

TEMA 1

FUNCIÓN DE LA PROTECCIÓN

1.1- Introducción:

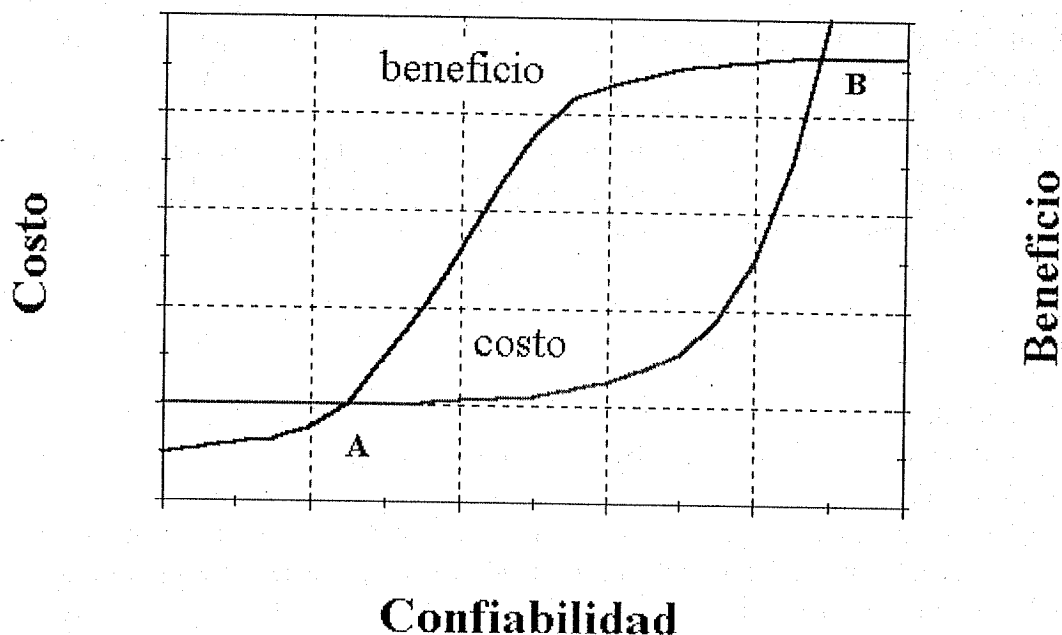
La tecnología eléctrica de potencia es una de las áreas que durante los últimos años ha crecido más rápidamente, lo cual ha permitido la construcción de sistemas eléctricos económicamente rentables y técnicamente confiables, capaces de satisfacer el crecimiento continuo del consumo de energía eléctrica.

La Figura 1.1 muestra las formas de las curvas de costo y beneficio de los sistemas eléctricos en general en función de la confiabilidad, donde puede verse que la operación es solo posible entre los puntos A y B.

Si analizamos los costos de inversión para el funcionamiento de un sistema eléctrico, nos encontramos con la siguiente distribución: 40 % generación, 20 % transmisión y el 40 % restante en la distribución (hasta el usuario final). Además el costo de los dispositivos de protección alcanza entre el 2 y 4 % del costo total del equipamiento del sistema.

Figura 1.1

Costo y Beneficio de la confiabilidad



Los sistemas eléctricos, a pesar estar diseñados y contruidos con el máximo de cuidado, se encuentran siempre frente a un elevado riesgo de falla.

Es imposible hablar de sistemas sin incidentes, lo que debe hacerse es mantener al sistema tan libre de interrupciones como sea posible disminuyendo asimismo su duración, lo cual se logra con la aplicación de varias medidas, todas ellas estrechamente relacionadas con la protección.

Es interesante leer el siguiente párrafo extraído de la literatura especializada, para comprender exactamente que es una falla, quizás con un ánimo muy pesimista: "Las fallas en los sistemas de potencia son eventos aleatorios, cuyo nivel de corriente es variable, su localización es impredecible, su causa es incierta y su existencia es inevitable." *Pesimista*

En tales sistemas, la protección cumple un rol fundamental, habiendo progresado a la misma velocidad que lo hicieron los transformadores, generadores, cables, etc. siendo la misma un pre-requisito vital para la operación eficiente de los sistemas de potencia.

