

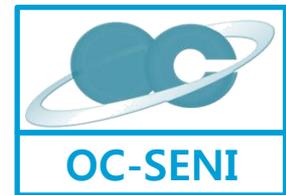
# ORGANISMO COORDINADOR DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL INTERCONECTADO

## PROGRAMA DE CAPACITACIÓN DEL OC – SENI PARA PROFESIONALES DEL SECTOR ELÉCTRICO DOMINICANO

### CRITERIOS DE AJUSTES DE PROTECCIONES DEL SENI Y SIMULACIONES CON CAPE

Rev. 0	Editado por:	Preparado por:	Revisado por:	Fecha
	Anadys Pineda	Iván Veras	Julián Zuluaga	11.11.2011

# CONCEPTOS DE CORTOCIRCUITO



**Cortocircuito:** La conexión accidental o deliberada por medio de una resistencia o impedancia relativamente pequeña, entre dos o más puntos de un circuito entre los que hay diferencia de potencial.

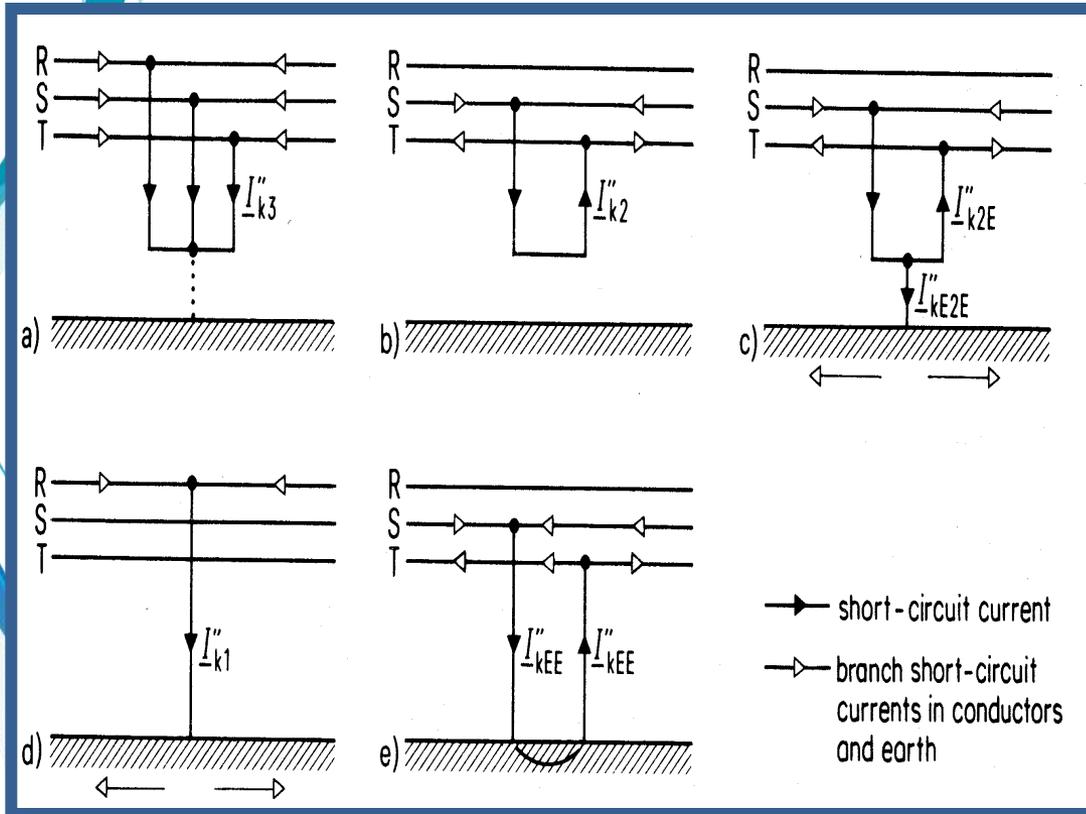
En el diseño y selección de componentes de centrales, líneas y estaciones es necesario, de acuerdo con las normas vigentes, no solamente tener en cuenta los estados de operación continuos normales previstos correspondientes a la tensión y corriente de operación, sino también los eventos de falla o cortocircuitos.

**Corriente de Cortocircuito:** Es la corriente en un circuito eléctrico en el cual ha ocurrido un cortocircuito. Las corrientes de cortocircuito son generalmente de una magnitud muchas veces mayor que las corrientes nominales.

Como consecuencia de ello se generan esfuerzos térmicos y mecánicos elevados, que afectan la vida útil de los elementos del sistema.

Las corrientes mínimas de cortocircuito, por otro lado, tienen una importancia fundamental en la selección y ajuste de los dispositivos de protección. Estos deben ser capaces de detectar en forma selectiva las condiciones de fallas más tenues.

# TIPOS DE CORTOCIRCUITO



a) Cortocircuito trifásico

b) Cortocircuito bifásico sin contacto a tierra

c) Cortocircuito bifásico con contacto a tierra

d) Cortocircuito monofásico

e) Falla doble a tierra

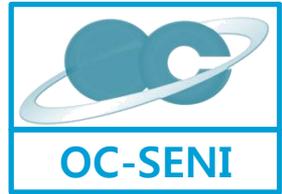
La función principal de un sistema de protección es provocar la desconexión automática del elemento del sistema que ha experimentado una falla o régimen anormal de operación, con el objetivo de reducir los daños de ese elemento y evitar que afecte la operación normal del resto del sistema.

# OBJETIVOS DE LAS PROTECCIONES



- Desconectar el elemento fallado para reducir la influencia de una falla en un sistema de transmisión
- Evitar poner en peligro seres humanos o animales
- Proteger los equipos
- Ayudar a mantener la estabilidad del sistema

# VARIABLES SUPERVISADAS POR LAS



**Corriente**

**Tensión**

**Potencia**

**Presión**

**Frecuencia**

**Temperatura**

**Flujo**

**Vibración**

**Velocidad**

# PRINCIPIOS DE OPERACIÓN DE LAS



Electromecánicos

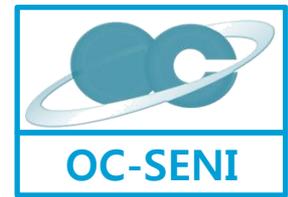
Estado sólido

Digitales

Numéricos

Térmicos

# CUALIDADES DE LOS RELÉS DE PROTECCIÓN



## SELECTIVIDAD

- Aislar solo la parte fallada

## SEGURIDAD

- No operar sin falla en elemento protegido

## FIABILIDAD

- Operar en los tiempos garantizados siempre que hay falla

## SENSIBILIDAD

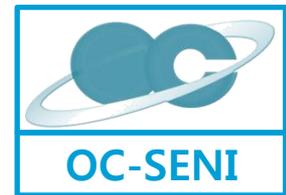
- Mínimo valor de entrada para la operación del relé

