

ESTUDIOS DE CÁLCULO DEL ARCO ELÉCTRICO EN SISTEMAS
INDUSTRIALES Y PROPUESTAS PARA REDUCIR EL RIESGO.
- DESARROLLO DE APLICATIVOS COMPUTACIONALES -

JOSÉ FRANCISCO RIVERA GUTIÉRREZ
CARLOS EDUARDO VALLEJO BETANCUR

UNIVERSIDAD PONTIFICIA BOLIVARIANA
ESCUELA DE INGENIERÍAS
FACULTAD INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA
INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA
MEDELLÍN

2013

ESTUDIOS DE CÁLCULO DEL ARCO ELÉCTRICO EN SISTEMAS
INDUSTRIALES Y PROPUESTAS PARA REDUCIR EL RIESGO
DESARROLLO DE APLICATIVOS COMPUTACIONALES.

CARLOS EDUARDO VALLEJO BETANCUR

Trabajo de grado para obtener el título de Ingeniero Electrónico

JOSÉ FRANCISCO RIVERA GUTIÉRREZ

Trabajo de grado para obtener los títulos de Ingeniero Electrónico e
Ingeniero Electricista

Director

JORGE WILSON GONZÁLEZ SÁNCHEZ

Ingeniero Electricista, Ph.D Energía y Transmisión de Potencia,
M.Sc Transmisión y Distribución de Energía Eléctrica

UNIVERSIDAD PONTIFICIA BOLIVARIANA

ESCUELA DE INGENIERÍAS

FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA

INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA

MEDELLÍN

2013

NOTA DE ACEPTACIÓN

Firma

Nombre

Presidente del jurado

Firma

Nombre

Jurado

Firma

Nombre

Jurado

Medellín, Noviembre de 2013

AGRADECIMIENTOS

A nuestros padres y a nuestras familias por el apoyo que nos han brindado para poder alcanzar nuestras metas.

A nuestros profesores por todas sus enseñanzas y conocimientos brindados durante estos años de academia.

Al Ingeniero Jorge Alberto Vélez, analista de protecciones, por la asesoría brindada en el desarrollo del proyecto y al Ingeniero Jorge Wilson González por brindarnos los medios para el desarrollo del mismo, así también a ambos por contribuir en nuestra formación profesional.

Mil gracias a todas las personas que nos colaboraron de una u otra forma en nuestra formación profesional.

CONTENIDO

GLOSARIO	10
RESUMEN DEL PROYECTO	12
INTRODUCCIÓN.....	13
OBJETIVOS.....	14
ALCANCE.....	16
1. FALLAS ELÉCTRICAS.....	17
1.1 FALLAS PROPIAS AL SISTEMA DE POTENCIA.....	17
1.2 FALLAS AJENAS AL SISTEMA DE POTENCIA	17
2. ZONA DE PROTECCIÓN.....	19
2.1 PROTECCIÓN PRINCIPAL	20
2.2 PROTECCIÓN DE RESPALDO (BACK UP).....	20
2.3 RESPALDO REMOTO	21
2.4 RESPALDO LOCAL	21
3. CRITERIOS DE OPERACIÓN Y DISEÑO DE SISTEMAS DE PROTECCIONES	22
3.1 CONFIABILIDAD.....	22
3.2 FIABILIDAD	22
3.3 SEGURIDAD.....	22
3.4 SELECTIVIDAD.....	23
3.5 VELOCIDAD DE OPERACIÓN	23
3.6 SIMPLICIDAD.....	23
4. ELEMENTOS DE UN SISTEMA DE PROTECCIONES ELÉCTRICAS.....	24
5. PROTECCIONES DE SOBRECORRIENTE ANSI 50/51	25
6. COORDINACIÓN DE PROTECCIONES DE SOBRECORRIENTE	28
7. ARCO ELÉCTRICO	30
7.1 RIESGOS POR ARCO ELÉCTRICO.....	30
7.2 FACTORES QUE INCIDEN EN LA INICIACIÓN DEL ARCO ELÉCTRICO.....	31
7.3 ESTÁNDAR IEEE 1584-2002.....	32
7.4 ESTÁNDAR NFPA 70E	34
7.5 MÉTODO GENÉRICO	36
8. EQUIPOS DE PROTECCIÓN PERSONAL, MÉTODOS DE SEGURIDAD Y NUEVAS ESTRATEGIAS	37
8.1 EQUIPO DE PROTECCIÓN PERSONAL (EPP)	37

8.1.1	CATEGORÍA NIVEL 0	39
8.1.2	CATEGORÍA NIVEL 1	39
8.1.3	CATEGORÍA NIVEL 2	40
8.1.4	CATEGORÍA NIVEL 3	41
8.1.5	CATEGORÍA NIVEL 4	41
8.2	MÉTODOS DE SEGURIDAD DEL PERSONAL OPERATIVO	43
8.3	NUEVAS ESTRATEGIAS PARA LA MITIGACIÓN DE FALLAS ELÉCTRICAS	45
9.	DESARROLLO DEL APLICATIVO PARA EL CÁLCULO DEL RIESGO ELÉCTRICO Y ESTIMACIÓN DE EPP.....	48
9.1	ESTÁNDAR IEEE 1584-2002	48
9.2	ESTÁNDAR NFPA 70E.....	49
9.3	MÉTODO GENÉRICO	49
9.4	COMPARACIÓN DE RESULTADOS APLICATIVO RIESGO ELÉCTRICO	50
9.5	VERIFICACIÓN CÁLCULO ENERGÍA INCIDENTE ESTÁNDAR IEEE 1584-2002.....	50
9.6	VERIFICACIÓN CÁLCULO ENERGÍA INCIDENTE ESTÁNDAR NFPA 70E	51
9.7	VERIFICACIÓN CÁLCULO ENERGÍA INCIDENTE MÉTODO GENÉRICO.....	52
10.	RED UNIFILAR IEC 909 EXAMPLE 3	53
10.1	CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS	55
10.2	METODOLOGÍA DE ESTUDIO PARA LA COORDINACIÓN DE PROTECCIONES	57
10.3	MODOS DE OPERACIÓN DE LA RED ELÉCTRICA	58
10.4	DISPOSICIÓN DE LOS ELEMENTOS DE PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE	61
10.5	COORDINACIÓN DE LOS ELEMENTOS DE PROTECCIÓN	63
11.	MANUAL DE USUARIO DEL APLICATIVO PARA EL CÁLCULO DEL RIESGO ELÉCTRICO Y ESTIMACIÓN DE EPP	73
11.1	ACERCA DE ESTE MANUAL.....	73
11.2	INSTALACIÓN Y PREPARATIVOS INICIALES.....	73
	IMPORTACIÓN EXPORTSHC.DZ.....	73
	IMPORTACIÓN DE DATOS	78
11.3	CALCULAR LA ENERGÍA INCIDENTE SEGÚN NFPA 70E.....	80
11.4	CALCULAR LA ENERGÍA INCIDENTE SEGÚN IEEE 1584	81
11.5	CALCULAR LA ENERGÍA INCIDENTE SEGÚN MÉTODO GENÉRICO.....	82
11.6	ETIQUETA DE ADVERTENCIA.....	83
11.7	CONSULTAR EQUIPOS DE PROTECCIÓN PERSONAL	86
12.	CONCLUSIONES	88
13	BIBLIOGRAFÍA	91

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Zonas de protección.....	19
Figura 2. Esquema de teleprotección empleado en protecciones distancia.....	24
Figura 3. Característica típica de relés de protección de sobrecorriente.....	26
Figura 4. Gráficas de curvas IEC 60255	27
Figura 5. Gráficas de curvas IEEE Std 112-1996....	¡Error! Marcador no definido.
Figura 6. Secuencia de pasos para la coordinación de sistemas de protección ...	28
Figura 7. Fronteras de protección contra arco eléctrico	35
Figura 8. Clasificación del Riesgo y elección de los EPP.....	38
Figura 9. Principio de funcionamiento	45
Figura 10. Secuencia de eventos.....	46
Figura 11. Diagrama de bloques de un relé con detección de arco	47
Figura 12. Cálculo Energía Incidente estándar IEEE1584-2002 implementación .	48
Figura 13. Cálculo Distancia de Frontera estándar IEEE1584-2002 implementación	48
Figura 14. Cálculo Energía Incidente estándar NFPA 70E implementación	49
Figura 15. Cálculo Distancia de Frontera estándar NFPA 70E implementación ...	49
Figura 16. Cálculo Energía Incidente Método Genérico.....	49
Figura 17. Cálculo Distancia de Frontera Método Genérico implementación.....	49
Figura 18. Figure B.13 (10) Arc flash reported in spreadsheet.....	50
Figura 19. Cálculo de la energía incidente a través del Aplicativo según IEEE 1584-2002	50
Figura 20. Spreadsheet by Cooper Bussman (11)	51
Figura 21. Cálculo de la energía incidente a través del Aplicativo según NFPA 70E	51
Figura 22. Spreadsheet by ATC Consulting Services	52
Figura 23. Cálculo de la energía incidente a través del Aplicativo según Método Genérico.....	53
Figura 24. Diagrama Unifilar IEC 909 - Example 3.....	54
Figura 25. Metodología del estudio	58
Figura 26. Disposición de relés de sobrecorriente	61
Figura 27. Característica del esquema de protección sin coordinar.....	62
Figura 28. Característica del esquema de protección coordinado.....	67
Figura 29. Resultados Aplicativo Riesgo Eléctrico	69
Figura 30. Etiqueta generada por el Aplicativo de Riesgo Eléctrico	69

Figura 31. EPP recomendado para labores en M_26 (1)	70
Figura 32. EPP recomendado para labores en M_26 (2)	71
Figura 33. EPP recomendado para labores en M_26 (3)	72
Figura 34. Anexos DIgSILENT	73
Figura 35. Importación de archivo en DIgSILENT	74
Figura 36. Disposición IEC 909 Example 3	74
Figura 37. Disposición del DPL en biblioteca de interés	75
Figura 38. Opciones para cálculo de cortocircuito.....	75
Figura 39. Ejecución del DPL.....	76
Figura 40. Error ejecución DPL	76
Figura 41. Configuración separadores Excel	77
Figura 42. Magnitudes Exportadas a Excel.....	77
Figura 43. Búsqueda de archivo para importación de datos	78
Figura 44. Archivo con datos exportados	78
Figura 45. Importación adecuada de datos al Aplicativo	79
Figura 46. Todos los datos importados al Aplicativo	79
Figura 47. Insumos del Aplicativo para cálculo según NFPA 70E.....	81
Figura 48. Insumos del Aplicativo para cálculo según IEEE 1584.....	82
Figura 49. Insumos del Aplicativo para cálculo según Método Genérico	83
Figura 50. Ver Recomendaciones	83
Figura 51. Formulario de Recomendaciones	85
Figura 52. Etiqueta de advertencia.....	85
Figura 53. Ver Recomendaciones	86
Figura 54. Información detallada de los EPP	87

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Ecuaciones curvas IEC 60255	26
Tabla 2. Ecuaciones curvas IEEE Std 112-1996.....	26
Tabla 3. Error típico entre relés de diferente tecnología.....	29
Tabla 4. Alcance Estándar IEEE 1584-2002	32
Tabla 5. Método de cálculo Estándar IEEE 1584-2002	33
Tabla 6. Método de cálculo Estándar NFPA 70E	34
Tabla 7. Método de cálculo Genérico.....	36
Tabla 8. Barras IEC 909 – Example 3.....	55
Tabla 9. Motores Asíncronos IEC 909 – Example 3.....	55
Tabla 10. Red Externa IEC 909 – Example 3.....	56
Tabla 11. Transformadores IEC 909 – Example 3	56
Tabla 12. Modos de Operación	59
Tabla 13. Resultado de simulación de cortocircuito en barraje y transformadores	60
Tabla 14. Condiciones falla en M_26	68
Tabla 15. Resultados Aplicativo Riesgo Eléctrico	68

GLOSARIO

Arco Eléctrico: Descarga eléctrica que se forma entre dos electrodos sometidos a una diferencia de potencial y colocados en el seno de una atmósfera gaseosa enrarecida, normalmente a baja presión, o al aire libre.

Condiciones Inusuales de Operación: En un sistema eléctrico de potencia se presentan cuando este se encuentra fuera de los rangos especificados para su operación óptima, pueden deberse a causas externas como descargas atmosféricas que afectan el sistema o fallas eléctricas en los elementos que lo conforman.

Coordinación de Protecciones: Se refiere al ajuste que se realiza sobre los elementos de protección en un sistema eléctrico para proporcionar selectividad cuando se requiera aislar una falla. El objetivo principal es la protección del equipo y el aislamiento selectivo de la falla.

Curva Característica: Diagrama en el que se describe el funcionamiento de un elemento de protección respecto a sus tiempos de actuación y la corriente de falla.

DlgSILENT PowerFactory: Es una herramienta integrada de análisis de sistemas eléctricos que combina confiabilidad y flexibilidad en el modelado de elementos, con los algoritmos de solución en conjunto con un concepto único de manejo de base de datos.

Distancia de Seguridad: Distancias mínimas que deben guardarse entre líneas eléctricas y elementos físicos existentes a lo largo de su trazado con el objeto de evitar contactos accidentales.

Falla Eléctrica: Es cualquier corriente eléctrica anormal que genera condiciones anormales en un sistema determinado.

Protección de Sobrecorriente: Es la protección con selectividad relativa que reacciona ante el aumento de la electricidad en un elemento protegido.

Relé de Protección: Es un interruptor controlado por un circuito eléctrico o electrónico en el que, por medio de un mecanismo magnético, óptico o digital accionan un juego de uno o varios contactos que permiten abrir o cerrar otros circuitos eléctricos independientes.

Sistema de Potencia: Es un sistema de suministro eléctrico cuyos niveles de tensión son iguales o superiores a los 132 kV, (este valor depende de cada país). Estos sistemas eléctricos se los denomina también de alta tensión o extra alta tensión, o sistemas eléctricos de transmisión o red eléctrica de transporte.

Sistema de Protección: Se implementan para evitar la destrucción de equipos o instalaciones por causa de una falla que podría iniciarse de manera simple y después extenderse sin control en forma encadenada.

Sistema de Teleprotección: Sistema de comunicación entre protecciones eléctricas que permite desconectar la parte afectada mediante la transmisión de señales en el menor tiempo posible.

Transformadores de Instrumentación: Están diseñados para poder medir tensiones e intensidades elevadas por aparatos de medida como voltímetros, amperímetros y relés de protección. Además, garantizan la seguridad del personal técnico que tiene que realizar las mediciones al tener las bobinas aisladas.

RESUMEN DEL PROYECTO

El proyecto busca desarrollar propuestas y herramientas computacionales básicas útiles para el análisis del arco eléctrico en un sistema de potencia teniendo en cuenta las metodologías que se han desarrollado alrededor de este fenómeno, para servir de fundamentación en estudios detallados de riesgo, tanto de operarios como de los equipos de potencia involucrados y buscará reducir el impacto entorno al desarrollo del arco eléctrico por medio de la coordinación de las protecciones eléctricas de sobrecorriente.

PALABRAS CLAVES: ARCO ELÉCTRICO; COORDINACIÓN DE PROTECCIONES; PROTECCIONES ELÉCTRICAS DE SOBRECORRIENTE; METODOLOGÍAS PARA EL CÁLCULO DEL ARCO ELÉCTRICO.

INTRODUCCIÓN

Debido a la necesidad de garantizar la protección prioritaria de operadores como de equipos eléctricos, se hace necesario la utilización de las protecciones eléctricas como medida preventiva ante los posibles riesgos a los que se encuentran expuestos los operadores por consecuencias del arco eléctrico, al igual que la prevención de daños en los equipos de potencia debido a su alto coste.

Por lo tanto en el desarrollo de este documento se recopilaran los elementos necesarios para cubrir dicha necesidad, partiendo desde el análisis de las fallas eléctricas como causales del arco eléctrico, los sistemas de protección como medida preventiva ante dichas fallas y la coordinación de protecciones como mecanismo para una adecuada operación de los sistemas de protección.

Se finalizara esta recopilación analizando el fenómeno del arco eléctrico a partir de las metodologías desarrolladas entorno al cálculo de la energía incidente, logrando interiorizar la naturaleza del arco y la importancia de contar con los equipos adecuados de protección personal.

Por último se presentara la herramienta desarrollada en pro de una mayor sensibilización y capacitación del personal técnico como de las personas encargadas de supervisar y planear dichas labores con el fin de disminuir la vulnerabilidad del personal ante el fenómeno del arco eléctrico.

OBJETIVOS

Objetivo General Propuesto

- Realizar estudios sobre el arco eléctrico y proponer soluciones básicas para disminuir el riesgo al que se encuentran expuestos los operadores y los equipos de potencia por consecuencias del arco eléctrico, mediante la implementación del aplicativo para el cálculo del riesgo eléctrico y estimación de EPP.

Objetivos Específicos Propuestos

- Seleccionar una red industrial típica (red tipo “benchmark”) para diseñar un estudio de coordinación de protecciones, que sirva como base de análisis para la mitigación del impacto del arco eléctrico.
- Elaborar los escenarios de operación que representen de manera conveniente el comportamiento eléctrico durante cortocircuitos en redes industriales con el fin de simular las corrientes de falla involucradas en situaciones anómalas de la red tipo “benchmark” seleccionada.
- Proponer la ubicación y los ajustes de las protecciones de sobrecorriente mediante el análisis de las características típicas de los relés a través de las ecuaciones que las definen, para garantizar la preservación de la red eléctrica y de los operarios.
- Proponer un modelo básico de cálculo del riesgo eléctrico en una red industrial, involucrando aspectos como la energía incidente involucrada durante un evento de cortocircuito a través de las metodologías y estándares internacionales desarrollados entorno al fenómeno del arco eléctrico.
- Desarrollar un código en DIgSILENT PF empleando el lenguaje de programación DPL (DIgSILENT Programmable Language) con el fin de

exportar las magnitudes de cortocircuito y emplearlas en el cálculo del arco eléctrico.

- Analizar si es posible disminuir dicha magnitud sin desatender la coordinación, buscando salvaguardar la integridad de los operarios.
- Elaborar y almacenar todos los gráficos que ilustren una coordinación adecuada de los elementos de protección de sobrecorriente utilizados.
- Elaborar y Programar un aplicativo para calcular, visualizar, analizar y comparar las magnitudes de arco eléctrico calculadas a través de C Sharp.
- Elaborar un manual de usuario donde se ilustre el procedimiento para integrar los software empleados, las opciones con las que contará el usuario, el contexto y las facilidades que brindara el aplicativo.
- Editar un video tutorial donde se ilustre el funcionamiento y la interacción entre los códigos y los software empleados.

ALCANCE

Con este proyecto se espera desarrollar propuestas y herramientas computacionales básicas útiles para estudios de riesgo por arco eléctrico en una red industrial. Se hará énfasis en la influencia del arco eléctrico y el peligro en sí que este fenómeno representa, procurando la integridad del operador.

1. FALLAS ELÉCTRICAS

Las fallas eléctricas son eventos de tipo aleatorio que traen consigo condiciones inusuales de operación que pueden ser manifestadas como alteraciones súbitas en los niveles de tensión, corriente o frecuencia, las principales causas de las fallas varían de sistema a sistema y entre niveles de tensión, también tienen una relación directa con el ambiente al que se encuentra expuesto el sistema eléctrico.