La elección del sistema de protección a emplear en un circuito debe hacerse al mismo tiempo que se planea tal circuito, ya que sin ninguna duda el esquema de protección funcionará mucho mejor si éste se integra inicialmente con el circuito; caso contrario se comete el tan conocido error de comenzar a pensar en la protección cuando el circuito ya está construido, encontrando dificultades sino insalvables por lo menos con desmedro del resultado a obtener.

Para los ingenieros eléctricos la función de la protección no es principalmente preventiva, como la palabra lo indicaría, ya que generalmente se pone en acción solamente luego de que la falla ha ocurrido.

"Es la ambulancia debajo del acantilado, mas que la cerca en el borde del mismo"

Salvo algunos tipos de protección de operación frente a uso incorrecto o fuera de lo normal de la energía eléctrica, como es el caso de la protección contra sobrecarga, o los que detectan perturbaciones de origen atmosférico como los descargadores de sobretensión.

En otras palabras, la operación de desconexión definitiva de la protección significa **desperfecto a ser reparado**, la reconexión no es posible (salvo que se tenga la seguridad de que se trate de falla transitoria) y en caso de efectuarse provocará una nueva apertura e incremento del daño al sistema.

1.2- Rol de la protección en un sistema eléctrico

selectividad, confiabilidad, evitando el daño.

La función primordial de la protección es retirar del sistema eléctrico, tan rápido como sea posible, a cualquier elemento en el cual se ha desarrollado una falla. Si esto no ocurre el sistema completo queda en riesgo de daño, y no solamente las partes involucradas en el desperfecto. Debemos recordar que la función del sistema eléctrico es conducir energía al usuario hasta el máximo posible, dentro de las capacidades de carga disponibles, por lo que las dos funciones, de la protección y de suministro por parte del sistema deben compatibilizarse.

Por ejemplo una sobrecarga excesiva de una parte del sistema, puede provocar el accionamiento de las protecciones por baja tensión o desequilibrio de tensiones de otra parte del circuito. Un cortocircuito limpiado con demasiada lentitud puede producir el accionamiento de otro dispositivo aguas arriba y sacar del sistema partes sanas.

Confiabilidad \approx continuidad.

Calidad de energía \rightarrow como?

*220 50 Hz
210 } 47
20 } t*

Este funcionamiento por el cual solamente es sacada de servicio la parte fallada conjuntamente con la desconexión de la menor porción sana del sistema, se denomina discriminación o selectividad.

Vemos que en el párrafo anterior se introduce el concepto de continuidad del servicio, que si se desea mantener conjuntamente con la disminución de daño, requiere la duplicación de la alimentación, o sea presencia de alimentación alternativa. Se presenta un nuevo elemento que es la confiabilidad.

La detección y desconexión de una falla es una tarea relativamente sencilla, lo que realmente es una ciencia es hacerlo cumpliendo con los requerimientos de selectividad, confiabilidad y evitando daño al o los equipos.

1.3- Puesta a tierra del sistema

Como ya se mencionó, la detección de una falla es una tarea relativamente fácil, normalmente su presencia se manifiesta por sobrecorrientes importantes, ya sea por falla entre fases o contra tierra. Frecuentemente la corriente de falla a tierra se encuentra fijada por el tipo de puesta a tierra del sistema.

Existen varias razones técnicas y económicas para la puesta a tierra de un sistema. La justificación económica tiene vigencia especialmente para altas tensiones, mayores a 100 kV, donde con la puesta a tierra sólida se permite el uso de aislación gradual bajándola hacia el punto puesto a tierra.

Entre las razones técnicas podemos mencionar:

- a- en caso de un transformador, la puesta a tierra del primario evita la presencia de potenciales flotantes altos en los arrollamientos de menor tensión (secundario y/o terciario).
- b- la existencia de arcos a tierra no somete a las fases sanas a sobretensiones peligrosas
- c- mediante el control de las corrientes de falla a tierra se puede atenuar la interferencia inductiva con los circuitos de comunicaciones
- d- se evita que las porciones al alcance de la mano que deberían estar al nivel de tierra, lleguen a potenciales peligrosos
- e- la circulación de la corriente de falla a tierra es un elemento muy interesante para la detección de presencia de desperfectos, aún cuando éstas sean incipientes

Las puestas a tierra se efectúan en una de las tres siguientes formas:

- Sólida
- A través de una resistencia
- A través de una reactancia
- A través de una bobina de supresión de arco (Petersen), cuya reactancia es ajustada para compensar en la mayor medida posible la capacidad de dos fases contra tierra con la tercera puesta a tierra en forma sólida (en falla). De esta manera la corriente de falla es anulada por la corriente a través de la bobina que desfasa 180° de las corrientes capacitivas.
- A través de una combinación de resistencia y bobina Petersen. En tal sistema no se desea que la línea permanezca en tierra indefinidamente, por lo tanto en un tiempo dado una resistencia de bajo valor es colocada en paralelo con la bobina, circulando una corriente a tierra suficiente para hacer actuar al sistema convencional.