## VELOCIDAD

- Operación en tiempo real



# PROTECCIONES DE SOBRECORRIENTE

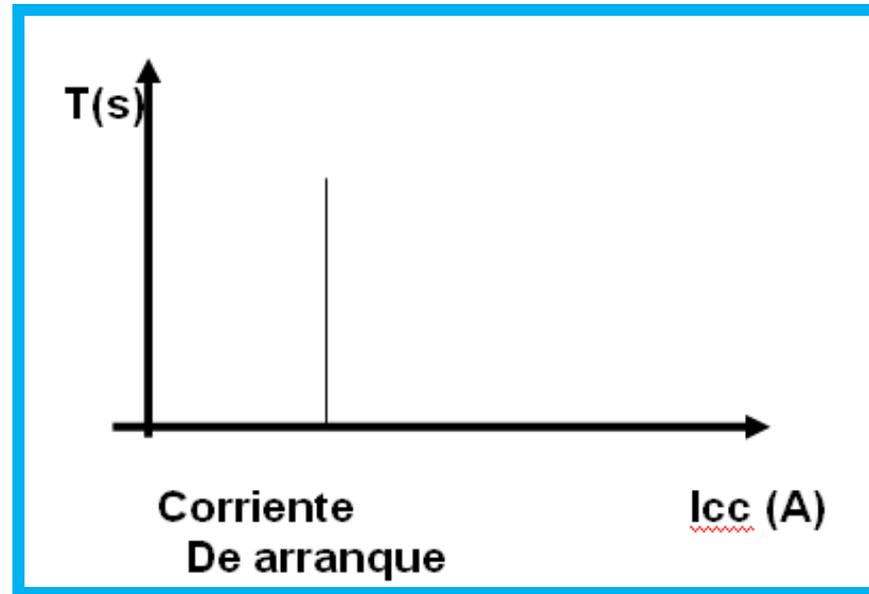


Son los dispositivos de protección utilizados como protección contra sobrecargas asociadas con la capacidad térmica del equipamiento, y ante elevados valores de corrientes producidas por cortocircuitos.

# TIPOS DE RELÉS DE SOBRECORRIENTE



## Relés de corriente definida o instantáneo

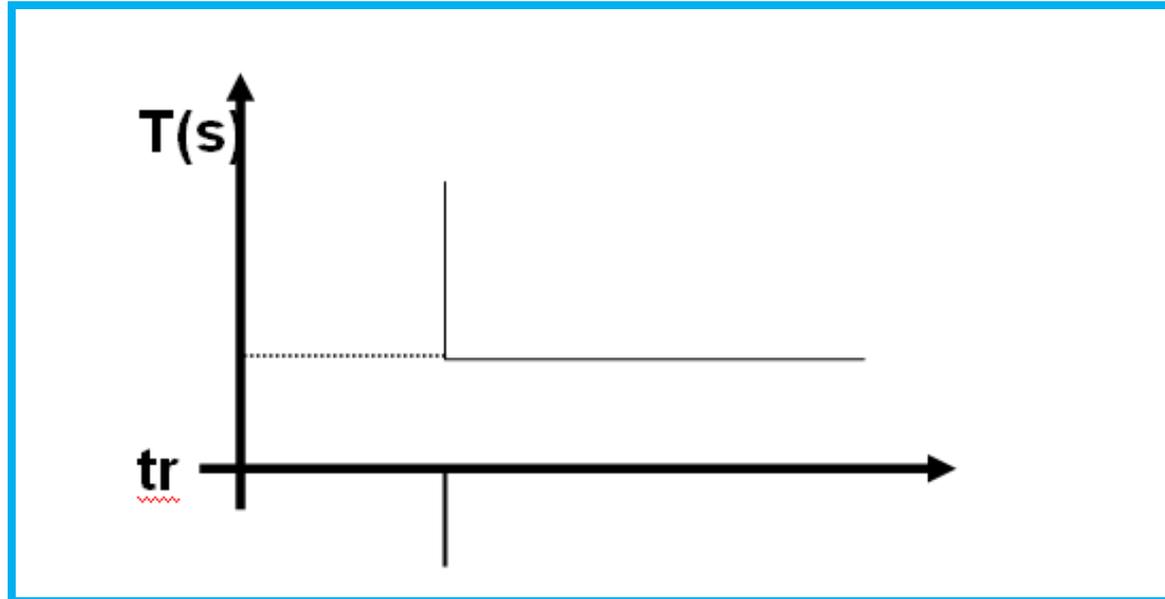


A cierto valor de corriente dispara, sin importar cuanto crezca a partir de ahí.

# TIPOS DE RELÉS DE SOBRECORRIENTE



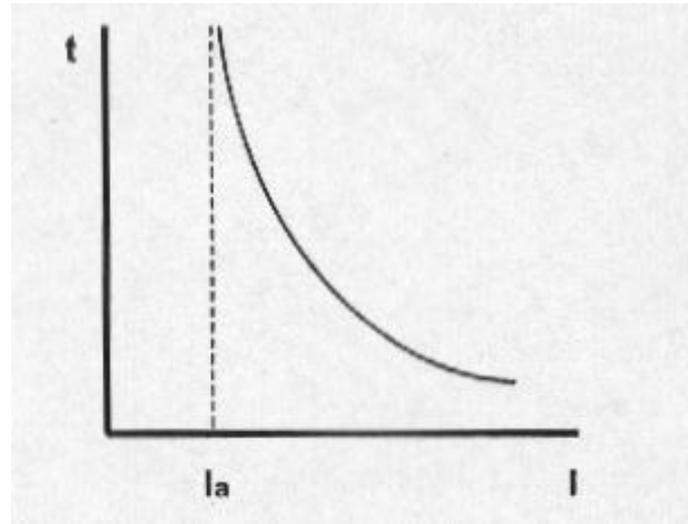
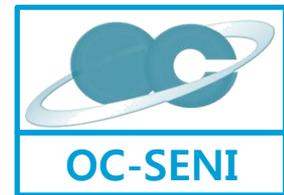
## Relés de tiempo definido



A cierto valor de corriente dispara, sin importar cuanto crezca a partir de ahí. Solo espera que la corriente permanezca por un tiempo sobre el valor.

