esto se tuvo en cuenta principio de funcionamiento, métodos más utilizados en las protecciones diferenciales de barras colectoras y los defectos que ocurren ellas, con el objetivo de conocer sus características, ventajas y ajustes.

En el capítulo 2 se hace una valoración de todas las protecciones instaladas en cada una de las secciones del DDP, partiendo de sus características. Para luego argumentar sobre la necesidad de generalizar el método de protección de la cuarta sección hacia las demás de secciones de barra.

En el capítulo 3 se confecciona una metodología basada en el método de protección empleado en la cuarta sección de barra, para las otras tres secciones. Para eso se analizó las semejanzas y diferencias que existen entre ellas, el tipo de conexión que presenta el relé B90 y su programación. Luego se finalizó con una valoración económica aplicada a este proceso de generalización de las protecciones de la fábrica.

Summary.

With the necessity of achieving a great security and dependability in all the differential protection installed in the sections of bars that the DDP of the electric system of the factory conforms Ernesto Ché Guevara, it is carried out a general methodology to modernize the protection of the first three sections, using the same protection method that was applied in the fourth bar section.

In the chapter 1 an analysis theoretical general is shown on the differential protection of bar. For this one kept in mind operation principle, methods more used in the differential protection of bus collectors and the defects that they happen, with the objective of knowing their characteristics, advantages and adjustments.

In the chapter 2 a valuation of all the protection is made installed in each one of the sections of the DDP, leaving of its characteristics. For then to argue about the necessity of generalizing the method of protection of the fourth section toward the other of bar sections.

In the chapter 3 a methodology is made based on the protection method used in the fourth bar section, for the other three sections. For that it was analyzed the likeness and differences that exist among them, the connection type that presents the relay B90 and their programming. Then you concluded with an economic valuation applied to this process of generalization of the protection of the factory.

Introducción General.

La Empresa Comandante Ernesto Che Guevara es una de las industrias niquelíferas que integra el Grupo Empresarial Cubaníquel. Esta Empresa posee una gran importancia económica para el país además de ser fuente de empleo para miles de trabajadores que allí laboran en diferentes turnos de trabajo.

Debido a la enorme cantidad de carga eléctrica que posee la Empresa, ésta cuenta con un sistema de distribución de media tensión (10kV) que conforma el Dispositivo de Distribución Principal (DDP). Desde allí se realiza la distribución de la energía eléctrica procedente del Sistema Electroenergético Nacional y de la cogeneración, hacia todos los consumidores internos.

Debido al estado técnico en que se encuentra la protección eléctrica instalada actualmente en el (DDP) de la Empresa y a los cambios de generación de potencia por el montaje de una gran batería de grupos electrógenos en el municipio de Moa; se hacen engorrosos los cambios de los ajustes en la protección diferencial de barra actual, que en ocasiones ha actuado frente a procesos transitorios generados en el Sistema Electroenergético Nacional (SEN) y ha dejado de actuar frente a cortocircuitos dentro de la Empresa.

Un proyecto de modernización de las protecciones diferenciales de barra de media tensión de la Empresa Comandante Che Guevara, fue realizado mediante el trabajo de un equipo de especialistas. Durante las discusiones del proyecto se valoraron diferentes variantes con sus respectivas ventajas y desventajas, tanto técnicas como económicas. Al considerar que la modernización era realmente costosa, se decidió modernizar solo una de las secciones de barra a modo de prueba y evaluar durante unos años su funcionamiento y calidad.

Luego de transcurridos unos años de realizada la modernización de la cuarta sección de barra, se han podido considerar algunas ventajas:

- El relé diferencial de barra B90, en comparación con los relés electromagnéticos soviéticos que estaban instalados en la cuarta sección de barra, tiene muchas más funciones de medición, procesamiento y almacenamiento de la información; así como, de protección y control de la sección de barra.

- El mantenimiento se realiza con mayor facilidad al contar ahora con un banco de piezas de repuesto, al contrario de la instalación anterior que carecía de ellas.
- El local climatizado y mejor organizado permite un mejor confort para los técnicos y una mejor supervisión del estado del equipamiento durante el turno de trabajo.

Una vez realizado el montaje de las nuevas protecciones en la cuarta sección de barra y comprobado su tiempo de prueba, surge ahora la necesidad de generalizar el método de protección moderno a las demás secciones de barra. Pero deben mencionarse las razones por las cuales se ha de generalizar el mismo método y no otro:

- Por las ventajas que se mencionaron anteriormente.
- Porque el personal técnico de la Empresa cuenta ya con experiencia del empleo del relé diferencial de barra B90, para lo cual se realizaron varios cursos de capacitación.
- Por la utilización de un mismo banco de piezas y equipos de repuesto para el mantenimiento de todas las secciones de barra.

Aunque se cuenta en la actualidad con experiencia y determinados conocimientos sobre las prestaciones del relé diferencial multifunción B90, sin embargo resulta necesario realizar la generalización de esta tecnología moderna hacia las restantes secciones de barras, pero se carece de una metodología para llevar a cabo esta generalización.

PROBLEMA: ¿Cómo generalizar en las primeras tres secciones de barra de media tensión de la Empresa Comandante Ernesto Che Guevara, la protección diferencial de barra moderna instalada en la cuarta sección?

TEMA:

Metodología para generalizar una protección diferencial de barra moderna en la Empresa Comandante Ernesto Che Guevara.

OBJETIVO:

Elaborar una metodología para la generalización en las primeras tres secciones de barra de media tensión de la Empresa Comandante Ernesto Che Guevara, de la protección diferencial de barra moderna instalada en la cuarta sección.

OBJETO:

Las protecciones diferenciales de barra de media tensión en la Empresa Comandante Ernesto Che Guevara.

HIPÓTESIS:

Es posible generalizar hacia las primeras tres secciones de barra de media tensión de la Empresa Comandante Ernesto Che Guevara, la protección diferencial moderna instalada en la cuarta sección; mediante una metodología que considere tanto los elementos comunes como específicos de todas las secciones de barra, en armonía con las potencialidades de la protección diferencial moderna.

Tareas investigativas:

- Análisis teórico sobre la Protección Diferencial de Barra.
- Valoración de la protección diferencial de barra de media tensión de la Empresa Comandante Ernesto Che Guevara.
- Metodología para la generalización del método de protección diferencial de la cuarta sección de barra de media tensión de la Empresa Comandante Ernesto Che Guevara, a las primeras tres secciones.

CAPÍTULO I: Análisis teórico sobre la Protección Diferencial de Barra

Introducción.

En todas las redes eléctricas de transmisión y distribución de energía se encuentran presente las barras colectoras. Las barras colectoras son un elemento fundamental e importante en el sistema de potencia, ya que es el punto de convergencia o punto de unión donde se conectan, una o varias fuentes de generación, líneas de transmisión, transformadores de potencia y las cargas alimentar. Normalmente se fabrican de aleaciones de cobre o aluminio. Las barras de las grandes subestaciones de transmisión (110-440 kV) se fabrican generalmente de aleaciones de aluminio y se utiliza como aislamiento el aire. En subestaciones de media tensión se utilizan las barras de cobres y en algunos casos aluminio, generalmente se ubican dentro de gabinetes y se utiliza como material aislante fibras sintéticas o PVC.

Según estadísticas mundiales, la frecuencia de los fallos en barras es de uno por cada 30 años. Generalmente estos defectos son producidos por animales que realizan contacto entre una fase y tierra o entre fases, descargas atmosféricas en el caso de subestaciones a la intemperie o contactos con objetos transportados por el aire, entre otros. Esto nos da una referencia de que estas fallas o defectos son provocados en su gran mayoría por agentes externos a las barras colectoras.

De ocurrir una falla en las barras colectoras es necesario, que la misma sea superada tan rápido como sea posible, debido a los altos valores de cortocircuito que se presentan por la convergencia de varias fuentes de energía y el sistema de potencia, lo que puede provocar un serio daño a las barras, una disminución de la confiabilidad del sistema de energía o una interrupción prolongada a uno o varios consumidores, provocando costoso daños a la empresa encargada.

Como protección ante fallas las barras colectoras se diseñan con un aislamiento seguro y se le planifican mantenimientos preventivos. Pero estas medidas no han sido absolutas para evitar los defectos en las barras colectoras.

Debido a la posibilidad real de ocurrencia de un fallo en barra, de sus altos costos y el daño que puede causar al sistema eléctrico, se hace necesaria la implementación de protecciones capaces de actuar rápidamente y de forma absoluta. Es decir instalar en la barra del sistema

de potencia una protección que actué con alta velocidad para que minimice los daños en los equipos y que evite la inestabilidad del sistema ante condiciones de falla, que presente buena sensibilidad ante cualquier anomalía y sea selectiva, de tal modo, que solo desconecte el lugar en que se encuentra la falla sin afectar otras partes o secciones del sistema de potencia.

Dentro de las protecciones eléctricas existentes están las protecciones diferenciales de barras que son las privilegiadas en este punto por ser las únicas que cumplen con estas condiciones específicas y protegen de manera eficaz las barras colectoras de un sistema de potencia. Por eso este tipo de protección normalmente es aplicado a sistemas transmisión y distribución complejos, que tienen varias fuentes de alimentación y múltiples barras seccionadas. En la figura siguiente se muestra un esquema de protección diferencial de barra colectora.

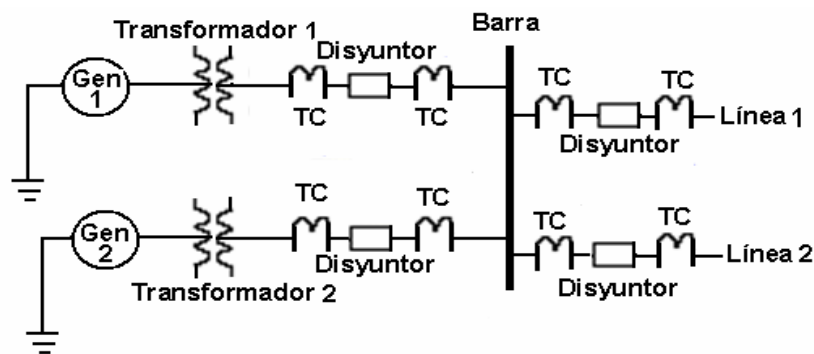


Figura 1a Esquema de Protección Diferencial de Barra Colectora.

1.1 Principio Básico de la Protección Diferencial de Barra.

La base de la protección diferencial de barra la forma la dirección del flujo de corriente que circula por la barra colectora (Ley de Khirchoff). Este flujo de corriente total que circula dentro y fuera de la barra es medida a través de transformadores de corrientes (TC) conectados en el lado externo de los disyuntores. Fig. 1a.

Para comprobar si este principio básico funciona de manera correcta tiene que ocurrir dos variantes de falla en la protección. Estas fallas son:

- Falla externa ó fuera de la barra.
- Falla interna ó dentro de la barra.

En la figura 1.1a y b, se observa a través de un esquema estas condiciones de fallas.

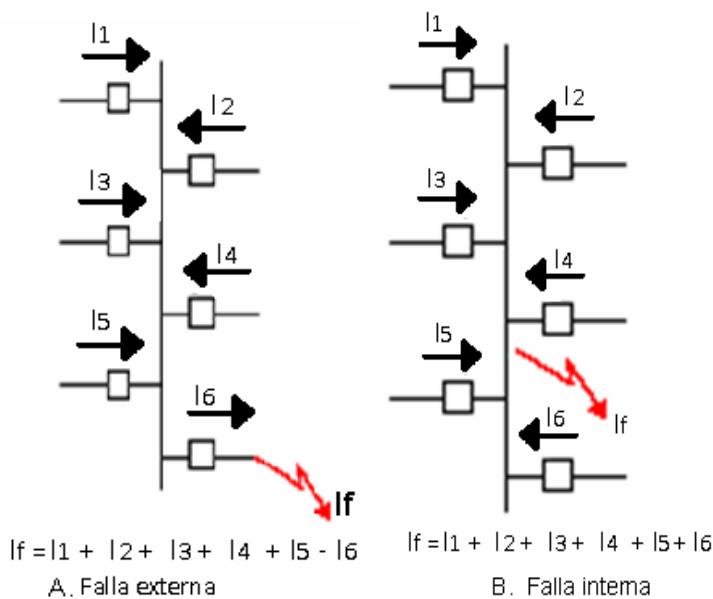


Figura 1.1a y b Principio Básico de la Protección Diferencial de Barras Colectoras.

Cuando ocurre una falla externa ó fuera de la barra colectora, la suma total de las corrientes que entran a la barra es igual a la suma total de la corriente que sale de la barra, la cual se dirige en la misma dirección hacia donde ocurrió el cortocircuito (corriente de falla) y el resultado de ese valor tiene que ser cero y esta falla será eliminada por un relé de protección que es activado por el TC del lado interno. Figura 1.1a. Para régimen normal también se cumple que el valor total de ambas suma de corrientes es cero.

Para el caso de una falla interna ó dentro de la barra colectora es muy diferente, porque ahora todas las corrientes de los alimentadores van a entrar en la barra colectora y el total de la suma de estas corrientes va ser igual a la corriente de falla ó cortocircuito que es la corriente que sale de la barra y ese valor va ser diferente de cero. Esto causará que otros relés conectados a la protección operen y desconecten todos los disyuntores conectados a la barra. Figura 1.2b.

Dentro de la protección diferencial se aplican una serie de métodos que han logrado la extensión de su campo de aplicación, donde cada uno de estos tiene su propia particularidad en cuanto a ventaja, desventaja y funcionamiento.

1.2. Métodos empleados en la Protección Diferencial de Barras Colectoras.

Protección Diferencial con Relé de Porcentaje.

Principio de Funcionamiento.

Los relés de Porcentaje Diferencial aparecieron como necesidad de evitar las falsas operaciones de los de tipo instantáneo hacia los fallos externos de elevada magnitud. Estos relés aprovechan las diferencias existentes entre las magnitudes de las corrientes en los brazos de la protección durante los fallos externos e internos, tomándolas como referencia para modificar el valor de ajuste del relé.

En estos relés, la corriente de operación no tiene que ser superior a un valor constante ajustado por el operador, sino que dicho valor de ajuste dependerá ahora de las magnitudes de las corrientes en los brazos del relé (i_1 e i_2). Cuando aumente el valor medio de las corrientes en los brazos del relé (corriente de retención **Iret**), aumentará proporcionalmente el valor de ajuste del relé y viceversa. Esta relación se muestra en la figura 1.2a.



Figura 1.2a Relación entre la corriente de operación y la corriente de retención del Relé Diferencial de Porcentaje.

Ajuste del Relé de Porcentaje Diferencial.

En los Relés de Porcentaje Diferencial de una sola rampa se cumple que:

$$I_{op} = \text{Valor Eficaz}(i_1 - i_2) \quad (1)$$

$$I_{ret} = \text{Valor Eficaz}\left(\frac{i_1 + i_2}{2}\right) \quad (2)$$

$$I_{aj} = K_1 I_{ret} + I_{s1} \quad (3)$$

$$I_{op} \geq I_{aj} \quad (4)$$

$$I_{op} \geq I_{aj} \quad (4)$$

Donde:

I_{op} : Corriente de operación de la protección.

I_{ret} : Valor promedio de las señales de corrientes en los brazos del relé, (corriente de retención).

K_1, K_2 : Coeficientes que establecen la dependencia entre el valor de I_{aj} y I_{ret} .

I_{s1} : Valor que especifica el nivel mínimo que debe alcanzar la I_{op} para que el relé opere en caso de que I_{ret} sea igual a 0.

I_{s2} : Valor que define cuando el relé cambia la dependencia.

I_{aj} : Corriente de ajuste del relé.

El valor de I_{s2} se establece tomando en cuenta los errores de los transformadores de corrientes, es decir, a partir de qué valor de corriente los transformadores de corrientes comienzan a aumentar su error (saturación). Este punto es el umbral entre los fallos pequeños y los de elevada magnitud.

En estos relés diferenciales el ajuste dejó de ser una simple magnitud (I_{aj}), pues aparecieron nuevos valores de ajuste tales como: K_1 , K_2 , I_{s1} e I_{s2} . En este relé, al igual que en los de tipos instantáneos, las corrientes de entradas son filtradas para disminuir los errores de operación debido a las oscilaciones o presencias de armónicas indeseadas.

Ventajas.

1. Presenta una alta confiabilidad por su velocidad y sensibilidad con que actúa ante una falla de cualquiera.
2. Tiene incluido una restricción que no permite que el relé haga disparo indeseable ante una falla externa.

Desventajas.

1. Se requiere que el que todos los TC conectados a la barra colectora tengan la misma relación de transformación y para eso se necesita introducir otros TC auxiliares ó de compensación, con el objetivo establecer la misma relación en los TC.

2. La variación en las características de los TC da lugar particularmente a fenómenos como la saturación, provocando gran problema para este tipo de protección.
3. Es aplicable solamente en un sistema donde el número de alimentadores es limitado.

Protección Diferencial de Barra con Relés de Sobrecorriente.

Principio de Funcionamiento.

Los relés de sobre corriente son utilizados con el objetivo de proteger un sistema dado contra altos valores de intensidad.

Actualmente no se está empleando estos tipos relés sin restricción porque son muy susceptibles a operar mal por causas tales, como corriente de magnetización “inrush”, errores de saturación ó errores de disparidad de los transformadores de corriente.

Si asumimos una saturación completa (situación que en la práctica no se produce), la corriente diferencial I_d se calcula tal como se muestra en la figura 1.2c.

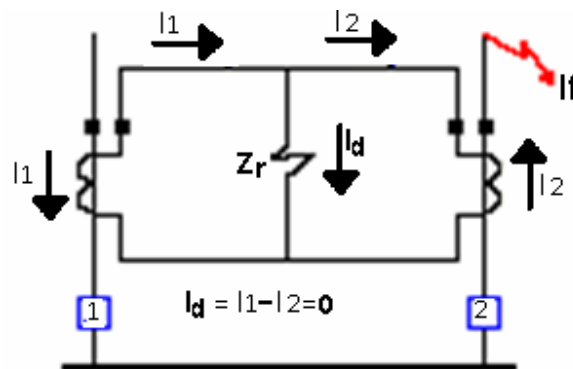


Figura 1.2c Esquema de Protección Diferencial con Relé de Sobrecorriente.

Ante esta situación que representa el caso extremo de saturación, el relé de sobrecorriente debería ajustarse a un valor de corriente superior al originado por la saturación, con la finalidad de evitar su operación para la falla externa. Sin embargo, esta situación podría obligar que el ajuste de corriente sea tal que el relé no pueda detectar las corrientes de las fallas en la barra.

Una forma de superar este problema podría ser temporizando el relé, sin embargo, es difícil determinar exactamente este tiempo que permita prevenir su operación para fallas externas. Por eso se le introdujo al relé un Dial ó multiplicador de tiempo.

El Dial es el sistema que determina el tiempo de operación de los contactos del relé después de haber iniciado su operación. Este representa cada uno de los posibles ajustes de tiempo o curva. Inicialmente el Dial estaba asociado al ajuste temporizado, es decir al **TAP**, pero con el avance de la tecnología ha sido posible asignar un ajuste de dial para la instantánea en las aplicaciones en que se requiera "temporizar" la instantánea, sobre todo en los relés numéricos y algunos digitales.

Los relés de sobre corriente temporizada operan lentamente ante valores bajos de sobre corrientes y conforme la corriente se incrementa, el tiempo de operación disminuye. Esto quiere decir que los relés de sobre corriente poseen una característica (o curva tiempo-corriente) de tiempo inverso.

Existen varias características de tiempo inverso, las cuales están normalizadas, como son:

- Moderadamente inversa
- Inversa
- Muy inversa
- Extremadamente inversa
- Inversa de tiempo corto
- Inversa de tiempo largo

En general, en los sistemas de potencia se usan las curvas Inversa, Muy Inversa y Extremadamente Inversa, especialmente ésta última cuando se está coordinando con fusibles de distribución.

Igualmente, es posible que se quiera que el relé opere en un mismo tiempo para cualquier valor de sobre corriente, en este caso la curva deja de ser de tiempo inverso para llamarse de tiempo definido y el ajuste del **DIAL** corresponde a ese valor de tiempo de operación. Para el ajuste del **DIAL** en las curvas de tiempo inverso, los diferentes valores de ajustes del mismo generan familias de curvas correspondientes para cada tipo.

El rango de ajustes del **DIAL** depende del fabricante y la tecnología del relé, pero los valores normalizados de acuerdo con cada norma son los siguientes:

Norma IEC = Dial desde 0,05 hasta 1,00 S.

Norma ANSI = Dial desde 1,0 hasta 10,00 S.

En el caso que pueda determinarse un tiempo óptimo para prevenir la operación del relé, siempre será un tiempo largo visto desde el punto de vista del sistema de potencia, pudiendo crear problemas de pérdida de estabilidad del mismo.

Ajuste del Relé de Sobrecorriente.

El relé de sobrecorriente posee unos ajustes básicos, los cuales se definen a continuación.

TAP. Se define como el valor de ajuste necesario para que los contactos operen. Existe el ajuste tipo porcentual que corresponde a un valor en porcentaje de la corriente nominal secundaria del relé y el ajuste directo el cual representa el valor de los amperios secundarios que circulan por él. El **TAP** se conoce también como el ajuste temporizado, ya que generalmente se desea que los contactos de disparo del relé se cierren después de un tiempo cuando el relé opere en respuesta a una corriente por encima del valor ajustado en el **TAP**.

Dependiendo del fabricante del relé, el **TAP** se puede representar como **Ip** o **I>** para la temporizada de fases y como **Ie** o **Ie>** para la temporizada de tierra.

Si se tiene un relé de sobre corriente cuya corriente nominal secundaria es de 5 Amperios y el ajuste del **TAP** es 0.5 **I/In**, quiere decir que es un ajuste porcentual, por lo tanto, el relé opera cuando la corriente secundaria que circula por él es de 0.5 x 5 Amperios, es decir, 2.5 Amperios secundarios. Si los TC en los cuales el relé está conectado son de relación 600/5, es decir, la RTC es de 120, entonces el ajuste del relé en amperios primarios es de 0.5 x 5 x 120, o sea 300 Amperios primarios

Para un relé de ajuste porcentual, las corrientes de disparo secundarias y primarias se calculan de la siguiente forma:

$$\begin{aligned} I_{\text{secundaria}} &= \text{TAP} \times I_n \\ I_{\text{primaria}} &= \text{TAP} \times I_n \times \text{RTC} \end{aligned}$$

De donde **In** es la corriente nominal del relé, es decir, 1 o 5 Amperios.