Los valores usuales de las resistencias de tierra se eligen de manera tal que la corriente de falla neta a tierra con plena tensión no supere la corriente de carga del arrollamiento involucrado del transformador. En caso de hablar de unidades generador-transformador, la resistencia puede alcanzar valores muy superiores a fin de evitar o disminuir el daño del hierro del generador en caso de falla contra núcleo. Los valores típicos de resistencia permiten la circulación de corrientes del orden de los 300 A.

1.4- Tipos de fallas

Las fallas posibles que pueden ocurrir en un sistema son: trifásica a tierra o no, bifásicas, bifásicas a tierra y monofásicas. También es normal encontrarse con fallas dobles, o sea simultánea en dos puntos distintos del sistema. Adicionalmente en transformadores, capacitores, motores y generadores pueden producirse fallas entre espiras de la misma fase.

1.5- Naturaleza y causa de las fallas

En general podemos decir que una falla es una condición anormal que causa una reducción en la aislación básica entre conductores, contra tierra o con cualquier parte conductora conectada a tierra. Una reducción de aislamiento no es una falla hasta que no es detectable, o hasta que la corriente que eroga no supera a la carga normal del circuito.

Las causas de fallas son:

- contaminación ambiental: comúnmente es causada por depósitos de hollín (cenizas) o polvo de cemento en áreas industriales y por sal llevada por el viento en zonas costeras.
 - animales: en líneas aéreas debido a pájaros, reptiles o animales trepadores, en líneas subterráneas causadas por roedores
 - vegetales por toque de ramas o incendios forestales
 - descargas atmosféricas directas o sobretensiones inducidas
 - cargas de hielo o nieve sobre conductores y aisladores
 - vandalismo
 - sobrecargas eléctricas
 - perforación de aislación
 - deterioro mecánico
 - humedad en aislamientos
 - error humano
 - operación errónea de protecciones, sin existencia de falla.
- etc.

Se han efectuado varios estudios sobre faltas en sistemas de distribución en general, para determinar la incidencia de cada tipo de falla en el total, uno de ellos como ejemplo se transcribe a continuación:

Ubicación:

a: en la línea:

- 88 % de las fallas se presentaron en las derivaciones
- 12 % en los alimentadores principales

b: en el tramo:

- en el vano 77 %
- en el poste 23 %

Los estudios estadísticos muestran que el 40 % de las fallas se producen bajo condiciones atmosféricas desfavorables, como: lluvia, nieve o hielo.

*Fallas permanentes 18 %
Fallas transitorias 61 %
" Incendios " 21 %*

Tabla 1.1: Incidencia de fallas

CAUSAS	Porcentaje
Viento y árboles	46
Descargas atmosféricas	19 (40 [6])
Fallas de equipos y cables	11
Error humano	9
Hielo	6
Nieve	1.5
Objetos extraños	1.5
Otras	6

Incidencia de fallas:

11 fallas anuales por cada 100 km. de línea

1.6- Confiabilidad

La tabla anterior muestra un tema de gran interés, las causas de fallas están regidas por leyes estadísticas, en otras palabras la presencia o no del desperfecto es de naturaleza aleatoria. Por ello el peso de inversión que debemos realizar en la protección de cada ítem estará fijado, entre otros factores, por la incidencia de fallas en tal elemento, que no es otra cosa que su confiabilidad. De tal manera resulta importante conocer el índice de fallas de cada equipo, que nos permitirá predecir el índice de fallas del sistema bajo estudio, determinando así la calidad del mismo y las exigencias de la protección.

En este momento resulta oportuno hacer una breve introducción sobre el significado de confiabilidad. Frecuentemente se lo considera como sinónimo de "adecuación", siendo la habilidad de un determinado elemento, equipo o sub-sistema para cumplir la función para la cual ha sido concebido.