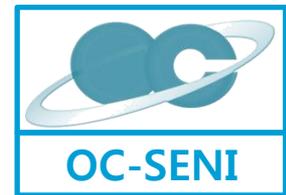
# TIPOS DE RELÉS DE SOBRECORRIENTE

## Relés de tiempo inverso



- El tiempo de disparo depende de la corriente que circule por el relé.
- A mayor corriente, menor tiempo.
- Regulación de tiempos de accionamiento no es un valor fijo, sino una curva de una familia de curvas
- Tiempo de disparo en función de las veces que la corriente de regulación circule por el relé

# TIPOS DE RELÉS DE SOBRECORRIENTE



## Relés de tiempo inverso

Curvas de actuación tanto para las unidades de fase y tierra, definidas por fórmulas matemáticas estipuladas por la Norma IEC

$$t[s] = \frac{\beta}{\left(\frac{I_f}{I_s}\right)^\alpha - 1} * k$$

Donde:

**t** = tiempo de operación del relé en segundos

**k** = ajuste del multiplicador de tiempo o dial

**I<sub>f</sub>** = valor de la corriente de falla

**I<sub>s</sub>** = valor de la corriente de arranque o pick-up

**β y α** = constantes

Tipos de Curva	α	β
Inversa	0.02	0.14
Muy inversa	1.00	13.50
Extremadamente inversa	2.00	80.00
Inversa Larga	1.00	120.00

## Relés de tiempo inverso

Curvas de actuación tanto para las unidades de fase y tierra, definidas por fórmulas matemáticas estipuladas por la Norma ANSI

$$t[s] = \left[ \frac{\beta}{\left( \frac{I_f}{I_s} \right)^\alpha - 1} + \gamma \right] * k$$

**Donde:**

**t** = tiempo de operación del relé en segundos

**k** = ajuste del multiplicador de tiempo (también llamado DIAL)

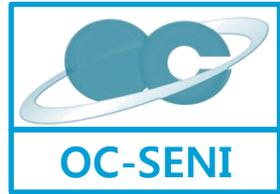
**I<sub>f</sub>** = valor de la corriente de falla

**I<sub>S</sub>** = valor de la corriente de arranque o pick-up (también llamado TAP)

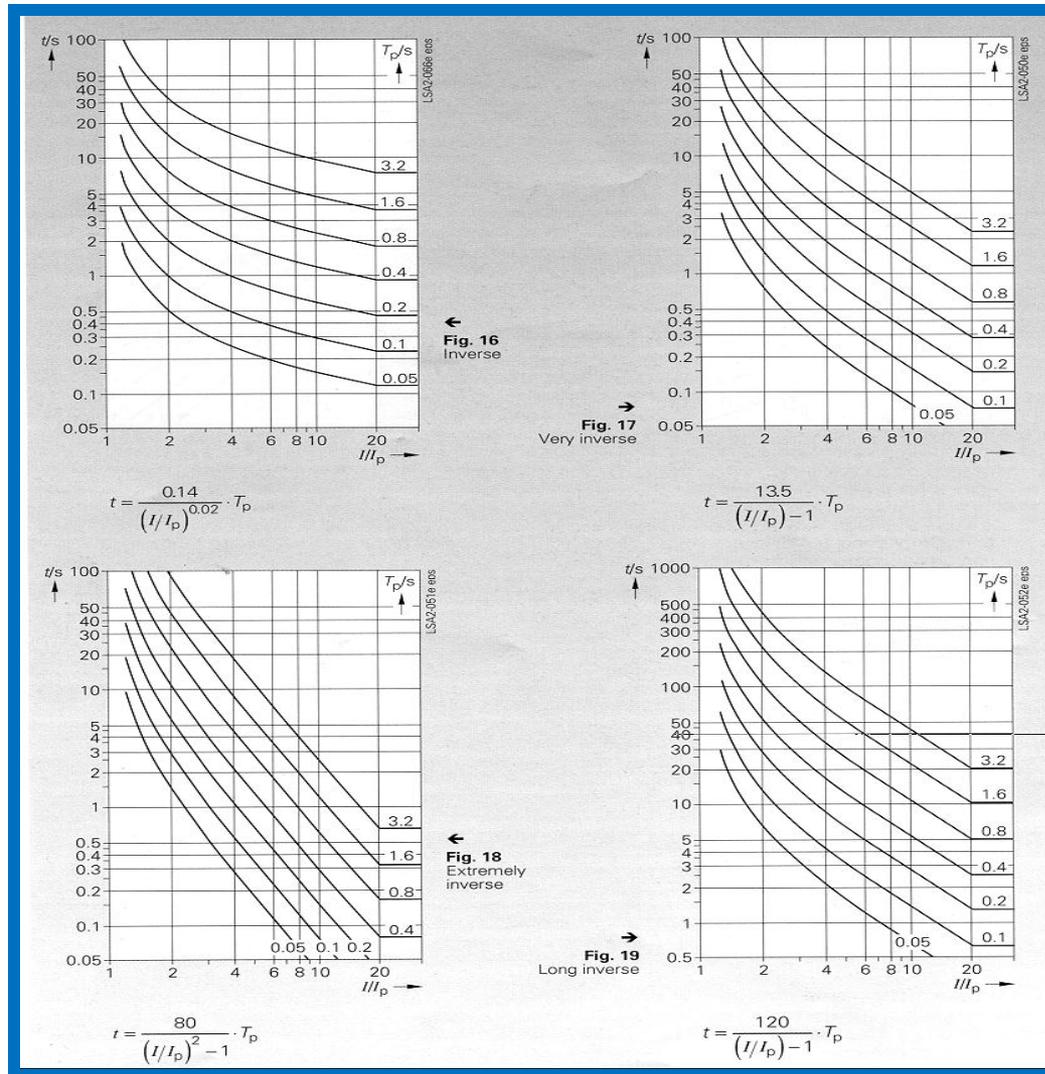
**β, k y α** = constantes

Tipos de relé	α	β	γ
Inversa	2.0938	8.9341	0.17966
Inversa corta	1.2969	0.2663	0.03393
Inversa larga	1.	5.6143	2.18592
Moderadamente Inversa	0.02	0.0103	0.0228
Muy inversa	2.00	3.922	0.0982
Extremadamente inverso	2.00	5.64	0.02434
Inversa Definida	1.5625	0.4797	0.21359

# TIPOS DE RELÉS DE SOBRECORRIENTE



## Curvas de tiempo inverso (IEC)

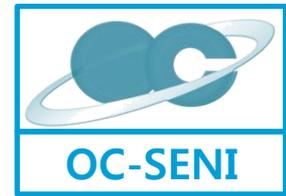


## Criterios de Ajustes Utilizados en el SENI

### CRITERIOS DE AJUSTE PARA PROTECCIONES DE SOBRECORRIENTE DE RESPALDO

Sobrecorriente de fases	Criterio
Corriente de arranque	125 % máxima corriente de carga
Tipo de curva	IEC normalmente inversa.
Valor de la curva	Calculada a 0,4 s con el máximo aporte de la subestación a la máxima falla trifásica o monofásica local, verificando el tiempo de operación falla remota aproximadamente 1 s.
Instantáneo	Deshabilitado
Sobrecorriente de tierra	Criterio
Corriente de arranque	20 % máxima corriente de carga
Tipo de curva	IEC normalmente inversa.
Valor de la curva	Calculada a 0,4 s con el máximo aporte de la subestación a la máxima falla monofásica local, verificando el tiempo de operación falla remota aproximadamente 1 s.
Instantáneo	Deshabilitado