Si se tiene un relé de sobre corriente cuya corriente nominal secundaria es de 5 Amperios y el ajuste del **TAP** es 3 Amperios, quiere decir que es un ajuste directo, por lo tanto, el relé opera cuando la corriente secundaria que circula por él es de 3 Amperios secundarios. Si los TC a los cuales el relé está conectado son de relación 200/5, es decir, la RTC es de 40,

entonces el ajuste del relé en amperios primarios es de 3 x 40, o sea 120 Amperios primarios.

Para un relé de ajuste directo, las corrientes de disparo secundarias y primarias se calculan de la siguiente forma:

$$I_{secundaria} = TAP$$
$$I_{primaria} = TAP \times RTC$$

Además del ajuste del **TAP**, el cual como habíamos mencionado, por lo general es temporizado, existe el ajuste instantáneo cuyo nombre indica que los contactos de disparo del relé se cierran tan pronto la corriente supera éste valor ajustado. Las unidades instantáneas tienen un tiempo de operación de 5 a 50 milisegundos, dependiendo de la tecnología del relé.

El ajuste instantáneo, al igual que el **TAP**, puede ser porcentual o directo, de la corriente nominal del relé o del **TAP**.

Por ejemplo, un relé con ajuste instantáneo de 10 **I/In**, quiere decir que es un ajuste porcentual con respecto a la corriente nominal del relé y las corrientes primarias y secundarias de disparo se calculan de la misma forma que se indicó para el **TAP**.

Se representa por el símbolo **I>>** para la instantánea de fases o como **Ie>>** para la instantánea de tierra.

De otro lado, un relé con ajuste instantáneo de 10 **I/I>** o 10 **I/Ip**, quiere decir que es un ajuste porcentual con respecto al **TAP**, por lo tanto las corrientes primarias y secundarias de disparo se calculan de la siguiente manera:

$$I_{secundaria} = TAP \times I >>$$
$$I_{primaria} = TAP \times I >> \times RTC$$

Tipo de Conexión.

La conexión típica de los relés de sobre corriente es con los TC en estrella y con cada fase de corriente entrando a cada relé de fase, mientras que al relé de tierra entra la suma de las corrientes de fases o corriente residual **3Io**.

Igualmente se puede disponer de solo dos relés de fases y un relé de tierra con lo que el elemento sigue siendo protegido totalmente.

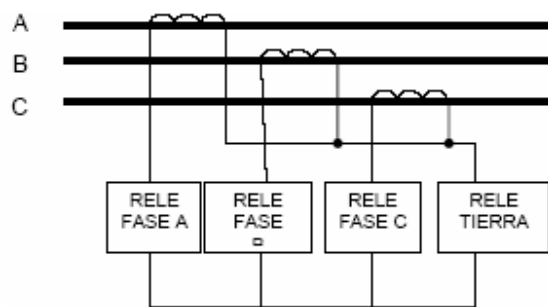


Figura 1.2d. Diagrama de Conexión de los Relés de Sobrecorriente.

Desventajas.

1. Son muy sensibles, a tal punto que causan mala operación.
2. Su tiempo de operación es tan lento, que trae consigo pérdida de estabilidad en el sistema.
3. Su tiempo de operación es tan lento, que trae consigo pérdida de estabilidad en el sistema.

Protección Diferencial de Barra con Relé de alta Impedancia.

Principio de Funcionamiento.

Este método de protección diferencial tiene como característica que todos los transformadores de corriente deben tener la misma relación de transformación y una impedancia de dispersión secundaria.

La protección diferencial de alta impedancia es de alta velocidad, diseñada para operar correctamente, incluso cuando se saturan uno o más transformadores de intensidad ubicados en las líneas de entrada y salida a barras.

La aplicación de este método de protección un relé de alta impedancia se basa en que el TC asociado al alimentador (feeder) fallado, lleva consigo la total corriente de falla, saturándose, por lo que este puede ser representado como un elemento resistivo, el relé posee una impedancia mucho mayor que la resistencia total del circuito del TC, la tensión en el relé (V_r) será igual a la corriente de falla (I_F).

El cálculo debe ser realizado para cada alimentador (feeder), con lo que será determinado el máximo valor de voltaje que puede circular a través de cada circuito saturado (asumiendo la saturación total), luego será ajustado el relé con un voltaje superior.

Esta protección diferencial de alta impedancia utiliza generalmente transformadores de intensidad convencionales y como puede apreciarse en el esquema de la figura 1.2e, se coloca en paralelo con los secundarios de todos los TC un relé de máxima tensión (función 59) de alta impedancia. La discriminación entre las faltas internas y externas en este tipo de aplicación, se hace en base a la magnitud de la tensión que se imprime en bornes del relé.

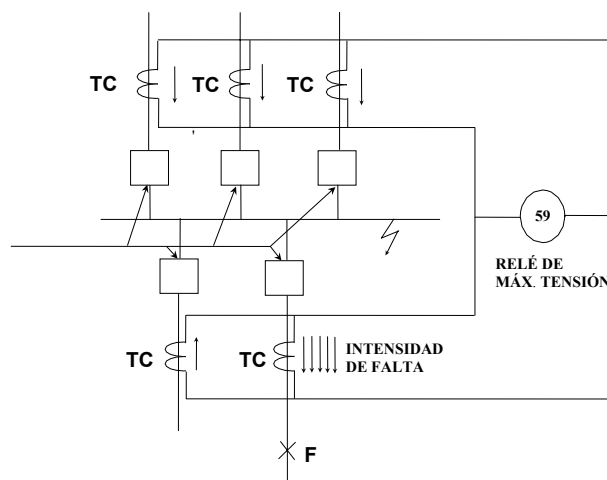


Figura 1.2e Protección Diferencial de Barra con Relé de alta Impedancia.

Para fallas internas, la tensión en el relé será mucho mayor que la tensión que aparece en las faltas externas, aunque en estas últimas se sature completamente el transformador de intensidad correspondiente. Con este tipo de protecciones y ajustando adecuadamente el nivel de operación del relé de máxima tensión, se evitan las actuaciones indebidas. Lo que se hace simplemente es, ajustar el umbral de actuación del relé para una tensión superior al que se produce en una falta externa en la hipótesis de completa saturación de los transformadores de intensidad del circuito en falla.

Al tratar sobre la saturación de los transformadores de intensidad, se llegó a la conclusión de que era más factible utilizar los relés diferenciales de barras de alta impedancia con diseño en electrónica convencional, porque aprovechan el efecto de cortocircuito que ocurre en el secundario del transformador de intensidad sometido a la corriente de falla externa y así poder discernir automáticamente entre la falla interna y externa. En cambio también comentábamos, que esta condición no se podía utilizar en las funciones diferenciales de diseño digital, por lo que se hacía necesario el empleo de algoritmos que hicieran con muchísima rapidez, la discriminación entre estas faltas internas y externas. Esta discriminación la deberán hacer antes de que se sature el transformador de intensidad, en ocasiones, en tiempos no superiores a los **3 mS** de producirse la falta.

Para evitar el problema derivado de la saturación de los transformadores de intensidad se utilizan también junto con un relé sensitivo de tensión, transformadores de intensidad con núcleo de aire, conocidos igualmente, como transductores de intensidad. En este tipo de esquemas, los secundarios de los transformadores de intensidad van conectados en serie, alimentando un relé de tensión. Estas protecciones, también discriminan las fallas internas de las externas por la magnitud de la tensión que aparece impresa en las bornes del relé. En las fallas internas, la tensión es elevada mientras que en las fallas externas, la tensión es prácticamente nula.

Es posible usar transformadores auxiliares para corregir las relaciones de transformación de los transformadores de corriente principales pero el transformador debe ser capaz de desarrollar la tensión necesaria para la operación del relé en caso de fallas internas.

Ventajas.

1. Son las protecciones más utilizadas en la protección diferencial de barras por cumplir con los requisitos de ser de alta velocidad y poder utilizar transformadores de intensidad convencionales.
2. Permite que todo el cableado de combinación de los transformadores de corriente que alimentan a la protección diferencial se pueden hacer en el patio, simplificando de esta manera el cableado de patio a la sala de control donde se encuentra la protección diferencial y por otro lado permite que los ajustes del relé sean más sensibles.

Desventajas.

1. No se puede conectar otras protecciones en el mismo circuito secundario de los transformadores de corriente donde están conectados las protecciones diferenciales de alta impedancia, debido a que la carga adicional puede incrementar la tendencia a la saturación del transformador de corriente o puede resultar que el ajuste caiga fuera del rango permitido por la protección diferencial.

Protección Diferencial de Barra con Relé de Comparación Direccional.

Principio de Funcionamiento.

El funcionamiento de este método consiste en la comparación de la dirección del flujo de corriente que circula por cada uno de los circuitos conectados a la barra. Si las corrientes en todos los circuitos se dirigen hacia la barra es porque hay una falla en ella; si la corriente en uno o más circuitos se dirige hacia fuera de la barra, es porque existe una falla externa.

Es una protección de uso muy frecuente y se ha venido aplicando normalmente a través de un canal de comunicación por onda portadora con el sistema de bloqueo.

En los sistemas de bloqueo, como se ha mencionado anteriormente, los relés de protección de extremo de línea utilizan el canal de comunicaciones para bloquear el disparo en las faltas externas a la línea protegida. Cuando los relés de un terminal operan en una falta externa, estos transmiten una señal de bloqueo a todos los interruptores de los extremos de línea afectados, evitando sus disparos. Si la falta es interna no transmiten ninguna señal, permitiendo a cada extremo disparar su interruptor correspondiente.

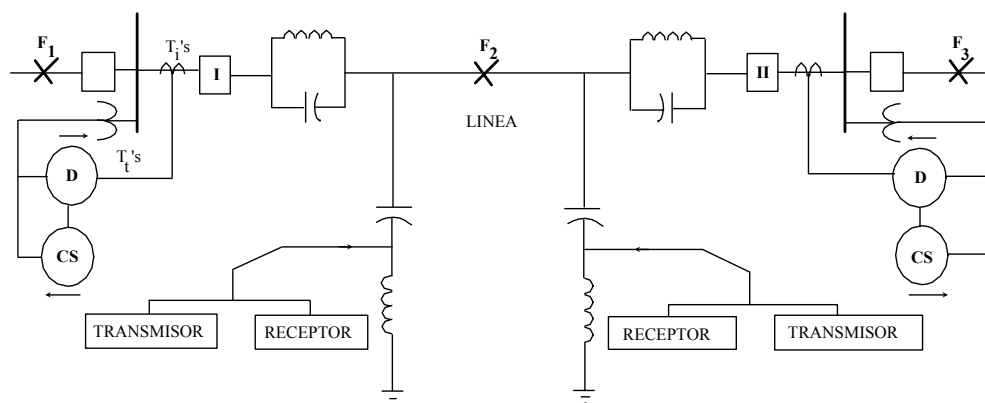


Figura 1.2f Esquema de Comparación Direccional con onda portadora.

La figura 1.2f, representa un esquema de aplicación simplificado de este tipo de protección con canal de comunicación por onda portadora, con relés de distancia y direccionales en cada extremo para la detección de fallas internas ó externas entre fases y fase a tierra.

En cada extremo existen dos conjuntos de relés. Uno de los conjuntos que figuran con **D** se utiliza para la detección de fallas internas del tramo de línea protegida, operando únicamente para las fallas que se produzcan en la dirección señalada por la flecha. Para asegurarse de que el conjunto de relés **D** detecten todas las fallas internas, los alcances de operación se seleccionan con sobre alcance hacia adelante, es decir, más que el 100% del tramo protegido. Estos relés al detectar una falla, darán orden de disparo y este se producirá siempre y que no se reciba una orden de bloqueo del otro extremo de la línea. El segundo conjunto de relés señalados con **CS** en cada extremo, están dispuestos para que detecten faltas externas, es decir en la dirección de la flecha que figura sobre ellos (contra dirección). Cuando un conjunto de relés **CS** detecta una falta, excitan el transmisor que emitirá una señal de bloqueo a todos los interruptores de los extremos de línea.

Consideremos que se produce una falla en F_2 , los dos conjuntos **D** actuarán ya que verán la falta en la dirección seleccionada y además los conjuntos **CS** no transmitirán señal de bloqueo, por no operar al tratarse de una falla en la dirección opuesta. Por lo tanto, dispararán ambos extremos. Si la falla es en F_1 , solamente actuará el conjunto **D** del extremo **II** y los relés de bloqueo **CS** del extremo **I**, transmitiendo estos orden de bloqueo a los interruptores en **I** y **II**. En el caso de que la falta sea en F_3 , actuarán el conjunto **D** del extremo **I** y los relés **CS** del extremo **II**, enviando estos igualmente señal de bloqueo a los interruptores en **I** y **II**. Debemos de señalar que cada receptor de señales en cada extremo, recibe las señales transmitidas por el propio extremo y las del extremo remoto.

Como la señal de bloqueo en el esquema del caso anterior se transmite solamente cuando ocurre la falta, en el caso de que haya alguna avería o anomalía en el relé o en el equipo de comunicación, puede ocurrir que no se envíe señal ó que el relé receptor de señal permanezca continuamente en posición de operado al actuar la unidad direccional **D** de disparo. Esto significaría que ha habido un fallo con resultado de un disparo indebido. Para evitar esta contrariedad se puede transmitir una señal continua a la frecuencia de guarda por

la portadora que permita hacer la comprobación continua de la existencia del enlace de la comunicación y del desplazamiento de esta señal a otra frecuencia al producirse una falla.

Protección Diferencial de Barra con Relé de Comparación de Fase.

Principio de Funcionamiento.

Una buena forma de evitar el problema de las falsas operaciones durante la ocurrencia de cortocircuitos externos debido a la saturación de los TC, es utilizar en vez de las magnitudes de las corrientes en todas las fases, la dirección de las mismas. Se conoce que los errores angulares en los TC, durante la saturación con mucho menores que los errores de corrientes, por tanto si se utiliza una protección de comparación de fase, será mucho más exacta.

Esta protección se puede lograr de dos formas: utilizando Relés Direccionales en cada uno de las entradas a las barras colectoras y utilizando un relé de comparación de fase. En cualquiera de los casos la protección es mucho más sensible a los fallos internos e insensible a los fallos externos (*Cordobés, 1999¹⁰*).

En los esquemas de Comparación de Fase, para realizar los disparos se utiliza normalmente el sistema de órdenes de bloqueo. La protección de comparación de fase es como una adaptación de la protección diferencial longitudinal por hilo piloto, donde se ha pretendido salvar de alguna manera, la limitación de la distancia entre extremos que ofrecen las diferenciales longitudinales de línea. Las unidades de protección y el canal de comunicación ambos, detectan las faltas en línea comparando las fases de las corrientes que entran y salen en cada extremo de la línea. Esta comparación se hace transmitiendo desde cada extremo de línea, una señal a los demás extremos y a la suya propia cada medio ciclo.

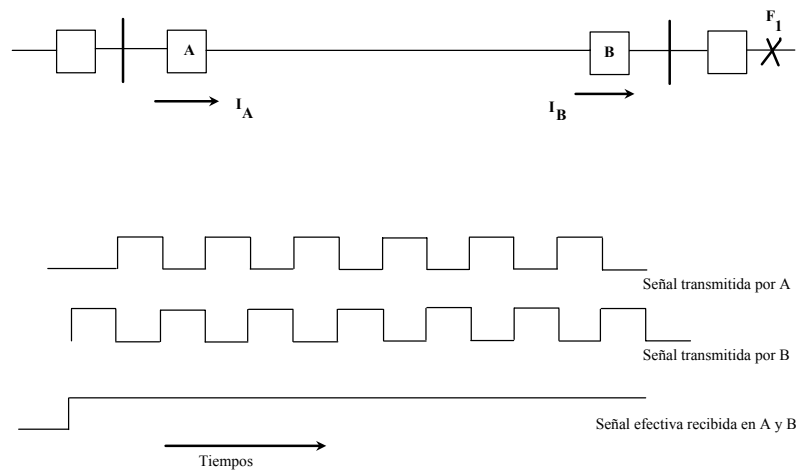


Figura 1.2g Comparación de Fase con falla externa.

Cuando ocurre una falla F_1 externa a la línea protegida, las corrientes que entran y salen están esencialmente en fase, tal y como se muestra en la Fig. 1.2g. El terminal **A** transmitirá una señal cada semiciclo, mientras que el **B** lo hará en el semiciclo opuesto. La señal recibida en ambos extremos será continua, lo que significa bloqueo del disparo.

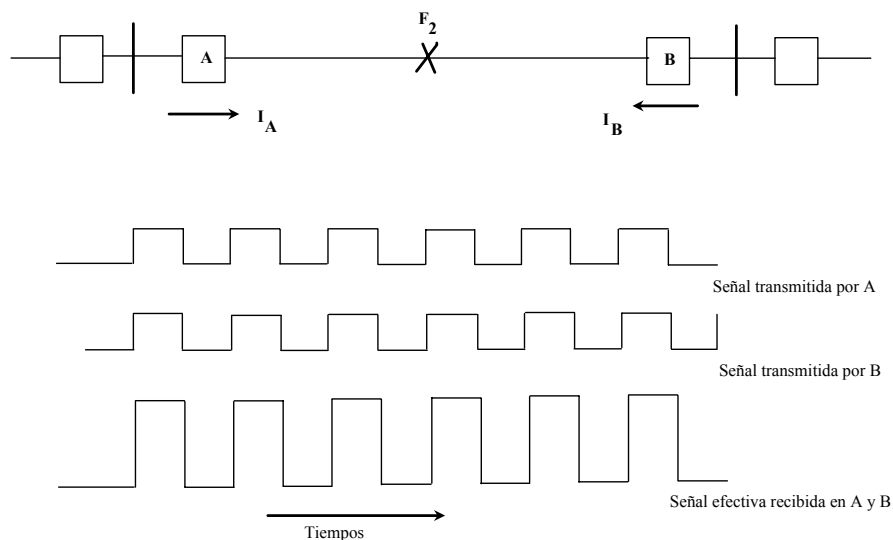


Figura 1.2h Comparación de Fase con corrientes y señales con falla interna.

Si la falta es interna F_2 , las corrientes en los extremos estarán desfasadas 180° aproximadamente y en estas condiciones, ambos extremos transmitirán la señal en el mismo semiciclo, como se muestra en la Fig. 1.2h. En el otro semiciclo no habrá señal y por lo tanto,

no habrá señal continua en ninguno de los extremos, condición que permitirá el disparo al no existir orden de bloqueo.

La comparación de fase es una protección bastante simple, empleando unidades de impedancia para el arranque e incluso en algunos casos, relés de sobre intensidad. No le afectan las inducciones mutuas en las líneas paralelas. Se han venido utilizando en líneas no excesivamente largas donde la intensidad de falta es al menos, tres veces superior a la de carga máxima.

Protección Diferencial de Barra con Relé de Tensión.

Principio de Funcionamiento.

Otra forma de proteger las barras y es considerada una de las técnicamente más eficaces, es la utilización de una Protección Diferencial con Transformadores no Saturables. Estos son llamados “Acopladores de Línea” y tienen como características que no utilizan núcleo de hierro. Además la salida por el secundario es una tensión proporcional a la corriente que circula por el secundario.

Por este último aspecto es que se le denomina Diferencial de tensión porque trabaja de forma similar a las explicadas anteriormente, pero utilizando la tensión como parámetro de operación. Para condiciones normales de carga o falla externa la suma de las tensiones inducidas en los secundarios es cero, cuando ocurre una falla en la barra colectora, la suma de las tensiones secundarias es diferente de cero, condición que hará funcionar el relé proporcionando protección de alta velocidad para una tensión prefijada.

Para un cortocircuito externo, al menos una tensión tiene sentido y magnitud diferente a las restantes, por tanto se restaría y no aparecería tensión en el relé, por tanto, este nunca operaría.

Los acopladores lineales pueden funcionar con su secundario en circuito abierto y además puede tomar muy poca corriente del secundario. Los acopladores lineales se conecten con sus secundarios en serie como se muestra en la Fig.1.2i.

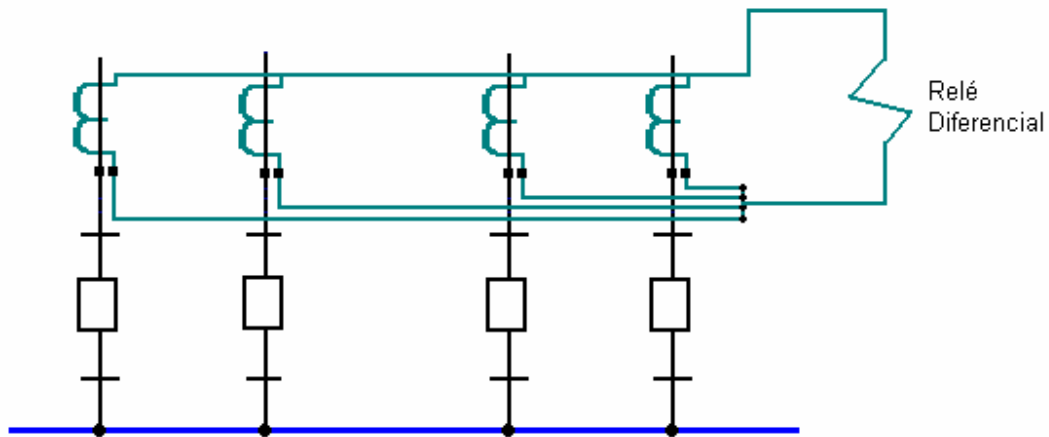


Figura 1.2i Protección Diferencial de Barra con Acopladores Lineales.

Ventajas.

1. El problema de saturación del TC se elimina, porque se emplean colocando TC con núcleo de aire llamados acopladores lineales.

Protección Diferencial con Relé de Sobre y Baja Tensión.

Principio de Funcionamiento.

Al relé de bajo voltaje se le conoce también como relé de subtensión. Estos relés son usados para desconectar el reactor ante condiciones extremas de sobre voltaje, pero en este caso, la línea de transmisión asociada debe ser desenergizada al mismo tiempo ya que la desconexión de los reactores agravaría las condiciones de sobre voltaje del sistema. Los disparos por baja voltaje, por el contrario, pretenden permitirle al sistema recuperar sus niveles de voltaje en eventos relacionados con colapsos de voltaje y oscilaciones graves de potencia.