La confiabilidad se califica en base a índices, los cuales se determinan de dos maneras, una en función del comportamiento histórico del elemento y la restante por predicción probabilística.

Los índices por comportamiento o por la historia, son normalmente coeficientes determinados por el cociente entre el desperfecto y el funcionamiento normal, recibiendo distintos nombres, según relacionen potencias, energías, tiempos, número de clientes, etc. Los índices citados son fundamentalmente aplicables a sistemas completos o parciales, normalmente no se emplean con equipos o elementos aislados, por ejemplo se los usa en el estudio de un sistema de distribución.

La predicción probabilística es más aplicable a elementos individuales, que en nuestro caso se trata de los dispositivos involucrados en un esquema de protección, ya sea el protegido como los protectores.

El tratamiento para determinar el tiempo hasta la falla de un elemento es bastante complejo, ya que se presentan numerosos factores externos que lo modifican, de modo tal que se indica la probabilidad de falla en determinado tiempo, dando la probabilidad de distribución del tiempo de falla.

En otras palabras, si la vida útil de un equipo es de 20 años, podemos afirmar:

- La probabilidad de que el equipo falle antes de ser instalado es nula
- La probabilidad de que el componente falle antes del tiempo infinito es unitaria (1).
- La probabilidad de falla entre 0 e infinito aumenta siempre que el tiempo se incrementa.

La ecuación que más se aproxima a la forma de falla de los equipos es la exponencial, de manera tal que la probabilidad de distribución responde a:

$$Pr = 1 - e^{-\lambda t}$$

Donde λ se denomina rango de falla, midiendo la transición entre el estado de operación y el de falla. El parámetro señalado es constante, lo que significa que se desprecia el envejecimiento, considerando que la falla se debe a un efecto externo como sobrecarga, descargas atmosféricas, etc.

Una vez que el elemento ha fallado, se requiere cierto tiempo para su reparación, el cuál puede ser fijo o seguir una curva exponencial como la anterior, dando lugar al término μ denominado rango de restablecimiento.

La inversa de estos parámetros, nos permiten contestar la pregunta de cuanto tiempo tardará en fallar y en repararse.

Tiempo medio para fallar = $m = 1/\lambda$

Tiempo medio de restablecimiento = $r = 1/\mu$

Dando lugar al denominado tiempo medio entre fallas = $t = r + m$

A continuación puede extenderse el concepto a un sistema completo, aplicando reglas simples como que dos elementos en serie disminuyen el tiempo para fallar y aumentan el de restablecimiento, ocurriendo lo contrario con dispositivos en paralelo, etc.

Existen estudios muy completos sobre este tema, que permiten determinar la confiabilidad a sistemas de gran complejidad, que superan el alcance de este Curso.

Nosotros emplearemos resultados de evaluaciones de confiabilidad, como los de la Tabla siguiente que muestra los valores medios de los índices de falla de sistemas eléctricos industriales, conjuntamente con los tiempos medios de reposición.

De la tabla se ve claramente los elementos sobre los cuales la protección debe ser más cuidadosamente estudiada, que son los generadores, motores e interruptores de media tensión.

Tabla 1.2: Índices de Falla

Tipo de equipo	Clase	Índice de fallas (fallas/unidad-año)	Tiempo medio de reposición (hs.)
Transformador	Aislación líquida, gral.	0,0062	356
	300 a 10000 kVA	0,0059	297
Transf. rectificador	300 a 10000 kVA	0,0153	1664
Motores >200 hp	Inducción 0-1000V	0,0824	15
	Inducción 1,0 – 5,0 kV	0,0714	12
	Sincronos 1,0 – 5,0 kV	0,0762	16
Interruptores	Fijos: Todas	0,0052	4
	0 – 600 V, todas	0,0042	4
	0 – 600 V, < 600 A.	0,0035	1
	0 – 600 V, > 600 A.	0,0096	8
	> 600 V	0,0176	4
	Extraíbles: todas	0,0030	8
	0 – 600 V, todas	0,0027	4
	0 – 600 V, < 600 A.	0,0023	1
	0 – 600 V, > 600 A.	0,0030	5
	> 600 V	0,0036	40
Arrancadores	0 – 600 V	0,0139	24
	601 – 15000 V	0,0153	16
Generadores	Todas	0,1691	33
Seccionadores	Aislados	0,0011	26
	Desnudos 0-600 V	0,0008	25
	Desnudos > 600 V	0,0019	37
Cables	0 – 600 V, en aire, todas	0,0014	10
	601-15000 V, en aire, todas	0,0141	7
	0 – 600 V enterrado	0,0039	24
	601 – 15000 V	0,0062	35
Empalmes terminales	y En general	0,006/0,008	8 / 40