1.1 Fallas propias al sistema de potencia

- Fallas en paralelo o derivación (Cortocircuito a tierra o entre fases).
- Fallas en serie (Apertura de la conexión)
- Fallas serie – paralelo

Teniendo en cuenta la cantidad de fases involucradas y la periodicidad de ocurrencia algunos países con niveles ceráunicos moderados poseen los siguientes datos estadísticos (1):

- Fallas monofásicas 72% (Generalmente causadas por rayos).
- Fallas bifásicas 22% (Muy comunes en zonas contaminadas).
- Fallas trifásicas 6% (Aparecen entre otras con el uso de equipos trifásicos).

Aunque no es muy común que se presente, las fallas propias al sistema de potencia suelen estar asociadas tanto al envejecimiento del aislamiento de los equipos como a la degradación o falta de mantenimiento de los mismos.

1.2 Fallas ajenas al sistema de potencia

Su ocurrencia es ajena a condiciones anormales de corriente, tensión, frecuencia entre otras variables, sus principales causas son errores en el cableado, ajustes indebidos o errores humanos (violación de las distancias mínimas de seguridad).

Este tipo de fallas se asocian comúnmente a los elementos del sistema protegidos por protecciones mecánicas las cuales tienden a operar sin existir una falla real en el equipo.

2. ZONA DE PROTECCIÓN

La seguridad requerida de los relés de protección, es definida en términos de regiones del sistema de potencia de las cuales son “responsables”.

El sistema de potencia se puede dividir en las siguientes zonas:

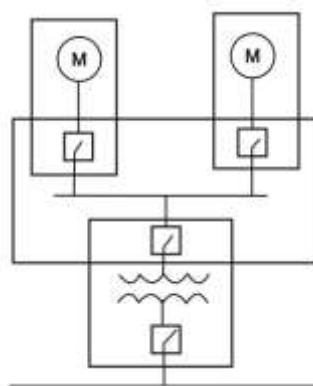
- Generadores
- Motores
- Transformadores
- Barrajes
- Líneas de transmisión

Las zonas de protección deben definirse teniendo en cuenta que:

- Todos los elementos del sistema de potencia deben estar en al menos una zona de protección.
- Las zonas de protección deben traslaparse.

Las zonas de protección pueden ser abiertas o cerradas también denominadas relativa o absolutamente selectivas y su delimitación consiste entre otros aspectos en la posibilidad de aislar las fallas de una manera selectiva sin involucrar el resto del sistema.

Figura 1. Zonas de protección



El alcance y demarcación de las zonas es determinada por los transformadores de instrumentación que son los dispositivos que reproducen las señales (tensión y corriente) del sistema de potencia para alimentar los relés de protección con los niveles adecuados. La zona de traslape se logra entonces instalando transformadores de instrumentación a ambos lados del interruptor (2).

2.1 Protección Principal

Son las encargadas de proteger la zona de protección en la cual se encuentran ubicados, actuando cuando ocurre un evento en el elemento correspondiente. Es decir cuando ocurre una falla dentro de una zona, sus relés principales deben disparar todos los interruptores de la zona, y sólo esos interruptores. Por lo tanto es aquella que actúa de forma más rápida y que desconecta la menor cantidad de elementos.

2.2 Protección de Respaldo (Back Up)

Es aquella que actúa de forma retardada y desconecta una mayor cantidad de elementos, el costo (económico) de esta protección de respaldo puede ser justificado teniendo en cuenta:

- La probabilidad de falla de cada elemento de la cadena.
- La importancia del sistema eléctrico que se desea proteger.
- La probabilidad de ocurrencia de la falla.
- El costo que representa que el sistema salga de operación.

La protección de respaldo se emplea comúnmente para la protección contra cortocircuitos y existen dos formas básicas de protección de respaldo.

2.3 Respaldo Remoto

En este esquema, los interruptores y las protecciones que se encuentran en las subestaciones vecinas cumplen también funciones de respaldo, un ejemplo típico es el respaldo remoto para la protección de barras, realizada por la segunda zona de las protecciones de distancia de las líneas en las estaciones vecinas (1).

2.4 Respaldo Local

Cuando un sistema de potencia se extiende, se encuentran usualmente que el respaldo remoto no es satisfactorio debido a que resulta en tiempos de despeje de falla muy prolongados, falta de selectividad en el disparo y dificultades en obtener ajustes lo suficientemente sensibles para cubrir ciertas fallas en líneas adyacentes. Por lo tanto se optó por introducir respaldos locales los cuales se encuentran en la misma subestación (1).

3. CRITERIOS DE OPERACIÓN Y DISEÑO DE SISTEMAS DE PROTECCIONES

En la actualidad muchos fabricantes y autores han establecido ciertos criterios para garantizar una operación correcta y eficiente de los sistemas de protección. A continuación mencionaremos las más relevantes.

3.1 Confiabilidad

Se entiende por confiabilidad de la protección la probabilidad de que sea segura y fiable; es decir la probabilidad de no tener una operación incorrecta. Generalmente hay un compromiso entre la seguridad y la fiabilidad.

Alta fiabilidad y alta seguridad significan alta confiabilidad.

3.2 Fiabilidad

Se entiende por fiabilidad de la protección la probabilidad de no tener una omisión de disparo. La peor de las operaciones incorrectas es normalmente la falla u omisión de disparo durante un cortocircuito, lo cual puede ser debido a una falla en el sistema de protección o del interruptor y usualmente lleva a problemas de estabilidad y apagones. Seguramente el daño en los equipos será de consideración por lo prolongado de la permanencia de la falla.

3.3 Seguridad

Se entiende por seguridad de la protección la probabilidad de no tener un disparo indeseado, es muy importante que el sistema de protección opere selectivamente ya que es aún más severo un disparo indeseado en un elemento adyacente al fallado, esta condición es denominada disparo no selectivo (1).

3.4 Selectividad

La selectividad en un sistema de protección garantiza la máxima continuidad del servicio en el sistema con la desconexión mínima de elementos al presentarse un evento de falla. Los elementos de protección sólo deben aislar la parte del sistema que se ve comprometida por el evento y evitar el corte superfluo de cualquier otro elemento.

3.5 Velocidad de operación

Es el mínimo tiempo requerido para el despeje de la falla, y es un criterio de gran preponderancia ya que a menor tiempo, menor es el daño que pueden sufrir los equipos o sus aislamientos al igual que la inestabilidad que se presenta en el sistema y supone ciertamente un menor riesgo para el personal que pueda estar expuesto al evento.

3.6 Simplicidad

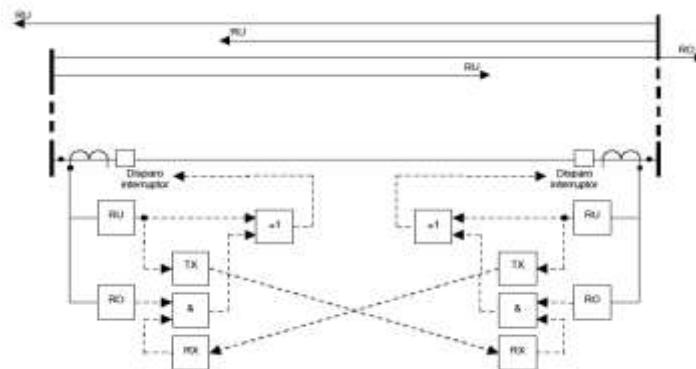
Se define como simplicidad, el empleo del menor número de dispositivos en el sistema de protecciones para cumplir con los objetivos de dicho esquema.

4. ELEMENTOS DE UN SISTEMA DE PROTECCIONES ELÉCTRICAS

Los sistemas de protección se basan principalmente en censar las variables que intervienen directamente en el sistema de potencia asociado, mediante elementos de medición tales como transformadores de corriente y de potencial, suministrando las señales a dispositivos análogos o digitales que procesan dicha información y clasifican las condiciones de operación en la cual se encuentra el sistema. Si el dispositivo detecta una condición de falla, actúa teniendo en cuenta que la actuación de estos dispositivos no incurren siempre en la apertura de los interruptores asociados, ya que algunos de estos dispositivos poseen funciones de bloqueo entre otras funciones primordiales para el correcto funcionamiento del esquema de protección.

Los sistemas actuales de protección utilizan esquemas de teleprotección que permiten la comunicación e interacción entre diferentes elementos de protección, como se puede apreciar en la Figura 2 se muestra el esquema de teleprotección para una línea de transmisión y la interacción que existe entre las protecciones ubicadas a ambos extremos de la línea, al igual que el alcance de las mismas

Figura 2. Esquema de teleprotección empleado en protecciones distancia.



FUENTE: IEEE C37 – 113. 1999

5. PROTECCIONES DE SOBRECORRIENTE ANSI 50/51

Las protecciones de sobrecorriente son ampliamente utilizados para la protección de circuitos radiales, redes industriales y líneas de subtransmisión debido a su simplicidad y relativa eficiencia. Como su nombre lo indica su función es proteger contra incrementos súbitos en la magnitud de la corriente (cortocircuitos) y sobrecargas pesadas.

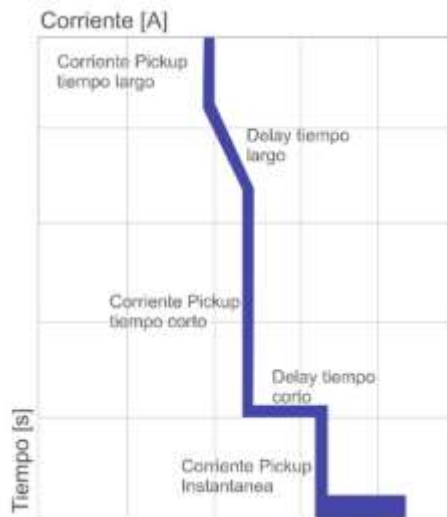
Como tal la función implementada en los relés mide la componente de las corrientes de fase y es sensible al valor más alto de estas tres corrientes, siempre y cuando este valor supere el ajuste de activación previamente configurado para una etapa en particular, ésta es activada y envía una señal de arranque, la cual incurrirá en una señal de disparo si la falla continúa transcurrido el retardo de operación ajustado.

Existen por lo general tres etapas de sobrecorriente que se ajustan de manera independiente, aunque todo depende de la clase de relé y del fabricante que lo provee.

La primera etapa es configurada para la operación de tiempo inverso (ANSI 51), la segunda y la tercera etapa están configuradas para la operación de tiempo definido, al utilizar un retardo definido y al ajustar dicho retardo en su mínimo valor obtenemos una operación instantánea (ANSI 50).

Dichas etapas son expuestas en la Figura 3.

Figura 3. Característica típica de relés de protección de sobrecorriente



La operación de tiempo inverso establece que a determinada magnitud de corriente (I) durante un tiempo transcurrido (t) la protección actuará, dependiendo del tipo de curva establecida por los estándares IEC o ANSI/IEEE y configurada en el dispositivo. Las fórmulas que definen las curvas de los estándares anteriormente mencionados y las curvas establecidas por los mismos, se presentan a continuación (3):

Tabla 1. Ecuaciones curvas IEC 60255

Relay Characteristic	Equation (IEC 60255)
Standard Inverse (SI)	$t = TMS \times \frac{0.14}{I_r^{0.02} - 1}$
Very Inverse (VI)	$t = TMS \times \frac{13.5}{I_r - 1}$
Extremely Inverse (EI)	$t = TMS \times \frac{80}{I_r^2 - 1}$
Long time standard earth fault	$t = TMS \times \frac{120}{I_r - 1}$

Relay characteristics to IEC 60255

Tabla 2. Ecuaciones curvas IEEE Std 112-1996

Relay Characteristic	Equation (IEC 60255)
IEEE Moderately Inverse	$t = \frac{TD}{7} \left(\frac{0.0515}{I_r^{0.02} - 1} \right) + 0.114$
IEEE Very Inverse	$t = \frac{TD}{7} \left(\frac{19.61}{I_r^2 - 1} \right) + 0.491$
Extremely Inverse (EI)	$t = \frac{TD}{7} \left(\frac{28.2}{I_r^2 - 1} \right) + 0.1217$
US COB Inverse	$t = \frac{TD}{7} \left(\frac{5.95}{I_r^2 - 1} \right) + 0.18$
US CO2 Short Time Inverse	$t = \frac{TD}{7} \left(\frac{0.02394}{I_r^{0.02} - 1} \right) + 0.01694$

$I_r = (I/I_s)$, where I_s = relay setting current
TMS = Time multiplier Setting
TD = Time Dial setting
North American IDMT relay characteristics

FUENTE: Network Protection & Automation Guide (3)

Figura 4. Gráficas de curvas IEC 60255

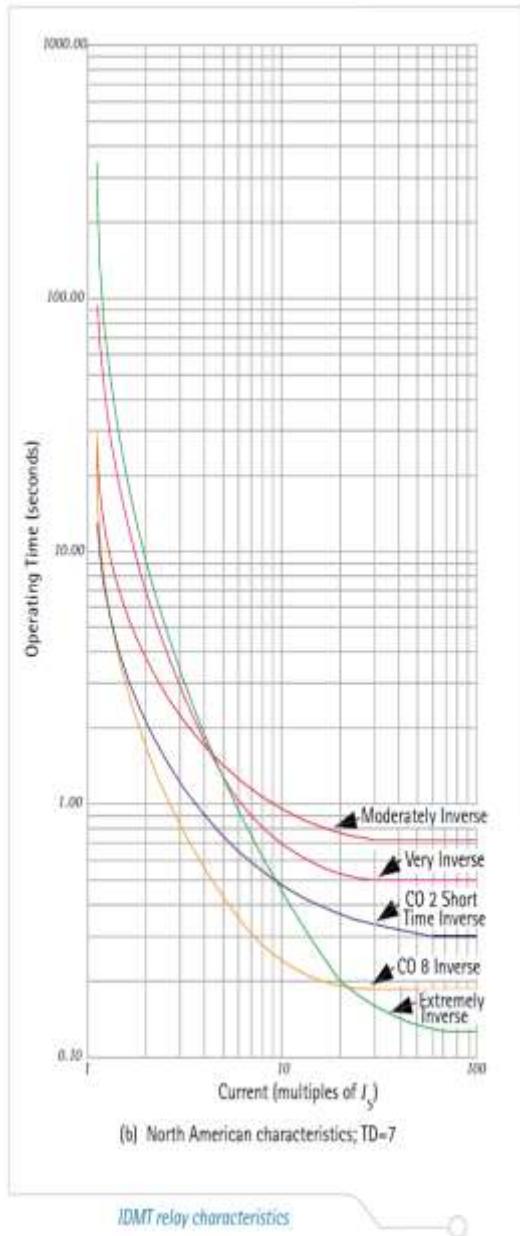
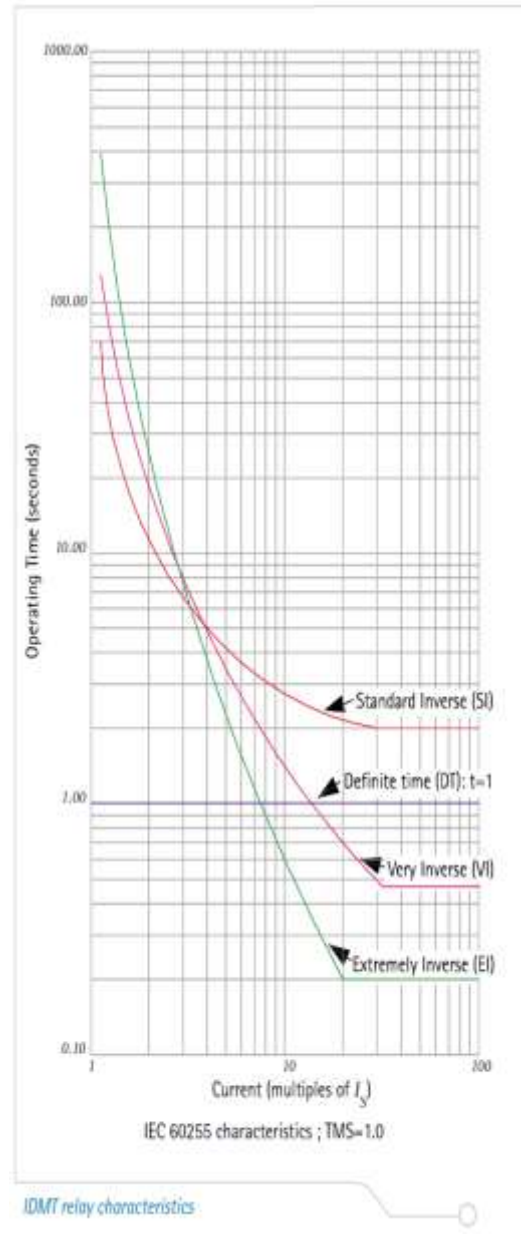


Figura 5. Gráficas de curvas IEEE Std 112-1996

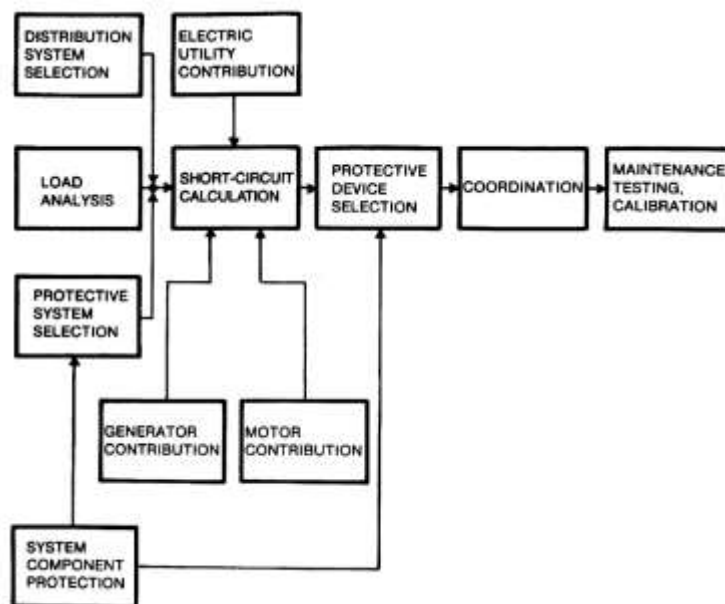


FUENTE: Network Protection & Automation Guide (3)

6. COORDINACIÓN DE PROTECCIONES DE SOBRECORRIENTE

La coordinación de protecciones implica un conocimiento amplio sobre el sistema eléctrico que se busca proteger, al igual que los elementos que lo componen, las magnitudes de tensión y corriente nominales establecidos para los diferentes escenarios de operación al igual que los niveles mínimos y máximos de cortocircuito a partir de los cuales se asumen criterios para ajustar los elementos de protección.

Figura 4. Secuencia de pasos para la coordinación de sistemas de protección



FUENTE: The Escalating Arcing Ground Fault Phenomeno

Por lo tanto para la coordinación de protecciones en un sistema eléctrico se seguirán los siguientes pasos.

- Caracterizar el sistema de potencia a proteger.
- Identificar los posibles escenarios de operación que puede experimentar el sistema de potencia a partir de datos suministrados.