Es la protección que responde cuando la tensión aplicada a él está por encima o por debajo de un valor establecido.

La protección diferencial con relé de sobre y bajo voltaje empleada para proteger la barra colectora, es capaz de eliminar el problema de saturación del TC actualmente instalado, pero de una manera diferente, empleando acoplador lineal en los TC de bushing convencional u otros TC de baja impedancia en el secundario, se conectan también relé diferenciales de corrientes con la diferencia de actuar con señales de sobre voltaje en vez de

corriente.Fig1.2j.

En la siguiente se representa la impedancia por encima del relé de sobre voltaje y un rectificador de onda completa.

La capacitancia e inductancia, mostradas en el esquema, están en serie con el rectificador con el objetivo de más sensible el relé con respecto al secundario del TC y lograr que opere con mayor selectividad.

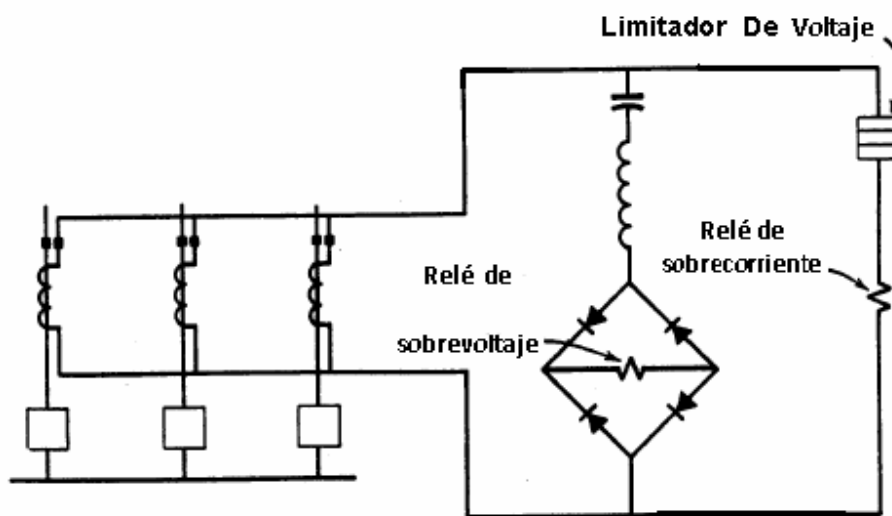


Figura 1.2j Esquema de Protección Diferencial de Barra con Relé de Sobre y Baja Tensión.

Como se observa en el esquema anterior el relé de sobre corriente se encuentra en serie con el limitador de voltaje con el motivo de actuar ante falla de corriente de gran magnitud en la barra colectora.

Ajuste del Relé Diferencial de Sobre y Baja Tensión.

El procedimiento para determinar los ajustes necesarios y la sensibilidad resultante ante las fallas de la en la barra son muy simples y sinceras, requiriendo sólo un conocimiento de las características de excitación secundarias y la impedancia secundaria del TC.

Para que los posibles resultados sean más buenos, todo TC debe tener la misma relación de transformación y ser un TC de bushing con un bobinado secundario distribuido con ó sin reactancia de en el secundario.

Desventaja.

Tiene la desventaja de retardar el voltaje de manera ligera pero esto es insignificante para un relé de sobrecorriente como el que se encuentra en la figura 1.2i. Porque la resistencia eficaz del relé de voltaje del circuito es tan alto, que oscila aproximadamente a 3000 Ohm, por tanto un elemento de voltaje limitado debe conectarse en paralelo con las ramas del rectificador ó el TC, donde se produce voltajes excesivamente alto en el devanado secundario cuando ocurre una falla externa en la barra colectora.

Protección Diferencial de Barra Completa con Relé de Baja Impedancia.

Principio de Funcionamiento.

Las Protecciones Diferenciales de características completas se instalan en dependencia del tipo de suministro eléctrico. Específicamente en aquellos tipos de secciones de barras que no posean reactores entre los alimentadores o ramales salientes de la sección (Bisset, 1999⁹).

El principio de funcionamiento de esta protección está basado en los fundamentos de la primera ley de Kirchhoff. Esta mide las corrientes que entran y que salen de una sección de barra, obteniéndose que para regímenes normales de operación la suma de las corrientes que sale, es igual a la suma de las corrientes que entran. De forma general se puede concluir que la suma algebraica de todas las corrientes medidas es igual a cero como se muestra en la figura 1.2k.

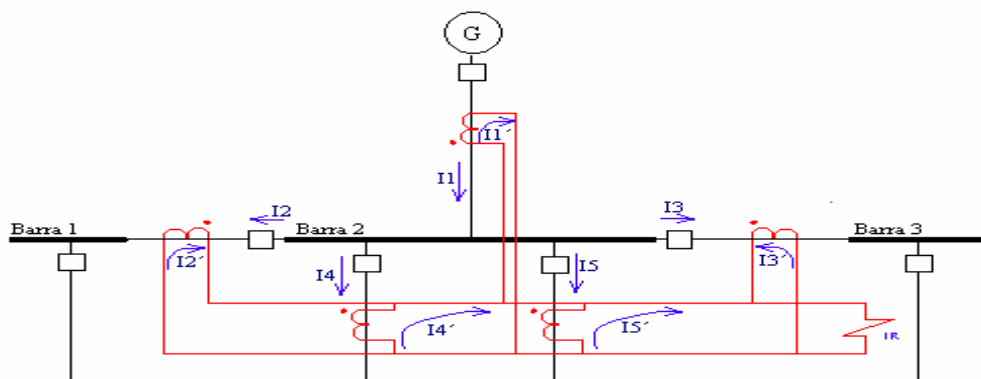


Figura 1.2k Comportamiento de las corrientes en la conexión diferencial durante el régimen de funcionamiento normal del sistema.

En el caso de regímenes de cortocircuitos se prevén dos variantes fundamentales: cortocircuitos internos en la sección de barra o cortocircuitos exteriores, ya sean en otras secciones adyacentes o en los ramales de salidas.

Para cortocircuitos exteriores (figura 1.2L), en uno de los ramales saliente de la sección de barra, la corriente que sale hacia el cortocircuito de ese ramal es igual a la suma algebraica de las demás corrientes que en ese instante estarán entrando a la barra y por tanto la suma de todas las corrientes en caso ideal será cero. Lo mismo sucede para el caso de que el cortocircuito ocurriese en la sección de barra adyacente.

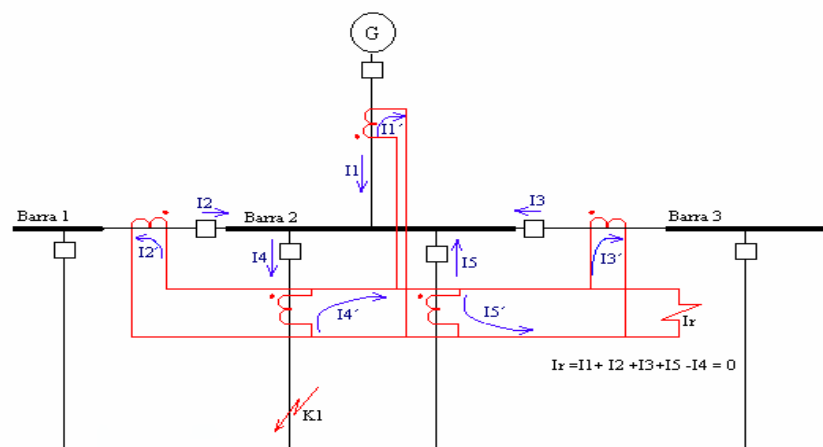


Figura 1.2L Comportamiento de las corrientes en la conexión diferencial durante el régimen de cortocircuito externo a un TC.

Cuando ocurre un cortocircuito en el interior de la sección de barra, los resultados son diferentes (figura 1.2m). Todas las corrientes tendrán el mismo sentido en dirección al cortocircuito, es decir, entrando a la barra y por tanto, la suma de todas las corrientes será igual, si hace un análisis ideal, a la corriente de cortocircuito total en el punto de la avería.

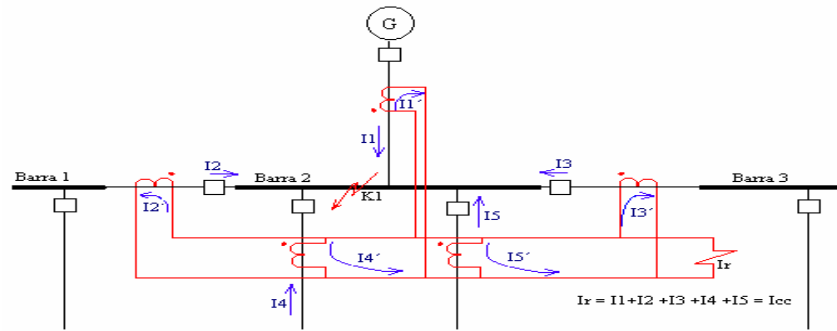


Figura 1.2m Comportamiento de las corrientes en la conexión diferencial durante la ocurrencia de un cortocircuito en el interior de la sección

Hasta aquí se ha hecho un análisis ideal de la protección, dado que las corrientes que circulan por los distintos ramales se supusieron siempre igual a las teóricamente calculadas, tanto en sentido como en dirección.

En la realidad los resultados son un tanto diferentes, dado que aparecen varios errores principalmente introducidos por los transformadores de corrientes que se utilizan para realizar las mediciones pertinentes, como por las características de las fuentes que aportan al cortocircuito.

En este sentido los errores se pueden enumerar en los tipos siguientes:

- Errores de compensación.
- Errores de transformación de corriente.

Este tipo de protecciones utiliza transformadores de corrientes (TC) con una misma relación de transformación y en ocasiones, esto es imposible lograrlo con un mismo transformador y se hace necesario instalar transformadores de corrientes auxiliares o de compensación, así como instalar transformadores de corrientes regulables (*Chernobrovov, 1974¹¹*).

Este problema, siempre se puede resolver de una u otra forma, por tanto el error que toma mayor importancia es el error de transformación de corriente que depende entre otras cosas:

- De los niveles y características de las corrientes de cortocircuitos.
- De las cargas que posean los transformadores de corrientes..

Cuando se realiza la selección de los transformadores de corrientes (*General Electric, 1998¹⁴*), se toman en cuenta los niveles máximos de las corrientes de cortocircuitos, la carga máxima que tendrá la protección y otros factores. Los errores se normalizan como menores e

iguales al 10% de la corriente que circula por el transformador; es decir, que la corriente en el secundario puede, aunque esté bien seleccionado el transformador, ser menor a un 10% del valor teórico o ideal.

Esta conclusión demuestra que los casos anteriormente tratados son ideales y por tanto, aunque muy pequeñas, durante la ocurrencia de cortocircuitos externos las corrientes no serán iguales a cero y habrá que ajustar la protección un tanto superior a los máximos valores de corrientes debidos a los errores en los transformadores de corrientes si es que éstos no se pueden eliminar.

Partiendo de la aplicación del método de superposición al análisis de los errores se puede decir que durante la ocurrencia de cortocircuitos externos, la suma de las corrientes será igual a una corriente de desbalance $I_{desb.}$, que tomará valores máximos diferentes en dependencia del error que se analice.

$I_{desb.comp.}$ Corriente de desbalance debida a la imposibilidad de realizar la compensación de los TC.

$I_{desb.transf.}$ Corriente de desbalance debida a los errores de transformación de los TC.

Es fácilmente demostrable que estas dos corrientes de desbalance son proporcionales al valor eficaz de la corriente de cortocircuitos. Es decir, a medida que aumente el valor de la corriente que pasa por los TC, mayor será el error y por tanto:

$$I_{desb.comp.} = \Delta f_{comp.} \cdot I_{cc3\phi máx.}$$

Donde:

$\Delta f_{comp.}$ Valor constante que caracteriza la falta de compensación de los TC, y se puede calcular como la relación entre la corriente que aparece en régimen normal de funcionamiento y la $I_{cc3\phi máx.}$

$$I_{desb.transf.} = K_{aper.} \cdot K_{ru} \cdot f \cdot I_{cc3\phi máx.}$$

Donde:

f Valor que caracteriza la norma de error permisible. A escala industrial se ha

aceptado el valor de 10%.

$K_{aper.}$ Constante que caracteriza un error adicional que puede aparecer con las componentes aperiódicas iniciales (componentes asimétricas). Se han generalizado los valores entre 1.2 – 1.3

$K_{ru.}$ Coeficiente que minimiza el error en caso de que los TC escogidos sean los mismo y por tanto los errores disminuirán. Se conocen valores entre 0.5 – 1

En ambos casos el valor $I_{cc\ 3\phi\ máx}$. representa la corriente de cortocircuito trifásico pleno, para la condición de máxima generación.

Siguiendo el método de superposición, la corriente máxima que aparecerá cuando ocurra un cortocircuito externo, será

$$I_{desb.total} = I_{desb.comp.} + I_{desb.transf.}$$

Ajuste del Relé Diferencial de Baja Impedancia.

Si se va a instalar un simple relé de sobre corriente conectado de forma diferencial ésta debe ser ajustada (I_{op87}) con un valor superior a la corriente de desbalance producto a todos los errores posibles.

$$I_{op87} > I_{desb.total}$$

$$I_{op87} = K_{seg} (I_{desbcomp} + I_{desbtransf})$$

$$I_{op87} = K_{seg} (\Delta f_{comp} + K_{aper} \cdot K_{ru} \cdot f) \cdot I_{cc3\phi máx}$$

Esta última expresión es la utilizada para calcular el ajuste de la Protección Diferencial de característica completa, y deben utilizarse los valores máximos posibles de los coeficientes que en ellas aparecen. En los casos donde se logre la completa compensación de los TC el coeficiente Δf_{comp} . se puede despreciar.

Como en las restantes protecciones es importante verificar que se cumpla el criterio de la

sensibilidad, de la forma: $K_s = \frac{I_{ccmin.}}{I_{op87}} > 2$

Protección Diferencial de Barra Incompleta con Relé de Baja Impedancia.

Principio de Funcionamiento.

Es la protección diferencial de barra conocida como protección de “barra sobrecargada” o de “respaldo selectivo”. Está basado en una variación del principio diferencial, dado que no incluye todos los campos de la protección diferencial de barras. Para implementar la protección diferencial parcial se pueden utilizar relés de distancia o de sobre corriente. Fig.1.2n y 1.2ñ. Estos relés deben coordinarse con los relés de distancia.

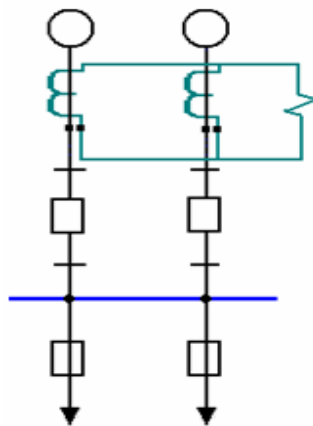


Figura 1.2n Protección Diferencial Incompleta con Relé de Sobre corriente.

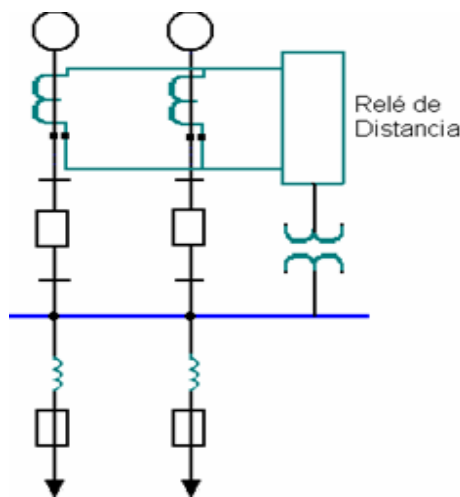


Figura 1.2ñ Protección Diferencial Incompleta con Relé de Distancia.

Las Protecciones Diferenciales de características incompletas se instalan en dependencia del tipo de suministro eléctrico. Las incompletas se aplican en los casos en que los ramales salientes de la sección de barra posean reactores.

De forma similar a la anterior, esta protección mide las corrientes en los ramales que se conectan a la sección de barra, menos en aquellos alimentadores que poseen reactor.

Es una protección diferencial escalonada que su principio de funcionamiento se basa en la ley Khirchoff, que no es más que la suma geométrica de los elementos de alimentación conectados a la barra colectora. Durante el funcionamiento en régimen normal la suma de las corrientes que está midiendo la protección será igual a la suma de las corrientes de los alimentadores que posean reactores.

En regímenes de cortocircuitos externos se presentan dos variantes: cortocircuitos externos en uno de los ramales que posee TC, y en uno de aquellos alimentadores que posee reactor. Cuando ocurre un cortocircuito en el borne externo de un TC la suma de la corriente, de forma ideal, será igual a la suma de las corrientes que circula por aquellos ramales que poseen reactores y que por tanto no poseen TC.

Esto es en el caso ideal, pero tomando en cuenta los errores de transformación tenemos:

$$I_{desb1} = (K_{aper} \cdot K_{ru} \cdot f) I_{cc3\phi \text{máx.}} + \sum I_{aporte}$$

Donde:

Para cortocircuitos en el borne externo de un reactor en aquellos alimentadores que no poseen TC, las corrientes en los restantes ramales se dirigirán hacia la barra y como el alimentador posee reactor, la tensión en la barra no disminuirá excesivamente y la corriente en un instante aumentará, pero rápidamente mantendrá la dirección que poseía durante el régimen normal de funcionamiento.

$$I_{desb2} = I_{cc3\phi \text{máx}} + \sum K_{cc} \cdot I_{ser} .$$

Donde:

K_{cc} Coeficiente > 1 que toma en cuenta el incremento de corriente en los ramales que poseen reactor producto a la caída de la tensión.

La corriente de operación de la protección I_{op87} se debe escoger para la mayor de las dos corrientes de desbalances, de la forma:

$$I_{op87} > I_{desb1} \text{ y } I_{op87} > I_{desb2}$$

De la misma forma hay que calcular y verificar el cumplimiento de la norma de sensibilidad utilizando para ello el coeficiente de sensibilidad $K_s > 2$.

ΣI_{aporte} Factor que toma en cuenta la suma de las corrientes aportadas por los consumidores que están conectados a los alimentadores que poseen reactores.

$$K_s = \frac{I_{ccmin.}}{I_{op87}} > 2$$

1.3. Defectos que pueden ocurrir en las Protecciones Diferenciales de Barras.

Estos defectos ó fenómenos vienen dado por una serie de errores que ocurren en los transformadores de corriente (TC), que son los encargados de medir los valores de corriente que entran y salen de las barras. Esto trae como consecuencia que el relé de protección en ese momento opere y haya interrupción en el sistema. Los errores más frecuentes son:

Error de Compensación.

El error es provocado por la diferencia de relación de transformación que existen en los TC empleados en la protección, trayendo consigo grandes errores en las medidas de corriente a la hora de realizar la compensación. Por ejemplo entre un TC de 3000/5 y uno de 600/5, existe una gran diferencia de corriente de transformación y esto provoca inexactitud en los TC auxiliar o de compensación, trayendo como consecuencia grandes errores que van ha estar implicados en el cálculo de ajuste de la protección.

Para las Protecciones Diferenciales modernas con relés digitales es fácil de resolver esta problemática, ya que estas protecciones pueden utilizar TC con diferentes relaciones de transformación y son capaces de realizar la compensación ellos mismos, tomando el TC de mayor intensidad como base para realizar la compensación.

Error de Transformación.

El error de relación de transformación consiste en la gran diferencia que existe en los coeficientes de relación (K) de los TC que se utilizan en la protección. Esto es muy perjudicial para la protección, porque a mayor relación mayor va ser el error que va influir en el ajuste de los parámetros de la protección. Este error va depender de:

- Los niveles y características de las corrientes de cortocircuitos.
- Las cargas que posean los transformadores de corriente.

Rotura de un TC.

La ruptura de un TC viene dada casi siempre por la apertura de un conductor. Las consecuencias que puede traer este problema son:

- Mala operación de las protecciones.
- Cortocircuito provocado por el conductor abierto con otro conductor.

Error por Saturación de CA

La saturación es el defecto que más frecuenta los TC de tal manera que hace operar de forma indebida la protección diferencial. Este defecto es provocado cuando se obvia uno de estos factores:

- La relación de los TC
- Área de la sección del núcleo
- Carga conectada al secundario del transformador.
- Magnitud de la carga.
- Presencia y magnitud de flujo remanente.
- Magnitud y dirección de la componente continua en la corriente.

- Densidad del flujo de saturación del núcleo de acero.

Un TC se encuentra saturado cuando los valores de corriente que circula por devanado primario ó la carga del transformador exceden los valores nominales de los mismos, de tal manera que la linealidad de transformación de corriente entre primario y secundario disminuye, de forma que el error es más elevado.

Cuando un TC se satura, el circuito resonante paralelo produce una onda de voltaje sinusoidal amortiguada a una frecuencia generalmente inferior a 60Hz con una voltaje inicial que puede acercarse a la voltaje nominal del sistema como se muestra en la Fig.1.3a.

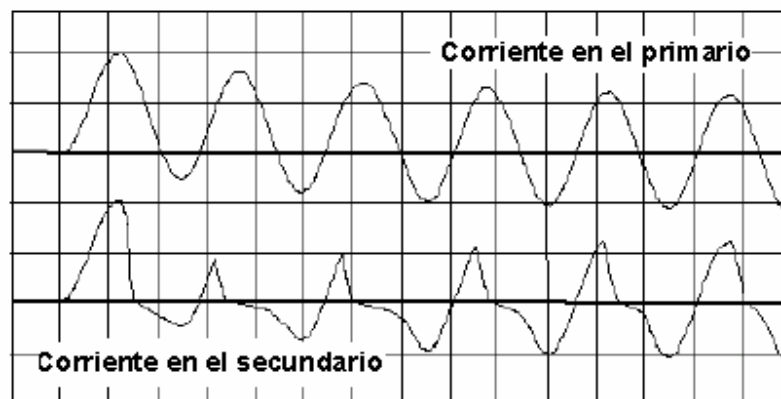


Figura 1.3a Representación gráfica de la Saturación de un TC.

Este valor de voltaje a una frecuencia reducida causa mal funcionamiento en los TC por la saturación de la etapa inductiva de bajo voltaje, lo cual a su vez afecta a los relés empleados para la protección, presentando sobre tensiones inaceptables en ambos devanados. Esta saturación consiste en que la impedancia de magnetización tiende a anularse por lo que la corriente secundaria que circula por la carga también tiende a anularse. Fig.1.3b.