# RELÉS DE SOBRECORRIENTE



## Criterios de Ajustes Utilizados en el SENI

### CRITERIOS DE AJUSTE PARA PROTECCIONES PRINCIPALES DE SOBRECORRIENTE EN SISTEMAS DE TRANSMISION ENMALLADOS

Sobrecorriente de fases	Criterio
Corriente de arranque	125 % máxima corriente de carga
Tipo de curva	IEC normalmente inversa.
Valor de la curva	Calculada a 0,4 s con el aporte de la subestación a la máxima falla trifásica o monofásica local.
Instantáneo	Direccional: se habilita si el aporte a la máxima falla trifásica o monofásica local $> 1,5$ Aporte falla No direccional: se habilita si el aporte a la máxima falla monofásica o trifásica hacia atrás es menor que el 80 % del ajuste de la corriente de arranque. Corriente de arranque: 130 % del aporte a máxima falla remota (trifásica o monofásica) y no debe ser menor a 6 veces la máxima corriente de carga bajo la mayor contingencia.
Sobrecorriente de tierra	Criterio
Corriente de arranque	20 % máxima corriente de carga
Tipo de curva	IEC normalmente inversa.
Valor de la curva	Calculada a 0,4 s con el aporte de la subestación a la máxima falla monofásica local.
Instantáneo	Direccional: se habilita si el aporte a la máxima falla local $> 1,5$ Aporte falla extremo remoto. No direccional: se habilita si el aporte a la máxima falla hacia atrás es menor que el 80 % del Corriente de arranque: 130 % del aporte a máxima falla remota y no debe ser menor a 6 veces la máxima corriente de carga bajo la mayor contingencia.

# PROTECCIONES DE DISTANCIA O IMPEDANCIA

La protección de distancia, a diferencia de las protecciones de sobrecorriente, tiene la capacidad de discriminar entre fallas que ocurren en diferentes partes del sistema, en función de la impedancia medida por la misma hasta el punto de falla; esto último implica la comparación de la corriente de falla con la tensión en el punto de instalación del relé.

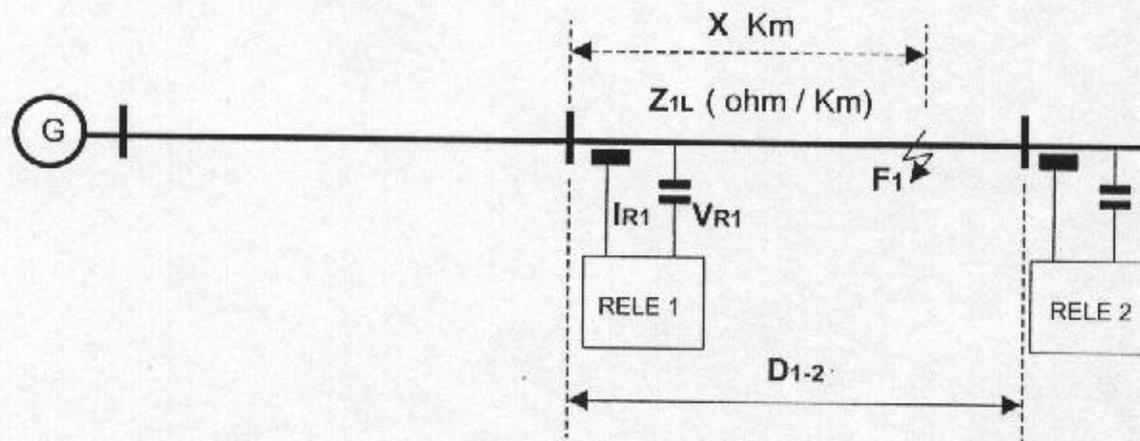
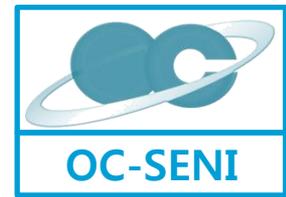


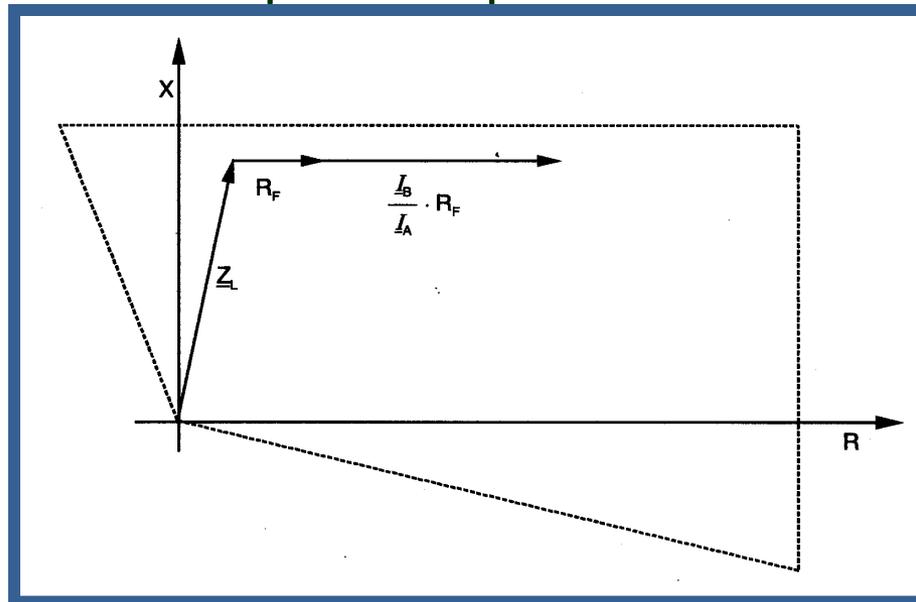
Fig. 12: Principio elemental de la Protección de Distancia

# PROTECCIONES DE DISTANCIA O

## Efecto de la resistencia de falla



Para una falla sólida o franca, la impedancia medida por el relé es igual a la impedancia hasta el punto de falla. Sin embargo, la mayoría de las fallas involucran un arco eléctrico o una impedancia de falla. Se ha comprobado que para estos tipos de falla la corriente de falla está en fase con la caída de tensión en el arco lo cual indica que la impedancia de falla es resistiva pura.