- Calcular los ajustes necesarios en los dispositivos de protección. Teniendo en cuenta las características funcionales de los relés o interruptores asociados.
- Coordinar los ajustes de las protecciones buscando garantizar los criterios de confiabilidad, selectividad y simplicidad requeridos por el sistema eléctrico asociado.
- Probar los ajustes realizados y afinar el modelo.

Otro aspecto a considerar concerniente a la coordinación de protecciones es el margen de error de los dispositivos lógicos o relés, los cuales dependen directamente del tipo de tecnología del mismo.

Tabla 3. Error típico entre relés de diferente tecnología

	Relay Technology			
	Electro-mechanical	Static	Digital	Numerical
Typical basic timing error (%)	7.5	5	5	5
Overshoot time (s)	0.05	0.03	0.02	0.02
Safety margin (s)	0.1	0.05	0.03	0.03
Typical overall grading margin - relay to relay(s)	0.4	0.35	0.3	0.3

Typical relay timing errors - standard IDMT relays

FUENTE: Network Protection & Automation Guide (3)

Con respecto al tiempo de espaciamento a dejar entre curvas de protección el margen oscila entre 100ms y 400ms, mientras que el espaciamento en magnitud de corriente está en promedio en 1.2 p.u. dependiendo de la tecnología empleada.

Generalmente estos tiempos de coordinación dependen de cada equipo y son establecidos por el fabricante, sin embargo prevalece el criterio del ingeniero encargado del diseño del sistema quien posee la experiencia necesaria para ajustar dichos elementos.

7. ARCO ELÉCTRICO

Un arco eléctrico es una descarga que se mantiene por sí misma en una atmósfera gaseosa. Esta descarga se origina por la ionización del gas y produce un enlace eléctrico conductor entre electrodos de diferente potencial, con diferente relación de fases o entre una de estas fases y tierra.

Los arcos eléctricos no aparecen solo en cortocircuitos, sino también en acciones de desconexión o interrupción de circuitos eléctricos bajo corriente (fusibles, interruptores, cables, conexión de cables, puntos de fijación) si no se toman precauciones especiales. También estos arcos eléctricos de conexión pueden provocar arcos eléctricos. Sin embargo las mayores energías se liberan en caso de arcos eléctricos por cortocircuito.

Mientras que en el sector de baja tensión se necesita antes de un cortocircuito galvánico para que se produzca un arco eléctrico, en el sector de alta tensión solo el hecho de no mantener la correspondiente distancia de aire a las piezas que se encuentran bajo tensión es suficiente para el surgimiento de un arco eléctrico (descarga disruptiva o contorno). (4)

Los arcos eléctricos representan un riesgo de consideración teniendo en cuenta la exposición al calor excesivo, explosión y enormes ráfagas de presión que genera, funde los materiales de los equipos, los cuales son expulsados como partículas y pueden producir quemaduras severas incluso fatales.

7.1 Riesgos por arco eléctrico

Los riesgos de exposición a arcos eléctricos contemplan:

- Pérdida de la visión o ceguera momentánea, un arco eléctrico produce un destello de luz brillante y emite rayos ultravioleta e infrarrojos, los cuales pueden producir quemaduras a los ojos y la piel.

- Peligro de choque eléctrico debido al contacto de conductores energizados.
- Vapores calientes y gases que pueden alcanzar hasta 23.000 °F.
- Ondas sonoras que producen daños en el sistema auditivo, producidas por un aumento súbito de la presión, emitiendo sonidos de hasta 140 dB.
- El arco eléctrico no solo tiene una alta temperatura, sino también una onda de presión de hasta 0.3 MPa, que equivale a una presión de 30T/m².
- Debido a la alta presión que se presenta, un arco eléctrico puede contener metal fundido u objetos que se desprenden de celdas, las cuales viajan a altas velocidades. (5)

7.2 Factores que inciden en la iniciación del arco eléctrico

- Deslizamiento de las herramientas del electricista, disminución de la distancia de tensión disruptiva.
- Conexiones sueltas, que causan sobrecalentamientos y formaciones menores de arcos.
- Falla en el aislamiento debida a conducción por polvo conductivo en la superficie del aislador o por rupturas en el cuerpo del aislador.
- Los gases conductores que son emanados de interruptores automáticos o fusibles durante la interrupción del circuito.
- Falla en la interrupción de un cortocircuito, por un interruptor automático o un fusible.
- Condensación de vapor y goteo de agua pueden causar camino en la superficie de los materiales aislantes.
- Mala utilización o diseño de los equipos.
- La corrosión o acumulación de residuos.
- Transitorios de tensión.

- Sobrecarga de corriente. (6)

La iniciación del arco eléctrico no necesariamente produce graves consecuencias, bajo ciertas circunstancias físicas y de operación específicas, el arco tiende a auto-extinguirse. No obstante, bajo otras circunstancias el arco puede ser autosostenido y por lo tanto es necesario que los dispositivos de protección operen de manera efectiva.

7.3 Estándar IEEE 1584-2002

Contiene métodos de cálculos que permiten un análisis profundo y una completa solución para fallas de arco eléctrico en sistemas monofásicos y trifásicos, al aire libre o en sistemas trifásicos de recintos cerrados como celdas de media o baja tensión.

Los métodos de cálculo fueron generados a partir de pruebas realizadas por un grupo de trabajo de IEEE destinadas a reproducir los modelos de la energía incidente. Basados en los niveles normalizados para la selección de elementos de protección personal, se estimó que un elemento de protección personal es adecuado o más que adecuado si protegía contra quemaduras de segundo grado el 95% de las veces. Las ecuaciones que se aprecian en la Tabla 5, están basadas en resultados de pruebas aplicadas bajo las condiciones expuestas en la Tabla 4.

Tabla 4. Alcance Estándar IEEE 1584-2002

Parámetro	Condición
Voltaje	208 - 15000 v, trifásico
Frecuencias	50 a 60 Hz
Corriente de falla máxima	700 - 106000 A
Tipo de Tierra	No aterrizado, Aterrizado, Alta resistencia a tierra.
Tipo de equipo (envolvente)	Cerrado, Abierto, Cables
Espacios entre conductores	13mm - 152mm
Fallas	Trifásicas

Tabla 5. Método de cálculo Estándar IEEE 1584-2002

IEEE 1584	$E = C_f \cdot E_n \left(\frac{t}{0.2} \right) \left(\frac{610^x}{D^x} \right)$ $E_n = 10^{(0.0018 \cdot G)}$ $\log(E_n) = K_1 + K_2 + 1.081 \cdot \log(I_a) + 0.0011 \cdot G$ $I_a = 10^{(0.0018 \cdot G)}$	
	V < 1 kV	$\log(I_a) = K + 0.662 \cdot \log(I_{bf}) + 0.0966 \cdot V + 0.000526 \cdot G + 0.5588 \cdot V \cdot (\log(I_{bf})) - 0.00304 \cdot G \cdot \log(I_{bf})$
	1 kV < V < 15 kV	$\log(I_a) = 0.00402 + 0.983 \cdot \log(I_{bf})$

FUENTE: Arc flash: Estimation of thermal incident energy on worker

Dónde:

- **E**, energía calorífica incidente (cal/cm²)
- **E_n**, energía calorífica incidente normalizada (J/cm²)
- **G**, distancia entre conductores (mm)
- **C_f**, factor de cálculo: 1.0 para voltajes mayores a 1kV y 1.5 para voltajes ≤ 1 kV
- **V**, tensión nominal (kV)
- **I_{bf}**, corriente de falla (kA)
- **D**, distancia de trabajo (mm)
- **t**, tiempo de duración del arco (s)
- **K, K₁, K₂**, constantes dependientes de si es un sistema con tierra, sin tierra o con tierra de alta impedancia.

El modelo que define el límite de protección propuesto por el estándar se deriva empíricamente de la siguiente expresión:

$$D_B = \left[4.184 \cdot C_f \cdot E_n \left(\frac{t}{0.2} \right) \left(\frac{610^x}{E} \right) \right]^{\frac{1}{x}}$$

Dónde:

- **D_B**, Es la distancia de frontera de protección contra arco (mm)
- **C_f**, factor de cálculo: 1.0 para voltajes mayores a 1kV y 1.5 para voltajes ≤ 1 kV

- **En**, energía incidente normalizada.
- **E**, energía incidente en J/cm² a
- **t**, tiempo de duración del arco (s)
- **x**, factor de distancia.
- **I_{bf}**, corriente de falla (kA)

7.4 Estándar NFPA 70E

La NFPA 70E es una metodología muy adecuada cuando se dispone de información limitada de los parámetros del sistema. La evaluación asume el peor de los casos, que se presenta cuando la impedancia de falla es cero; supone que la corriente del arco eléctrico es igual a la corriente máxima de falla, esta suposición es buena para sistemas superiores a 600V. (5)

El método de calcula desarrollado por esta metodología se presenta a continuación:

Tabla 6. Método de cálculo Estándar NFPA 70E

NFPA 70E	Arco libre	$E = 5271 \cdot D^{-1,8503} \cdot I_{bf}^2 \cdot t \cdot [0,0016 \cdot I_{bf}^2 - 0,0076 \cdot I_{bf} + 0,8938]$
	Arco en Caja (Caja de 20")	$E = 1038,7 \cdot D^{-1,4738} \cdot I_{bf}^2 \cdot t \cdot [0,0093 \cdot I_{bf}^2 - 0,3453 \cdot I_{bf} + 5,9675]$
	Línea o cables eléctricos (1 – 800 kV)	$E = \emptyset \cdot t$

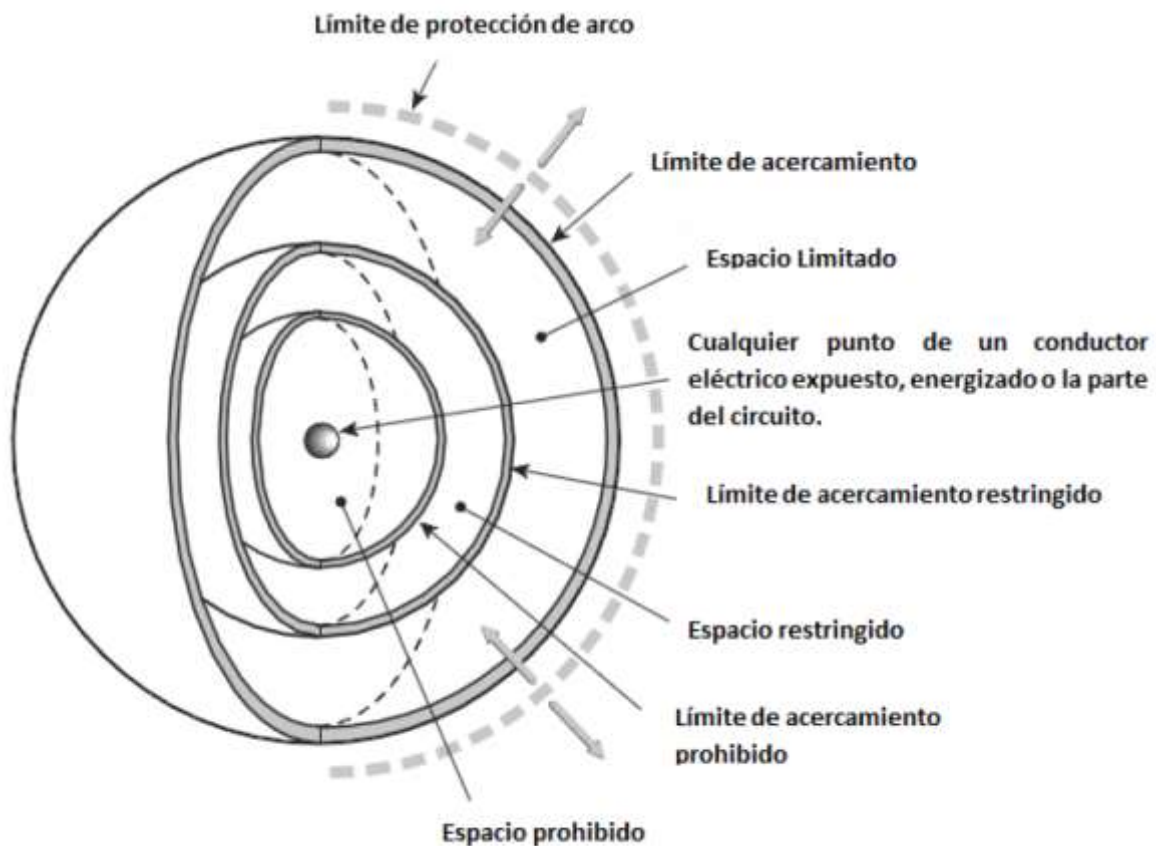
FUENTE: Arc flash: Estimation of thermal incident energy on worker

Dónde:

- **E**, energía calorífica incidente (cal/cm²)
- **D**, distancia de trabajo (pulgadas)
- **I_{bf}**, corriente de falla (kA)
- **t**, tiempo de duración del arco (s). Para las líneas y cables eléctricos, este tiempo, se deriva del tiempo de corte de los dispositivos de protección de la línea.
- **∅**, flujo de calor radiado (cal/(cm²·s)).

El límite de protección definido por el estándar comprende una serie de zonas o fronteras de protección relativas a la seguridad eléctrica.

Figura 5. Fronteras de protección contra arco eléctrico



FUENTE: Estudio de arco eléctrico en la planta industrial SANDWELL

La frontera de protección contra arco es definida como la distancia mínima desde la fuente de arco hasta el punto donde la energía incidente en caso de presentarse una falla de arco eléctrico sería de 5 J/cm^2 ó 1.2 cal/cm^2 , energía suficiente para producir una quemadura curable de segundo grado para una persona que se encuentra expuesta, sin ninguna clase de protección contra arco. Esta distancia varía dependiendo de la corriente de falla disponible en el momento de la falla y del tiempo de despeje del dispositivo de protección aguas arriba. (5)

$$D_B = \sqrt{2.65 \cdot 1.732 \cdot V \cdot I_{bf} \cdot t}$$

Dónde:

- **D_B**, Es la distancia de frontera de protección contra arco (pulgadas)
- **V**, Es la tensión nominal del sistema línea-línea (kV)
- **I_{bf}**, corriente de falla (kA)
- **t**, tiempo de duración del arco (s)

7.5 Método Genérico

Este método es válido para predecir la energía incidente en arcos trifásicos que se presenten al aire abierto o en celdas, es válido para tensiones superiores a 600V y sólo se considera el arco eléctrico trifásico al aire libre.

El método de cálculo desarrollado por esta metodología se presenta en la Tabla 7.

Tabla 7. Método de cálculo Genérico

Método genérico	$E = 5,12 \cdot 10^5 \cdot V \cdot I_{bf} \cdot \left(\frac{t}{D^2} \right)$
<p>E, energía calorífica incidente (cal/cm²) V, tensión nominal (kV) I_{bf}, corriente de falla (kA) D, distancia de trabajo (mm) t, tiempo de duración del arco (s)</p>	

FUENTE: Arc flash: Estimation of thermal incident energy on worker

8. EQUIPOS DE PROTECCIÓN PERSONAL, MÉTODOS DE SEGURIDAD Y NUEVAS ESTRATEGIAS

8.1 EQUIPO DE PROTECCIÓN PERSONAL (EPP)

Para la especificación de los EPP, se debe tener en cuenta las siguientes normas, que aplican para el material de los mismos:

- IEC 61482: La cual establece procedimientos para evaluar y clasificar el material utilizado para los vestidos anti-flamas, que pueden estar expuestos a arco eléctrico.
- Para especificar individualmente los EPP, se podrá hacer uso de las normas especificadas en la NFPA 70E, la cual discrimina elemento por elemento.
 - Protección de la cabeza: ANSI Z89.1
 - Protección de los ojos y cara: ANSI Z87.1
 - Guantes: ASTM D 120-02
 - Mangas: ASTM D 1051-02
 - Calzado: ASTM F 1117-98
 - Guantes y mangas: ASTM F 496-02
 - Inspección visual: ASTM F 1236-01
 - Productos de protección facial: ASTM F 2178-02
 - Ropa: ASTM F 1506-2a

Para la demarcación de las zonas de trabajo y etiquetado de equipos, se podrá hacer uso de las normas ANSI, de la serie Z535. (5)

Figura 6. Clasificación del Riesgo y elección de los EPP

 ADVERTENCIA	
24000 VAC	
Riesgo de electrocución o de arco eléctrico	
1.83 metros (Descargas eléctricas)	Frontera de aproximación limitada (Sólo personas calificadas)
79 cm (Descargas eléctricas)	Frontera de aproximación restringida (EPP requerido)
254 mm. (Descargas eléctricas)	Frontera de aproximación prohibida (EPP requerido)
1.54 metros (Relámpagos de arco)	Frontera de protección contra relámpagos de arco (EPP requerido)
Categoría 1	
EPP requerido(3.4 cal/sq cm)	
Ojos y cabeza	Anteojos de seguridad y casco de seguridad dieléctricos con capucha y carata.
Cuerpo	4 cal/cm ² , camisa resistente al fuego (mangas largas) y pantalones resistentes al fuego (largos), o overol resistente al fuego, ropa de lluvia en caso de necesidad.
Manos y brazos	>60V = herramientas de clase de nivel de tensión + Guantes y protectores de cuero (relámpago de arco) de Clase 3 (mínima) en caso de necesidad.
Pies	Calzado de cuero (arco) si necesario. Calzado dieléctrico o alfombra aisladora (potenciales de paso y de contacto).
Nombre del equipo: 202	

FUENTE: Seguridad con la electricidad, lesiones por arco eléctrico

Todo equipo peligroso instalado o modificado después de 2002, tiene que llevar una etiqueta de advertencia. El equipo no es etiquetado por el fabricante sino por la empresa donde funciona el equipo debido a las configuraciones en las que pueda estar instalado o el circuito en el que se encuentre dispuesto.

Información ubicada en la etiqueta:

- Tipo/Nombre del equipo
- Voltaje
- Corriente de formación de máximo arco eléctrico disponible
- Conexión a tierra
- Distancia normal para realizar el trabajo
- Energía incidente
- Límite de protección contra el arco eléctrico

- Límite de aproximación limitado
- Límite de aproximación restringido
- Límite de aproximación prohibido
- Nivel de EPP / Categoría de Peligro
- Ropa protectora típicamente llevada
- Índice de voltaje requerido para los guantes

8.1.1 Categoría Nivel 0

Requerido cuando los niveles de energía del arco eléctrico son iguales a 2 cal/cm^2 o menores y a una distancia de 18 pulgadas de la fuente del arco eléctrico.

- Ropa no fundente
- Camisa de mangas largas
- Pantalones largos
- Lentes de seguridad
- Tapones auditivos
- Guantes de cuero

8.1.2 Categoría Nivel 1

Requerido cuando los niveles de energía del arco eléctrico alcanzan los 4 cal/cm^2 a una distancia de 18 pulgadas de la fuente del arco eléctrico.

- Ropa ignífuga
- Camisa de Mangas Largas con certificación para arco
- Pantalones largos con certificación para arco

- Overoles con certificación para arco
- Mascaras protectores con certificación para arco
- Chaqueta con certificación para arco
- Casco de seguridad
- Lentes de seguridad
- Tapones auditivos
- Guantes de cuero
- Zapatos de trabajo de cuero

8.1.3 Categoría Nivel 2

Requerido cuando los niveles de energía del arco eléctrico alcanzan los 8 cal/cm² a una distancia de 18 pulgadas de la fuente del arco eléctrico.