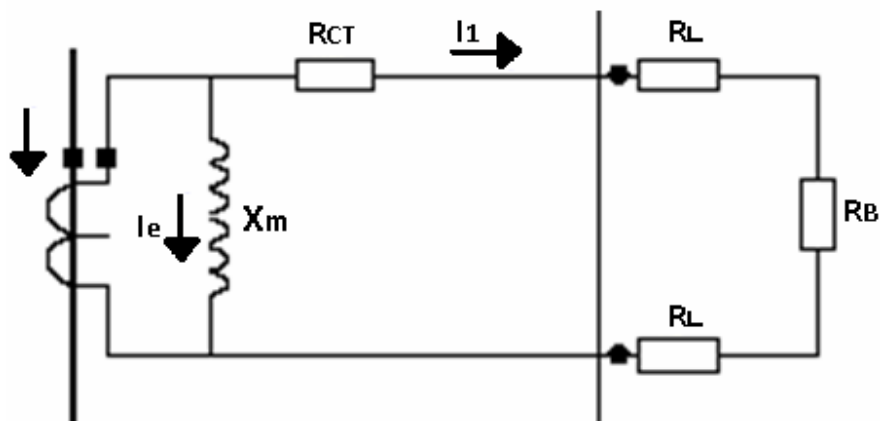


Figura 1.3b Circuito equivalente de un transformador saturado.

Esto provoca un aumento de corriente a valores muy elevados en el devanado secundario que provocan elevadas corrientes en el devanado primario trayendo como consecuencia altas temperaturas que pueden causar ruptura en el aislamiento y la corriente diferencial (I_d) será diferente de cero y hará que opere el relé, si la corriente diferencial supera el valor de ajuste del relé.

Error por Saturación de CD.

La saturación por corriente directa (CD) es conocida como la componente de corriente directa (CD) inyectada en el circuito del TC. Esta es producida por la onda que trasciende desde el flujo de corriente de falla constante hasta el flujo de corriente normal durante los primeros ciclos. La componente de CD provoca que la corriente el secundario del TC disminuya durante los primeros ciclos y la corriente en el primario aumente de una manera exagerada, trayendo como consecuencia una gran reducción y distorsión de la corriente en el secundario. Todo esto hace que el relé de protección opere indebidamente y cause interrupción en el sistema eléctrico.

Para que el efecto de saturación sea eliminado y no provoque grandes defectos en el sistema hay que tener en cuenta el valor de corriente que opera el relé y el tipo de relé que se va utilizar.

Conclusión.

En este capítulo se ha explicado de manera general todo lo referente a la Protección Diferencial de Barras Colectoras, así como su Principio de Funcionamiento, sus diversos Métodos de aplicación y los de defectos que ocurren en ellas, con en el propósito de adquirir un conocimiento previo a cerca de sus características, ventajas, desventajas y ajuste para realizar de manera efectiva un profundo análisis en cuanto a su implementación.

CAPÍTULO II: Valoración de la Protección Diferencial de Barra de media tensión de la Empresa Comandante Ernesto Che Guevara

2.1- Caracterización de la Protección Diferencial de las tres primeras secciones de barras de media tensión de la Empresa Comandante Ernesto Che Guevara

Sistema eléctrico de la Empresa Ernesto Che Guevara hasta el nivel de media tensión

La empresa Comandante Ernesto Che Guevara tiene como función principal la producción de níquel + cobalto. Para ello cuenta con un sistema eléctrico que en parte se alimenta del Sistema Energético Nacional (SEN) a través de dos transformadores de 40 MVA ubicados en la Empresa y dos líneas provenientes de la subestación de Punta Gorda, que está compuesta por autotransformadores de procedencia soviética de tipo ATDKTH-125 000-110-34.5 TJ por la parte de 220 KV, que tiene dos secciones de barras colectoras, un interruptor seccionalizador, dos interruptores de entrada a la línea y diez desconectivos. Por la parte de 110 KV tiene dos secciones de barras colectoras y una de desvío. La subestación principal alimentadora de 110KV se encuentra ubicada en la termoeléctrica de la fábrica. Anexo 1.

Las Secciones de Barras

El sistema de la Empresa también está compuesto por un Dispositivo de Distribución Principal (DDP) que contiene cuatro Secciones de Barras (SB) y alimentación propia proveniente de dos unidades generadoras de 12 MW cada una, las cuales están conectadas a la Sección de Barra I (SB1) y la Sección de Barra III (SB3) respectivamente (figura 2.1a) y posee a la vez dos enlaces permanentes con el Sistema Energético Nacional (SEN). El enlace se realiza a una tensión de 10.5kV, sobre las barras II y IV respectivamente.

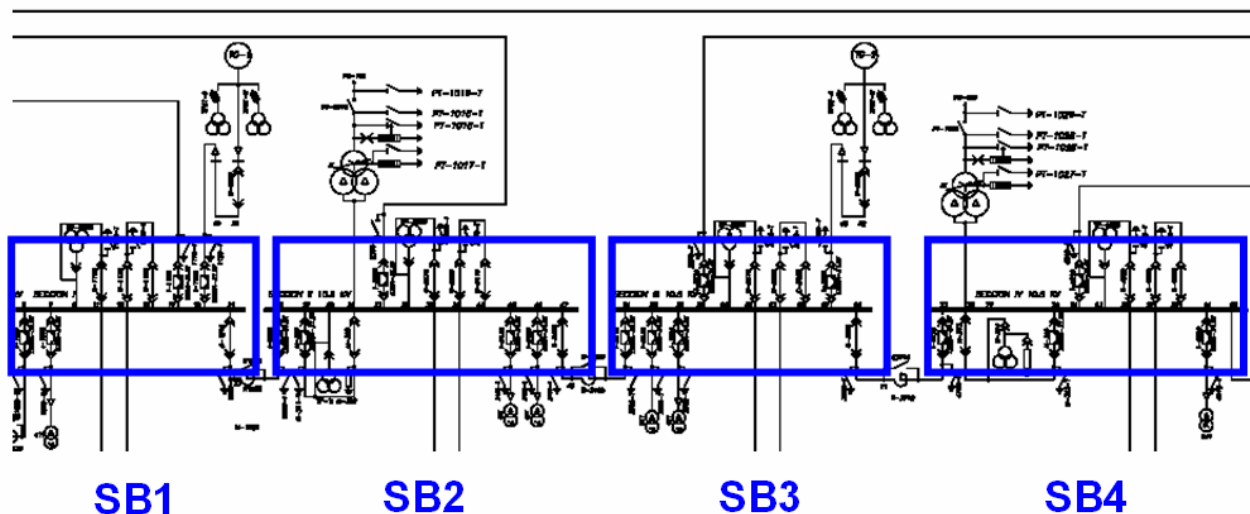


Figura 2.1a Secciones de Barras de media tensión pertenecientes al DDP

El DDP tiene las secciones de barras enlazadas entre sí a través de un reactor, incluyendo la SB1 y SB4, las cuales tienen un interruptor que brinda la posibilidad de estar enlazadas o no.

Para la SB1 del DDP la barra se encuentra alimentada con 10.5 KV por el Turbo Generador #1, a través de un interruptor de aceite. De dicha barra se alimentan las siguientes cargas:

- Subestación de distribución 1PΠ -1.
- Subestaciones transformadoras TP-7 y TP-20.
- Transformador 1T de la subestación de distribución 2PΠ.
 - Transformadores de necesidades propias de plantas 21T y 41T.
 - Enlace con la sección de barra dos mediante un reactor.
 - Enlace con la sección de barra cuatro mediante otro reactor.

Para la SB2 del DDP la barra está alimentada con 10.5 KV por el transformador 1T de 40 MVA. Se encuentran conectadas las siguientes cargas:

- Subestación de distribución 1PΠ-2.
- Subestaciones transformadoras TP-6(1T) y TP-8(1T).
- Subestación de distribución 5PΠ-1.
- Transformador 2T de la distribución de distribución 2PΠ.
- Transformadores de uso de plantas 20T, 40Ty 80T.
- Enlace con la sección de barras tres mediante un reactor.

Para la SB3 del DDP la barra está alimentada con 10.5 KV por el Turbo Generador #2, a través de un interruptor de aceite ubicado en el armario 67. A dicha barra se encuentran conectadas las siguientes cargas:

- La subestación de distribución 1ПΠ-3.
- La subestación de distribución 5ПΠ-2.
- Las subestaciones transformadoras TP-12(2T) y TP-14(2T).
- Transformadores de uso de plantas 81T, 42T y 22T.
- Las subestaciones transformadoras TP-6(2T) y TP-8(2T).
- Enlace con la sección de barra cuatro mediante un reactor.

Protección diferencial de las tres primeras secciones de barra

De las cuatro secciones de barra solo se ha modernizado la protección diferencial de la SB4 y las restantes (las tres primeras secciones) de mantienen con tecnología soviética (figura 2.1b) de más de veinte años de explotación. La protección diferencial de las tres primeras secciones de barra instalada en el DDP de 10kV, de la Empresa CMDTE Ernesto Che Guevara es de tipo incompleta y consta de dos etapas:

1. Protección diferencial incompleta.
2. Protección de corriente máxima.

Para la protección diferencial incompleta se adopta la variante de retención por voltaje, esta protección proporciona rapidez de funcionamiento al detectar falla en la barra colectora. Esta protección opera para unos cortocircuitos internos en la barra y va a desconectar todos los consumidores conectados a la barra. En caso de cortocircuito en la primera sección esta va desconectar al generador y al transformador de acoplamiento en caso de la segunda sección y a los interruptores de secciones. Todas estas operaciones se realizan a través del relé PHT565 de fabricación Soviética.



Figura 2.1b Sección de Barra con tecnología soviética con más de 20 años

La segunda etapa de la protección (protección de corriente máxima) va operar cuando ocurran cortocircuitos externos en las secciones de barras, desconectando así los interruptores que abarca la protección diferencial en su primera etapa. Para esto se utiliza relé PT40.

La protección diferencial en su primera etapa desconecta todos los interruptores que se encuentran dentro de su zona de operación, siendo esto, generador #1, los transformadores de necesidades propia 41T, 21T así como los interruptores seccionalizados entre SB1 y SB2, y entre SB3 y SB4.

Esta protección es realizada por medio de dos relés diferenciales conectados en la fase A y C, los contactos de este relé se encuentran bloqueados por contactos del relé de tensión mínima (1PH-I, 2PH-I, 3PH-I), esto implica que debe caer la tensión hasta el punto de ajuste de los relé de tensión para que la diferencial pueda ordenar desconexión, ocurriendo la falla trabajaría el relé 1PH-I ó 2PH-I cierra su contacto, se energiza el relé de señalización 1PY-I

lo cual indica que la protección trabajó; energizándose simultáneamente los relé auxiliares 1PM-I y 2PM-I desconectando así los interruptores mencionados anteriormente. Esta protección en su segunda etapa desconecta al igual que la primera todos los interruptores, interruptores del transformador 1T, 20T, 40T, 80T, así como los interruptores seccionalizadores de SB1 y SB3 y, SB2 y SB1; es bueno señalar que su operación es igual a SB1.

La protección por corriente máxima se realiza por cuatro relés de corriente que son: 1PT-I, 2PT-I, 3PT-I y 4PT-I, esta protección esta prevista en dos líneas que alimentan dos consumidores de la fábrica, los 1PT-I y 2PT-I protegen la línea donde esta el consumidor 1PM-I y los relé 3PT-I y 4PT-I protegen la línea están los consumidores de la fábrica (TM-7 y 2PM-II reserva).

Al ocurrir una falla externa operaran los relés de corriente PT en caso de que la falla sea en las líneas que protegen 1PT-I y 2PT-I. Estos presentan un bloqueo conformado por tres relés de tensión mínima 1PH, 2PH, y 3PH. También actúa el bloqueo KPG, recibiendo una señal que le permite cerrar su contacto para que el relé 3PM-I se energice, conectando así el relé de tiempo PB-I y a la vez señaliza que la operación operó mediante un relé de señalización 2PY-I. Después de un tiempo se envía una señal al circuito donde están los mismos relés auxiliares 1P-I y 2P-I, los cuales envían señal de desconexión de la misma forma que la primera etapa.

Esta protección en su primera etapa desconecta los interruptores de la línea a consumidores de 1PΠ, la T-7, "subestación transformadora" y la línea a 2PM-II consumidores y en su segunda etapa desconecta a los consumidores TM-6, línea a 5PΠ y línea a 2PΠ.

Las protecciones de corriente diferencial incompleta como la protección de corriente máxima, presentan bloqueo según su requerimiento:

Primera etapa protección diferencial de la sección 1 y 2.

a) Bloqueo de la protección por tres relés de tensión mínima 1PH, 2PH y 3PH.

Segunda etapa protección de corriente máxima de la sección 1 y 2.

a) Bloqueo de los relés de corriente 3PT y 4PT por la llave 6H.

b) Bloqueo de los relés de corriente 1PT y 2PT por los relés de tensión mínima 1PH, 2PH y 3PH.

2.2- Caracterización de la Protección Diferencial de la cuarta sección de barra de media tensión de la Empresa Comandante Ernesto Che Guevara

La cuarta sección de barra de media tensión fue modernizada en el año 2007 con tecnología de última generación, utilizando el Relés Diferencial de Barras (figura 2.2a).



Figura 2.2a Relé Diferencial de Barra Multifunción B90

Este relé contiene una unidad central de proceso CPU (figura 2.2b) que maneja diversos tipos de señales de entrada y de salida que pueden comunicarse con una interfaz de operador, a un dispositivo de programación u otro dispositivo UR a través de una red de área local (LAN).

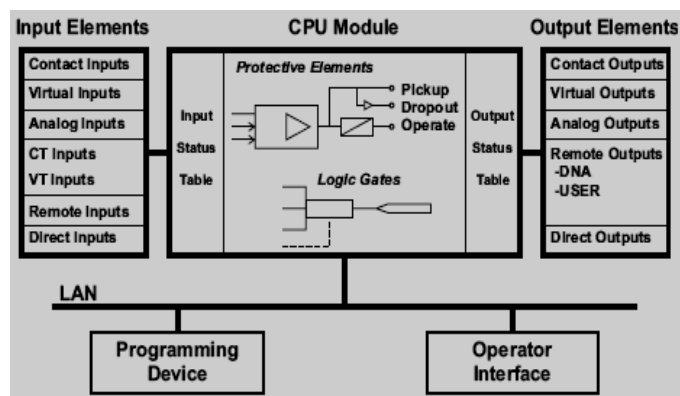


Figura 2.2b Diagrama conceptual del Relé B90

Los diversos tipos de señales con que trabaja son:

1. **Entradas y salidas de contacto:** Son señales digitales asociadas con la conexión con contactos permanentes. Admite tanto contactos "húmedos" como "secos".
2. **Entradas y salidas virtuales:** Son señales digitales asociadas con las señales lógicas internas de la serie UR. Las entradas virtuales incluyen señales generadas por la interfaz de usuario local. Las salidas virtuales son el resultado de las ecuaciones lógica flexible (FlexLogic) empleadas para personalizar el dispositivo. Las salidas virtuales también pueden servir como entradas virtuales para las ecuaciones lógicas flexible (FlexLogic).
3. **Entradas y salidas analógicas:** Son señales asociadas con los transductores, como los detectores de temperatura de resistencia (Resistance Temperature Detectors, o RTD).
4. **Entradas TC y TP:** Son las que hacen referencia a las señales de los transformadores de intensidad y los de tensión analógicos que se emplean para monitorizar las líneas eléctricas de C.A. Los relés de la serie UR admiten TC (transformadores de intensidad) de 1 A y 5 A.
5. **Entradas y salidas remotas:** Constituyen una forma de compartir información digital sobre el estado de un punto entre dispositivos remotos de la serie UR. Las salidas

remotas ejercen como interfaz para las entradas remotas de otros dispositivos de la serie UR. Las salidas remotas son operandos lógicos flexibles (FlexLogic) insertados en mensajes UCA2 GOOSE y pertenecen a uno de dos tipos de asignación: funciones estándar DNA y funciones definidas por el usuario (UserSt).

6. **Entradas y salidas directas:** Constituyen una forma de compartir información digital sobre los estados de un punto entre varios equipos de la serie UR por medio de una interfaz de fibra óptica (simple o multimodo) RS422 o G.703. No es necesario ningún equipo de conmutación, ya que los IED se conectan directamente en una configuración de anillo o de anillo redundante (dual). Esta característica está optimizada para alcanzar la mayor velocidad y está destinada a planes apoyados por piloto, aplicaciones de lógica distribuida o la ampliación de las capacidades de entrada/salida de un único bastidor de relé.

Este dispositivo tiene capacidad de ordenar estas entradas y salidas en una tabla, para efectuar las operaciones de manera organizada. Para eso el B90 cuenta con un modo de funcionamiento exploratorio.

El dispositivo B90 funciona en modo de exploración cíclico. Este lee las entradas y las ordena en una tabla de estado de entradas, resuelve el programa lógico (ecuación lógica flexible) y luego clasifica cada salida en el estado apropiado en una tabla de estado de salidas. Cualquier ejecución de tareas resultantes se efectúa mediante interrupciones en función de la prioridad como se muestra en la figura 2.2c.

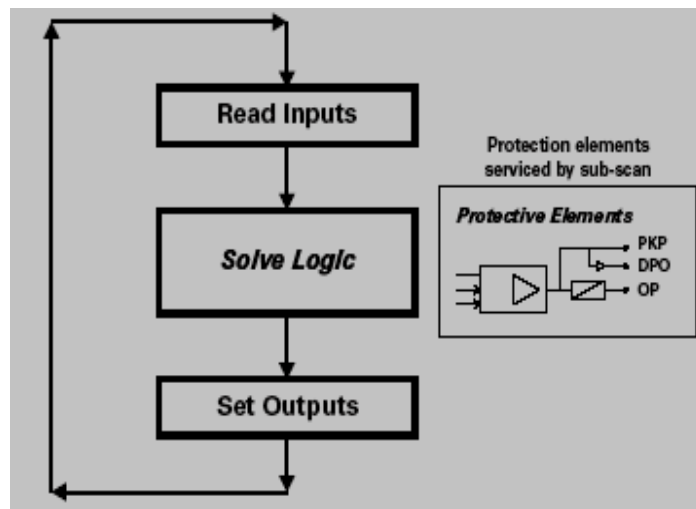


Figura 2.2c Modo de exploración cíclica del Relé B90

Todas estas funciones son logradas a través de un software de programación.

El relé B90 presenta un software de programación que le permite al cliente interactuar con el relé. Es software de programación se identifica con el nombre de: “*enerVista UR Setup*”. Su modo de comunicación lo realiza a través del relé por medio del puerto RS232 frontal o los puertos RS485/Ethernet para su programación figura 2.2d. También este dispositivo en su parte interna contiene un tipo de software denominado firmware, diseñado en módulos funcionales que pueden instalarse en cualquier relé según sea necesario. Esto se lleva a cabo con técnicas de diseño y programación orientadas a objetos (OOD/OOP) y el software de programación.

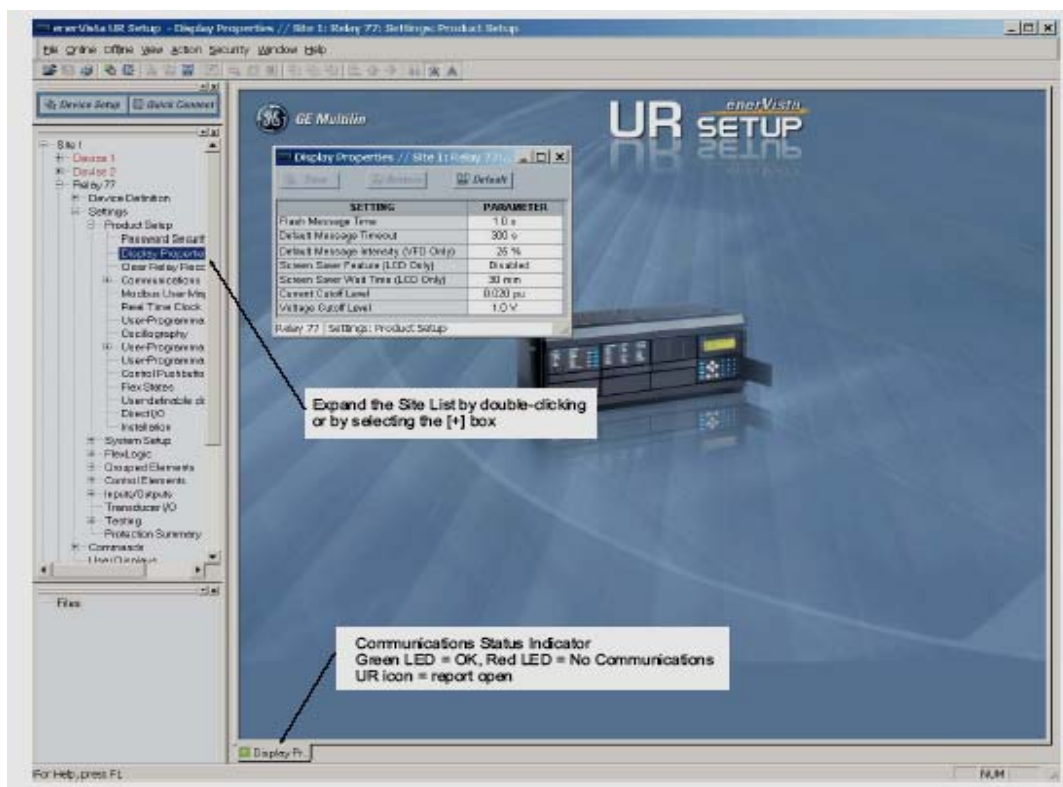


Figura 2.2d Software EnerVista

El relé de protección diferencial de barras B90 presenta una arquitectura basada en microprocesadores que ofrece funciones de protección y medición para barras de distribución con hasta 8 líneas de alimentación y 24 entradas de corrientes dividida en tres fases (A, B y C) como muestra la figura 2.2e.