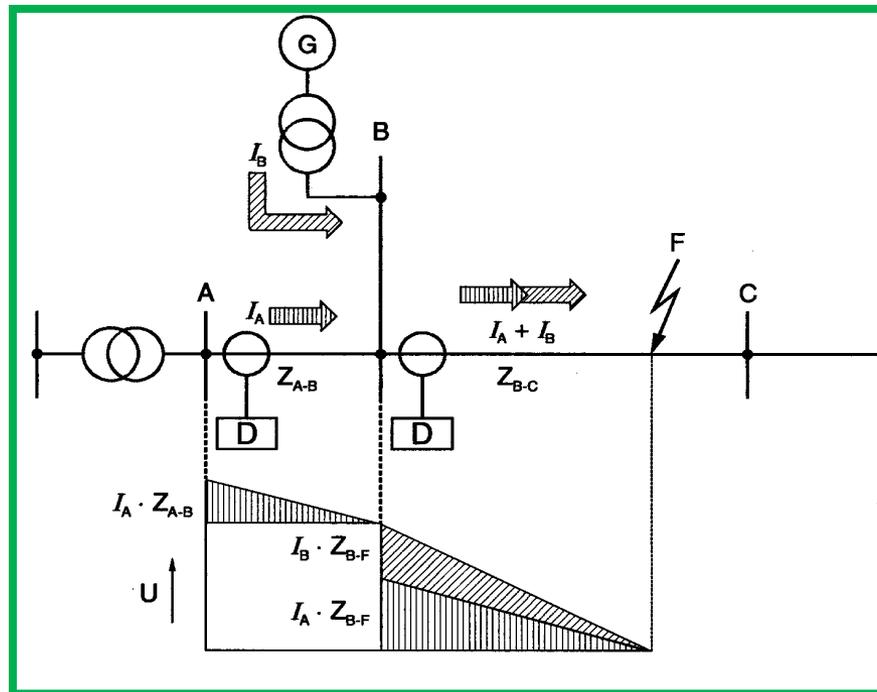


# PROTECCIONES DE DISTANCIA O



## Efecto de las alimentaciones intermedias (In-feed)

Este efecto necesita ser tenido en cuenta cuando hay una o más fuentes de generación dentro de la zona de protección de un relé de distancia las cuales pueden contribuir a la corriente de falla sin ser vista por el relé de distancia.



# PROTECCIONES DE DISTANCIA O

## Criterios de Ajustes utilizados en el SENI



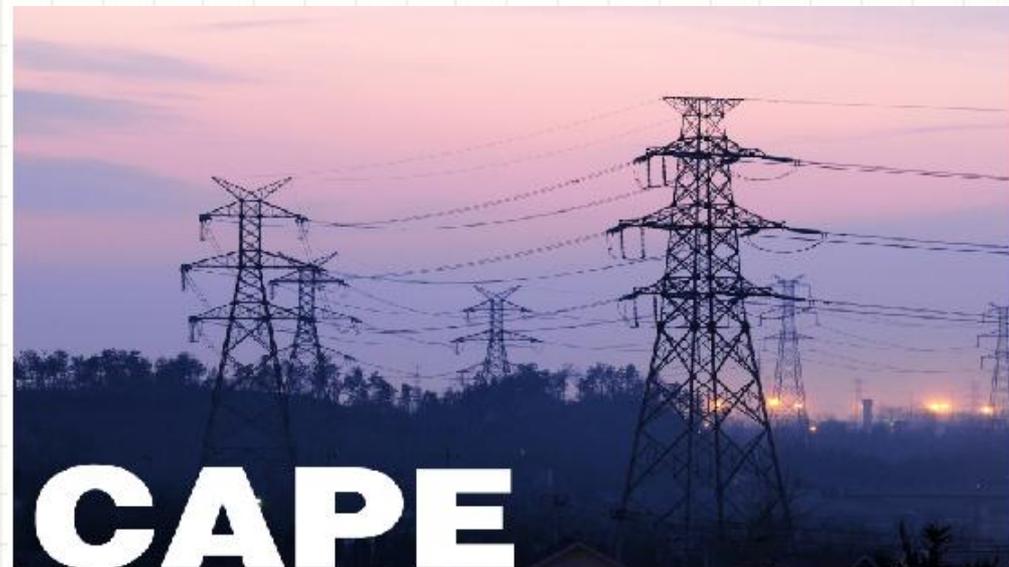
### CRITERIOS DE AJUSTE PARA RELÉS DE DISTANCIA

Zona 1	Criterio
Alcance Reactivo	Entre 70% y 90% de la impedancia de la línea protegida. Si es una línea de 3 terminales, no considere infeed.
Temporización	Generalmente no hay un tiempo de retraso intencional para Zona-1.
Zona 2	Criterio
Alcance Reactivo	100% de la impedancia de la línea protegida más 50% de la impedancia de la línea más corta saliendo de la estación remota. El ajuste mínimo para Zona-2 es 120% de la impedancia de la línea protegida.
Temporización	300 ms
Zona 3	Criterio
Alcance Reactivo	Si la estación remota tiene más de una línea de transmisión con interruptor de protección de falla, ajuste el relé para que alcance la suma de la impedancia de la línea protegida y el 110% de la impedancia de la sección de línea adyacente más larga.
Temporización	600 ms
Zona Arranque	Criterio
Alcance Reactivo hacia delante	150 % del alcance reactivo de la zona 3
Alcance Reactivo hacia atrás	El mayor valor de: 150 % del alcance reactivo de la zona reversa. 10 % del alcance de la zona de arranque hacia adelante. 20 % de la línea a proteger.
Alcance resistivo fase - fase o fase - tierra hacia delante y hacia atrás	65% R. Min. Carga
Temporización	Disparo bloqueado o $t = ?$

## CAPE

### Qué es el CAPE?

El software de Ingeniería de protección asistida por computadora CAPE (Computer-Aided Protection Engineering) desarrollado por la empresa Electrocon Internacional.