Naturaleza de la falla:

Tabla 1.3: Naturaleza de la Falla

Fallas transitorias	61 %
Fallas iniciadas como transitorias y derivadas en permanentes	26 %
Fallas permanentes	13 %

1.7- Estadística de fallas de la protección

Primeramente debemos diferenciar las denominadas “fallas fuera del sistema” como aquellas que se producen por operación incorrecta de la protección. El término “fallas en el sistema” incluye todas las restantes.

A fin de poder determinar el comportamiento de la protección en un período de tiempo, hace falta mantener registros de todos los incidentes, con o sin falla, normalmente en base anual. Para efectuar este estudio se han definido dos índices:

Índice de discriminación de fallas en el sistema:

$$\rightarrow 100 * (A - F) / A \text{ [%]}$$

donde:

A = número total de fallas en un año en el sistema en estudio

F = número de fallas del sistema incorrectamente limpiadas

Índice de discriminación de fallas fuera del sistema:

$$\rightarrow 100 * (C - E) / C \text{ [%]}$$

donde:

C = número total de operaciones de los interruptores instalados en el sistema

E = número de operaciones de los interruptores atribuidas a fallas fuera del sistema

Casos en los cuales más de un interruptor operará frente a una falla que podría haber sido eliminada por uno solo de ellos, es considerada operación incorrecta.

La Tabla siguiente muestra un ejemplo de comportamiento del sistema a lo largo de cinco años de un sistema Inglés.

Tabla 1.4: Comportamiento típico de un sistema eléctrico

Estadística	Año				
	1	2	3	4	5

AÑO

I-9

Estadística	1	2	3	4	5
Número total de fallas	672	678	505	429	295
Índice de discriminación de fallas en el sistema	94,2	96,6	95,6	95,9	92,2
Número total de operaciones de los interruptores instalados	10514	9784	9737	9252	9252
Índice de discriminación de fallas fuera del sistema	98,3	97,8	97,6	98,6	98,6

La siguiente tabla muestra la distribución de faltas en los distintos elementos del sistema de la tabla previa, para los mismos cinco años.

Tabla 1.5: Distribución de fallas

Tipo de elemento o equipo	Año				
	1	2	3	4	5
Líneas aéreas o cables	435	460	293	269	174
Transformadores y reactores	91	100	102	49	32
Generadores	89	75	66	65	51
Barras y equipos de interrupción / maniobra	50	32	31	33	27
Otros (motores, capacitores, etc.)	7	11	13	13	11

≈ 70%

Es importante destacar que un promedio del 70 % de las fallas a lo largo de los cinco años, se produjeron en las líneas aéreas o cables.

En la Tabla que sigue, se muestran las causas de la operación incorrecta de la protección para fallas en el sistema y fuera de él, para el mismo período de las tablas anteriores.

Tabla 1.6: Causas de operación incorrecta

Causas de falla o operación incorrecta	Año				
	1	2	3	4	5
Evitables con mantenimiento	20	36	16	12	25
Ensayo	12	10	13	20	6

Instalación incorrecta	23	25	12	10	7
Interferencia física	17	23	23	14	13
Interferencia eléctrica	15	11	12	10	15
Choque mecánico o vibración	14	4	4	3	2
Diseño inadecuado	19	21	14	10	16
Calibración incorrecta	9	12	11	15	3
Falla mecánica	6	6	7	2	6
Naturales del sistema	11	2	7	6	2
→ Otras	40	41	36	28	21
Total	186	191	155	130	116

En la tabla se pone de manifiesto la importancia del mantenimiento, que podría haber evitado la mala operación debido a pérdida de calibración, corrosión, presencia de partículas extrañas, falla de aislación, pegado de contactos, etc. No menos importante son el diseño correcto y la adecuada instalación.

1.8- Términos básicos empleados en el estudio de protecciones

Si bien muchos de los términos empleados son en si mismo transparentes, se definirán los más básicos.