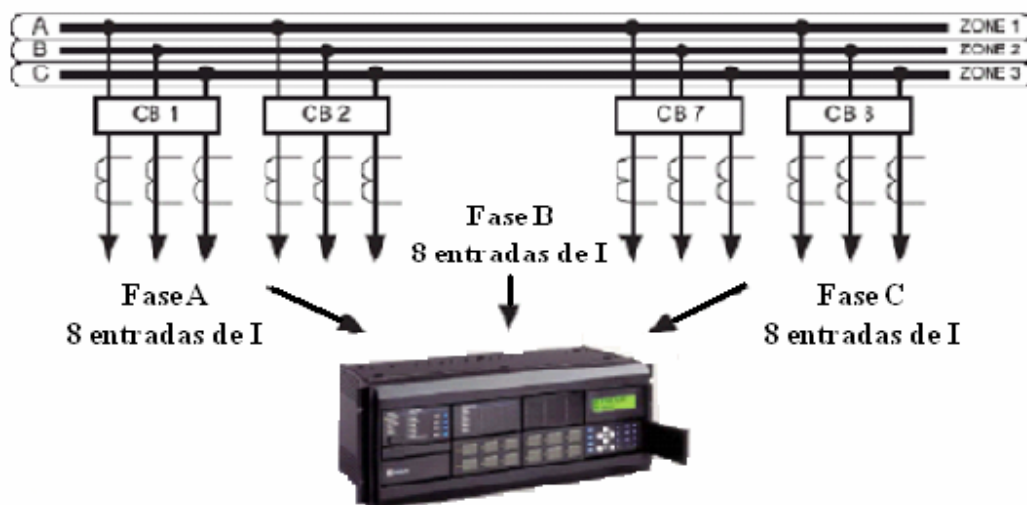


Figura 2.2e Configuración del Sistema del Relé B90 para 8 líneas de alimentación

También se utilizan otros tipos de conexión para otras aplicaciones de protección específicas tal como se muestra en las figuras: 2.2f, 2.2g y 2.2h.

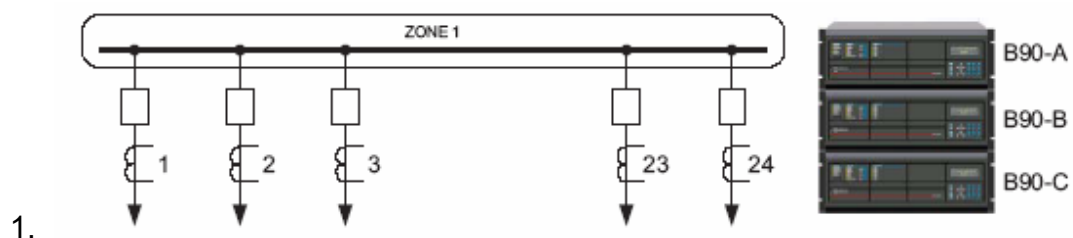


Figura 2.2f Conexión para Barra Simple

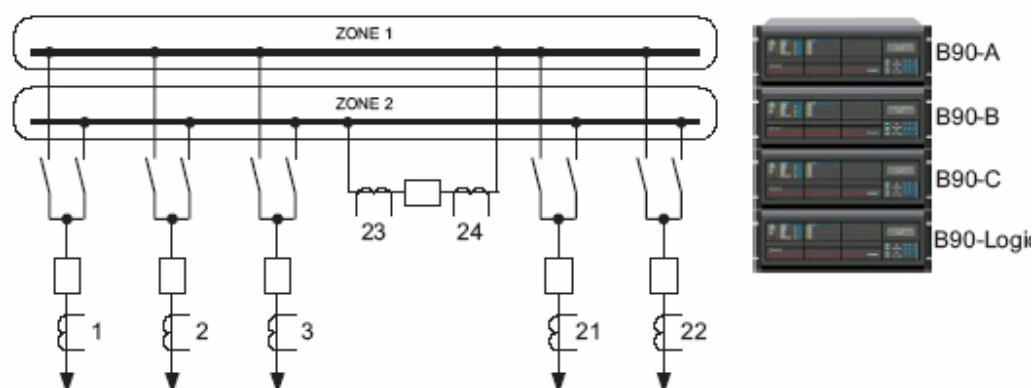


Figura 2.2g Conexión para Barra Doble

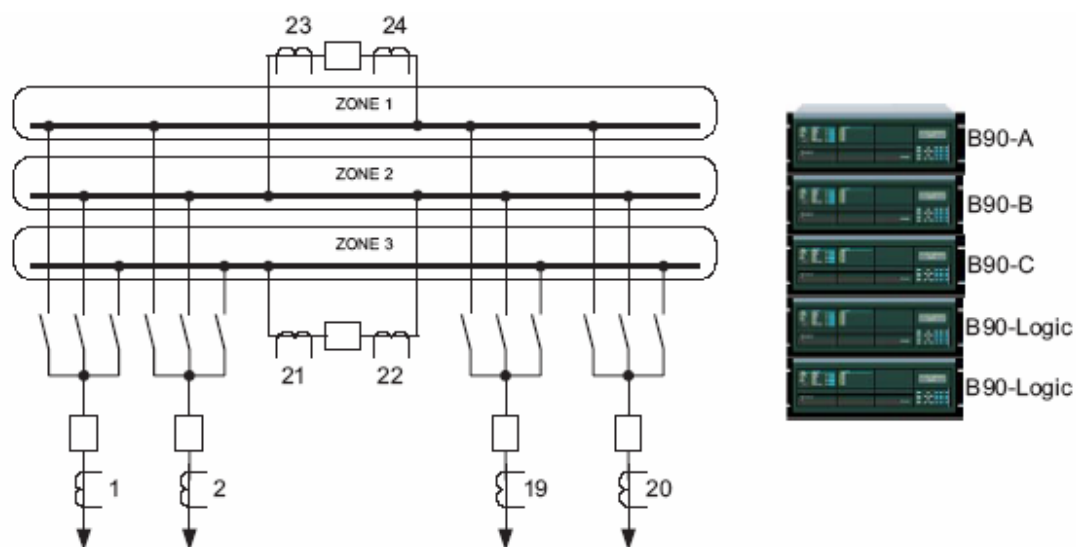


Figura 2.2h Conexión para Barra Triple

El B90 tiene la característica de que admite transformadores de corriente (TC) con diferente relación de transformación, tomando como base el TC de mayor intensidad y orientando el TC hacia la barra colectora. También presenta diferentes prestaciones de servicio que enriquecen su sistema de protección.

Prestaciones de Servicio que realiza el B90:

1. Protección.

- Protección de múltiples zonas de barras con funciones de restricción y sin restricción.
- Protección de zona muerta.
- Protección de sobre intensidad.

2. Control.

- Falla del interruptor.
- Compensación de la relación transformación de los TC.
- Detección de Saturación de los TC.
- Réplica Dinámica de Barras.

3. Medición y monitoreo.

- Supervisión de fallo de los TC.
- Monitoreo de los interruptores.
- Medición de parámetros eléctricos.
- Oscilografía.
- Lectura de eventos hasta 1024.

4. Comunicación.

- Puerto Frontal RS232.
- Puertos RS485 hasta 32 relés en paralelo.
- Puerto de fibra óptica 10Base-F.
- Múltiples protocolos de comunicación: - Modbus RTU, TCP/IP, IEC, DNP 3.0
- Direct I/O- hasta 8 relés en forma de anillo.
- Interfaces G-703 y C37.94.
- Interfaz RS422.

Protección Diferencial de Barras utilizando el Relé B90

La figura 2.2i muestra las entradas de intensidad de los límites (mediante la réplica dinámica de barras) de la zona de barra protegida al B90, mediante los transformadores de intensidad de la red eléctrica (no se muestran los CT).

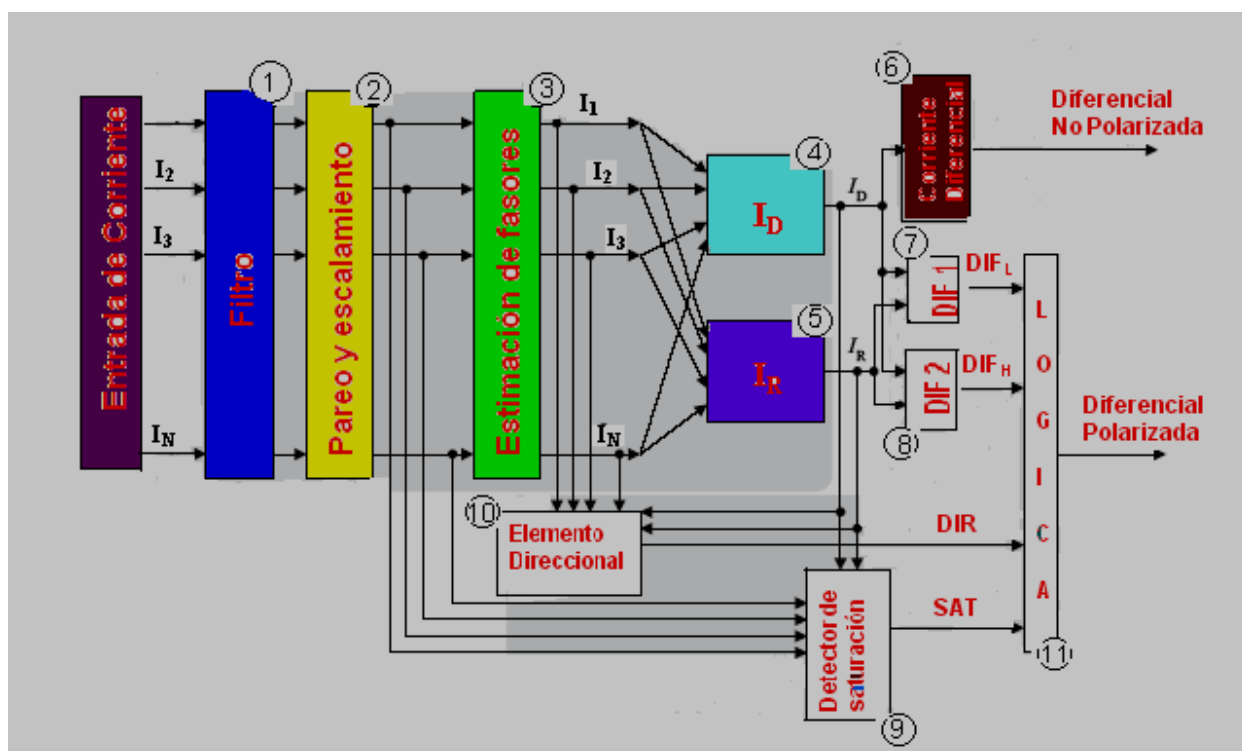


Figura 2.2i Diagrama general de bloques de Protección Diferencial de Barra

Las intensidades se filtran digitalmente (Bloque 1) para eliminar los componentes de cortocircuito que decaen y otras distorsiones de la señal. Las intensidades filtradas se escalan para acomodar diferentes relaciones de CT (Bloque 2).

La estimación de los fasores digitales de las intensidades de zona se realiza en el Bloque 3 y se calculan las señales diferenciales (Bloque 4) y de frenado (Bloque 5). Si la magnitud de la señal diferencial supera un límite predeterminado, se activa la protección diferencial de barras sin polarización y se identifica o etiqueta en consecuencia (Bloque 6).

Las intensidades diferenciales y de frenado se comparan y sus magnitudes determinan el punto operativo de la característica de funcionamiento de inclinación dual. Se crean dos etiquetas auxiliares (DIF1 y DIF2) que se corresponden con las diferentes regiones características (Bloques 7 y 8). La característica de inclinación dual mejora el funcionamiento del relé, ya que cada región requiere medidas de seguridad diferentes.

El elemento direccional (Bloque 10) supervisa la característica diferencial polarizada cuando es necesario. El principio de comparación de intensidad direccional evalúa todos los fasores de la intensidad de entrada, además de las intensidades diferenciales y de frenado.

El detector de saturación (Bloque 9) analiza las intensidades diferenciales y de frenado, así como las muestras de las intensidades de entrada y fija su etiqueta de salida al detectar saturación en el CT.

Finalmente, la lógica de salida (Bloque 11) combina la información diferencial, direccional y de saturación para hacer funcionar la protección diferencial polarizada y etiquetarla en consecuencia. La lógica mejora el rendimiento del relé al tiempo que mantiene un excelente equilibrio entre la fiabilidad, la velocidad y la seguridad.

Principio Diferencial

El principio diferencial se basa en tres factores fundamentales que son los siguientes:

- **Mecanismo de Réplica Dinámica:** No es más que un operando que permite asociar o no un circuito a la zona protegida.
- **Ajuste de la relación del TC:** Permite emplear TC con coeficiente de relación (K_t) diferentes, con escalamiento de corrientes secundarias y selección de base.
- **Protección polarizada y no polarizada:** Consiste en la presencia de una característica operativa de inclinación y punto de interrupción dual, tal como se muestra en la figura 2.2j.

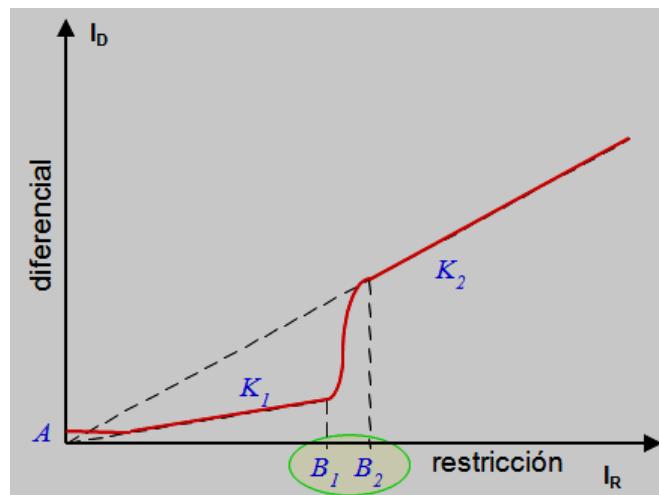


Figura 2.2j Representación gráfica de la Protección Polarizada y no Polarizada.

El primer punto de interrupción (B_1) tiene como fin especificar el límite del funcionamiento lineal garantizado de los TC en las condiciones más desfavorables, como un elevado

magnetismo residual en los núcleos magnéticos o en múltiples intentos de autoreconexión. Este punto define el límite superior para la aplicación de la primera inclinación.

El segundo punto de interrupción (B2) tiene como fin especificar los límites del funcionamiento de los TC sin ninguna saturación sustancial. Este punto define el límite inferior para la aplicación de la segunda inclinación.

Este modo de funcionamiento que realiza el relé B90 es logrado por medio de un ajuste de arranque, que existe con el fin de responder a las señales diferenciales espurias cuando la barra transporta una carga ligera y no hay ninguna señal de frenado efectiva.

Con el fin de mejorar el funcionamiento del B90 y garantizar una seguridad mejorada de la protección diferencial, la característica diferencial del sistema de protección se divide en dos zonas de operación diferentes.

Zonas de Operación en la Protección Diferencial

La primera zona de operación del B90 (figura 2.2k) se aplica a intensidades diferenciales relativamente bajas y se ha incorporado para responder a la saturación del TC en los fallos externos de baja intensidad. Algunos fallos externos pueden saturar el TC debido a constantes de tiempo de la componente de cortocircuito que son excesivamente prolongadas ó a múltiples intentos de autoreconexión. La saturación, sin embargo, es difícil de detectar en estos casos. En esta región se emplea una medida de seguridad permanente adicional por medio de la "verificación direccional", sin tener en cuenta el detector de saturación.

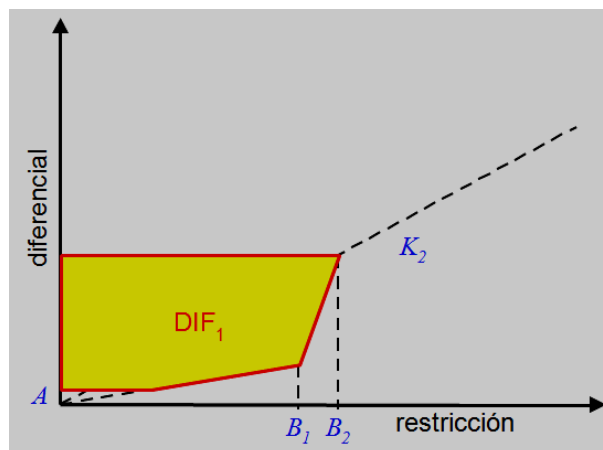


Figura 2.2k Diagrama de la Zona de Operación #1 de la Protección Diferencial

La segunda zona de operación (figura 2.2l) incluye la porción restante de la característica diferencial y se aplica a intensidades diferenciales relativamente altas. Si durante un fallo externo la intensidad diferencial espuria es lo bastante alta como para que la trayectoria de la intensidad diferencial de frenado entre en la segunda región, entonces la saturación será detectada con toda seguridad por el detector de saturación.

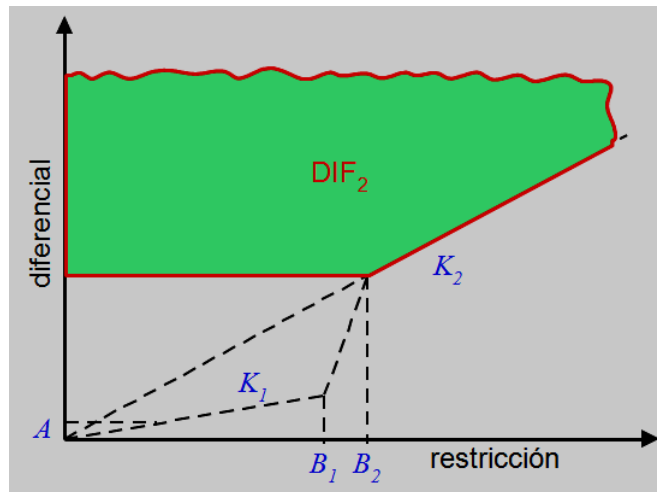


Figura 2.2l Diagrama de la Zona de Operación #2 de la Protección Diferencial

El B90 funciona en modo "dos de dos" en la primera región de la característica diferencial. Tanto los principios diferenciales como los direccionales deben confirmar un fallo interno para que el elemento diferencial polarizado actúe.

El relé funciona en modo "uno de dos"/"dos de dos" dinámico en la segunda región de la característica diferencial. Si el detector de saturación no detecta saturación en el TC, el principio de protección diferencial es capaz por sí mismo de accionar el elemento diferencial polarizado. Si se detecta saturación en el TC, tanto los principios diferenciales como los direccionales deben confirmar un fallo interno para que el elemento diferencial polarizado actúe (figura 2.2m).

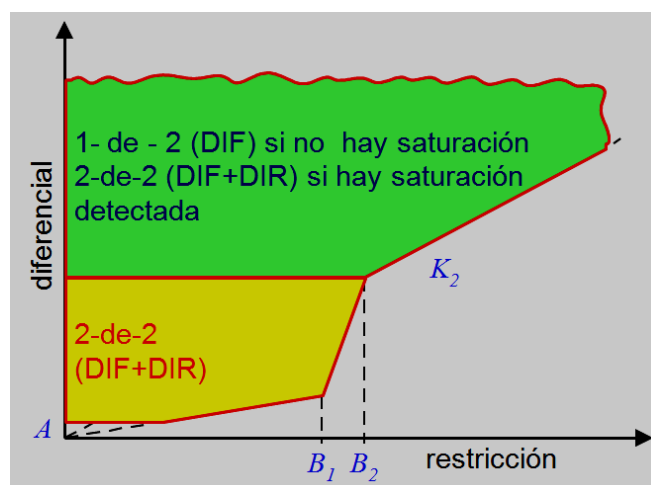


Figura 2.2m Modos de Operación de las Zonas de Protección Diferencial

Debido a los diversos modos operativos de la primera y segunda regiones de la característica diferencial, el usuario disfruta de doble control en referencia a los problemas de fiabilidad y seguridad. El primer nivel incluye inclinaciones y puntos de interrupción de la característica con respecto a la cantidad de polarización. El segundo nivel incluye control sobre la división entre la primera y la segunda región de la característica.

El elemento diferencial no polarizado responde únicamente a la intensidad diferencial. El detector de saturación y el elemento direccional no se aplican al elemento diferencial no polarizado.

Principio Direccional del B90

El principio direccional responde a la dirección relativa de las intensidades de fallo (figura 2.2n). Esto significa que no necesita una señal de referencia, como la tensión de la barra. El principio direccional afirma que si todas las intensidades de fallo fluyen en una dirección, el fallo es interno.

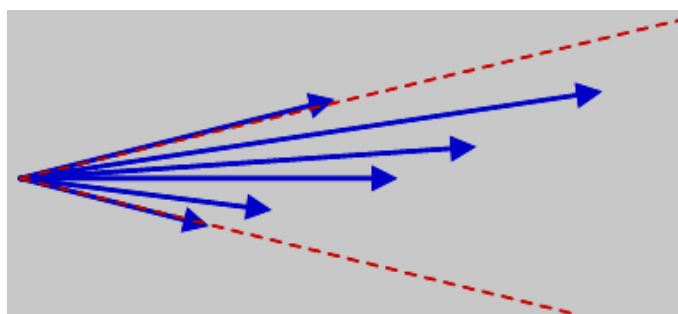


Figura 2.2n Diagrama Direccional de las intensidades de fallo interno

Si ocurre lo contrario y al menos una intensidad de fallo fluye en dirección opuesta (figura 2.2o) en comparación con la suma de las demás intensidades, el fallo es externo.

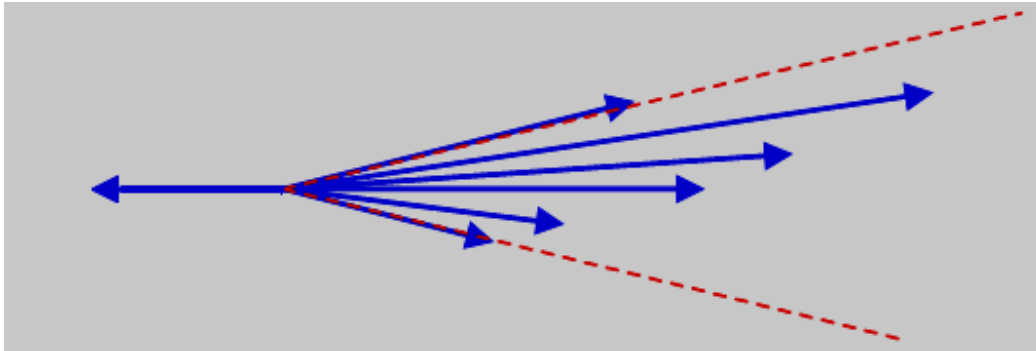


Figura 2.2o Diagrama Direccional de las intensidades de fallo externo.