- Ropa ignifuga
- Camisa de Mangas Largas con certificación para arco
- Pantalones largos con certificación para arco
- Overoles con certificación para arco
- Mascaras protectores con certificación para arco
- Chaqueta con certificación para arco
- Casco de seguridad
- Manual para el instructor
- Lentes de seguridad
- Tapones auditivos
- Guantes de cuero
- Zapatos de trabajo de cuero

8.1.4 Categoría Nivel 3

Requerido cuando los niveles de energía del arco eléctrico alcanzan los 25 cal/cm²

- Chaqueta del traje de protección contra los arcos eléctricos con certificación para arco.
- Pantalones del traje de protección contra los arcos eléctricos con certificación para arco.
- Protector facial de la capucha del traje de protección contra los arcos eléctricos con certificación para arco.
- Chaqueta con certificación para arco
- Casco de seguridad
- Funda ignífuga para el casco de seguridad
- Lentes de seguridad
- Tapones auditivos
- Guantes de cuero con certificación para arco
- Manual para el instructor
- Zapatos de trabajo de cuero

8.1.5 Categoría Nivel 4

Requerido cuando los niveles de energía del arco eléctrico son iguales a 25 cal/cm² o mayores.

- Ropa ignífuga
- Camisa de Mangas Largas con certificación para arco
- Pantalones largos con certificación para arco
- Overoles con certificación para arco

- Chaqueta del traje de protección contra los arcos eléctricos con certificación para arco.
- Pantalones del traje de protección contra los arcos eléctricos con certificación para arco
- Protector facial de la capucha del traje de protección contra los arcos eléctricos con certificación para arco
- Una chaqueta con certificación para arco
- Caso de seguridad (Capucha)
- Funda interior ignífuga para el casco de seguridad
- Lentes de seguridad
- Tapones auditivos
- Guantes de cuero con certificación para arco
- Zapatos de trabajo de cuero
- Manual para el instructor

8.2 MÉTODOS DE SEGURIDAD DEL PERSONAL OPERATIVO

Panoramas De Riesgo

Es un documento en el cual se informa a los operadores de los requerimientos del trabajo a desarrollar. Particularmente, se emplea para prevenirlos de riesgos potenciales. Según las normas OSHA el panorama de riesgo debe incluir.

- Riesgos asociados al trabajo.
- Precauciones especiales a tomar.
- Procedimientos de control de energía.
- EPP.

¿Cuándo se deben emplear panoramas de riesgo?

- Al comenzar un turno de trabajo.
- Al realizar una tarea nueva.
- Al presentarse una modificación en el entorno.
- Cuando se requiera personal adicional para la finalización de un trabajo en ejecución.

Trabajo en Circuitos Energizados o Desenergizados

Toda normatividad regulatoria sobre seguridad eléctrica, es clara en su requerimiento de desenergizar un circuito antes de la realización de trabajos en este por parte del personal.

Se establece que todos los circuitos y sus componentes a los cuales los operadores puedan estar expuestos, se deben desenergizar antes de comenzar cualquier trabajo.

Lo anterior basado en:

- Todo trabajo o labor que se realice en circuitos energizados y que puedan ser replanteados de forma que su realización se haga con el circuito desenergizado, se debe llevar a cabo de esta manera.
- La disminución o pérdida de producción no es una razón aceptable para permitir el trabajo en circuitos energizado.
- Los trabajos de reparación se deben realizar en lo posible con los circuitos desenergizados.
- El operador debe tomar la decisión de desenergizar o no el circuito, siendo esta decisión libre de cualquier tipo de repercusión por parte de los supervisores.

Aumento de la distancia de trabajo

Se parte del hecho que la energía incidente es inversamente proporcional al cuadrado de la distancia al punto posible de arco. La distancia puede ser reducida empleando dispositivos de operación remota y herramientas de extensión como pértigas. (9)

8.3 NUEVAS ESTRATEGIAS PARA LA MITIGACIÓN DE FALLAS ELÉCTRICAS

Cuchilla de Puesta a Tierra Rápida

El sistema funciona según el principio de que la liberación incontrolada de energía producida por un arco interno se impide mediante una rápida puesta a tierra trifásica. Este tipo de conexión, que se caracteriza por una impedancia muy baja, hace que la corriente de cortocircuito de una avería por formación de arco se conmute inmediatamente al interruptor de puesta a tierra de acción rápida y apague el arco.

(UFES: Ultra Fast Earthing Switch) contiene tres elementos de conmutación primarios completos y una unidad de disparo rápido además consta de una cámara de vacío de dos partes encapsulada en resina epoxi para protegerla del entorno. La detección se hace por monitoreo de luz y corriente, el tiempo de conmutación es menor a 1.5ms y el tiempo de extinción aproximadamente menor a 4ms (8).

Figura 7. Principio de funcionamiento

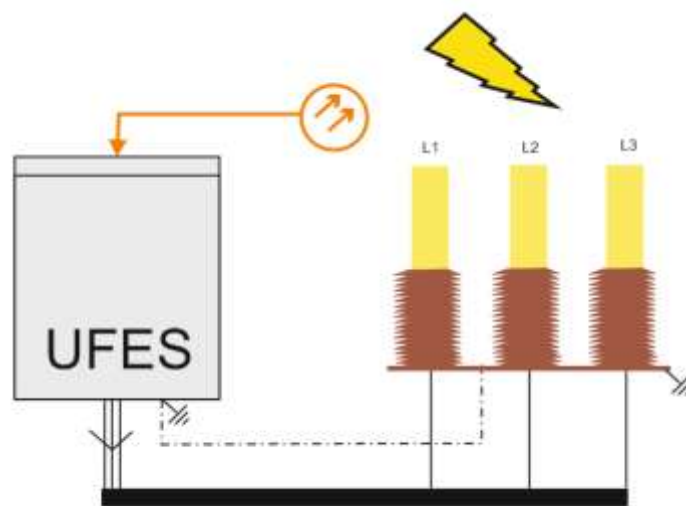
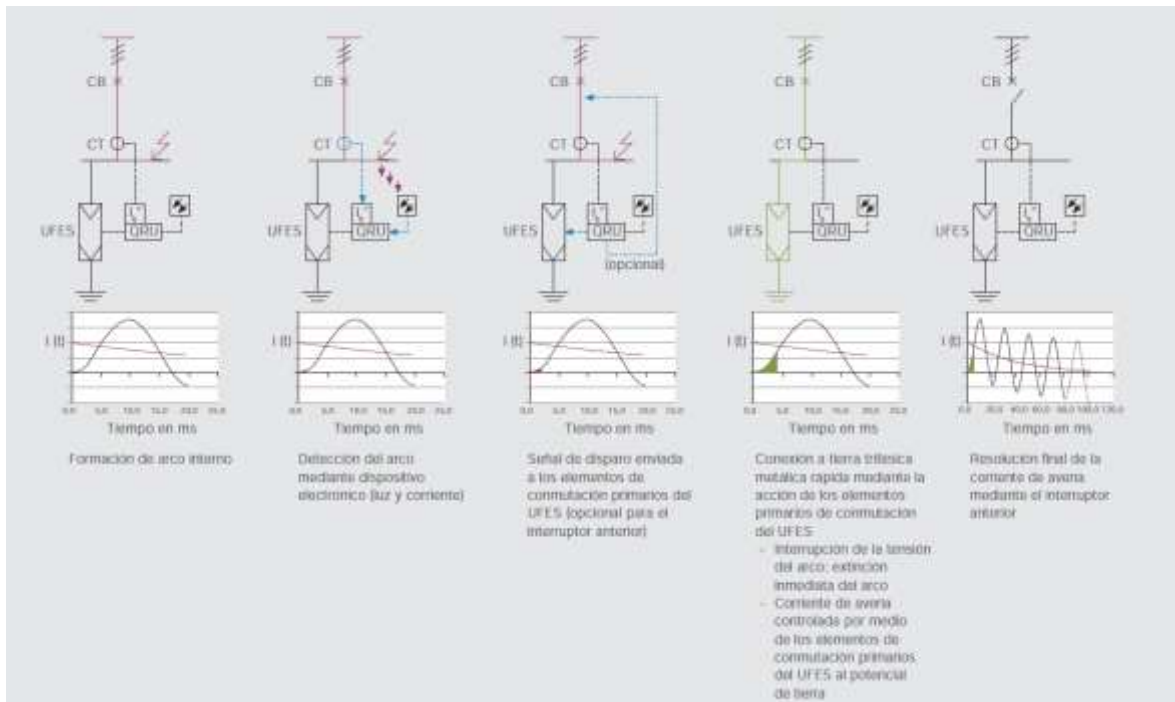


Figura 8. Secuencia de eventos



FUENTE: ABB. Ultra-Fast Earthing Switch (8)

En la figura anterior podemos observar en primera instancia la formación del arco, el dispositivo electrónico opera y la falla presentada es detectada, al ser detectada la falla se emite la señal de disparo que es enviada a los elementos de conmutación del UFES.

Emitida la señal de conmutación se realiza la conexión a tierra trifásica metálica a través de los elementos de conmutación, en esta instancia se realiza la extinción inmediata del arco y por último se deja de alimentar la falla conmutando el interruptor aguas arriba de la falla.

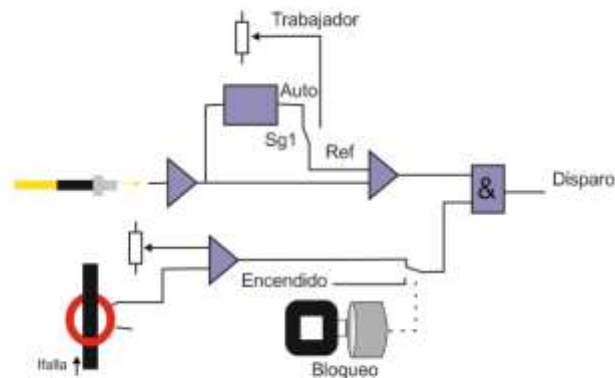
Fibra Óptica

Un método novedoso emplea la fibra óptica como detector de flameo. La fibra óptica puede tener longitudes superiores a los 60m. Se emplean fibras plásticas con un recubrimiento de vidrio y se distribuyen a través de todos los compartimientos de alta tensión, donde pueda haber peligro potencial de ocurrencia de arco.

Cuando la fibra sea expuesta a un arco, el rápido incremento de la intensidad de la luz será detectado por el relé. No se necesita de cables galvanizados o fotoceldas en los compartimientos de alta tensión. La sensibilidad del relé a la luz puede ser ajustada manualmente o controlada automáticamente.

En la Figura 11 se presenta el diagrama de bloques que ilustra la dinámica utilizada con el fin de emplear la fibra óptica en un esquema de protección para la emisión de la señal de accionamiento ante un evento de arco eléctrico.

Figura 9. Diagrama de bloques de un relé con detección de arco



9. DESARROLLO DEL APLICATIVO PARA EL CÁLCULO DEL RIESGO ELÉCTRICO Y ESTIMACIÓN DE EPP

En este apartado se presenta el desarrollo elaborado para el cálculo estimativo del nivel de riesgo ante flameo por arco, el objetivo es servir de fundamentación en estudios detallados de riesgo y proponer soluciones básicas para disminuir el riesgo sobre operadores.

Como se podrá observar en las líneas de código, se realiza el cálculo de la energía incidente para cada uno de los estándares al igual que la distancia de frontera. Vale la pena ratificar que el aplicativo considera el arco al aire libre, por lo tanto se podrá corroborar que las constantes empleadas en los métodos de cálculo para los diferentes estándares corresponden a la característica de arco al aire libre.

9.1 Estándar IEEE 1584-2002

Figura 10. Cálculo Energía Incidente estándar IEEE1584-2002 implementación

```
if (vnom < 1000)
{
    Ifa = Math.Pow(10, kIconst + 0.042 * Math.Log10(IFaIa) + 0.0946 * (vnom / 1000) + 0.000526 * distCon + 0.5388 * (vnom/1000) * Math.Log10(IFaIa) - 0.00304 * distCon * Math.Log10(IFaIa));
}
if (vnom >= 1000 && vnom < 15000)
{
    Ifa = Math.Pow(10, 0.00002 + 0.042 * Math.Log10(IFaIa));
}
energiaCalNorm = Math.Pow(10, kIconst + kDconst + 1.001 * Math.Log10(Ifa) + 0.0011 * distCon);
if (vnom < 1000)
{
    efaI;
}
else
{
    efaI;
}
energiaCalIEE = cf * energiaCalNorm * (double.Parse(this.textBoxArcoIEEE.Text, nfi) / 0.2) * (Math.Pow(0.16, distF) / Math.Pow(dist, distF));
```

Figura 11. Cálculo Distancia de Frontera estándar IEEE1584-2002 implementación

```
distFronteraIEEE = 610 * Math.Pow((4.184 * cf * energiaCalNorm * (double.Parse(this.textBoxArcoIEEE.Text, nfi) / 0.2) * (1 / 5)), (1/2));
this.textBoxFrontera.Text = distFronteraIEEE.ToString(nfi);
this.textBoxEnergia.Text = energiaCalIEE.ToString(nfi);

//this.dataGridView2.DataSource = tablaArcoIEEE;
resultados.FrontProt = distFronteraIEEE;
resultados.Vnom = vnom;
resultados.EnergInc = energiaCalIEE;
resultados.DistTrab = double.Parse(this.textBoxDtrabIEEE.Text, nfi);
this.btnRecon.Enabled = true;
```


9.2 Estándar NFPA 70E

Figura 12. Cálculo Energía Incidente estándar NFPA 70E implementación

```
*****NFPA*****
//*****
IF (this.radioNFPA.Checked && this.textBoxDarco.Text != "" && this.textBoxDtrab.Text != "" && this.textBoxVnomNFPA.Text != "" )
{
    double distFronteraNFPA;
    double energiaArcoLibre;
    double e1;
    double e2;
    double iFalla;
    string iFalla1;
    dist = double.Parse(this.textBoxDtrab.Text,nfi) * 0.393708787;
    iFalla1 = this.textBoxI.Text.ToString().Replace(',','.');
    iFalla = double.Parse(iFalla1, nfi);
    vnom = double.Parse(this.textBoxVnomNFPA.Text, nfi);
    if (vnom > 600)
    {
        energiaArcoLibre = 793 * Math.Pow(dist, -2) * vnom * iFalla * double.Parse(this.textBoxDarco.Text, nfi);
    }
    else
    {
        e1 = 5271 * Math.Pow(dist, -1.9593) * double.Parse(this.textBoxDarco.Text, nfi);
        e2 = 0.0016 * Math.Pow(iFalla, 2) - 0.0076 * iFalla + 0.8938;
        energiaArcoLibre = e1 * e2;
    }
}
}
```

Figura 13. Cálculo Distancia de Frontera estándar NFPA 70E implementación

```
distFronteraNFPA = 25.4*Math.Sqrt(2.65 * 1.732 * vnom/1000 * iFalla * double.Parse(this.textBoxDarco.Text, nfi));
this.textBoxFrontera.Text = distFronteraNFPA.ToString(nfi);
this.textBoxEnergia.Text = energiaArcoLibre.ToString(nfi);
resultados.FrontProt = distFronteraNFPA;
```

9.3 Método Genérico

Figura 14. Cálculo Energía Incidente Método Genérico

```
double distFronteraGen;
double energiaCalGen;
double iFalla;
string iFalla1;
dist = double.Parse(this.textBoxDtrabGen.Text,nfi) * 10;
iFalla1 = this.textBoxI.Text.ToString().Replace(',','.');
iFalla = double.Parse(iFalla1,nfi);
vnom = double.Parse(this.textBoxVnomGen.Text,nfi);
energiaCalGen = 3.12 * Math.Pow(10, 5) * (vnom/1000) * iFalla * (double.Parse(this.textBoxDarcoGen.Text,nfi)/Math.Pow(dist,2));
```

Figura 15. Cálculo Distancia de Frontera Método Genérico implementación

```
distFronteraGen=Math.Sqrt(2.142*Math.Pow(10,6)*vnom/1000*iFalla*(double.Parse(this.textBoxDarcoGen.Text,nfi)/5));
this.textBoxFrontera.Text = distFronteraGen.ToString(nfi);
this.textBoxEnergia.Text = energiaCalGen.ToString(nfi);
resultados.FrontProt = distFronteraGen;
```

9.4 Comparación de resultados Aplicativo Riesgo Eléctrico

Para corroborar la precisión del aplicativo, seleccionamos de la biografía utilizada en el desarrollo de este trabajo de grado, algunos ejemplos o ejercicios en donde se realiza el cálculo de la energía incidente, calculamos un porcentaje de error que nos ilustra el grado de veracidad de la herramienta elaborada.

9.5 Verificación Cálculo Energía Incidente estándar IEEE 1584-2002

Figura 16. Figure B.13 (10) Arc flash reported in spreadsheet

Bus kV	Device Name	Device Function	Equip Type	Arc Gap (mm)	Bolted Fault (kA)	Estm AF (kA)	Trip Time (sec)	Opening Time (sec)	Arc Time (sec)	Estm AF Boundary (inches)	Working Distance (inches)	Incident Energy (cal/cm2)
0.48	BL-3		Switchgear	32	23.106	17.017	0.05	0	0.05	31.5	18	2.7
	BL-1		Switchgear	32	18.706	14.132	0.34	0	0.34	99.6	18	18.7
	BL-4		Switchgear	32	23.133	17.034	0.19	0	0.19	67.1	18	10.4
	BL-2		Switchgear	32	21.89	16.234	0.19	0	0.19	67.1	18	10.4

FUENTE: Practical Solution Guide to Arc Flash Hazards_IEEE1584

Por lo tanto se procede a seleccionar el método utilizado en la hoja de cálculo y se realiza la comparación respecto a la primera línea, vale la pena resaltar que el aplicativo permite modificar la corriente de falla con el fin de dar flexibilidad a la hora de analizar una banda de valores.

Figura 17. Cálculo de la energía incidente a través del Aplicativo según IEEE 1584-2002

$$\%Error = \left(\frac{|2.7 - 2.1782|}{2.7} \right) \cdot 100\% \rightarrow \%Error = 19,32\%$$

9.6 Verificación Cálculo Energía Incidente estándar NFPA 70E

Figura 18. Spreadsheet by Cooper Bussman (11)

Incident Energy (E) Calculation - Three-Phase, Arcs in **Open Air**

Lee Equation solved for E with D not specified - NFPA 70E Annex D.6: $E = 793 \times F \times V \times tA / D^2$

V (kV)	0.48
F (kA)	22.6
tA (sec)	0.1
D (in)	18
E (cal/cm ²)	2.66

1/4 cycle (0.004 sec) for current-limiting fuses when arcing 5kV and 15kV if operating in instantaneous trip - otherwise

FUENTE: Spreadsheet by Cooper Bussman (11)

En la anterior hoja de cálculo se especifican las condiciones dadas a un nivel de tensión de 480V para presentarse un arco eléctrico con una energía incidente de 2.66 cal/cm² a una distancia de trabajo de 18 pulgadas y una duración de arco de 0,1s. Se procedió a ingresar las características en el aplicativo y realizar el cálculo según la NFPA 70E.