Dispositivo de protección: se trata de un término global, que cubre a todos los elementos empleados para la detección, localización y la remoción o desconexión del sistema de la porción en falla. Incluyendo por ejemplo: relevadores, fusibles, interruptores, seccionadores, transformadores de corriente y tensión, reconectores, etc.

Zona de protección: es el área dentro de la cual el dispositivo de protección es capaz de detectar e interrumpir un tipo particular de falla.

Discriminación (o coordinación o selectividad): es la capacidad de un elemento de protección de identificar y desconectar solamente la parte fallada. Este concepto se aplica también al tipo de falla, o sea que el dispositivo actúa frente a una falla en especial y no por otras, a pesar de estar éstas en el mismo punto del sistema.

Estabilidad: se entiende como la habilidad de permanecer inactivo a pesar de detectar elevadas intensidades de corriente frente a las cuales no debe actuar o debe esperar tiempo o algún otra señal externa. Significa la permanencia sin operar con fallas fuera de su zona de actuación. Para lograr este comportamiento se emplean efectos contrarios a la acción o contramedidas (bias en Inglés), que usan alguna característica particular de la perturbación para contrarrestar o demorar la acción de la protección.

Sensibilidad: es el nivel de corriente de falla para el cual se inicia la operación, expresada usualmente en porcentaje de la corriente nominal del sistema.

→ Respaldo: es la acción brindada por un elemento de protección, de actuar luego del tiempo en que otro debería haberlo hecho. Por lo tanto en caso de falla de este último, un tiempo después operará el primero. En los esquemas de protección de sistemas de transmisión es

fundamental suministrar varios niveles de respaldo, siendo suficiente con uno de ellos cuando nos referimos a distribución. En ciertos casos el término respaldo no es solo empleado para demoras en operación, sino también para casos de operación anticipada cuando las capacidades de interrupción son superadas por las corrientes de falla. En otras palabras un elemento de alta capacidad de interrupción respalda a uno de bajo poder de corte frente a corrientes de falla que superen la capacidad de interrupción del menor, efectuando tal respaldo por una operación más rápida del mayor con respecto al menor. La explicación dada permite diferenciar dos tipos de protección, la de respaldo y la *primaria*, aquella pensada para actuar en primer término ante la presencia de la falla.

Una de las premisas de la operación de respaldo es la *independencia operativa*, que significa que ambas protecciones no deben poseer elementos auxiliares comunes (dentro de lo posible), que al fallar dejen a ambas inoperantes.

Redundancia: es la duplicación o en general multiplicación de dispositivos de protección para la misma zona de protección, para garantizar así respaldo y confiabilidad en la operación del sistema. En otras palabras, el sistema puede continuar funcionando con la ausencia de alguno de los elementos redundantes.

1.9- Aspectos económicos

La protección de un sistema de distribución tiene un costo, que puede tener grandes variaciones dependiendo del nivel de protección ofrecido. Obviamente mayores prestaciones significan incremento de costo, afirmar hasta donde se debe mejorar la protección es muy difícil de decir. Se deben considerar por un lado el costo de la protección y por el otro el valor de los equipos protegidos, el tiempo que llevará el reemplazo o reparación de los elementos involucrados, la energía no vendida, los montos de multa a pagar por la interrupción y factores políticos y sociales.

Bibliografía:

- 1- IEE Power System Protection, Second Edition, Short Run Press, Exeter, England, 1995.
- 2- GEC - ALSTHOM, Protective Relays Application Guide, Third Edition, Balding+Mansell plc, London, 1995.
- 3- IEEE Std. 493, IEEE Recommended Practice for the Design of reliable industrial and commercial power systems, IEEE 1991.
- 4- Distribution Reference Book, Westinghouse Electric Corporation, Pittsburgh, USA.
- 5- Altuve Ferrer, H. J., Protección de Sistemas Eléctricos de Potencia, Universidad Autónoma de Nueva León, México, 1996.
- 6- Power Technologies Inc., Distribution Fault Current Analysis, EPRI Project 1209-1, EL-3085, May 1983.
- 7- Barnard, J. Pahwa, A.; Determination of the impacts of high impedance faults on protection of power distribution systems using a probabilistic model; Electric Power System Research, 28, pp. 11-18, 1993.
- 8- IEEE Gold Book, Design of reliable Industrial and Commercial Power Systems, IEEE, New York, USA, 1991.

9- Development of Distribution System Reliability and Risk, EPRI Report, EL – 2018, Vol. 1, August 1981.