El principio direccional se aplica en dos etapas:

1. En primer lugar, basándose en la magnitud de una intensidad concreta, se determina si la intensidad es una intensidad de fallo. En caso de ser así, es necesario tener en cuenta la relación de fase relativa. La verificación del ángulo no debe iniciarse para las intensidades de carga, ya que la dirección será la de salida de la barra, incluso durante los fallos internos. El comparador auxiliar de esta etapa aplica un límite adaptable. El límite es una fracción de la intensidad de frenado.
2. En segundo lugar, y únicamente para las intensidades de fallo seleccionadas, se comprueba el ángulo de defasaje entre una intensidad concreta y la suma de todas las demás intensidades. La suma de todas las demás intensidades es la intensidad diferencial menos la intensidad que está siendo observada. Por lo tanto, para cada intensidad "**p**" que se observa, se verifica el ángulo entre los fasores I_p e $ID - I_p$.

Idealmente dicho ángulo es próximo a los 180° para los fallos externos y cercanos al 0° durante los fallos internos como se muestra en la figura 2.2p.

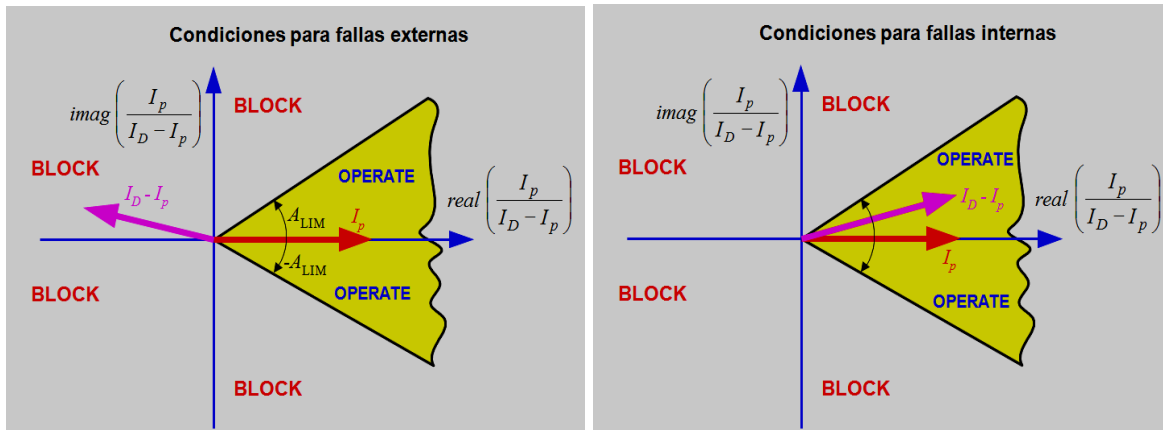


Figura 2.2p Actuación del Principio Direccional

El B90 calcula el ángulo máximo de las intensidades observadas y lo compara con un límite fijo de 90°. El indicador que señala si se cumple el principio de protección direccional está disponible como el operando FlexLogic™ BUS 1(4) DIR.

Detector de Saturación en la Protección Diferencial

El detector de saturación del B90 se beneficia del hecho de que cualquier TC funciona correctamente durante un breve periodo de tiempo incluso bajo intensidades principales muy grandes que causan posteriormente una saturación muy profunda (figura 2.2q). Como resultado de esto, en el caso de un fallo externo, la intensidad diferencial permanece muy baja durante el periodo inicial de funcionamiento lineal de los TC mientras que la señal de frenado se desarrolla rápidamente. Una vez que uno o más de un TC se saturan, la intensidad diferencial aumenta. La señal de frenado, sin embargo, cede durante al menos algunos milisegundos.

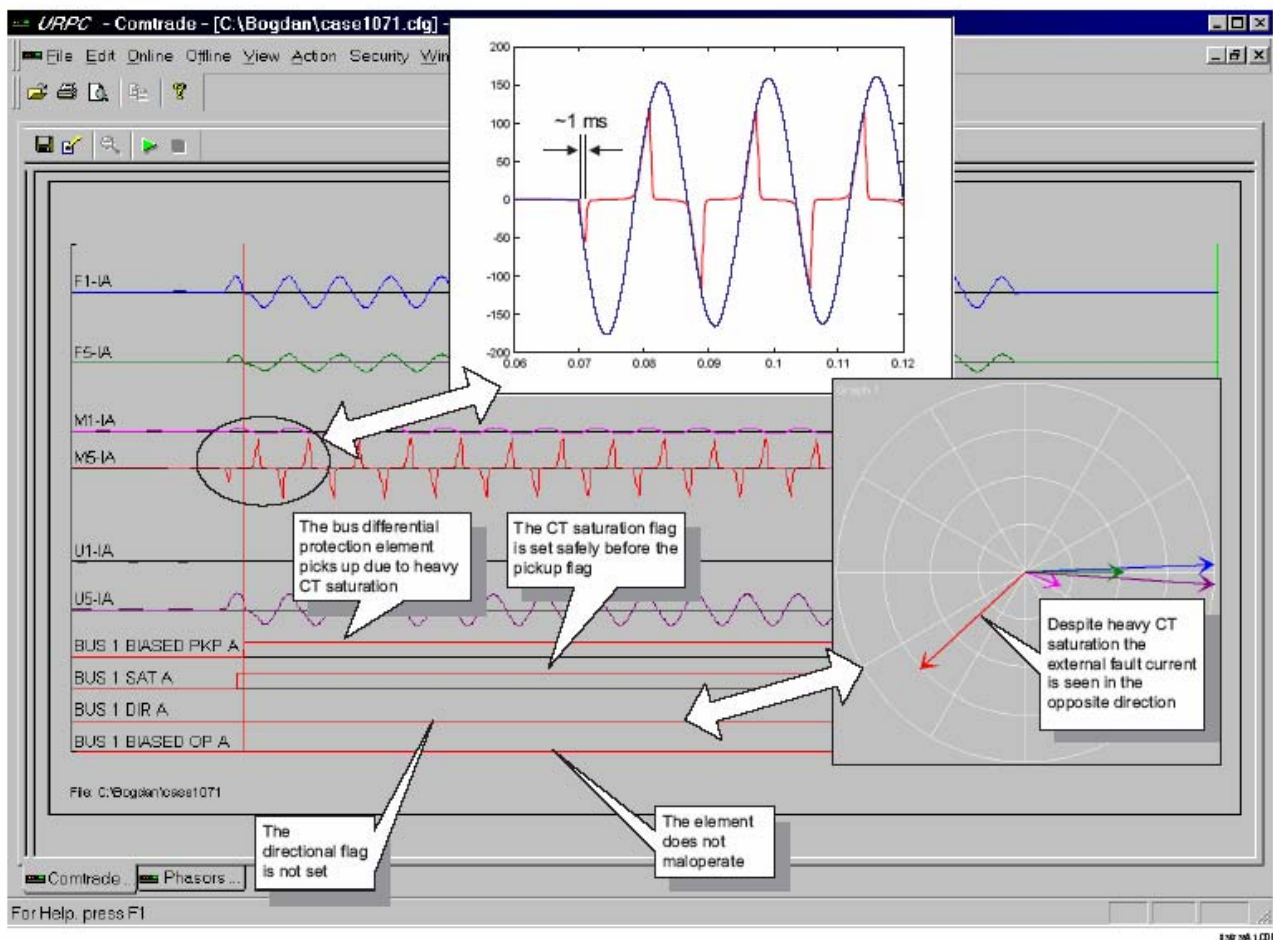


Figura 2.2q Ejemplo de Saturación de TC por fallo externo

Durante los fallos internos, tanto las intensidades diferenciales como las de frenado se desarrollan simultáneamente. Esto crea patrones muy característicos en la trayectoria diferencial de frenado, tal como se muestra en la figura 2.2r.

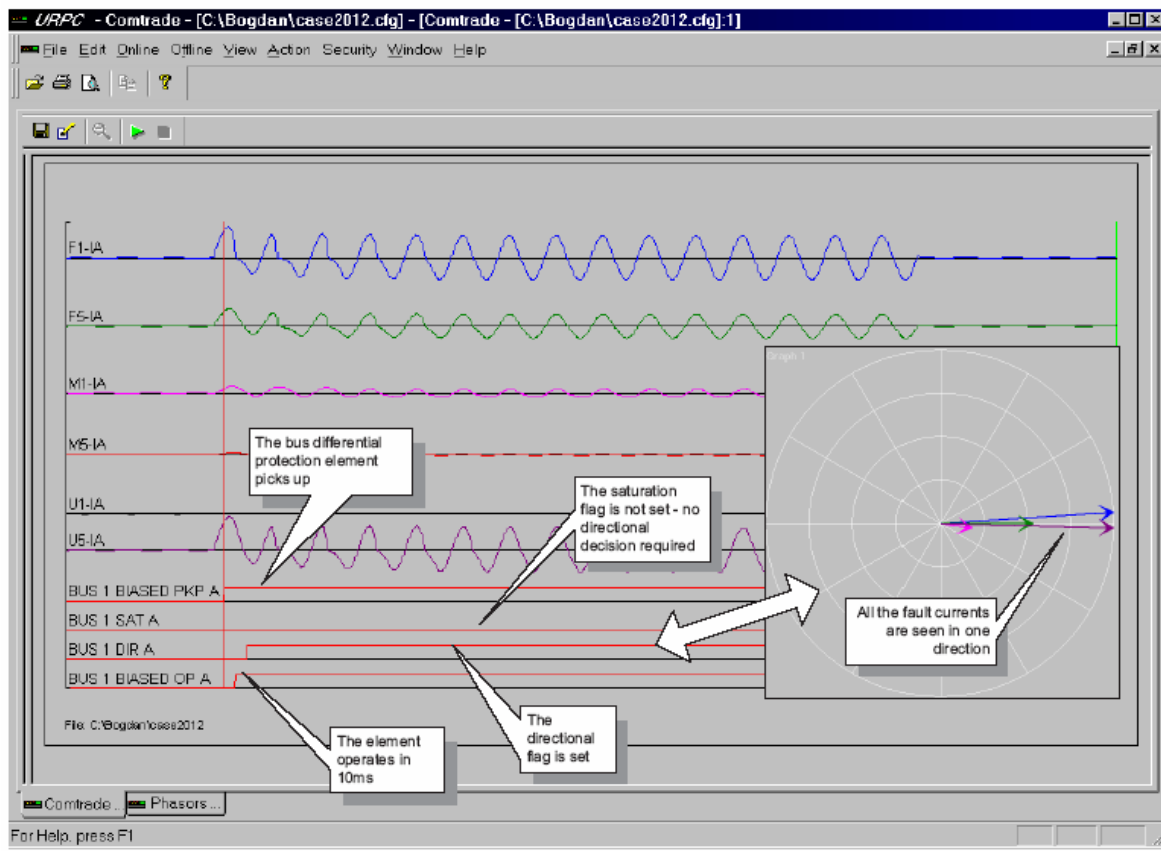


Figura 2.2r Ejemplo de Saturación de TC por fallo interno

El detector de saturación declara la condición de saturación del TC cuando la magnitud de la señal de frenado llega a ser mayor que el punto de interrupción superior y al mismo tiempo la intensidad diferencial es inferior a la primera inclinación. Dicha condición es de carácter transitorio y requiere un mantenimiento de la señal.

Instalación del B90 en la Cuarta Sección de Barra (SB4)

Para instalar el relé B90 en la SB4 fue necesario adaptarlo a las características específicas de esta sección de barra.

Para la SB4 del DDP la barra está alimentada con 10.5 KV por el transformador 2T de 40 MVA. Se encuentran conectadas las siguientes cargas:

- Subestación de distribución 1PΠ-4.
- Transformador 3T de la subestación de distribución 2PΠ.
- Subestaciones transformadoras TP-12(1T) y TP-14(1T).

- Transformadores de uso de plantas 23T y 82T.

En la figura 2.2s se muestra el esquema monolineal de la SB4 con la instalación ahora del B90.

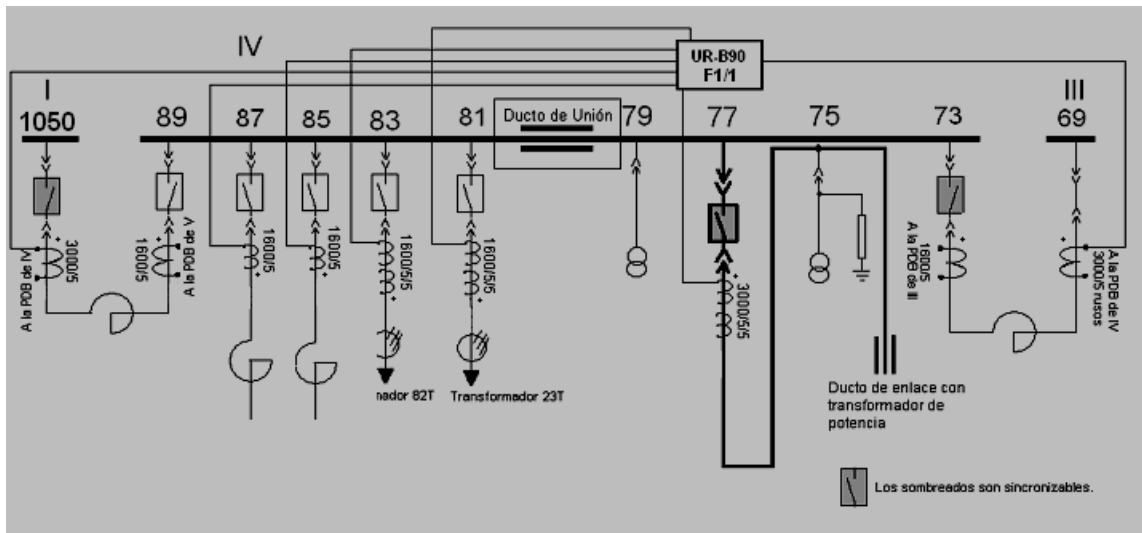


Figura 2.2s Monolineal de la SB4 con la instalación del B90

Para la implementación de esta variante, primeramente se tuvieron en cuenta los siguientes puntos:

1. Cantidad de interruptores (9)
2. Distribución de los medios por cada armario:
 - Armario#73: Interruptor de unión entre SB3 y SB4.
 - Armario#75: Llegada y medida de acometida.
 - Armario#77: Llegada y medida de acometida.
 - Armario#79: Medida de Barra (Relé F650).
 - Armario#81: Salida de transformador 23T (Relé 750).
 - Armario#83: Salida de transformador 82T (Relé 750).
 - Armario#85: Salida de reactancia 72.

- Armario#87: Salida de reactancia 74.
- Armario#89: Salida de reactancia 97.
- Armario#78: Salida.
- Armario#76: Acometida y medida.
- Armario#80: Acometida y medida.
- Los Armarios#: 64,66 y 68: Son de líneas de salida.

3. Estado de los Breakers.
4. Mando Remoto (Todas las entradas).
5. Entrada de Corriente y Tensión por Armario.
6. Salida Remota hacia la sala de Mando.

Fue necesario realizar un cambio total en el local del DDP donde radica la SB4 (figura 2.2t), debido a que todo el equipamiento, los armarios, etc. se encontraban en mal estado y no se correspondían a las nuevas condiciones tecnológicas, por lo que la renovación fue casi completa.



Figura 2.2t Local donde se encuentran instalados los B90 de la SB4

2.3- Argumentación de la necesidad de generalizar el método de la Protección Diferencial de la cuarta sección de Barra de media tensión de la Empresa Comandante Ernesto Che Guevara, a las primeras tres secciones de Barra.

El proyecto de modernización de las secciones de barra de media tensión de la Empresa Comandante Che Guevara, fue realizado mediante el trabajo de un equipo de especialistas. Durante las discusiones del proyecto se valoraron diferentes variantes con sus respectivas ventajas y desventajas, técnicas y económicas. Al considerar que la modernización era realmente costosa, se decidió modernizar solo una de las secciones de barra a modo de prueba y evaluar durante unos años su funcionamiento y calidad.

Ventajas del empleo del relé B90

Luego de transcurridos unos años de realizada la modernización de la SB4, se han podido considerar algunas ventajas:

- El relé B90 en comparación con los relés electromagnéticos soviéticos que estaban instalados en la SB4, tiene muchas más funciones de medición, procesamiento y

almacenamiento de la información; así como, de protección y control de la sección de barra.

- El mantenimiento se realiza con mayor facilidad al contar ahora con un banco de piezas de repuesto, al contrario de la instalación anterior que carecía de ellas.
- El local climatizado y mejor organizado permite un mejor confort para los técnicos y una mejor supervisión del estado del equipamiento durante el turno de trabajo.

¿Por qué generalizar el método de protección de la SB4 a las restantes secciones de barra?

Una vez realizado el montaje de las nuevas protecciones en la SB4 y comprobado su tiempo de prueba, surge la necesidad de generalizar el método de protección de la SB4 a las demás secciones de barra: SB1, SB2 y SB3. Pero deben mencionarse las razones por las cuales se ha de generalizar el mismo método:

- Por las ventajas que se mencionaron anteriormente.
- Porque el personal técnico de la Empresa cuenta ya con experiencia del empleo del B90, para lo cual se realizaron varios cursos de capacitación.
- Por la utilización de un mismo banco de piezas y equipos de repuesto para todas las secciones de barra.

Ahora es el momento de realizar la generalización pero se carece de una metodología para llevarla a cabo. Solo se cuenta con la experiencia lograda por la anterior modernización.

Es por esto que en esta tesis se propone una metodología para generalizar el método de la Protección Diferencial de la cuarta sección de Barra de media tensión de la Empresa Comandante Ernesto Che Guevara, a las primeras tres secciones de Barra.

Conclusiones.

Las tres primeras secciones de barra de la empresa presentan insuficiencias en sus protecciones debido a la obsolescencia de su tecnología y la cantidad de años de explotación.

La protección de la cuarta sección presenta grandes ventajas con respecto a las protecciones de las demás secciones por la cantidad de prestaciones de servicio que realiza,

por los diferentes tipos de conexiones que se pueden aplicar al mismo, las diversas funciones de protección que contiene y su programación a través de un software.

De esta manera queda concluido que se necesita introducir en las secciones de barra anteriores este mismo tipo de tecnología para alcanzar un 100% en la calidad de energía distribuida.

CAPÍTULO III: Metodología para la generalización del método de protección diferencial de la cuarta sección de Barra de media tensión de la Empresa Comandante Ernesto Che Guevara, a las primeras tres secciones de Barra.

En el presente capítulo se presenta una metodología para la generalización del método de protección diferencial de la cuarta sección de barra de media tensión de la Empresa Comandante Ernesto Che Guevara, a las primeras tres secciones de barra. La metodología cuenta con los siguientes cuatro pasos:

1. Identificación de las semejanzas de las secciones de barra.
2. Identificación de las diferencias de las secciones de barra.
3. Determinación de las características específicas de las conexiones y de la programación del relé diferencial de barra B90.
4. Valoración económica del proceso de generalización del método de protección diferencial de la cuarta sección de barra.

En los siguientes epígrafes del capítulo serán abordados cada uno de los pasos de la metodología.

3.1- Identificación de las semejanzas de las secciones de barra

Para la realización de una correcta identificación de las semejanzas de las secciones de barra de la Empresa, se tuvieron en cuenta unas series de pasos para ir al mínimo detalle que poseen estas secciones. Esos pasos a tener en cuenta fueron los siguientes:

1. Objetivo de las mismas.
2. Elementos que contienen.
3. Voltaje de alimentación.
4. Cargas que alimentan.
5. Enlace que presentan.

El objetivo fundamental de las secciones de barra es mantener en su interior de forma bien distribuida y organizada todos los elementos que componen de forma general el Dispositivo de Distribución Principal (DDP) Empresa Comandante Ernesto Che Guevara, evitando así accidentes al personal, detección en el suministro eléctrico y pérdidas en la producción de la industria.

Los elementos que conforman estas secciones se encuentran distribuidos dentro de armarios de metálicos, excepto los reactores y estos son los siguientes:

1. interruptores
2. transformadores de medidas y transformadores de necesidades propias de las plantas.
3. Breakers.
4. Relés de protección.
5. Entradas de corrientes y tensión.
6. Líneas de salida de reactancia y transformador.
7. Reactores.

A través de estos elementos quedan completamente conformadas las secciones (Figura 2.1b).

El valor de voltaje con que se alimentan de las fuentes de energía es el mismo, siendo este valor de 10kV; considerado este como nivel de media tensión.

Las secciones de barra también alimentan cargas que son las mismas para las cuatro como:

1. Subestaciones transformadoras.
2. Subestación de distribución.
3. Transformadores de uso de plantas.

Las secciones se encuentran enlazadas a través de reactores conectados a interruptores. Las SB1, SB2 y SB3 presentan tecnología soviética con 20 años de explotación sin ningún tipo de ventilación.

3.2- Identificación de las diferencias de las secciones de barra

Teniendo en cuenta las semejanzas que existen entre ellas, se procede entonces a realizar unas observaciones más detalladas y profundas en cuanto a las diferencias que existen, ya que esta información es sumamente importante porque da la orientación que necesitamos para enfocar el análisis metodológico de una manera muy efectiva.

Los elementos a tener en cuenta fueron los siguientes:

1. Fuente de alimentación.
2. Entradas de corriente.
3. Cantidad de interruptores.
4. Transformadores de medida.
5. Transformadores de corriente.
6. Cargas alimentar.
7. Tecnología.
8. Sistema de ventilación.

Las secciones de barra del DDP difieren en cuanto a fuente de alimentación, ya que SB1 y SB3 se alimentan de las dos unidades generadoras que tiene la Empresa y las SB2 y SB4 se alimentan de los transformadores que son alimentados por el SEN. Esto trae consigo que en el caso de las SB1 y SB3 deben ajustarse muy bien las protecciones, ya que poseen turbo generadores y estos son muy costosos para la Empresa.

Las SB1 y SB3 presentan seis entradas de corrientes, esto quiere decir que al existir menos entradas van a existir menos líneas de salida, transformadores de medidas y menos interruptores. Sin embargo las SB2 y SB4 están compuestas por ocho entradas de corriente, lo que quiere decir que tendrán más elementos a proteger.

La SB1 tiene conectado a la salida un solo transformador de uso de planta, mientras que las demás tienen dos transformadores conectados a la salida.