Computer-Aided Protection Engineering

Initial Build Date: October 15th, 2010

Latest Revised Date: October 4th, 2011

Licensed to Organismo Coordinador (OC)  
for 1 simultaneous user

405 Little Lake Drive, Suite C  
Ann Arbor Michigan USA 48103  
1-734-761-8612  
eii@electrocon.com  
www.electrocon.com



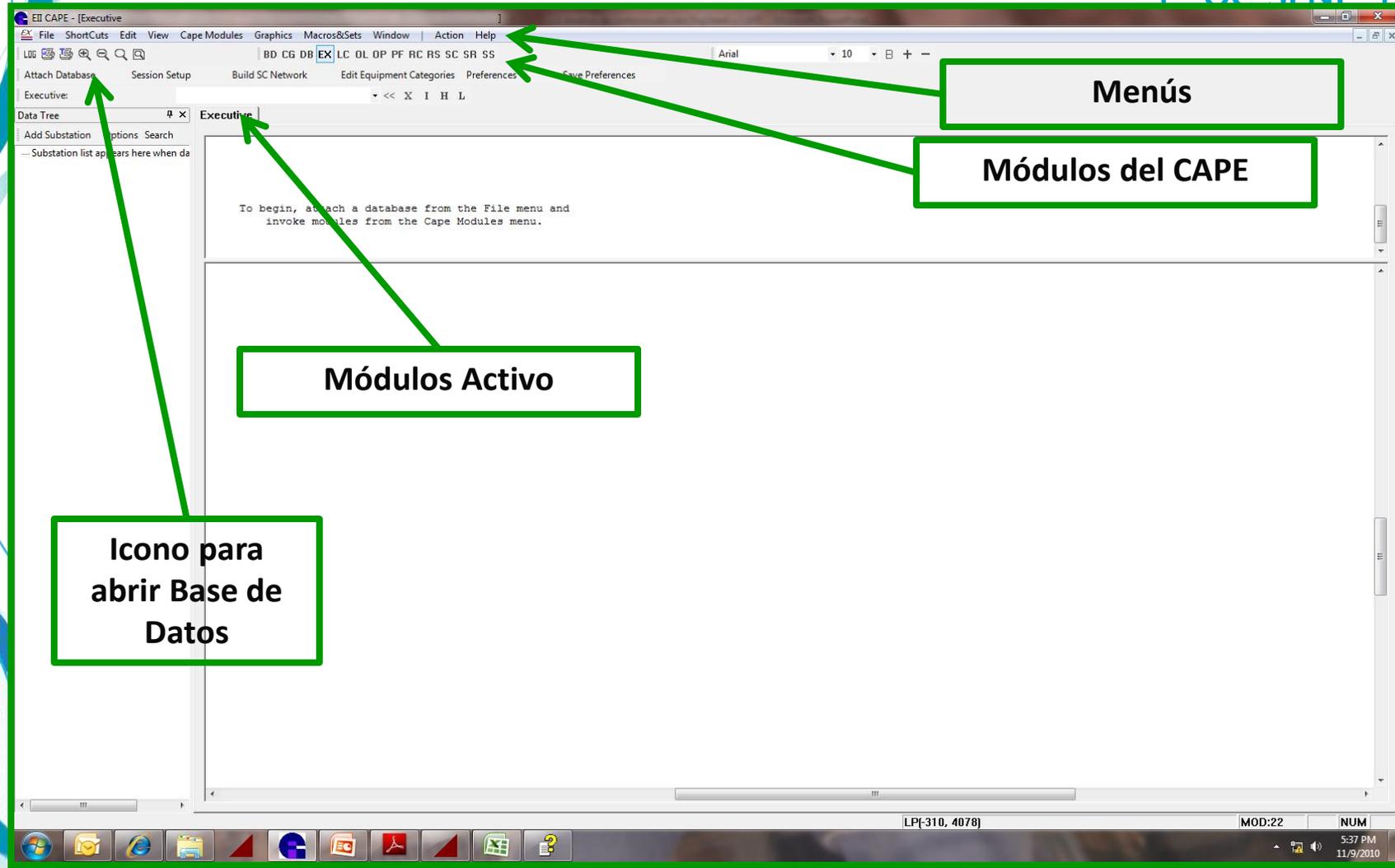
Copyright 1990 - 2010 Electrocon International, Inc. All rights reserved.  
This program is protected by U.S. and international copyright laws.

## CAPE

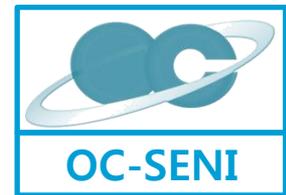
# Características del CAPE

- ❑ Capacidad de modelación detallada en base a una sola base de datos de código abierto.
- ❑ Realiza análisis y simulaciones para resolver cuestiones de gestión de datos, problemas potenciales no descubiertos en redes, problemas en dispositivos de protección y evaluación de alternativas.
- ❑ Trabaja con redes de cualquier tamaño.
- ❑ Capacidad de configurar modernos y complejos relés digitales.
- ❑ Realiza funciones de coordinación para relés y estudios de zonas extensas.

# ENTORNO DEL CAPE



# PRÁCTICAS ACTUALES



Se deben tener a mano todos los datos correspondientes del elemento a ajustar, como son:

1. Modelo de relé a ajustar
2. Impedancia de la línea a proteger
3. Impedancias de las líneas adyacentes más corta y larga
4. Tensión Nominal
5. Máxima Carga
6. Relación de CT y PT

Con estos datos, vamos a las planillas de cálculos de ajustes y la completamos.

Line	RL	XL	Line Impedance	Length (km)
1180-1190-3	0.51039	2.62045	ohms primary	8.7
1180-1190-3	0.51039	2.620	ohms primary	8.7
1180-1190-3	2.670	78.98	degrees	
1180-1254	0.17843	0.91629	ohms primary	
1180-1254	0.534	78.98	degrees	
1180-1360	1.42259	7.3148	ohms primary	
1180-1360			ohms primary	
1180-1360			ohms primary	
1180-1360			ohms primary	
1190-6007-6011-4750	1.42259	7.3148	ohms primary	
1190-6007-6011-4750			ohms primary	
1190-6007-6011-4750			ohms primary	
1190-6007-6011-4750			ohms primary	

# PRÁCTICAS ACTUALES



Con la planilla completada tendremos unos ajustes preliminares, los cuales pueden ser introducidos en el CAPE.

Es conveniente para fines de reporte (en caso de aplicar) completar la planilla con los ajustes actuales.

Esto nos facilita los reportes de ajustes y a la vez permite hacer estadísticas de cambios de ajustes realizados.