Figura 19. Cálculo de la energía incidente a través del Aplicativo según NFPA 70E

Selecciónar método de cálculo

- NFPA 70E
- IEEE 1584
- Genérico

NFPA 70E

Ingresar tensión nominal [V]
480

Ingresar Tiempo de duración del arco [s]
0.1

Ingresar Distancia de trabajo [cm]
45.72

Selecciónar Punto de Cálculo

Corriente de falla [kA]
22.6

Calcular

Energía Incidente [cal/cm²]
2.81675097278003


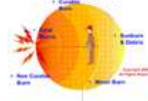


Distancia Frontera [mm]
56.6768148646305

Ver Recomendaciones

$$\%Error = \left(\frac{|2.66 - 2.8167|}{2.66} \right) \cdot 100\% \rightarrow \%Error = 5.89\%$$

9.7 Verificación Cálculo Energía Incidente Método Genérico

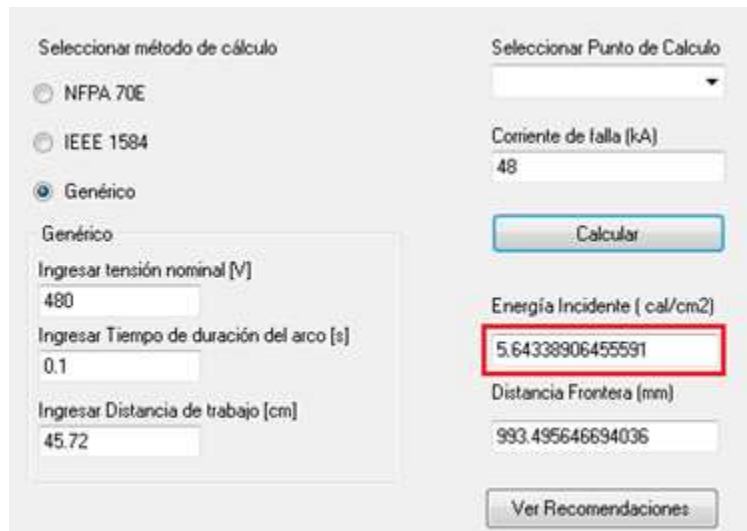
Figura 20. Spreadsheet by ATC Consulting Services

Lee's Calculation Method						Expire Date	2015-09-14					
		$E = (2.14 \times 10^8 V I_b t D^2)$					$E = (2.14 \times 10^8 V I_b t D^2)$					
		E - is incident energy (Cal/cm ²)					E - is incident energy (J/cm ²)					
		V - is system voltage (kV)					V - is system voltage (kV)					
		t - is arcing time (cycles)					t - is arcing time (seconds)					
		D - is distance from possible arc point to person (inches)					D - is distance from possible arc point to person (mm)					
I _{bf} - is bolted fault current				I _{bf} - is bolted fault current								
Inches & Cycles						Millimeters & Seconds						
Case #	System Volts kV	Bolted I _{bf} kA	Time Cycles	Work Distance Inches	E cal/cm ²	Case #	System Volts kV	Bolted I _{bf} in kA	Time Seconds	Work Distance mm	E cal/cm ²	
Case # 1	0.5 kV	24.0	6	18	2.82	Case # 1	0.48	48	0.1	457.2	5.64	
	2000 KVA PadMount						2000 KVA Padmounted Xfmr					
Case # 2					0.00	Case # 2					0.00	
Case # 3					0.00	Case # 3					0.00	
Case # 4					0.00	Case # 4					0.00	
Case # 5					0.00	Case # 5					0.00	
Case # 6					0.00	Case # 6					0.00	
Case # 7					0.00	Case # 7					0.00	
Case # 8					0.00	Case # 8					0.00	
Case # 9					0.00	Case # 9					0.00	
Case # 10					0.00	Case # 10					0.00	
Case # 11					0.00	Case # 11					0.00	
Case # 12					0.00	Case # 12					0.00	
						<p>Flash Distances determine if work is energized.</p> <ul style="list-style-type: none"> • Curable Burn • Fatal Burns • Sunburn 						
<p>ATC Consulting Services</p> <p>972-889-9075</p> <p>Fax 972-889-9135</p> <p>Info@atc-trng.com</p> <p>www.atc-trng.com</p>						<p>Associated Training Corporation Leaders in Technical & Safety Training & Consulting Services - Contact us for Arc Flash Analysis Training & Consulting Services</p>						

FUENTE: Spreadsheet by ATC Consulting Services

Como se aprecia en la figura anterior se realiza el cálculo de la energía incidente según el Método Genérico o (Lee's Method) teniendo en cuenta el tiempo en ciclos o en segundos, para efectos de la interfaz del aplicativo los cálculos se realizan teniendo en cuenta la duración del arco en (s).

Figura 21. Cálculo de la energía incidente a través del Aplicativo según Método Genérico



Selección	Valor
Selección método de cálculo	Genérico
Selección Punto de Cálculo	[Dropdown]
Corriente de falla (kA)	48
Ingresar tensión nominal [V]	480
Ingresar Tiempo de duración del arco [s]	0.1
Ingresar Distancia de trabajo [cm]	45.72
Energía Incidente (cal/cm²)	5.64338906455591
Distancia Frontera (mm)	993.495646694036

$$\%Error = \left(\frac{|5.64 - 5.6433|}{5.64} \right) \cdot 100\% \rightarrow \%Error = 0.05\%$$

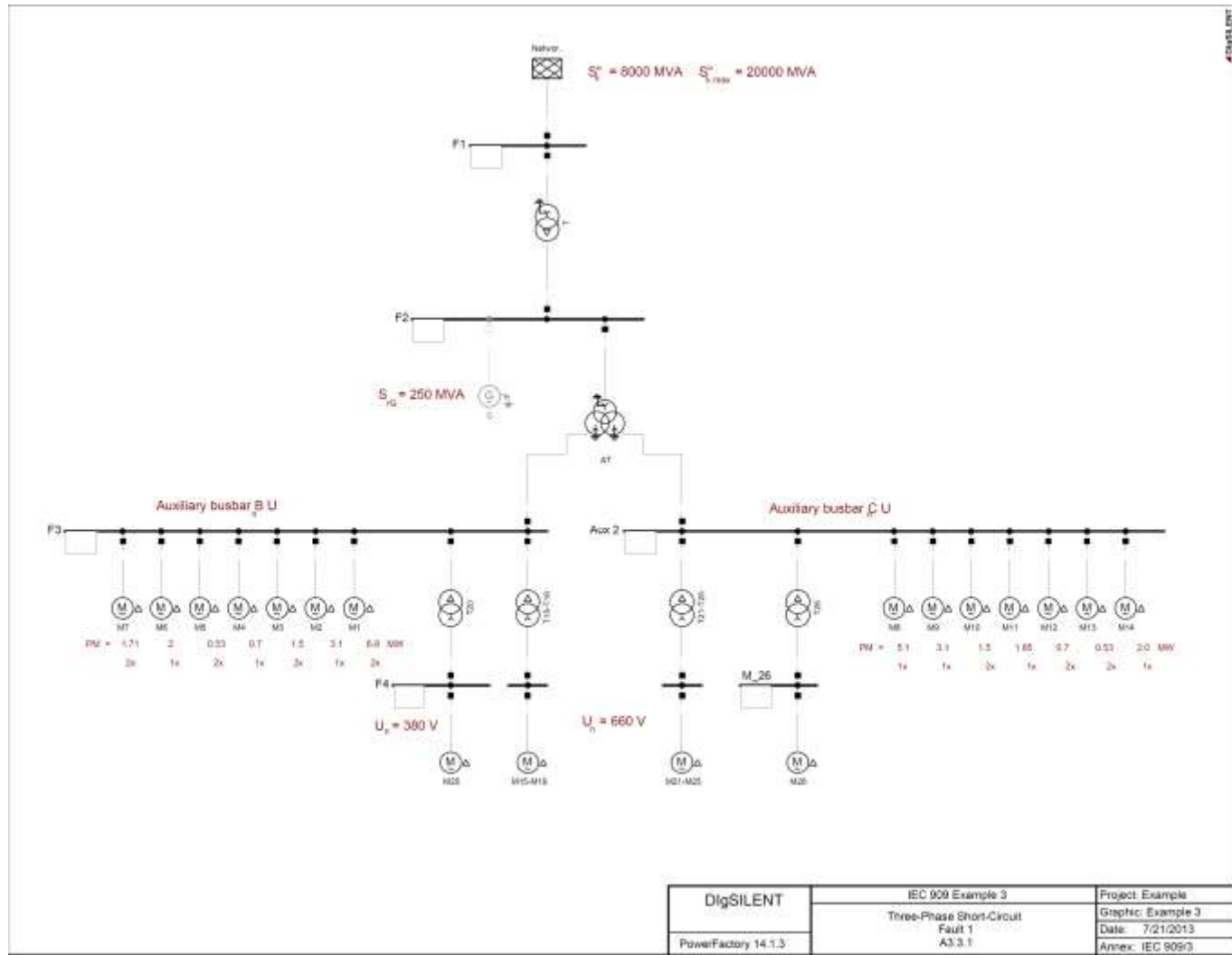
Por lo tanto, conforme a las verificaciones realizadas y al cálculo de las desviaciones anteriormente descritas para los ejercicios anteriores se concluye que la máxima desviación se presenta en el Método de Cálculo del estándar IEEE 1584-2002, no obstante la máxima desviación corresponde al 19,32% del valor obtenido a través del aplicativo, lo cual da la idea que el modelo empleado sigue la tendencia propuesta por el estándar.

De igual forma cabe la pena resaltar que dicho modelo es más propenso a divergencias debido a que maneja una mayor cantidad de parámetros.

10. RED UNIFILAR IEC 909 EXAMPLE 3

Para el caso de estudio de este proyecto se escogió una red industrial tipo “benchmark”, en la que se pueden analizar gran cantidad de escenarios propios de una red de este tipo. La red elegida es la IEC 909 EXAMPLE 3 que se muestra en la Figura 24.

Figura 22. Diagrama Unifilar IEC 909 - Example 3



10.1 Características Técnicas

Como se puede observar en el diagrama unifilar anterior, la red cuenta con los siguientes equipos a considerar para realizar una coordinación adecuada, las magnitudes obtenidas en las tablas son producto de ejecutar un flujo de carga balanceado a través del DIgSILENT PF.

Tabla 8. Barras IEC 909 – Example 3

BARRAS				
Name	Nom.L-L Volt.	UI, Magnitude	u, Magnitude	U, Angle
	kV	kV	p.u.	deg
Aux 2	10	9,300812	0,9300812	-149,9499
F1	220	220	1	0
F2	21	19,04579	0,9069422	-149,9923
F3	10	9,234659	0,9234659	-149,9359
F4	0,38	0,3644482	0,9590743	60,19775
M_26	0,38	0,367059	0,9659447	60,18373
TM	0,66	0,6350223	0,962155	60,13429
TM1	0,66	0,6395714	0,9690475	60,12026

Tabla 9. Motores Asíncronos IEC 909 – Example 3

MOTORES ASÍNCRONOS								
Name	Nominal Voltage	Power Factor	Nominal Apparent Power	Rated Mechanical Power	Efficiency at nominal Operation	Nominal Frequency	No of Pole Pairs	Connection
	kV		kVA	kW	%	Hz		
Tp-M1	10	0,89	7828,33	6800	97,6	50	2	D
Tp-M11	10	0,85	2269,521	1850	95,9	50	3	D
Tp-M15-19	0,66	0,8	1250	900	90	50	3	D
Tp-M2/9	10	0,85	3802,981	3100	95,9	50	2	D
Tp-M20	0,38	0,8	1390	1000	89,92805	50	3	D
Tp-M3/10	10	0,88	1771,877	1500	96,2	50	1	D
Tp-M4/12	10	0,85	865,0519	700	95,2	50	3	D
Tp-M5/13	10	0,75	745,429	530	94,8	50	5	D
Tp-M6/14	10	0,85	2450,98	2000	96	50	3	D
Tp-M7	10	0,95	2095	1710	85,91885	50	3	D
Tp-M8	10	0,87	6024,737	5100	97,3	50	3	D

Tabla 10. Red Externa IEC 909 – Example 3

RED EXTERNA							
Name	Terminal	Bus T.	Active Power	Reactive Power	Apparent Power	u, Magnitude	Power Factor
	Busbar		MW	Mvar	MVA	p.u.	
Network Feeder	F1	PV	0,02013549	14,85792	14,85794	1	0,0013552

Tabla 11. Transformadores IEC 909 – Example 3

TRANSFORMADORES BIDEVANADO

Name	rtd. Pow.	Nominal Frequency	HV-rtd. Volt.	LV-Rtd. Volt.	Shc Volt .	Cop .Los .	Re (ShcVolt.)	Ratio X/R	x1	r1
	MVA	Hz	kV	kV	%	kW	%		p.u.	p.u.
10/0.4 kV 1.6 MVA	1,6	50	10	0,4	6	16,5	1,03125	5,7316	0,05910712	0,0103125
10/0.7 kV 2.5 MVA	2,5	50	10	0,693	6	23,5	0,94	6,304159	0,05925909	0,0094
240/21 kV 250 MVA	250	50	240	21	15	520	0,208	72,10845	0,1499856	0,00208

TRANSFORMADORES TRIDEVANADO

Name	HV-rtd. Pow.	MV-rtd. Pow.	LV-rtd. Pow.	HV-rtd. Volt.	MV-rtd. Volt.	LV-rtd. Volt.	HV-Vec. Grp.	HV-Ph. Shift	MV-Vec. Grp.	MV-Ph. Shift
	MVA	MVA	MVA	kV	kV	kV		*30deg		*30deg
Aux Tp3	25	25	25	21	10,5	10,5	YN	0	YN	0

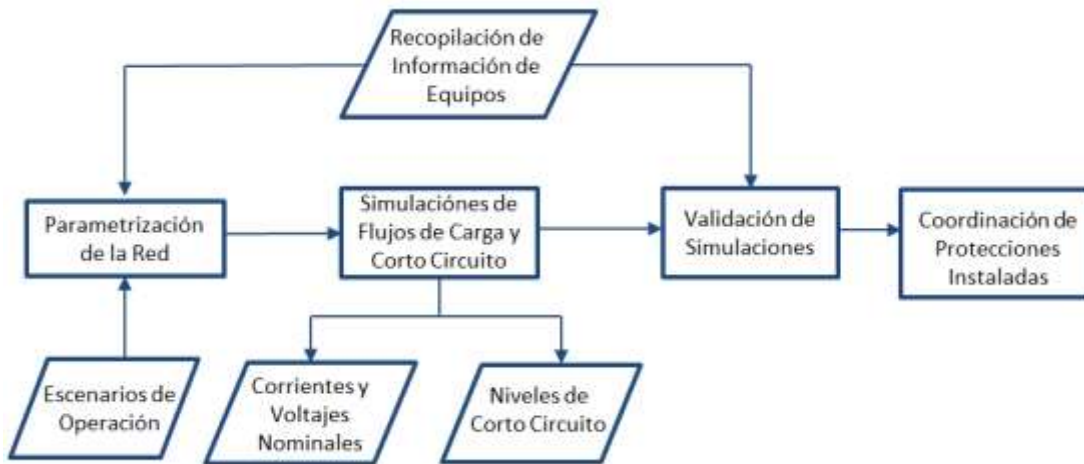
10.2 Metodología de estudio para la coordinación de protecciones

La siguiente metodología será implementada con el fin de cumplir una adecuada coordinación de protecciones de la Red Industrial IEC 909 - Example 3 implementada para nuestro estudio.

- Realizar la indagación de los componentes eléctricos que componen el sistema al igual que sus principales características.
- Elaborar el modelo del sistema en un software para estudios eléctricos, en este caso se utilizó un modelo ya existente. Una red tipo “benchmark” incluida en el DlgSILENT PF versión 14.1.
- Parametrizar los interruptores y relés empleados para la protección de la red, ingresando al modelo ya planteado las curvas de daño de los equipos eléctricos asociados a dicho sistema de protección.
- Simular los diferentes escenarios posibles de operación que se pueden presentar en el sistema para corroborar la validez y utilidad del modelo.
- Ajustar los elementos de protección eléctrica de sobrecorriente de fases, con funciones de tiempo definido, inversas e instantáneas parametrizadas anteriormente.
- Analizar la coordinación de los dispositivos de protección eléctrica verificando el correcto desempeño de los relés de protección y/o elementos de interrupción del suministro por sobrecorriente, mediante el estudio y evaluación de las gráficas elaboradas en DlgSILENT PF, buscando cumplir con los principales criterios de coordinación.

El diagrama de flujo de la metodología a seguir es presentado a continuación.

Figura 23. Metodología del estudio



10.3 Modos de Operación de la red eléctrica

Se crearon tres (3) escenarios que representan de manera completa los diferentes modos de operación que se puedan presentar en una red industrial típica.

- **Operación Nominal:** Alimentación por red externa, barraje con mayor número de motores en funcionamiento.
- **Operación Demanda Máxima:** Alimentación por red externa, todos los motores en funcionamiento.
- **Operación en Despacho Mínimo:** Alimentación por red externa, barraje con menor número de motores en funcionamiento.

Por lo tanto se presenta a continuación el listado de los equipos de la red y su condición de estado teniendo en cuenta el escenario de operación en el que se encuentran, con el fin de encontrar las condiciones críticas de cargabilidad del sistema y los aportes de los equipos, para encontrar el nivel máximo de cortocircuito en el sistema.

Tabla 12. Modos de Operación

DESIGNACIÓN	DESCRIPCIÓN	MODO DE OPERACIÓN		
		D. Máxima	Nominal	D. Mínima
Network Feeder	Red Externa	✓	✓	✓
F1	Barra 220 kV	✓	✓	✓
F2	Barra 21 kV	✓	✓	✓
Aux 2	Barra 10 kV	✓	x	✓
F3	Barra 10 kV	✓	✓	x
TM	Barra 0,66 kV	✓	✓	x
TM1	Barra 0,66 kV	✓	x	✓
F4	Barra 0,38 kV	✓	✓	x
M_26	Barra 0,38 kV	✓	x	✓
AT	Trf. Tridevanado	✓	✓	✓
T	Trf. Bidevanado	✓	✓	✓
T20	Trf. Bidevanado	✓	✓	x
T15-T19	Trf. Bidevanado	✓	✓	x
T21-T25	Trf. Bidevanado	✓	x	✓
T26	Trf. Bidevanado	✓	x	✓
M1	Motor 6800 kW	✓	✓	x
M2	Motor 3100 kW	✓	✓	x
M3	Motor 1500 kW	✓	✓	x
M4	Motor 700 kW	✓	✓	x
M5	Motor 530 kW	✓	✓	x
M6	Motor 2000 kW	✓	✓	x
M7	Motor 1710 kW	✓	✓	x
M15-M19	Motor 900 kW	✓	✓	x
M20	Motor 1000 kW	✓	✓	x
M8	Motor 5100 kW	✓	x	✓
M9	Motor 3100 kW	✓	x	✓
M10	Motor 1500 kW	✓	x	✓
M11	Motor 1850 kW	✓	x	✓
M12	Motor 700 kW	✓	x	✓
M13	Motor 530 kW	✓	x	✓
M14	Motor 2000 kW	✓	x	✓
M21-M25	Motor 900 kW	✓	x	✓
M26	Motor 1000 kW	✓	x	✓

Teniendo en cuenta los modos de operación expuestos, se realizan simulaciones en DIgSILENT PF para obtener los flujos de carga y las corrientes de cortocircuito mínimas y máximas. Presentando así los resultados de simulación que proyectaron corrientes de falla de mayor magnitud, expuestas en el modo de operación de Demanda Máxima.