Las SB1, SB2 y SB3 presentan tecnología soviética con 20 años de explotación sin ningún tipo de ventilación, mientras que la SB4 está modernizada con tecnología de última generación y con un sistema de climatización.

3.3- Determinación de las características específicas de las conexiones y de la programación del relé diferencial de barra B90. (Análisis técnico)

Para la determinación de manera específica de las conexiones y programación de los relés B90 se debe tener en cuenta primeramente:

1. Los tipos de conexiones que se pueden realizar con el relé.
2. Cantidad de entradas de corriente por sección.
3. Modelo de cálculo realizado en la SB4.

En el capítulo dos se mencionaron de manera breve los tipos de conexiones que se pueden realizar en el relé B90, uno de ellos es aplicables a todas las secciones de barras de la Empresa por coincidir con la configuración que requieren las mismas.

Procedimiento para el cálculo

Antes de realizar el cálculo es necesario tener en cuenta el esquema de Protección Diferencial de Barra implementando los relés B90-1 y 2, así como el cálculo y ajuste de la protección. En este caso se utiliza como modelo todo lo referente a la cuarta sección de barra por sus resultados obtenidos.

El ajuste utilizado para la parametrización de la función diferencial del Relé UR-B90, se hizo teniendo en cuenta todas las secciones de barra.

Cálculo de las corrientes de cortocircuito

La realización de este análisis se efectuó teniendo en cuenta los incrementos de potencia en el sistema electroenergético nacional posterior al año 1985. El incremento de potencia utilizado en los cálculos se basó en estudio realizado por los especialistas del SEN a solicitud de la ECG en el año 2003.

Como herramienta de cálculo de cortocircuito se utilizó el software profesional "EASY POWER" versión 3.08. Ver Anexo 2. Todos los datos de los transformadores, reactores, motores y generadores, se tomaron, según datos de pasaporte de los mismos, considerando un aumento de la reactancia de los mismos en un 20% por el cambio de 50 Hz a 60 Hz.

El régimen de máxima generación se concibió con todas las fuentes y motores sincrónicos conectados y el lazo cerrado entre I y IV sección, para un cortocircuito trifásico. El régimen de mínima se considero con las barras enlazadas y alimentadas a través de un solo generador, para un cortocircuito bifásico entre líneas. Tabla 3.3a.

Tabla 3.3a Corrientes de cortocircuitos en cada una de las secciones de barra

Valores de Corriente de Cortocircuito en kA.				
Régimen	Secciones			
	I	II	III	IV
Máxima	32.200	40.962	31.600	40.800
Mínima	26.953	33.4	23.00	33.2

Ajuste de la Función Diferencial del B90

La función diferencial de característica porcentual, se ajusta a partir de la característica de saturación más crítica de los TC conectados. Es importante tener en cuenta el TC de más fácil saturación y en función del mismo establecer dos zonas de operación.

Teniendo en cuenta que en el área de la protección diferencial se utilizan cuatro tipos de TC con relación de 3000/5, 3000/5/5, 1600/5 y 1600/5/5, éste será determinado a partir de los siguientes análisis el TC con mayor posibilidad de saturación.

Determinación de los puntos de interrupción bajo y alto

Partiendo de que existen 5 TC con posibilidad de saturación; cuatro de ellos (1600/5/5 y 1600/5), con igualdad de condiciones en cuanto a curva de magnetización y cableado secundario y un quinto de 3000/5 que a pesar de ser de mayor capacidad, posee un extenso cableado secundario se realiza el cálculo siguiente.

Cálculo de la resistencia de carga

$$R_S = 2 * R_{TOMA} + R_{SEC TC} + R_{RELE} \quad (1)$$

a) Resistencia de la toma para cada TC

Cable de la toma $\Rightarrow 4 \text{ mm}^2$

$$R_{CABLE} = 0,00557 \Omega / m$$

Para el TC de 3000/5

Long de la toma $\Rightarrow 85 \text{ m}$ (Gabinete 89)

$$R_{TOMA GAB.89} \Rightarrow 0.5 \Omega$$

Para el TC de 1600/5

Long de la toma $\Rightarrow 85 \text{ m}$ (Gabinetes con TCs 1600/5)

$$R_{TOMA} \Rightarrow 0.00027 \Omega$$

b) Convirtiendo el valor de resistencia de cada TC desde 20° a 40° C.

Por catálogo los valores de resistencia a 20° C para cada TC es el siguiente:

Para el TC de 3000/5 con característica 5P20

$$R_{TC GAB 89} \Rightarrow 0.715 \Omega$$

Para el TC de 1600/5 con característica 5P20

$$R_{TC 1600} \Rightarrow 0.227 \Omega$$

Para el TC de 3000/5 con característica 5P20

$$R_{TC GAB 89} = 0.715 (1 + 0.00382 (40 - 20)) = 0.77 \Omega$$

Para el TC de 1600/5 con característica 5P20

$$R_{TC 1600} = 0.227 (1 + 0.00382 (40 - 20)) = 0.244 \Omega$$

c) La resistencia secundaria para cada circuito, se obtiene empleando la expresión (1)

$$R_{RELE} = 0.008 \, \Omega$$

$$R_{S \, GAB \, 89} = 1.778 \, \Omega$$

$$R_{S \, TC \, 1600} = 0.253 \, \Omega$$

Determinación de los parámetros de ajuste de la curva diferencial.

a) Cálculo de la corriente de saturación secundaria.

Para realizar de los cálculos de la saturación de los TCs, se emplearon las curvas de saturación entregadas por ARTECHE: Para los TC de 1600/5 con número de serie 0802111 y para los TC 3000/5/5 con número de serie 08021109, para el devanado de 20 VA.

Para el TC 3000 / 5 con característica 5P20

$$V_{sat} = 151 \, V$$

Para el TC 1600 / 5 con característica 5P20

$$V_{sat} = 80.5 \, V$$

$$I_{SAT \, SEC \, TC \, 3000} = \frac{V_{Sat} (V)}{R_s (\Omega)} = \frac{151}{1.778} = 84.92 \, A$$

$$I_{SAT \, SEC \, TC \, 1600} = \frac{V_{Sat} (V)}{R_s (\Omega)} = \frac{80.5}{0.253} = 318 \, A$$

b) Cálculo de los puntos de interrupción alto y bajo.

Para una I_B de 3000 A y Aplicandola expresión

$$I_{MAX(PU)} = \frac{I_{SAT \, SEC}}{I_B} * TC_{RATIO}$$

$$I_{MAX(PU) \, TC \, 3000} = \frac{84.92}{3000} * 600 = 16.98$$

$$I_{MAX(PU) \, TC \, 1600} = \frac{318}{3000} * 320 = 33.92$$

El punto de interrupción bajo se calcula considerando que la capacidad lineal de los TC se reduce a un 20 % por la presencia de la componente de CD que aparece durante el primer período de falla o en conexiones repetidas.

$$I_{MAX(PU)REMANENTE(3000)} = 20\% * I_{Máx(PU)} = 3.4$$

$$I_{MAX(PU)REMANENTE(1600)} = 20\% * I_{Máx(PU)} = 6.78$$

b.1) Comprobación del comportamiento de los TC ante fallos externos.

Para este cálculo se determinarán los voltajes de saturación con CA y CD que aparecerán ante fallos externos a máxima generación en cada uno de los TC.

Para la comprobación de la saturación de los TC por CD se emplea la ecuación (2).

No habrá saturación si $V_{SAT} > V_{SAT DC}$.

$$V_{SAT} > I_S * R_S * (1 + \omega * T_{DC}) \quad (2)$$

Donde :

$T_{DC} \Rightarrow$ Constante de tiempo del circuito de medición

$$\omega = 2\pi f$$

$$T_{DC} = L/R$$

$$L \Rightarrow H$$

$$R \Rightarrow \Omega$$

$$X_L = \omega L$$

Si no se cumple la condición anterior, se debe verificar el tiempo de inicio de la saturación, el cual no será un problema si excede los 4mS, tiempo en que el B-90 detecta la saturación de un TC.

b.2) Verificación del tiempo de Saturación.

El tiempo de saturación determinará el tiempo a partir del cual se iniciará la saturación de los TC.

$$T_{SAT} = -T_{DC} * \ln\left(1 - \frac{(V_{SAT}/I_S * R_S) - 1}{\omega * T_{DC}}\right) \quad (3)$$

Tabla 3.3b Resultados de los cálculos de los Voltajes de saturación ante fallas externas.

TC	I_{CC} , kA	I_{CC} . SEC, A	R_S , Ω	T_{DC} , mS	V_{SAT} con CD V	V_{SAT} V	V_{SAT} por Catalogo, V	T_{SAT} , mS
3000/5	9.759	16.2	1.778	0.002	50.5	28.8	151	No
1600/5	31.31	97.8	0.253	0.043	425	24.7	80.5	6.4

A partir de los resultados mostrados en la tabla 3.3c, se concluye que ninguno de los TC se satura con intensidades de CA. El TC de 1600 puede ser saturado ante un fallo externo por la componente de corriente continua pero no antes de 6.4 mS, en este caso el relé B90 responde a la saturación utilizando el principio direccional, cuyo detector de saturación puede detectar la misma en aproximadamente 2 mS.

Teniendo en cuenta que los puntos de saturación de menor valor por CA, corresponden al TC de 3000/5, los mismos serán tomados para la conformación de la curva.

Punto de interrupción alta: 16.98 P.U

Punto de Interrupción Bajo: 3.4 P.U

b.3) Determinación del punto de ajuste alto.

Se evalúa para este ajuste la posible saturación del TC, para el máximo valor de cortocircuito que puede ocurrir en la IV sección de barras.

$$I_{CCMáx} = 31.31 \text{ kA}$$

$$I_{CCMáxSec} = 97.8 \text{ A}$$

$$V_{SecCC} = 97.8 * 0.253 = 24.7 \text{ V}$$

$$V_{SecCC} < V_{Sat}$$

Como se observa, dada las características de los circuitos secundarios y los niveles de cortocircuito en la sección no se producirá la saturación de los TCs instalados para un fallo externo a la barra, por lo que se ajustará el punto de ajuste alto al 60% según recomienda el fabricante.

Determinación del ajuste del elemento diferencial no polarizado.

$$I_{op87} = K_{seg}(I_{desbcomp} + I_{desbtransf})$$

$$I_{op87} = K_{seg}(\Delta f_{comp} + K_{aper} \cdot K_{ru} \cdot f) \cdot I_{cc3\phi máx}$$

Δf_{comp} . Se desprecia su valor, ya que el B90 establece la compensación de los TC, escalando en valores PU. Respecto al TC base (mayor).

f Valor que caracteriza la norma de error permisible. A escala industrial se ha aceptado el valor de 10%.

K_{aper} . Constante que caracteriza un error adicional que puede aparecer con las componentes aperiódicas iniciales (componentes asimétricas). Se han generalizado los valores entre 1.2 – 1.3.

K_{ru} . Coeficiente que minimiza el error en caso de que los TC escogidos sean los mismo y por tanto los errores disminuirán. Se conocen valores entre 0.5 – 1.

K_{seg} Coeficiente de seguridad, se establece con un margen del 20%.

$$I_{op87} = K_{seg}(K_{aper} \cdot K_{ru} \cdot f) \cdot I_{cc3\phi máx}$$

$$I_{op87} = 1,2 * (1,3 * 1 * 0,1) * 31.31 = \text{PuntoAlto}_{(PU)} = \frac{4884.36}{3000} = 1,6$$

$$I_{op87} = 4884.36 \text{ A}$$

$$K_s = \frac{I_{CC2fmin}}{I_{op87}} = \frac{14120}{4884.36} = 2.89$$

3.4- Valoración económica del proceso de generalización del método de Protección Diferencial de la cuarta sección de Barra

Valoración Económica

La Modernización de las Secciones de Barras del DDP-10.5 kV, consiste en la sustitución del equipamiento actual (interruptores, barras principales, sistema de protección otros accesorios eléctricos), teniendo en cuenta que la capacidad interruptiva del 38% de sus interruptores está por debajo de lo admisible, por tanto no están en capacidad de limpiar posibles fallas, lo que representa un punto vulnerable a fallas en el sistema electro energético de la empresa. Ver Anexo 3.

La rentabilidad de este trabajo está afectada principalmente por los costos de inversión y de operación. Entre los costos de inversión se miran los equipos, el montaje y el personal empleado para la realización de los diferentes trabajos. En el costo de operación se incluye en este trabajo el costo del personal, mantenimiento y reparación.

Efecto Económico provocado por la Mala Operación de las Protecciones de la Diferencial de Barras de la actual instalación

Pérdidas Productivas.

Para la determinación de las pérdidas productivas se tomaron las averías ocurridas entre los años 2005- 2007 tomando como referencia los cálculos realizados por el Departamento de Producción de la Empresa.

Tabla 3.4a Costo por Incorrectas Operaciones de las Protecciones ó averías.

COSTO POR INCORRECTAS OPERACIONES DE LAS PROTECCIONES O AVERÍAS	
Período analizado 2005-2007, años	3
Operaciones incorrectas de las protecciones Y averías.	2
Tiempo medio fuera de servicio, h	0.4

	Ton	Pérdidas, CUC
Níquel dejado de producir	200 148.0	1357700.31
Sobre consumo de Petróleo	171.0	58653.00
Pérdidas de amoníaco, ton	67.3	27389.08
Costo Total	1 443 742.39	

Costos por concepto de Mantenimiento de la actual instalación

Para definir los costos por mantenimiento actuales, se tomaron los resultados de los costos por mano de obra y materiales para los diferentes equipos. Los datos fueron tomados a partir de las órdenes de trabajo existentes en el Departamento Económico de la UB de Mantenimiento de la Empresa.

Costo de Mantenimiento de las Barras colectoras

Las barras de la actual instalación son de cobre al aire libre. En el mantenimiento de esta sección se incluyen 4 cuchillas y tres reactores.

Tabla 3.4b Costo de Mantenimiento de las Barras colectoras

Mantenimiento Sección IV DDP-10.5 kV					
Equipos		MO		Tarifa	Costo
		Hombres	horas		
Mantenimiento de Barras (Reactores y cuchillas)		6	8.6666	\$4.40	\$228.80

Costo Total MO				\$228.80
Costo por Materiales empleados Sección de barras				
Materiales	U/M	Cantidad	Precio	Costo
Lubricante DWF	L	1.6	3.6	\$5.76
Alcohol técnico	L	5.0	0.56	\$2.80
Limpiador Tecniclean	L	2.4	4.27	\$10.25
Acetona	L	4.0	4.75	\$19.00
Costo Total Materiales				\$37.81

Costo de Mantenimiento de los interruptores

La actual instalación emplea interruptores de media tensión de pequeño volumen de aceite. La norma de explotación de estos equipos establece que el cambio del aceite dieléctrico debe realizarse en dependencia de los resultados de las pruebas dieléctricas de los mismos y de los resultados del análisis visual realizado por el especialista al equipo.

Tabla 3.4c Costo de Mantenimiento de los interruptores

Costo Interruptores IV DDP-10.5 kV /año					
Equipos		MO			
	Cantidad	Hombres	horas	Tarifa	Costo
Interruptores	9	2	8.6666	\$4.40	\$686.39
Limpiador Tecniclean	L	2.4	4.27	\$4.27	\$10.25
Alcohol técnico	L	5.0	0.56	\$0.56	\$2.80
Lubricante DWF	L	1.6	3.6	\$3.60	\$5.76
Costo Total Materiales					\$18.81

Finasol	L	1.5	4.33	\$6.50
Material textil	kg	0.1	0.4735	\$0.05
Aceite Dieléctrico	L	12	1.16	\$13.92
Costo MT				\$29.90
Total para 9 Interruptores				\$268.65

Costo de Mantenimiento de los Relés de Protección.

La instalación actual incorpora relés electromecánicos, en este cálculo no se han incluido los gastos de materiales para el mantenimiento de estos relés, por no contar con las normas de consumo establecidas.

Tabla 3.4d Costo de Mantenimiento de los Relés de Protección

Costo protecciones IV DDP-10.5 kV /año					
Equipos		MO			
Gabinets con 5 relés electromecánicos como promedio	Cantidad	Hombres	horas	Tarifa	Costo
	8	2	4	\$3.87	\$247.68

Costo por consumo de Energía de los dispositivos de medición y protección actualmente instalados

Para la realización de los cálculos del consumo energético se tomaron los datos de pasaporte de los diferentes dispositivos para un coeficiente de utilización $K_u = 0.7$. Se considera que la maleta de prueba solo la emplea el personal de protecciones para la prueba de los relés.

Tabla 3.4e Costo por consumo de Energía de los dispositivos de medición y protección actualmente instalados.

Equipos	U/M	Cantidad	Potencia, W	Consumo, kW/año	Precio kW/h, CUC	Costo/año
Relés de corriente	U	26	0.05	11.39	0.109	\$1.24
Relés Diferenciales	U	6	0.08	4.20	ídem	\$0.46
Relés de tensión CA	U	9	1	78.84	ídem	\$8.59
kV	U	1	5	43.80	ídem	\$4.77
A	U	3	0.06	1.57	ídem	\$0.17
kA	U	1	0.8	7.00	ídem	\$0.76
Contadores	U	5	1	43.89	ídem	\$4.78
Maleta de prueba	U	1	25	0.80	ídem	\$0.09
Total Costo / año						\$20.87

El costo Total por concepto de mantenimiento de la actual instalación asciende a un valor de 1532, 2 CUC/ año.

Factibilidad económica de la nueva instalación.

Para el análisis de la factibilidad de la modernización del equipamiento de la IV sección tendremos en cuenta los siguientes costos:

- ❑ Costo de la inversión
- ❑ Costo por mantenimiento.
- ❑ Pérdidas Totales por incorrectas operaciones de la actual instalación.

Costo por Mantenimiento.

La nueva instalación estará conformada por 3 pizarras de media tensión, con barras enfundadas en funda Raychem, PVC negra. Las uniones son plateadas para evitar corrosión. No se incluyen dispositivos de medida, esta función la realizarán los relés de protección. Los gabinetes tendrán grado de protección IP-3X con las puertas cerradas e IP-20 con las puertas abiertas.

Se incluyen 13 interruptores al vacío, del tipo ABB, los polos de los mismos, a diferencia de los existentes que son de pequeño volumen de aceite, no requieren mantenimiento hasta alcanzar el número máximo de maniobra (30000). Para estos equipos en calidad de mantenimiento solo deben ser revisados los aprietes de los tornillos y realizar la lubricación de los cojinetes de rodillo (2 unidades), y el examen de los contactos de seccionamiento.

Para la protección y medición se incluyen solo 6 relés de estado sólido del tipo multilín, libres de mantenimiento con autochequeo y posibilidad de simulación de fallas para comprobar la correcta operación de las protecciones, entradas y salidas digitales.

Para el análisis de los costos por este concepto emplearemos el mismo procedimiento utilizado para la instalación actual.

Costo de Mantenimiento de las Barras colectoras.

Tabla 3.4f Costo de Mantenimiento de las Barras colectoras.

Mantenimiento Sección IV DDP-10.5 kV				
Equipos	MO		Tarifa	Costo
	Hombres	horas		
Mantenimiento de Barras enfundadas	3	4.3	\$4.40	\$56.76
Costo Total MO				\$56.76

Tabla 3.4f Costo de Mantenimiento Interruptores

Costo Interruptores IV DDP-10.5 kV /año					
Equipos		MO			
Interruptores	Cantidad	Hombres	horas	Tarifa	Costo
	13	1	1.6666	\$4.40	\$95.33
Costo por Materiales					
Materiales		U/M	Cantidad	Precio	
Lubricante SAE-80 W/90		L	0.1	3.6	\$0.36
Material textil		kg	0.1	0.4735	\$0.05
Costo Total para 13 Interruptores					\$5.33

Tabla 3.4g Costo de Mantenimiento Protecciones

Costo protecciones IV DDP-10.5 kV /año					
Equipos		MO			
Gabinetes con relés Digitales	Cantidad	Hombres	horas	Tarifa	Costo
	5	1	1	\$4.87	\$24.35

Costo por consumo de energía.

Para este cálculo se ha considerado que el precio del kW cuando opere la nueva instalación serán los mismos que los tomados para el cálculo de la instalación actual.

Tabla 3.4h Costo por consumo de energía

Equipos	U/M	Cantidad	Potencia, W	Consumo, kW/año	Precio kW/h,CUC	Costo/año
Relés Digitales	U	5	0.05	11.39	0.109	\$1.24

El costo Total por concepto de mantenimiento de la nueva instalación será de 188.97 CUC, lo que representa una disminución de costo por este concepto del 87.7 %.

Tabla 3.4i Costo de la inversión. Resultados del Costo-Beneficio.

DDP- IV sección			
Construcción y Montaje	Equipos	Otros	Total
\$110,651.20	\$788,348.07	\$24,426.72	\$923,425.99

Para el cálculo del costo beneficio se emplea la relación:

$$B / C = \text{Beneficios} / \text{Costos}$$

Tabla3.4j Resultados del Costo-Beneficio.

Pérdidas actuales por malas operaciones de la instalación en el período analizado (3 años), USD	1 443 742.39
Costos de operación para igual período, USD	566.0
Costo de la inversión, USD	923,425.99
Costo- Beneficio	1.56

El estudio realizado demuestra que la sustitución de la IV sección de Barras está avalada económicamente.

Tabla 3.4k Resumen de la valoración económica de la generalización de la protección diferencial de barra moderna de la cuarta sección a las primeras tres secciones

<u>RESUMEN</u>			
Factores económicos	TOTAL (CUC+CUP)	CUP	CUC
Costo Capital Total	\$6.113.455,63	\$884.263,22	\$5.229.192,41
Construcción y Montaje	\$898.248,13	\$671.542,77	\$226.705,36
Equipamiento y Materiales	\$3.896.955,01		\$3.896.955,01
Otros Gastos	\$382.716,73	\$78.411,89	\$304.304,83
Contingencia	\$935.535,77	\$134.308,55	\$801.227,21

Conclusiones.

Se creó una metodología para la generalización del método de protección diferencial de la cuarta sección de Barra de media tensión de la Empresa Comandante Ernesto Che Guevara, teniendo bien en cuenta la identificación de las semejanzas de las secciones de barra, la identificación de las diferencias de las secciones de barra, la determinación de las características específicas de las conexiones y de la programación del relé diferencial de barra B90 y la valoración económica del proceso de generalización del método de protección diferencial de la cuarta sección de barra.