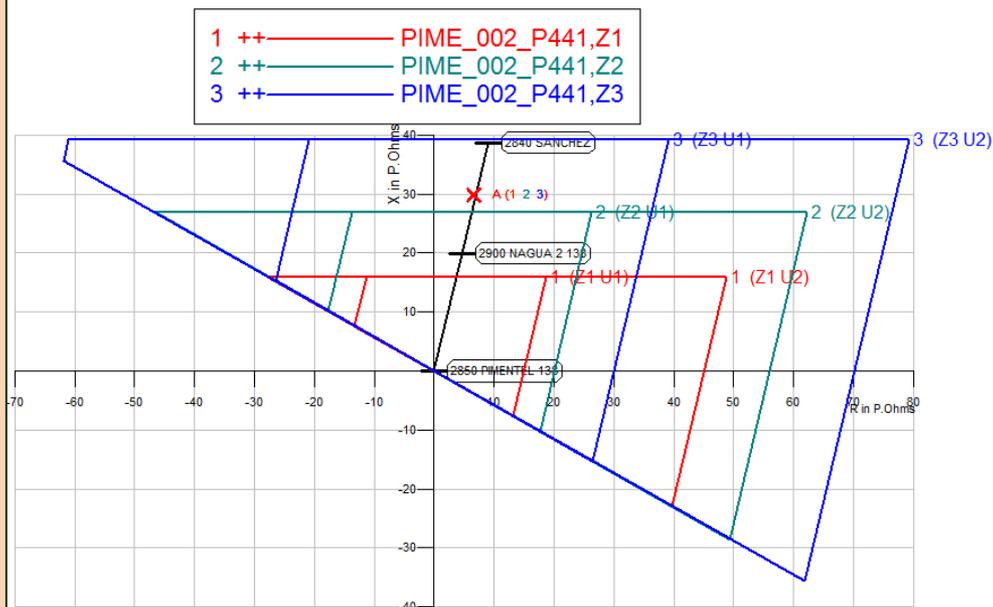
Summary	Proposed	Existing	Range
0205 CT PRIMARY	1200 Amps		10 to 5000
1110 x'	0.301 Ohms secondary/km		
1111 LINELENGTH	8.70 km		1 to 550
1116 RE/RL(Z1)	2.03		-7 to 7
1117 XE/XL(Z1)	1.19		-7 to 7
1118 RE/RL(Z1B...Z5)	2.03		
1119 XE/XL(Z1B...Z5)	1.19		
1211 Distance Angle	78.98 Degree		
1241 Rload (ph-E)	54.08		
1243 Rload (ph-ph)	54.08		
1302 R(Z1) ph-ph	6.289 ohms secondary		0.05 to 65
1303 X(Z1)	2.096 ohms secondary		0.05 to 130
1304 RE(Z1) ph-E	12.578 ohms secondary		0.05 to 130
1305 T1-1phase	0.00		
1306 T1-multi-phase	0.00		
1312 R(Z2) ph-ph	11.985 ohms secondary		0.05 to 65
1313 X(Z2)	3.995 ohms secondary		0.05 to 130
1314 RE(Z2) ph-E	23.969 ohms secondary		0.05 to 130
1315 T2-1phase	0.30		
1316 T2-multi-phase	0.30		
1322 R(Z3) ph-ph	16.223 ohms secondary		0.05 to 65
1323 X(Z3)	45.266 ohms secondary		0.05 to 130
1324 RE(Z3) ph-E	32.447 ohms secondary		0.05 to 130
1325 T3 DELAY	0.60		
1331 Op. mode Z4	Inactive		
1341 Op. mode Z5	Non-Directional		
1342 R(Z5) ph-ph	35.150 ohms secondary		0.1 to 200
1343 X(Z5)+	67.899 ohms secondary		0.1 to 200
1344 RE(Z5) ph-E	42.181 ohms secondary		0.1 to 200
1345 T5 DELAY	Infinity ohms secondary		0.1 to 200
1346 X(Z5)-	33.949 ohms secondary		0.1 to 200
1352 R(Z1B) ph-ph	9.434 ohms secondary		0.05 to 65
1353 X(Z1B)	3.145 ohms secondary		0.05 to 130
1354 RE(Z1B) ph-E	18.867 ohms secondary		0.05 to 130
1355 T1B-1phase	0.00		
1356 T1B-multi-phase	0.00		
3110 Op. mode 3I0>>>	Inactive		
3120 Op. mode 3I0>>	Inactive		
3130 Op. mode 3I0>	Inactive		
3140 Op. mode 3I0p	Forward		
3141 3I0p PICKUP	0.20		
3143 3I0p Time Dial	0.40		
3147 Add. T-DELAY	0.00		
3151 IEC Curve	Normal Inverse		

# PRÁCTICAS ACTUALES



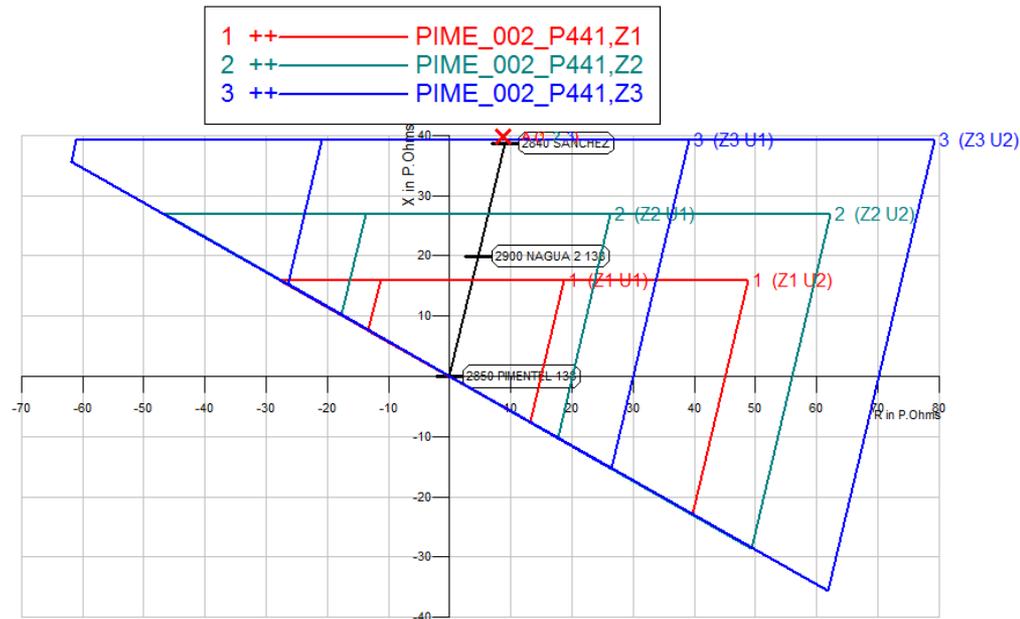
Cálculos de la constante infeed para 2da Zona de la protección de Distancia

1. Realizar cortocircuito monofásico y trifásico en la mitad de la línea adyacente mas corta.
2. Abrir el elemento que tenga mayor aporte de corriente infeed en la barra adyacente.
3. Realizar nuevamente cortocircuitos trifásicos y monofásicos con el elemento abierto.
4. Tomar el menor factor infeed de las fallas simuladas.



## Cálculos de la constante infeed para 3ra Zona de la protección de Distancia

1. Realizar cortocircuito monofásico y trifásico en el extremo de la línea adyacente mas larga.
2. Tomar el mayor factor infeed de las fallas simuladas.