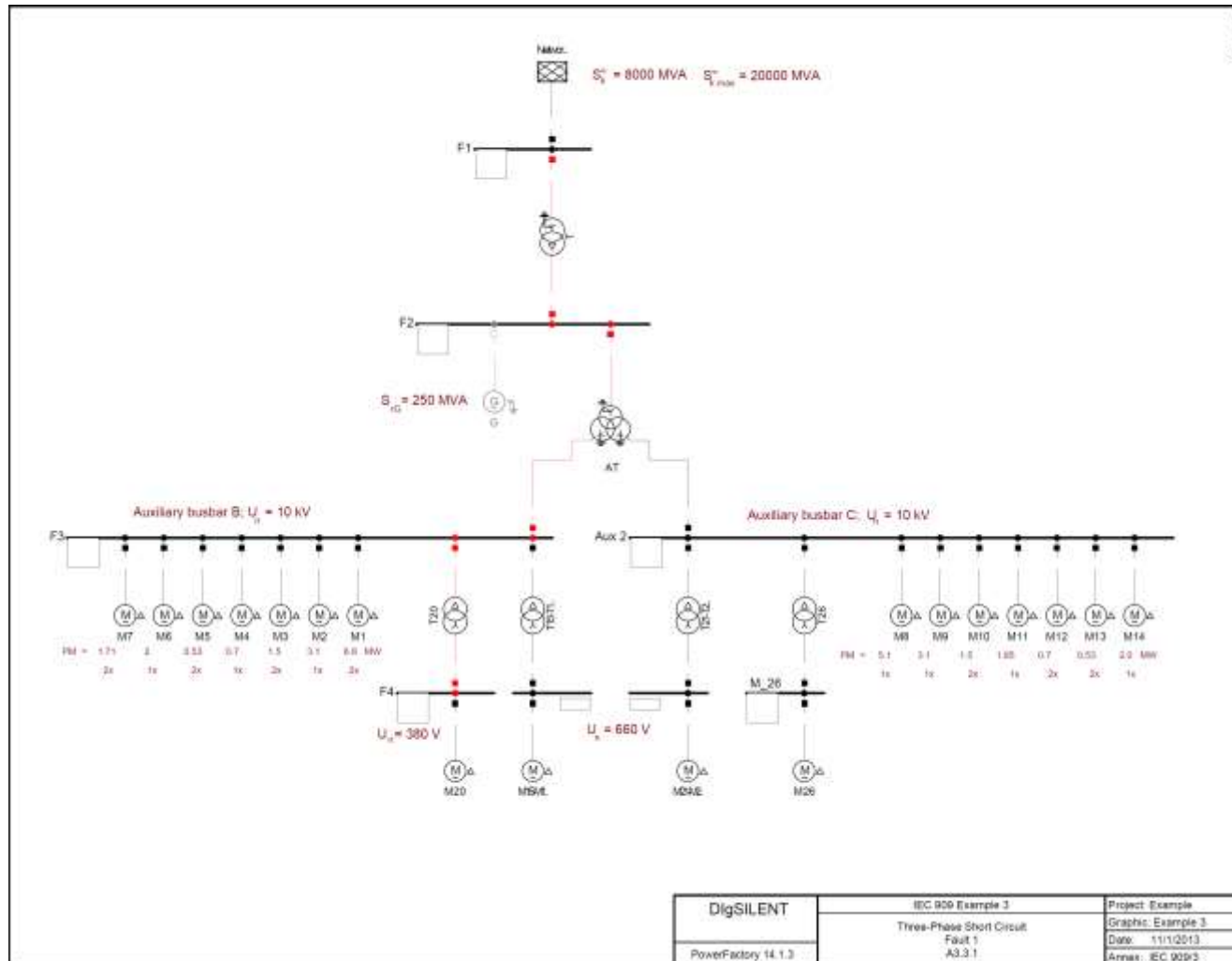
Tabla 13. Resultado de simulación de cortocircuito en barraje y transformadores

Elemento	Ik" HV-Side [kA]	Ik" MV-Side [kA]	Ik" LV-Side [kA]	Ik" 3f [kA]	
				Min	Max
T	0,455		43,802		
AT	6,354	16,881	16,975		
T20	0,384		37,410		
T15 – T19	1,893		116,995		
B_Aux 2				24,043	24,556
B_F1				21,217	21,449
B_F2				46,713	50,128
B_F3				0	27,176
B_F4				0	48,271
M_26				47,969	48,024
TM				0	144,845
TM1				139,326	140,293

En las simulaciones realizadas en los barrajes de la red se puede visualizar las altas corriente de cortocircuito a las que están expuestas en teoría los operarios de la red industrial en cuestión, con magnitudes que alcanzan los 21,21 kA en fallas trifásicas.

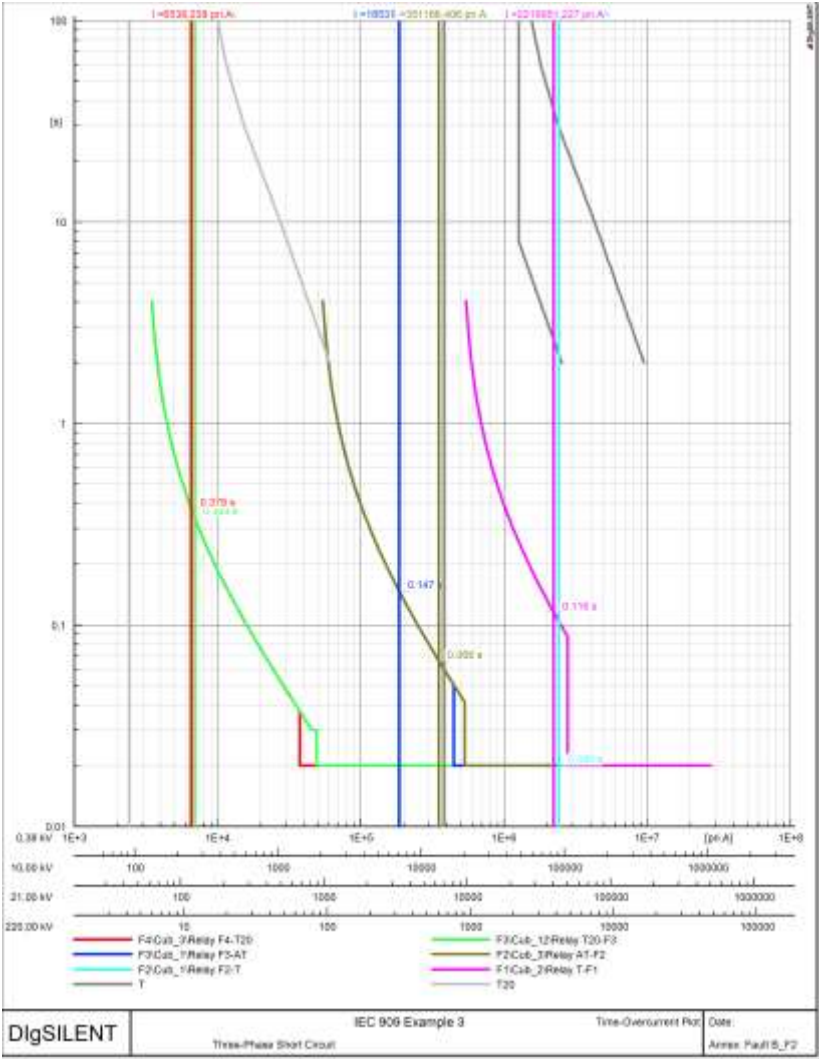
10.4 Disposición de los elementos de protección de sobrecorriente

Figura 24. Disposición de relés de sobrecorriente



Respecto a la configuración inicial de los relés, es común en la industria visualizar dos casos, el primero es ver elementos de protección con una ventana tecnológica obsoleta debido a que los incidentes por cuenta de estos han sido mínimos o ninguno, por otro lado se tienen equipos de última tecnología mal parametrizados debido a desconocimiento por parte de los operarios de la red o por falta de inversión a la hora de consultar a las personas capacitadas para realizar dicho ajuste. En este caso se representará una mala parametrización al ajustar el dial de los relés en su valor mínimo.

Figura 25. Característica del esquema de protección sin coordinar



Como se observa en las características de los relés instalados en la red se puede concluir que el esquema de protección es fiable ya que al presentarse una situación de falla las protecciones actúan, tanto la protección principal como la protección de respaldo, pero vale la pena tener en cuenta que el esquema no es confiable, ya que no es seguro y tampoco selectivo además no cumple con los márgenes a dejar entre las curvas de protección ni el espaciamiento en magnitud de corriente.

10.5 Coordinación de los elementos de protección

Para realizar la coordinación de los elementos de protección se hace esencial el ajuste de los siguientes parámetros.

Pickup Current (I_{pu}): Es la magnitud de corriente a partir de la cual el relé opera, debe ser superior a la máxima corriente de carga e inferior a la mínima corriente de falla, para el caso de estudio utilizaremos el 130% de la corriente nominal como criterio de ajuste para la operación de tiempo inverso y un intervalo del 100% al 130% de la corriente de falla para la operación instantánea.

Time Delay (t): Es la temporización para la operación del relé, la temporización es utilizada para coordinar con otros dispositivos de protección.

Ambos parámetros se relacionan a través del tipo de curva seleccionado para la coordinación, para este caso de estudio se utilizara la curva Very Inverse (VI) definida en el estándar IEC 60255 y presentada a continuación:

$$\text{Very Inverse(VI)} \rightarrow t = TMS \times \frac{13,5}{\left(\frac{I_f}{I_{pu}}\right) - 1}$$

- **F4 – T20**

Potencia del transformador T20: $S = 1,6 \text{ MVA}$

$$I_n = \frac{1600000}{380 \cdot \sqrt{3}} = 2,430 \text{ kA}$$

$$I_{pu_{51}} = 1,3 \cdot 2,430 \text{ kA} = 3,160 \text{ kA}$$

Corriente de Cortocircuito obtenida en DIgSILENT PF:

$$I_f = 37,41 \text{ kA}$$

Etapa Temporizada

$$Dial = \frac{0,1}{13,5} \cdot \left(\frac{37,41 \text{ kA}}{3,16 \text{ kA}} - 1 \right) = 0,08$$

Etapa Instantánea

$$I_{pu_{50}} = 1 \times 37,41 \text{ kA} = 37,41 \text{ kA}$$

- **T20 – F3**

Potencia del transformador T20: $S = 1,6 \text{ MVA}$

$$I_n = \frac{1600000}{10000 \cdot \sqrt{3}} = 92,376 \text{ A}$$

$$I_{pu_{51}} = 1,3 \cdot 92,376 \text{ A} = 120,089 \text{ A}$$

Corriente de Cortocircuito obtenida en DIgSILENT PF:

$$I_f = 1,496 \text{ kA}$$

Etapa Temporizada

$$Dial = \frac{0,3}{13,5} \cdot \left(\frac{1,496 \text{ kA}}{0,120 \text{ kA}} - 1 \right) = 0,254$$

Etapa Instantánea

$$I_{pu_{50}} = 1,25 \times 1,496 \text{ kA} = 1,87 \text{ kA}$$

- **F3 - AT**

Potencia del transformador AT: $S = 25 \text{ MVA}$

$$I_n = \frac{25000000}{10000 \cdot \sqrt{3}} = 1,443 \text{ kA}$$

$$I_{pu_{51}} = 1,3 \cdot 1,443 \text{ kA} = 1,876 \text{ kA}$$

Corriente de Cortocircuito obtenida en DIgSILENT PF:

$$I_f = 16,8815 \text{ kA}$$

Etapa Temporizada

$$Dial = \frac{0,1}{13,5} \cdot \left(\frac{16,88 \text{ kA}}{1,876 \text{ kA}} - 1 \right) = 0,059$$

Etapa Instantánea

$$I_{pu_{50}} = 1 \times 16,881 \text{ kA} = 16,881 \text{ kA}$$

- **AT - F2**

Potencia del transformador AT: $S = 25 \text{ MVA}$

$$I_n = \frac{25000000}{21000 \cdot \sqrt{3}} = 687,322 \text{ A}$$

$$I_{pu_{51}} = 1,3 \cdot 687,322 = 893,518 \text{ A}$$

Corriente de Cortocircuito obtenida en DIgSILENT PF:

$$I_f = 7,696 \text{ kA}$$

Etapa Temporizada

$$Dial = \frac{0,3}{13,5} \cdot \left(\frac{7,696 \text{ kA}}{0,893 \text{ kA}} - 1 \right) = 0,169$$

Etapa Instantánea

$$I_{pu_{50}} = 1,25 \times 7,6960 \text{ kA} = 9,62 \text{ kA}$$

- F2 - T

Potencia del transformador T: S = 250 MVA

$$I_n = \frac{250000000}{21000 \cdot \sqrt{3}} = 6,873 \text{ kA}$$

$$I_{pu_{51}} = 1,3 \cdot 6,873 \text{ kA} = 8,935 \text{ kA}$$

Corriente de Cortocircuito obtenida en DIgSILENT PF:

$$I_f = 43,802 \text{ kA}$$

Etapa Temporizada

$$Dial = \frac{0,1}{13,5} \cdot \left(\frac{43,802 \text{ kA}}{8,935 \text{ kA}} - 1 \right) = 0,289$$

Etapa Instantánea

$$I_{pu_{50}} = 1 \times 43,802 \text{ kA} = 43,802 \text{ kA}$$

- T - F1

Potencia del transformador T: S = 250 MVA

$$I_n = \frac{250000000}{220000 \cdot \sqrt{3}} = 656,08 \text{ A}$$

$$I_{pu} = 1,3 \cdot 656,08 = 852,904 \text{ A}$$

Corriente de Cortocircuito obtenida en DIgSILENT PF:

$$I_f = 3,832 \text{ kA}$$

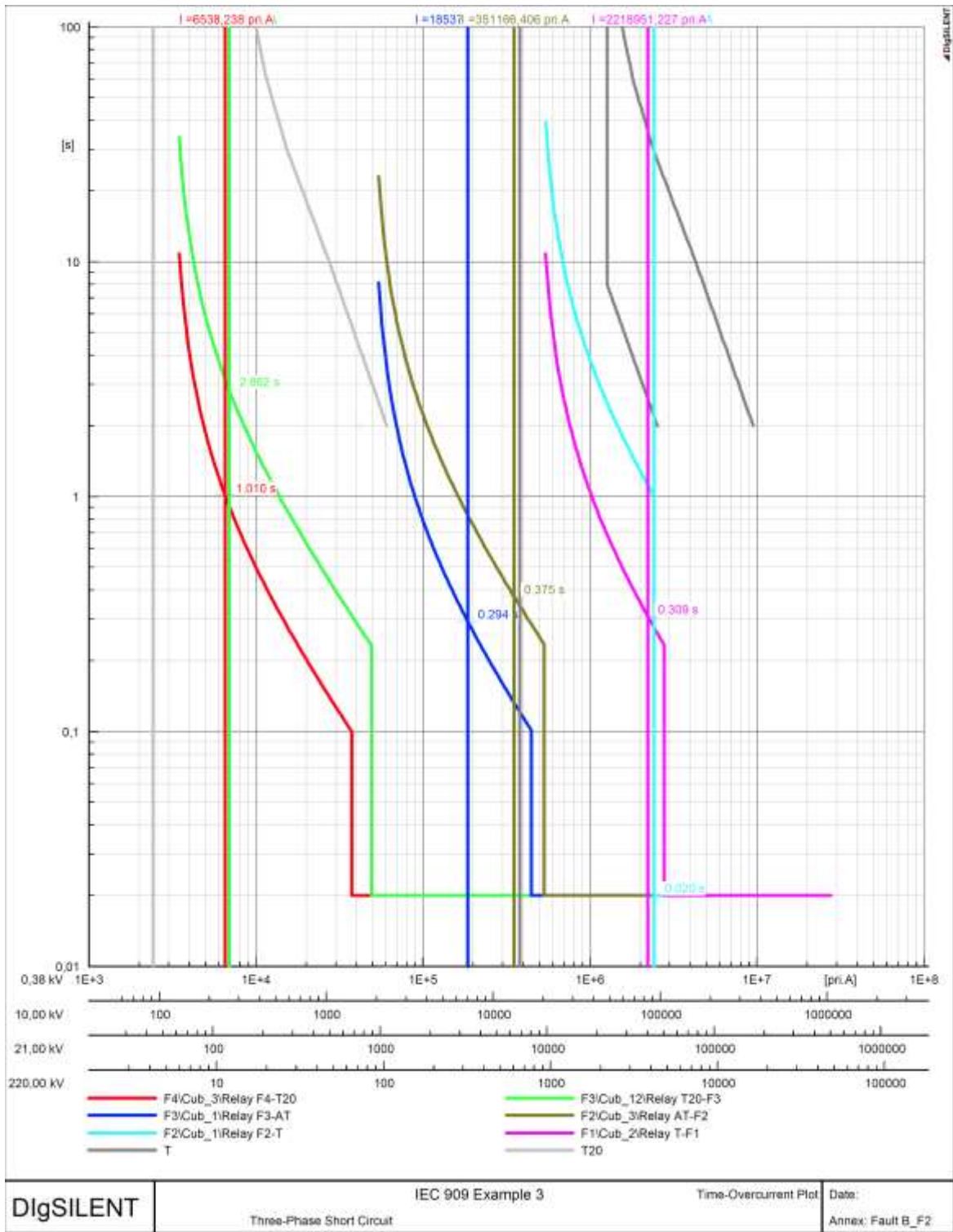
Etapa Temporizada

$$Dial = \frac{0,3}{13,5} \cdot \left(\frac{3,8327 \text{ kA}}{0,853 \text{ kA}} - 1 \right) = 0,077$$

Etapa Instantánea

$$I_{pu_{50}} = 1,25 \times 3,832 \text{ kA} = 4,79 \text{ kA}$$

Figura 26. Característica del esquema de protección coordinado



Por otra parte se tiene la anterior coordinación de protecciones ajustada según los cálculos anteriormente descritos, en la cual se aprecia el margen respectivo entre curvas, entre magnitudes de corrientes, la selectividad en la operación y la confiabilidad en el esquema que cubre las curvas de daño de los transformadores de la red, cumpliendo así todos los parámetros que garantizan una adecuada coordinación de protecciones.

Con respecto al cálculo de la energía incidente se considera que el esquema se encuentra cobijado bajo un esquema de protección que consta de una actuación instantánea y una de tiempo inverso, por lo cual se realiza la prueba considerando que la protección principal no opera.