Conclusiones Generales.

Se analizó teóricamente la protección diferencial de barra, demostrándose su funcionamiento, métodos más utilizados en las mismas y defectos que ocurren ellas. Con el objetivo de conocer sus características, ventajas y ajustes.

También se hace una valoración de todas las protecciones instaladas en cada una de las secciones del DDP, partiendo de sus características y se argumenta sobre la necesidad de generalizar el método de protección de la cuarta sección hacia las demás de secciones de barra.

Luego se confecciona una metodología basada en el método de protección empleado en la cuarta sección de barra, para las otras tres secciones. Se analiza las semejanzas y diferencias que existen entre ellas, el tipo de conexión que presenta el relé B90 y su programación y se finaliza con una valoración económica aplicada a este proceso de generalización de las protecciones de la fábrica.

Recomendaciones.

Se recomiendan los siguientes temas para futuras investigaciones:

- Modernizar las protecciones diferenciales de barra mediante el relé B90 en otras empresas del grupo empresarial Cubaníquel.
- Estudiar todas las prestaciones del relé B90 y analizar la viabilidad de incluirlas en el sistema de protecciones del DDP.
- Explicar detalladamente como se realiza la programación de este relé.

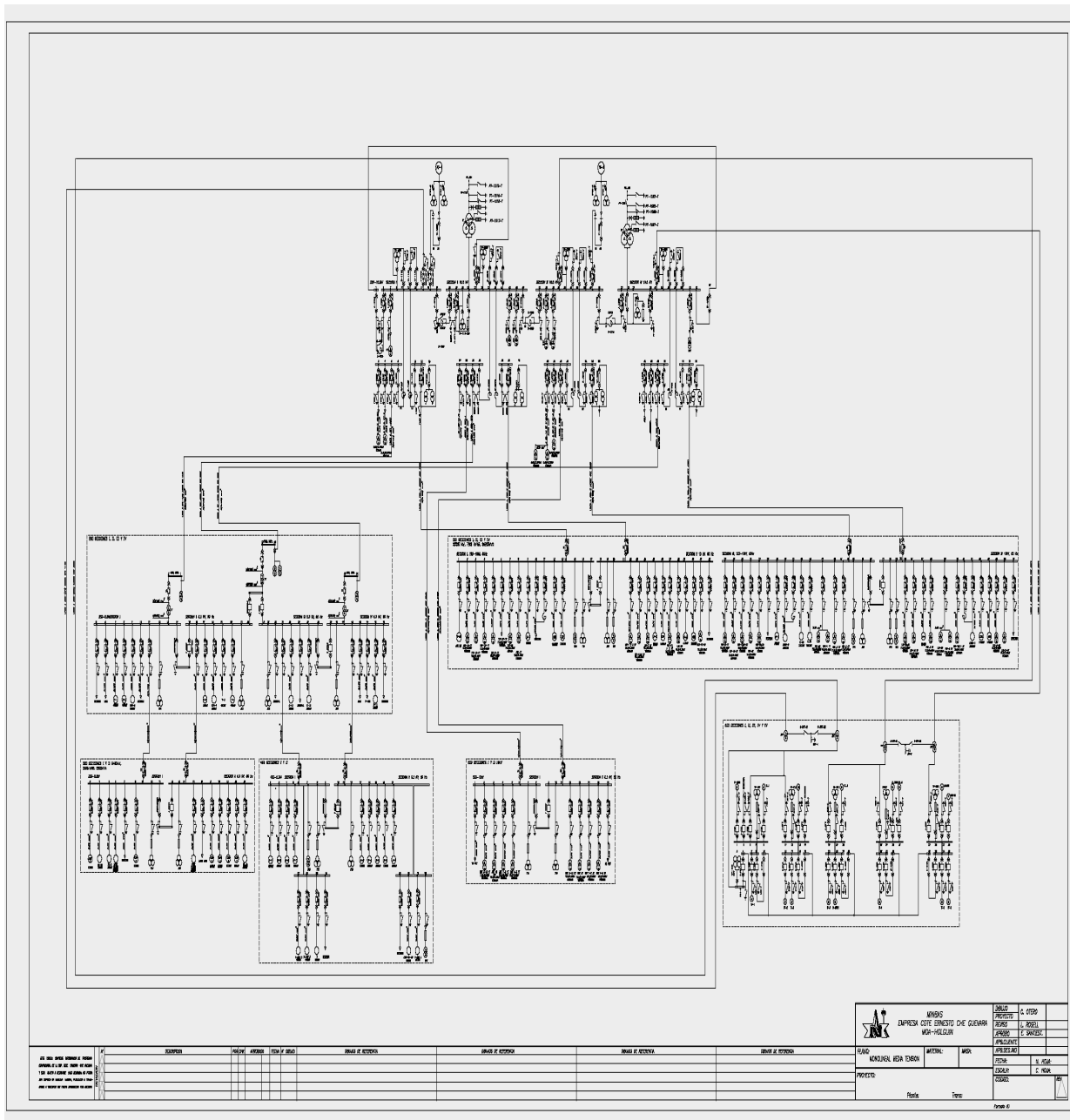
Bibliografía.

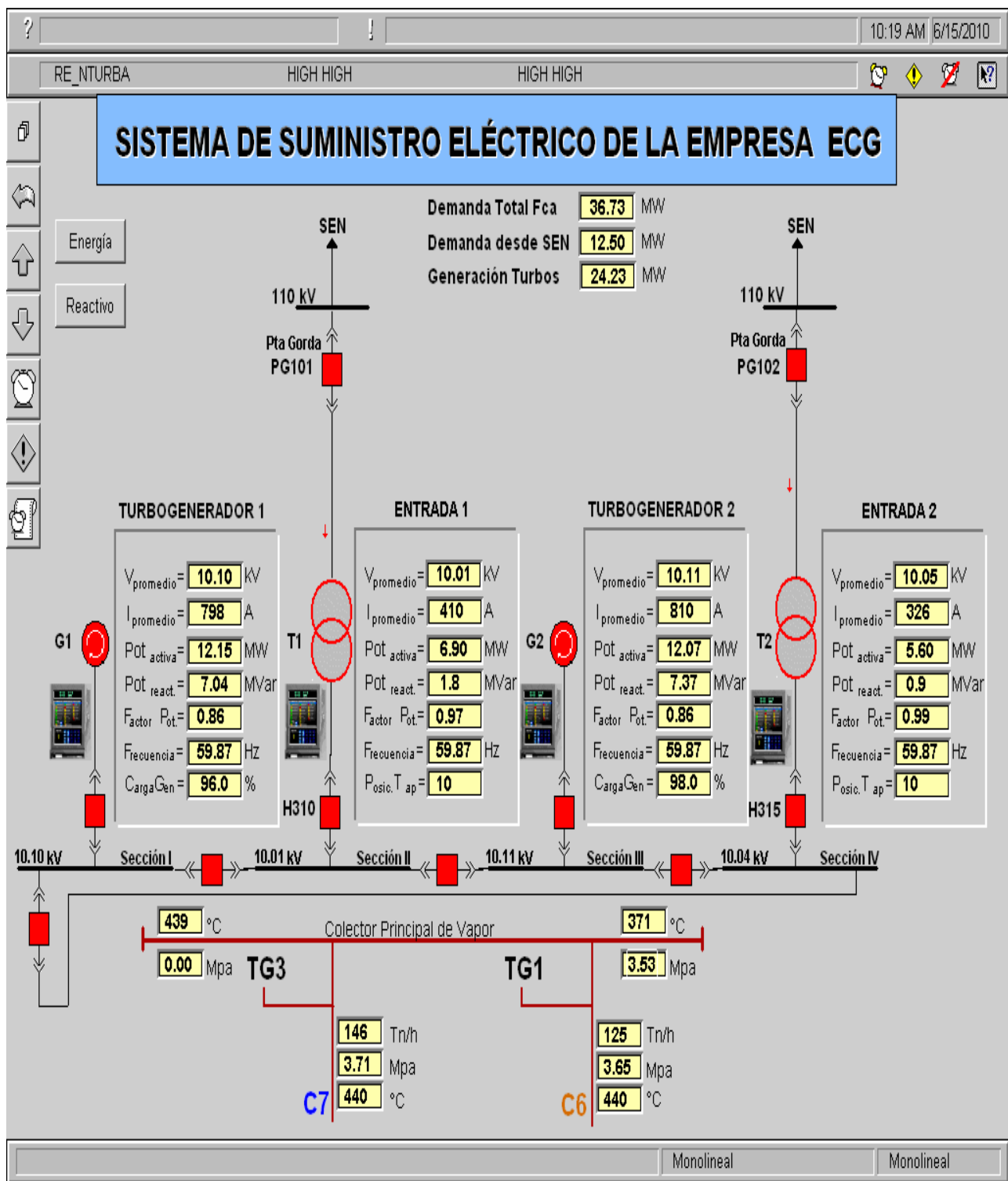
1. Ademiak M. G., Premerlani W. Patel S. C. A New Approach to Current Differential Protection for Transmission Lines. GE Technical Publications. _Canada, 1998_ 16p.
2. Alexander G. E., Andrichack J. G. Ground Distance Relaying: Problems and Principles. GE Technical Publications. _Canada, 1998_ 35p.
3. Alexander G. E., Andrichack J. G. Distance Relays Fundamentals. GE Technical Publications. _Canada, 1998_ 17p.
4. Altuve Ferrer Hector. Protección De Redes Eléctricas_ Santa Clara: Universidad de las Villas_ 1990, 254p.
5. Andrichak Joseph G, Wilkinson Stanley B. Consideration of Speed, Dependability, and Security in Pilot Relaying Schemes. GE Technical Publications. Canada._ 1998, 33p.
6. Andrichak Joseph G, Wilkinson Stanley B. Phase Comparison Relaying. GE Technical Publications. Canada._ 1998, 37p.
7. Beardy John. Application of out-of-step blocking and Tripping Relays. GE Technical Publications. _Canada, 1998_ 23p.
8. Beardy John. Loss-of-Excitation Protection for Synchronous Generators. GE Technical Publications. _Canada, 1998_ 13p.
9. Bisset Hechevarría Karel. Selección de la Protección para las Barras colectoras de la Empresa Pedro Sotto Alba. 1999_64p.
10. Cordobés Reyes Alejandro. Análisis de la Protección Diferencial de Barra de la Empresa Cmdte Ernesto Che Guevara. 1999_54p.
11. Chernobrovov N. Protective Relaying. _ Moscow: Mir, 1974_ 1789p.
12. Fabricant V. L. Protección De Distancia / V. L. Fabricant _ Moscow: [Sn], 1986_ 249p.
13. Fedoseev A. M. Protección Por Relés De Los Sistemas Eléctricos_ Moscow: [Sn], 1984_743p.
14. General Electric. CT Accuracy Classification. GET-6498, 19998.
15. High Impedance Differential Relaying. General Electric Publication / (New York), GER – 3114.

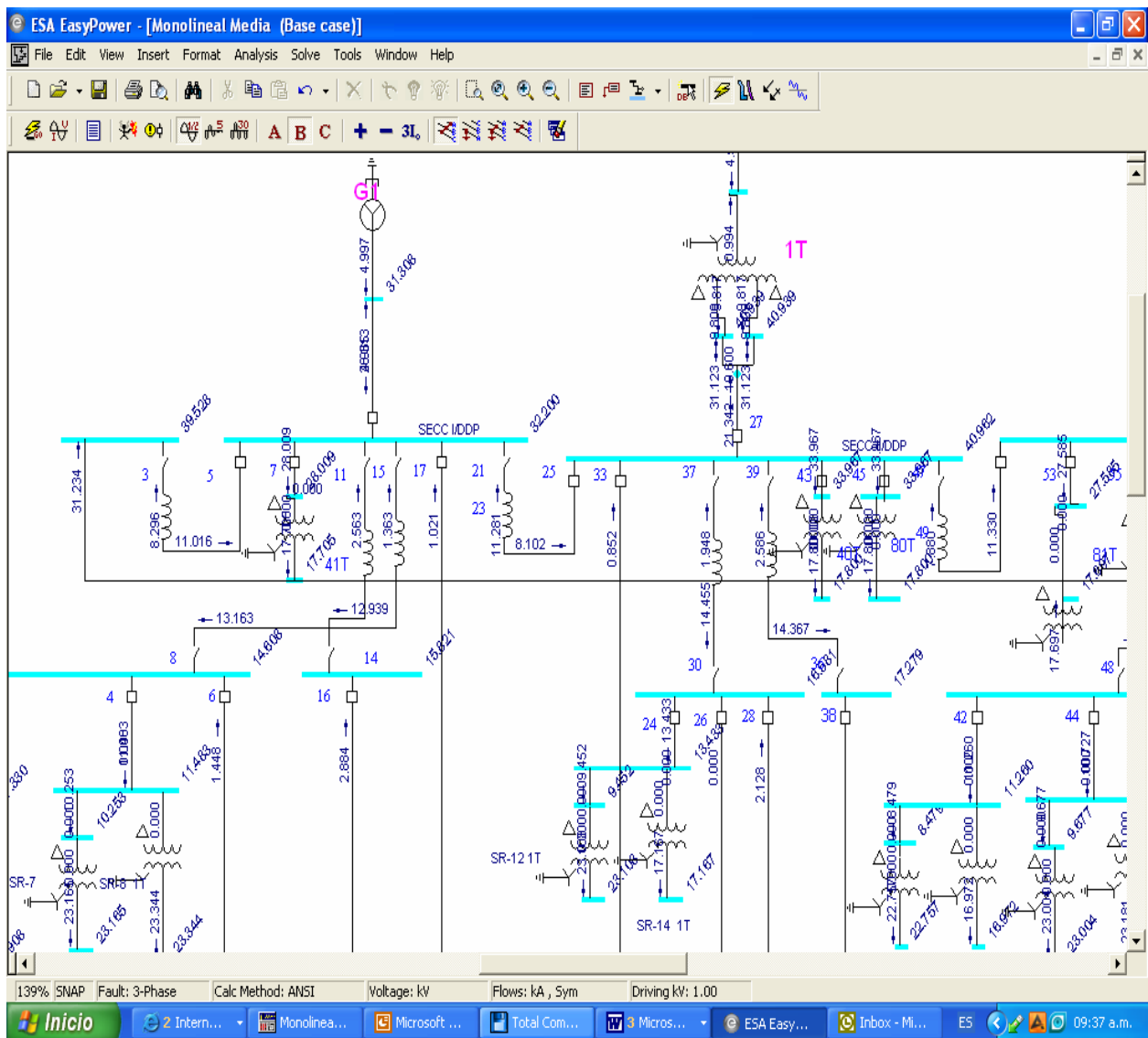
16. Manual del Relé diferencial de Barra B90.
17. Mason C. Russell. The Art and Science of Protective Relaying / C Russell Mason_
La Habana: Pueblo y Educación. 1975_585p.
18. Sanrregre Geney. Protección de las subestación de 110 kV de la Empresa Ernesto
Che Guevara. _ ISMM. 2000_ 74p. Trabajo de Diploma.
19. Torres Breffe Orlys Ernesto. Laboratorio virtual de Protecciones Eléctricas
Universidad de Camagüey_ 1999_ 133p.
Tutor: Luis Corrales barrios
20. Wilkinson S. B. Mathews C. A. Dynamic Characteristics of MHO Distance Relays.
GE Technical Publications. _Canada, 1998 _ 19p.
21. Suárez Maykel F., Teijido R. Jorge. Estabilidad dinámica de las máquinas
generadoras de energía eléctrica de la fábrica Ernesto Che Guevara_ ISMM, 1998
_39p.

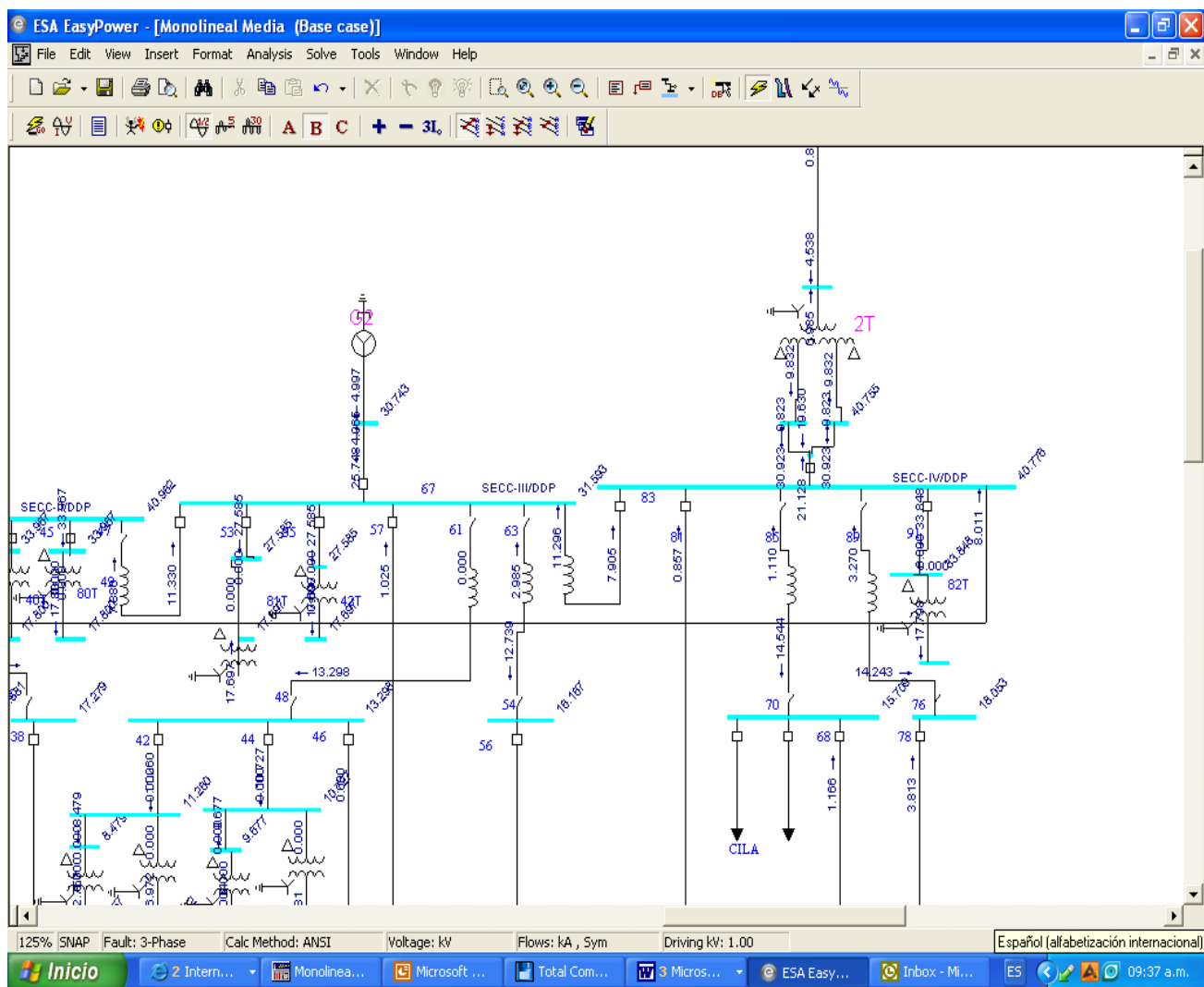
Anexo Gráficos.

Anexo1.









Anexo 3.

Factores que han conllevado a la modernización de la IV sección de Barras del DDP-10,5 kV.

1. **Capacidad de los Interruptores y Barras:** La realización de este análisis se efectuó basándose en los resultados de los cálculos de las corrientes de cortocircuito incluyendo a Felton (Planta Generadora que entra en funcionamiento después de 1985, por lo que no se incluye en los cálculos de diseño del Sistema Electroenergético de la fábrica). Para el cálculo se empleó el programa "EASY POWER". Además se ha tenido en cuenta la influencia del aumento de carga con la expansión productiva de la empresa.

Influencia de Felton sobre el DDP-10,5 kV

Valores de cortocircuito del sistema antes de Felton:

$S_{cc\ 1f} = 667\ \text{MVA}$

$S_{cc\ 3f} = 522,5\ \text{MVA}$

Valores de cortocircuito del sistema con Felton:

$S_{cc\ 1f} = 931,6\ \text{MVA}$

$S_{cc\ 3f} = 824,9\ \text{MVA}$

Incremento de potencia de cortocircuito con la entrada de Felton.

$\Delta P_{cc\ 1f} = 264.6\ \text{MVA}$

$\Delta P_{cc\ 3f} = 302.4\ \text{MVA}$

En la tabla 3a se brindan las características técnicas de las barras existentes en la IV sección del DDP-10.5 kV.

Tabla 3a Características técnicas de las barras existentes en la IV sección.

No	Ubicación	Tipo	Dimensiones, mm	In, A	Icc, KA	I3fcc máx. kA	Observa.
1	Sección IV	ídem	ídem	ídem	ídem	40.8	Icc =40 kA (Valor permisible actual)
Nota: En los resultados de la tabla 3a, se puede comprobar que en la sección, los valores de cortocircuito calculados para el sistema actual, exceden los valores admisibles por las barras.							

Tabla 3b Características técnicas de los interruptores utilizados en IV sección.

No	Tipo de interruptor	Especificaciones	Ubicación del interruptor	I _{cc3F} , kA
1	BMΠЭ-10-630-20T3	Idesc = 25 kA, Ip = 62KA, In = 630 A	Línea de salida a punto de distribución PD-2	14.0
2	BMΠЭ-10-630-31,5T3	Idesc= 25 kA, Ip= 62KA, In= 630 A	Consumo propio CTE	32.8
3	BMΠЭ-10-1250-20T3	Idesc = 16 kA, Ip=40 kA, In= 1250 A	Línea de salida al punto de distribución PD-1	14.0
4	BMΠЭ-10-2500-31,5T3	Idesc=25 kA, Ip= 62 kA, In= 2500 A	Transformador 2T, entrada fábrica.	21.0

Nota: En la tabla 3b, se observa que con la incorporación de Felton al SEN, la capacidad de desconexión de los interruptores que alimentan a las subestaciones de servicio propio de la CTE está por debajo de los valores de la corriente de cortocircuito máximo que bajo determinadas fallas estos deben interrumpir.

El análisis técnico demuestra la necesidad de sustitución de la actual instalación por interruptores con mayor capacidad interruptiva.