Escogemos una falla presentada en M_26 para la cual tenemos la siguiente información:

Tabla 14. Condiciones falla en M_26

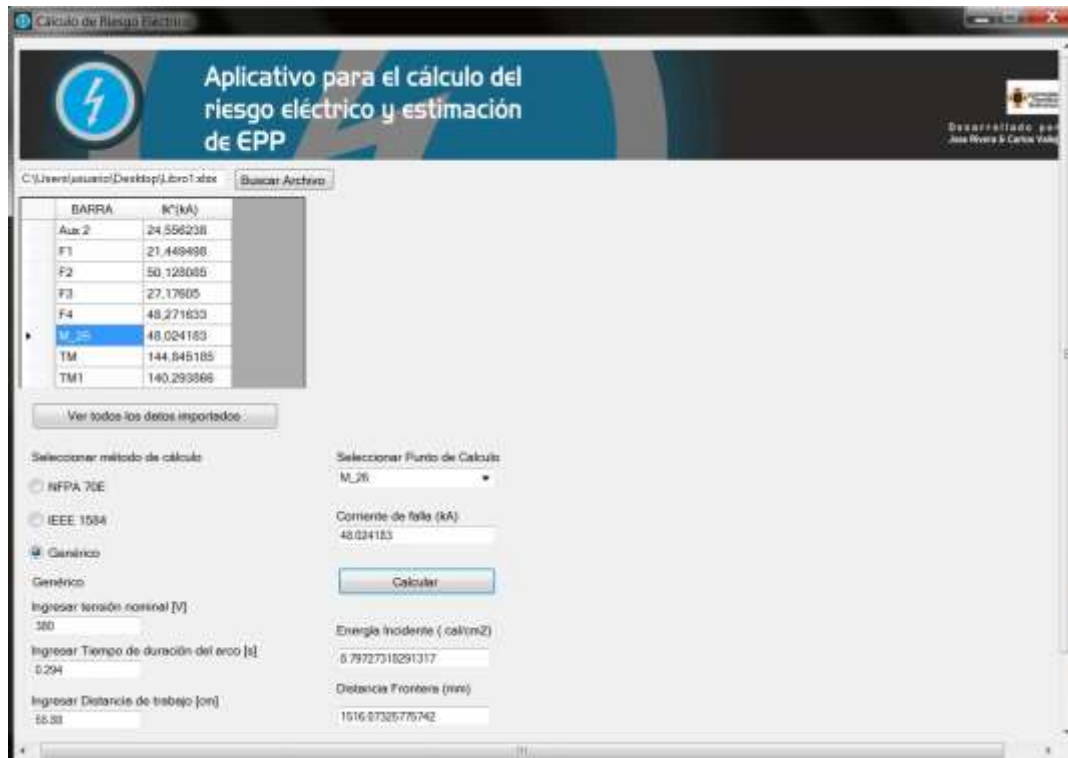
Voltaje Nominal [V]	380
Tiempo de duración del arco [s]	0.294
Distancia de Trabajo [cm]	55.88
Corriente de Falla [kA]	48.024

Ingresando los anteriores datos en el aplicativo y utilizando el Método Genérico, obtenemos los siguientes resultados:

Tabla 15. Resultados Aplicativo Riesgo Eléctrico

Energía Incidente [cal/cm²]	8,79
Distancia Frontera [mm]	1516,07

Figura 27. Resultados Aplicativo Riesgo Eléctrico



Desplegando las recomendaciones obtenemos que:

Figura 28. Etiqueta generada por el Aplicativo de Riesgo Eléctrico

ADVERTENCIA

Peligro de flameo por arco y electrocución
Se requiere uso de EPPs adecuados.

Frontera de Protección de Arco	1516,073 mm
Energía Incidente	8,797 cal/cm ²
Distancia de Trabajo	55,88 cm
Nivel de Equipos de Protección Personal (EPPs) Requerido	3
Tensión de Choque Eléctrico	380 V
Aproximación Permitida	3,05 m
Aproximación Restringida	0,3048 m
Aproximación Prohibida	0,0254 m

Y el equipo de protección principal adecuado para realizar algún tipo de operación es el siguiente:

Figura 29. EPP recomendado para labores en M_26 (1)



EQUIPO DE PROTECCIÓN PERSONAL

NIVEL DE RIESGO 3

Ropa ignífuga (Resistente a la llama, Inflamable) que resista hasta 25 cal/cm².

Camisa de mangas largas con certificación para arco.



Pantalones largos con certificación para arco



Overoles con certificación para arco



Máscaras protectoras con capucha y funda ignífuga para el casco de seguridad con certificación para arco



Figura 30. EPP recomendado para labores en M_26 (2)



Chaqueta con certificación para arco



Tapones auditivos



Casco de seguridad



Guantes dieléctricos clase 3



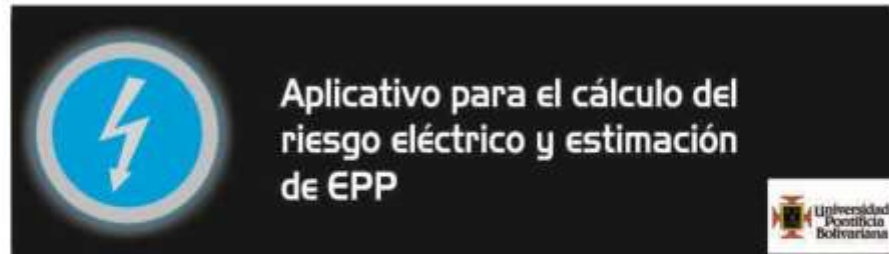
Lentes de seguridad



Guantes de Cuero para protección mecánica



Figura 31. EPP recomendado para labores en M_26 (3)



Zapatos de trabajo de Cuero



11. MANUAL DE USUARIO DEL APLICATIVO PARA EL CÁLCULO DEL RIESGO ELÉCTRICO Y ESTIMACIÓN DE EPP

11.1 Acerca de este manual

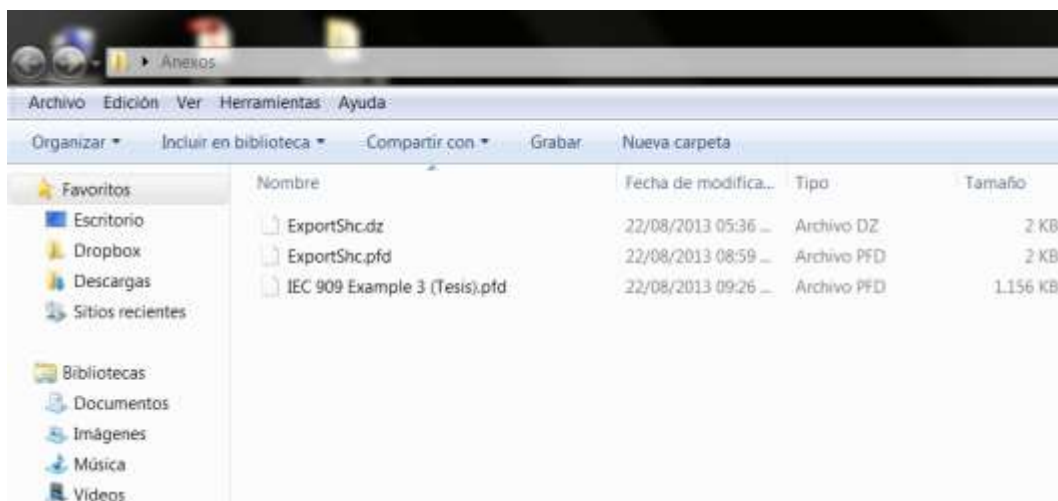
Este manual sirve como guía para realizar el cálculo de la energía incidente a partir de los resultados de corrientes de corto circuito obtenidos mediante DIgSILENT PF y a su vez obtener información del equipo de protección personal adecuado según el nivel de riesgo eléctrico obtenido mediante el *Aplicativo para el cálculo del riesgo eléctrico y estimación de EPP*.

11.2 Instalación y preparativos iniciales

Importación ExportShc.dz

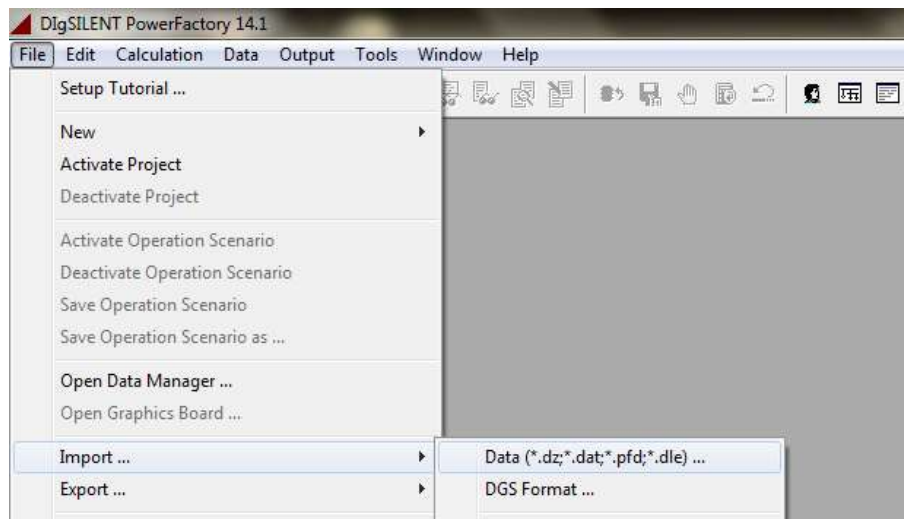
1. Entre los archivos anexos a este documento se podrá encontrar el fichero con extensión .pfd el cual contiene un código desarrollado en el lenguaje de programación de DIgSILENT PF (DPL) que facilita la ejecución y posterior exportación del cálculo de cortocircuito para la red en la cual se aloje dicho fichero.

Figura 32. Anexos DIgSILENT



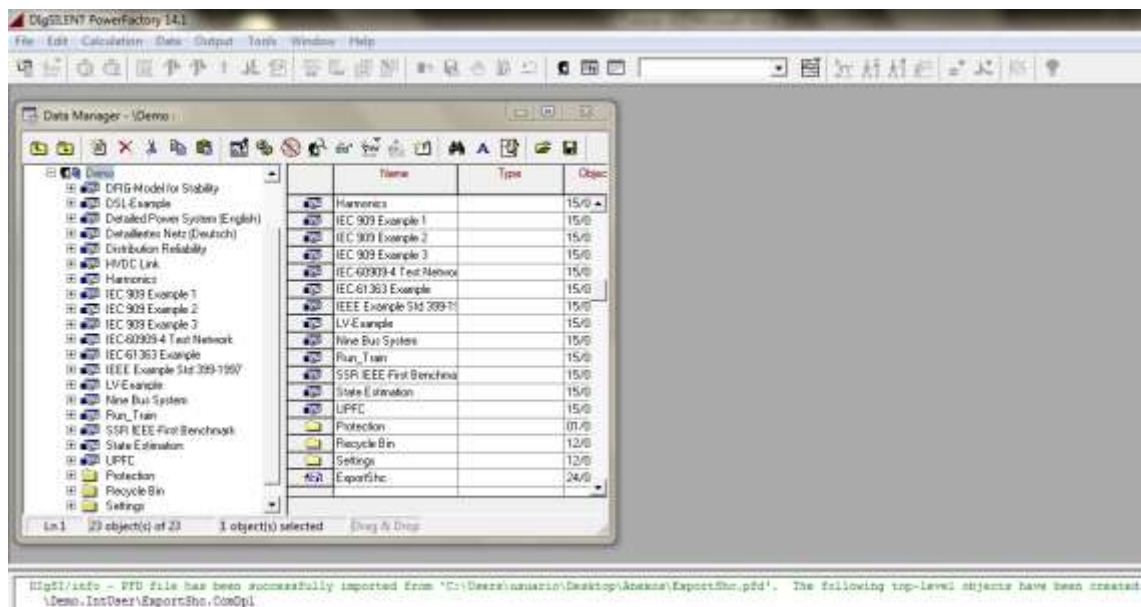
- Ingresar a DigSILENT PF, archivo\ Import..\Data (*.dz;*.dat;*.pfd;*.dle) y seleccionar el fichero ExportShc.pfd como se muestra en la siguiente imagen.

Figura 33. Importación de archivo en DigSILENT



- En este caso se importará el archivo a la biblioteca del DEMO y posteriormente se alojara el fichero en la red *IEC 909 Example 3*, disponible dentro de las redes cargadas por defecto en esta biblioteca.

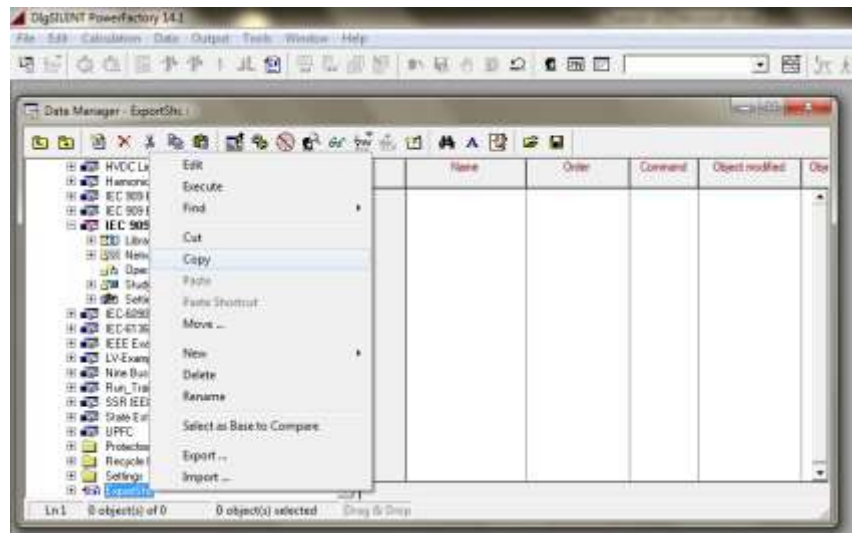
Figura 34. Disposición IEC 909 Example 3



Como se observa en el gráfico, el DPL importado queda al final de la biblioteca del DEMO por lo cual se procede a mover dicho DPL a la ubicación deseada.

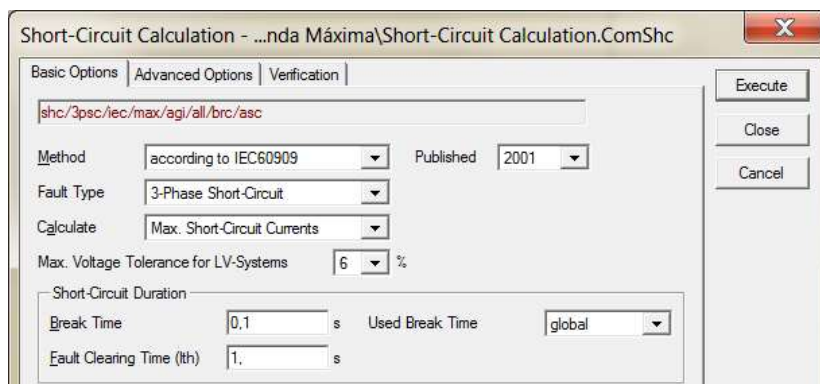
4. Luego se debe activar el proyecto, dirigiéndose al archivo DPL, copiándolo y se debe acceder a la red y pegarlo.

Figura 35. Disposición del DPL en biblioteca de interés



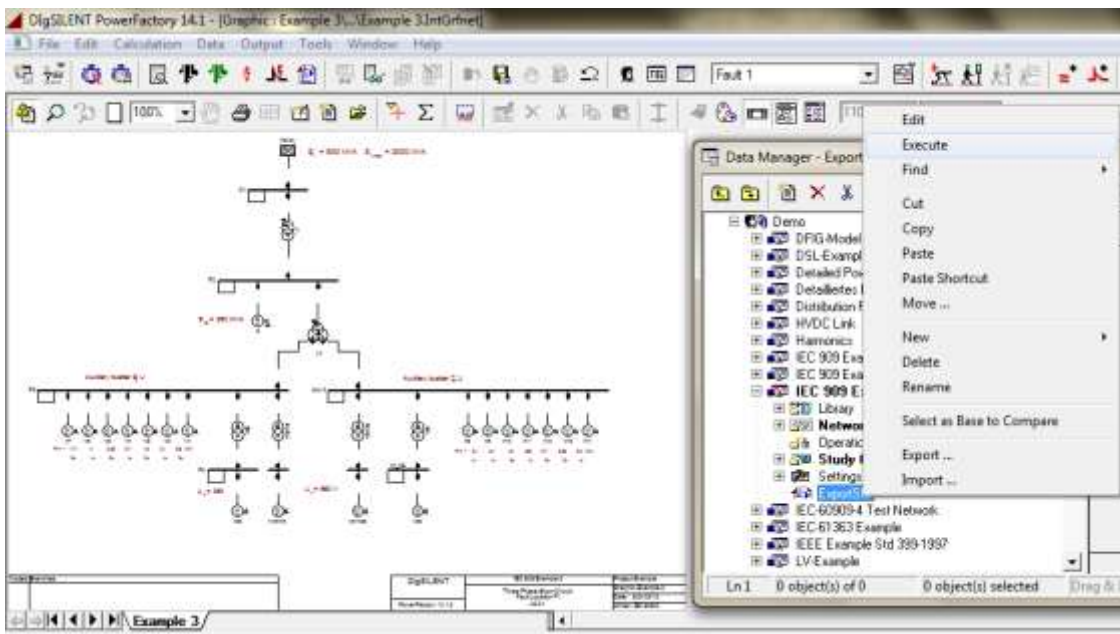
5. Es de gran importancia considerar que el DPL toma el último caso de cálculo de cortocircuito efectuado, por lo cual si se realizó con anterioridad un cálculo conforme VDE0102, se recomienda ingresar a la ventana de cálculo de cortocircuito y modificar los parámetros acorde al método a usar, para este caso *IEC60909*.

Figura 36. Opciones para cálculo de cortocircuito



6. Por último, con el DPL situado en la carpeta de red de interés, se procede a ejecutarlo. Teniendo en cuenta que es prioritario tener un archivo de Excel abierto con una de las hojas con nombre “Hoja1”, nombre que por defecto es asignado a la primera hoja del libro al acceder a Excel.

Figura 37. Ejecución del DPL



De lo contrario aparecerá un mensaje evidenciando que se produjo un error al ejecutar el DPL como se muestra a continuación.

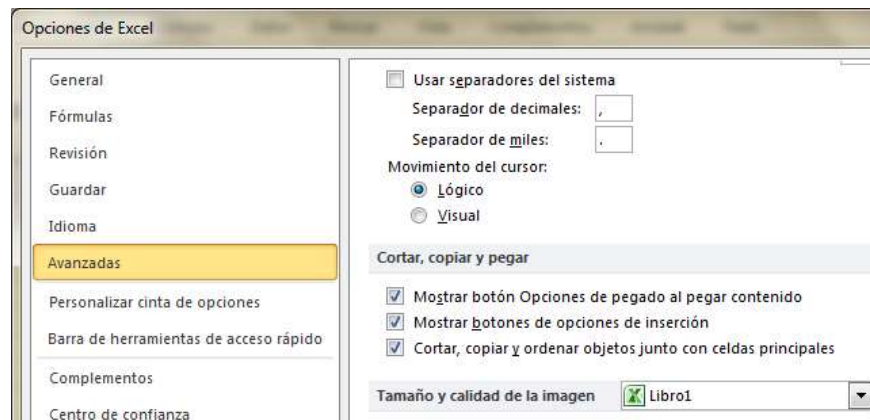
Figura 38. Error ejecución DPL

```
DlgSI/err - Por favor abrir Excel para realizar conexión!  
DlgSI/info - DPL program 'ExportShc' : 'exit'  
DlgSI/err - last command leads to error(s), see output window!
```

7. Debido a que la exportación se realiza a un archivo de Excel es necesario que el tipo de separadores del sistema de DlgSILENT y Excel sean los mismos, por lo tanto se realiza la validación en las opciones de Excel, para no poseer

errores al importar los archivos al aplicativo “Cálculo de riesgo eléctrico y estimación de EPP”, como se muestra a continuación.

Figura 39.Configuración separadores Excel



- Al ejecutar el DPL se puede apreciar en el Output Window de DigSILENT PF, que se ejecuta el cálculo del cortocircuito y se evidencian los datos exportados al archivo de Excel.

Figura 40. Magnitudes Exportadas a Excel

Conexión con Excel exitosa, Datos Exportados:

	I _k [kA]	S _k [MVA]	I _p [kA]	I _b [kA]	S _b [MVA]	I _k [kA]	I _{ch} [kA]	R _k [Ohm]	X _k [Ohm]
Aux 2=	24,556238	425,326522	62,833396	20,693651	355,424544	15,148425	21,501576	0,021374	0,257723
F1=	21,449498	8173,354449	52,952322	21,449498	8173,354449	21,449498	21,811819	0,650467	6,481269
F2=	50,128085	1823,312203	134,150388	48,182427	1752,542635	43,802673	52,281875	0,010947	0,265829
F3=	27,176050	470,702385	69,232072	22,235766	385,134767	15,391956	23,109035	0,020035	0,232833
F4=	45,271633	31,771390	105,691822	42,493069	28,099694	21,481927	36,769694	0,001940	0,094855
M_26=	40,024383	31,608823	105,215777	42,447872	27,938311	23,277463	37,817021	0,001044	0,094882
TM=	144,845185	165,580291	335,084726	130,600843	149,256821	71,006956	114,976548	0,000490	0,002718
TMI=	140,293866	160,377435	323,603925	126,083026	144,152263	74,908943	114,937747	0,000502	0,002807

Digsilent/info - DPL program 'ExportShc' successfully executed

Al acceder a Excel se observan los mismos datos exportados, se procede a guardar el archivo con extensión .xlsx que es la extensión por defecto de los libros de Excel y abrir el aplicativo “Cálculo de riesgo eléctrico y estimación de EPP”

Importación de datos

Previamente a utilizar el aplicativo se debe contar con los resultados del estudio de cortocircuito realizado en DigSILENT PF en formato xlsx, a continuación debe:

1. En la interfaz inicial del aplicativo hacer clic en el botón Buscar Archivo.

Figura 41. Búsqueda de archivo para importación de datos



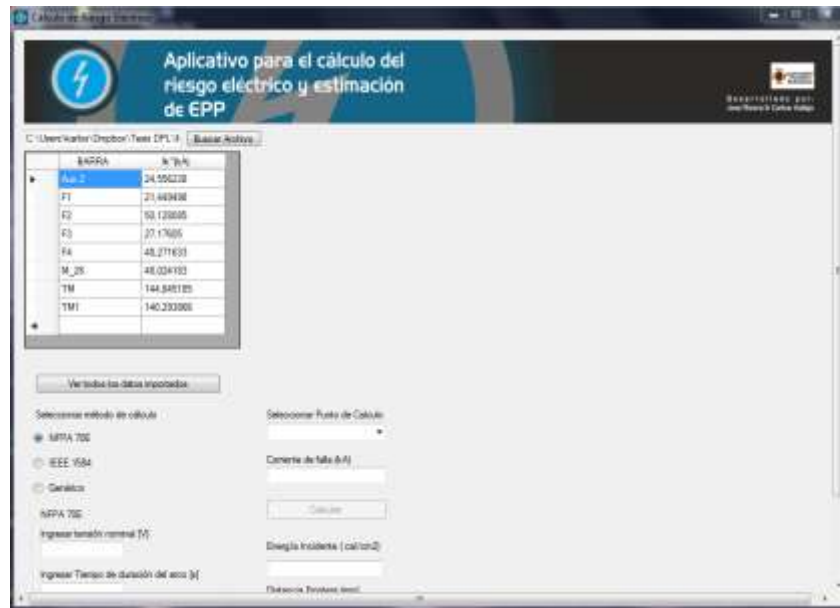
2. A continuación se abrirá una ventana de explorador de Windows, en la cual se debe elegir el archivo .xlsx en el cual se encuentran los datos previamente calculados en DigSILENT PF (un archivo con otro formato puede generar errores en la importación) y hacer clic en el botón *Abrir*.

Figura 42. Archivo con datos exportados



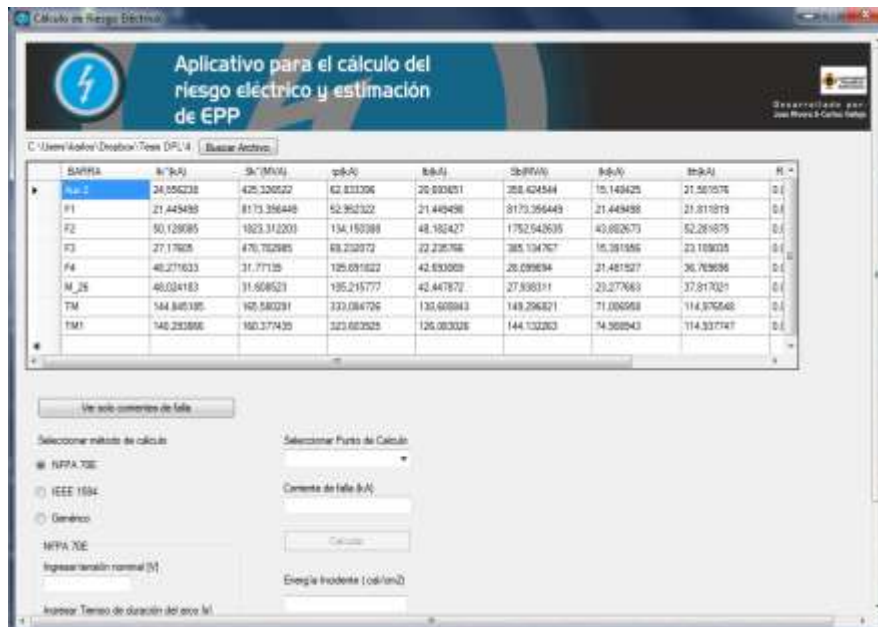
- Si el archivo elegido tiene el formato correcto se realizará la importación de los datos al aplicativo.

Figura 43. Importación adecuada de datos al Aplicativo



Para ver toda la información extraída del archivo de datos, hacer clic en el botón *Ver todos los datos importados*.

Figura 44. Todos los datos importados al Aplicativo



Luego de importar los datos se habilitaran los métodos de cálculo de energía incidente:

- Según NFPA 70E
- Según IEEE 1584
- Según Método Genérico

11.3 Calcular la energía incidente según NFPA 70E

Luego de importar los datos debe seguir los siguientes pasos:

1. Marcar la opción de NFPA 70E en el apartado Seleccionar método de cálculo, inmediatamente se desplegaran los campos para ingresar los datos necesarios.
2. Seleccionar el punto del sistema en el cual se calculara la energía incidente de la lista desplegable que figura como Seleccionar Punto de Cálculo.
3. En el apartado NFPA 70E se debe ingresar:
 - La tensión nominal del sistema en voltios (V).
 - El tiempo de duración del arco en segundos (s).
 - La distancia de trabajo en centímetros (cm).
4. Hacer clic en el botón calcular, inmediatamente se mostrará el resultado de la energía incidente en calorías por centímetro cuadrado (cal/cm^2) y la distancia frontera en milímetros (mm).

Figura 45. Insumos del Aplicativo para cálculo según NFPA 70E

11.4 Calcular la energía incidente según IEEE 1584

Luego de importar los datos debe seguir los siguientes pasos:

1. Marcar la opción de IEEE 1584 en el apartado Seleccionar método de cálculo, inmediatamente se desplegarán los campos para ingresar los datos necesarios.
2. Seleccionar el punto del sistema en el cual se calculara la energía incidente de la lista desplegable que figura como Seleccionar Punto de Cálculo.
3. En el apartado IEEE 1584 se debe ingresar:
 - La tensión nominal del sistema en voltios (V).
 - El tiempo de duración del arco en segundos (s).
 - La distancia de trabajo en centímetros (cm).
 - La distancia entre los conductores en milímetros (mm).
4. Hacer clic en el botón calcular, inmediatamente se mostrará el resultado de la energía incidente en calorías por centímetro cuadrado (cal/cm^2) y la distancia frontera en milímetros (mm).

Figura 46. Insumos del Aplicativo para cálculo según IEEE 1584

11.5 Calcular la energía incidente según Método Genérico

Luego de importar los datos debe seguir los siguientes pasos:

1. Marcar la opción Genérico en el apartado Seleccionar método de cálculo, inmediatamente se desplegaran los campos para ingresar los datos necesarios.
2. Seleccionar el punto del sistema en el cual se calculara la energía incidente de la lista desplegable que figura como Seleccionar Punto de Cálculo.
3. En el apartado Genérico se debe ingresar:
 - La tensión nominal del sistema en voltios (V).
 - El tiempo de duración del arco en segundos (s).
 - La distancia de trabajo en centímetros (cm).
4. Hacer clic en el botón calcular, inmediatamente se mostrará el resultado de la energía incidente en calorías por centímetro cuadrado (cal/cm^2) y la distancia frontera en milímetros (mm).

Figura 47. Insumos del Aplicativo para cálculo según Método Genérico

11.6 Etiqueta de advertencia

Después de haber calculado la energía incidente en cualquier punto del sistema bajo alguno de los tres métodos, es posible crear una etiqueta que servirá para marcar las áreas de trabajo correspondientes al punto de interés.

Para esto se debe:

1. Hacer clic en el botón Ver recomendaciones, el cual estará habilitado después de haber obtenido algún resultado. Inmediatamente se abrirá el formulario de recomendaciones.

Figura 48. Ver Recomendaciones

En este formulario se evalúa automáticamente según la magnitud de energía incidente mostrando como resultado la categoría de riesgo eléctrico que corresponda, de la siguiente manera:

- Categoría 0: de 0 cal/cm² a 1.2 cal/cm²
- Categoría 1: de 1.2 cal/cm² a 5 cal/cm²
- Categoría 2: de 5 cal/cm² a 8 cal/cm²
- Categoría 3: de 8 cal/cm² a 25 cal/cm²
- Categoría 4: de 25 cal/cm² a 40 cal/cm²
- *: más de 40 cal/cm²

2. La etiqueta se crea automáticamente al abrir el formulario, en esta se encontrarán los siguientes datos:

- Frontera de Protección de Arco
- Energía incidente
- Distancia de trabajo
- Nivel de Equipos de protección personal requerido (Según la categoría)
- Tensión de choque eléctrico
- Aproximación permitida
- Aproximación restringida
- Aproximación prohibida

Figura 49. Formulario de Recomendaciones

ETIQUETA DE ADVERTENCIA

Etiqueta



Peligro de flameo por arco y electrocución. Se requiere uso de EPPs adecuados.

Frontera de Protección de Arco	303,133 mm
Energía Incidente	4,881 cal/cm ²
Distancia de Trabajo	15 cm
Nivel de Equipos de Protección Personal (EPPs) Requerido	1
Tensión de Choque Eléctrico	200 V
Aproximación Permitida	3,05 m
Aproximación Restringida	Evitar Contacto
Aproximación Prohibida	Evitar Contacto

Imprimir

Equipo Recomendado: Según Riesgo

Ver Reporte Detallado

CONSULTAR ELEMENTOS DE PROTECCIÓN PERSONAL

CATEGORÍA 1



- Para imprimir la etiqueta se debe hacer clic en el botón Imprimir, inmediatamente se abrirá un formulario correspondiente a la etiqueta sobre la cual se debe hacer clic para realizar la impresión.

Figura 50. Etiqueta de advertencia



Peligro de flameo por arco y electrocución. Se requiere uso de EPPs adecuados.

Frontera de Protección de Arco	303,133 mm
Energía Incidente	4,881 cal/cm ²
Distancia de Trabajo	15 cm
Nivel de Equipos de Protección Personal (EPPs) Requerido	1
Tensión de Choque Eléctrico	200 V
Aproximación Permitida	3,05 m
Aproximación Restringida	Evitar Contacto
Aproximación Prohibida	Evitar Contacto

CONSULTAR ELEMENTOS DE PROTECCIÓN PERSONAL



11.7 Consultar equipos de protección personal

Es posible acceder a información general y específica según la categoría de riesgo del equipo de protección personal adecuado para cada tipo de trabajo. Para esto se debe:

1. Hacer clic en el botón Ver recomendaciones, el cual estará habilitado después de haber obtenido algún resultado. Inmediatamente se abrirá el formulario de recomendaciones.

Figura 51. Ver Recomendaciones



El formulario muestra dos campos de entrada de texto. El primer campo, etiquetado como 'Ingresar Distancia de trabajo (cm)', contiene el valor '15'. El segundo campo, etiquetado como 'Distancia Frontera (mm)', contiene el valor '303.133065657083'. Debajo de estos campos se encuentra un botón rectangular con el texto 'Ver Recomendaciones', el cual está resaltado con un recuadro amarillo.

2. En la parte derecha del formulario se presentan los iconos correspondientes a cada uno de los elementos de protección personal principales para realizar trabajos con riesgo eléctrico. Aquí el usuario podrá acceder a la información general de cada uno de estos elementos.
3. En la esquina inferior izquierda se encuentran indexados los elementos de protección personal recomendados según la categoría de riesgo eléctrico que resultó del análisis anterior. Haciendo clic en el botón Ver reporte detallado se puede acceder a la información de todos los elementos recomendados para la categoría correspondiente.

12. CONCLUSIONES

- Se recolectó la información necesaria para la elaboración de los escenarios de operación, ubicación de los elementos de protección y desarrollo de la coordinación de protecciones de sobrecorriente en una red tipo “benchmark” en la cual se pudo calcular las corrientes y diversas variables al momento de simular una falla en alguna barra determinada, luego mediante herramientas informáticas se implementó un modelo básico para la estimación de energía incidente y la distancia frontera permitida durante el arco eléctrico a partir de los estándares desarrollados entorno a este fenómeno.
- El aplicativo para el cálculo del riesgo eléctrico y estimación de EPP permite el análisis y comparación entre estándares, además de una detallada relación entre el EPP y la categoría de riesgo asignada según su magnitud. Dando la posibilidad de caracterizar de una manera rápida y adecuada cualquier red eléctrica la cual se planea ser intervenida.
- Todas las redes eléctricas sean industriales o de alta tensión están expuestas a ser intervenidas ya sea por mantenimientos correctivos o preventivos, es entonces primordial caracterizar de una manera adecuada los riesgos que implica intervenir la red en cualquier punto, se debe calcular la máxima corriente a la que estará expuesto el trabajador en caso de que se presente una falla y se debe determinar el equipo de protección personal que debe utilizarse.
- En caso de una falla al momento de una intervención a una red eléctrica, se espera que en un principio las protecciones, que deben contar con una correcta coordinación, actúen despejando la falla evitando la aparición o minimizando la magnitud del arco eléctrico, en caso de que esto no suceda

se debe de garantizar la integridad de los operarios que se encuentren realizando la intervención mediante el correcto uso de equipos de protección personal.

- En caso de riesgo alto, o de que la magnitud de la energía incidente en algún lugar de la red hiciera imposible la intervención por parte de un operario, se debe optar por tareas de mantenimiento con equipo desenergizado, evitando la ocurrencia de algún evento indeseado.
- Disminuir las magnitudes de arco que se presentan al momento de una falla es prioritario al momento de diseñar el sistema de protecciones de una red eléctrica y solo puede lograrse a través de una adecuada coordinación y disposición de los elementos de protección empleados, aislando de forma confiable, rápida y selectiva la falla del resto del sistema.
- La operación de manera instantánea de los equipos de protección garantizan una rápida actuación de las protecciones más no adecuada, debido a la falta de selectividad y jerarquía de dichos equipos.
- Se han desarrollado diferentes metodologías y estándares entorno al fenómeno del arco eléctrico con el objetivo de garantizar la integridad del personal operativo, el estándar IEEE basa su metodología entorno a simulaciones destinadas a reproducir los modelos de energía incidente, mientras que la NFPA basa su metodología en el cálculo de la energía incidente de mayor magnitud que pudiera presentarse bajo unas condiciones determinadas.
- Los estudios de arco eléctrico evidencian el riesgo al que están expuestos los operarios y permiten una adecuada selección de los elementos de protección personal y distancia frontera necesarios para resguardar al personal de accidentes.

- Se resalta que es necesario preparar un plan de formación, entrenamiento y sensibilización a los operarios mediante panoramas de riesgo, charlas y capacitaciones sobre los trabajos a realizar, los riesgos que estos implican y los dispositivos y elementos de protección personal necesarios para salvaguardar la integridad del personal que pueda estar expuesto, además de proteger los equipos eléctricos y su vida útil.

13 BIBLIOGRAFÍA

1. **S.A., MEJIA VILLEGAS.** *Subestaciones de Alta y Extra Alta Tensión.* Segunda. 2003.
2. **Ramirez, Carlos Felipe.** *Introducción a los relés de protección .* Segunda. 1987.
3. **AREVA, [ed.].** *Network Protection & Automation Guide.* 2005.
4. *Guía para la selección de equipamiento de protección personal contra los efectos térmicos de un arco eléctrico.* **ASSOCIATION, INTERNATIONAL SOCIAL SECURITY.** ISBN 978-3-937824-10-9, s.l. : Asociación Internacional para la Seguridad Social, 2011, Vol. 2.
5. *Metodología para el diagnóstico del nivel de riesgo por arco eléctrico en subestaciones de transmisión de energía.* **Cano, Francisco Javier Ramírez y Rivas Patermina, Fredy Alberto.** Medellín : s.n., 2011, CIER.
6. **Jacobs, Dunki.** *The Escalating Arcing Ground Fault Phenomenon.* s.l. : IEEE, 1986.
7. *Minimizing Burn Injury: Electric-Arc Hazard Assessment and Personnel Protection.* **Richard L, Doughty y Thomas E, Neal.** 2002, IEEE Industry application magazine.
8. **ABB.** Ultra-Fast Earthing Switch (UFES). [En línea]
<http://www.abb.com/product/db0003db004279/05d1e893194566e9c1257799003303d7.aspx>.
9. **HERRERA ORDOÑEZ, John Alexander.** *Análisis de riesgo ante flameo por arco.* Bucaramanga : s.n., 2008.
10. **Davis, Chet, y otros, y otros.** *Practical Solution Guide to Arc Flash Hazard.* s.l. : ESA, 2003.
11. **Bussman, Cooper.** [En línea] <http://www.ibew702.org/mwg-internal/de5fs23hu73ds/progress?id=H51BBX+A4Q>.