En caso de que tengamos aportes de infeed de generadores que normalmente están fuera de servicio, no se deben considerar, para evitar sobrealcances.

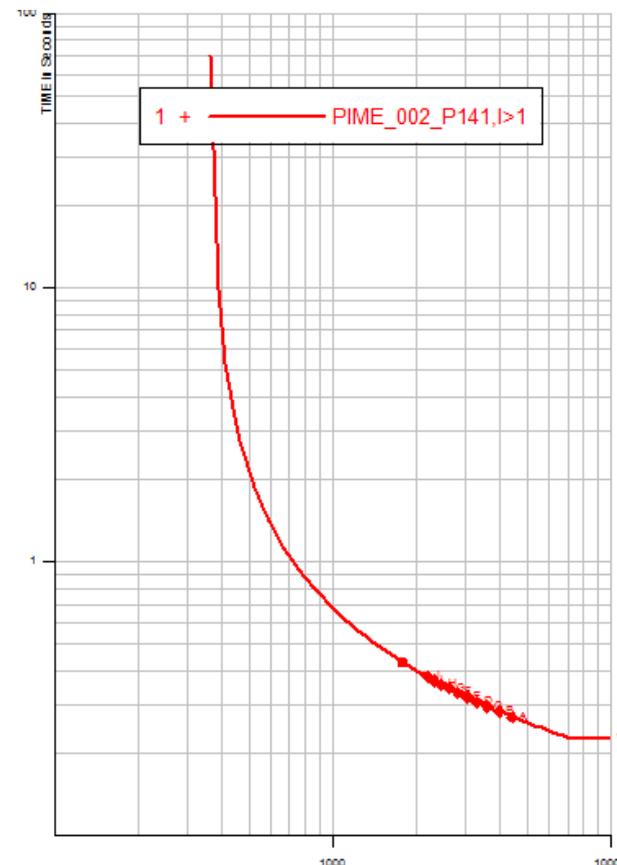
Aquí podemos utilizar la zona 4 ajustada con el infeed incluyendo dichos generadores con un tiempo mayor al de la zona 3.

# PRÁCTICAS ACTUALES



## Ajustes del Dial de las protecciones de sobrecorriente de Fase

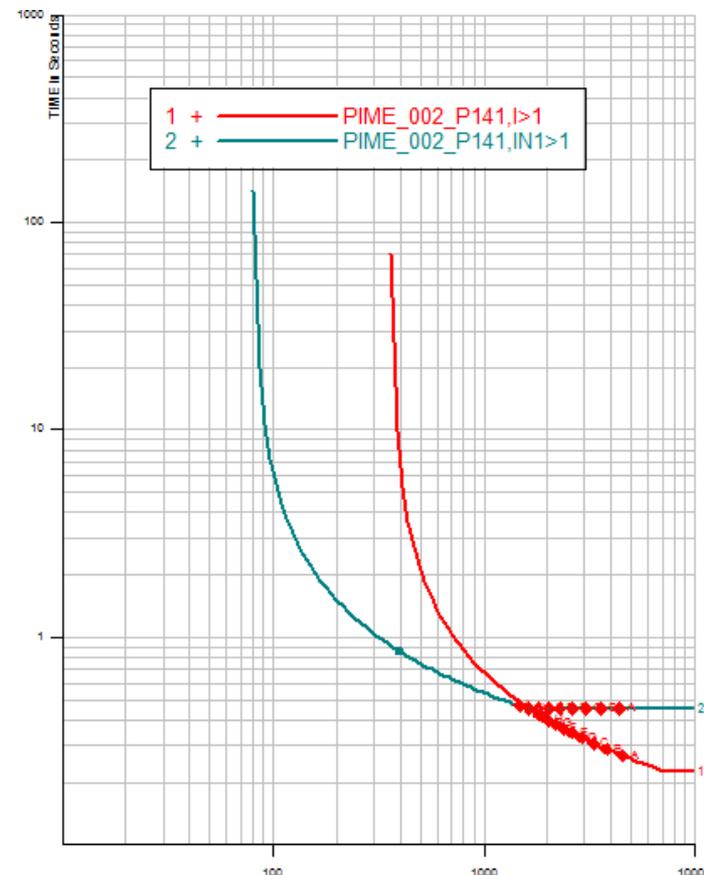
1. Graficar la función de sobrecorriente de Fase.
2. Realizar cortocircuito trifásico a través de la línea y en el extremo remoto.
3. Ajustar el Dial hasta que el tiempo para la falla en el extremo sea alrededor de 1 segundo. Asegurando que para la falla mas cercana sea mayor a 400 ms.



En caso de que el tiempo para falla cercana sea menor a 400 ms y el relé no cuente con la función de tiempo mínimo de disparo, debemos subir el dial hasta que el tiempo llegue a 400 ms para la falla mas cercana.

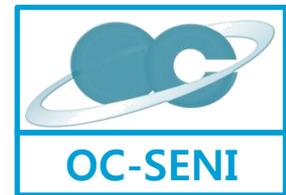
## Ajustes del Dial de las protecciones de sobrecorriente de Neutro

1. Graficar las funciones de sobrecorriente de Fase y Neutro.
2. Realizar cortocircuito monofásico a través de la línea y en el extremo remoto.
3. Ajustar el Dial hasta que el tiempo para la falla en el extremo sea alrededor de 1 segundo. Asegurando que para la falla mas cercana sea mayor a 400 ms (Se debe tener pendiente que para fallas monofásicas puede actuar la función de Fase, y debemos ajustar considerando ambas).



En caso de que el tiempo para falla cercana sea menor a 400 ms y el relé no cuente con la función de tiempo mínimo de disparo, debemos subir el dial hasta que el tiempo llegue a 400 ms para la falla mas cercana.

# PRÁCTICAS ACTUALES



Una vez ajustados ambos extremos de la línea, procedemos a realizar los estudios de chequeo de coordinación de las protecciones (Relay Checking).

The screenshot displays the EII CAPE software interface for Relay Checking. The 'Define Checking Area' menu item is highlighted in red. Two 'Checking Area Set Definition' dialog boxes are open, showing configuration options for simulation depth, LZOP types, and element codes. The background shows a power system diagram with a bus labeled '2000 ABANICO PE' and various protection settings.

**Checking Area Set Definition (Left Dialog):**

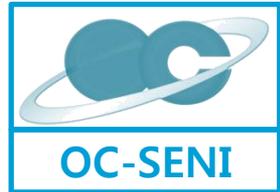
- Area Set Definition: Auto Determination of Simulation Area
- Center Bus:  (Value: 2900 2850 1)
- Center Line:  (Value: 2900 2850 1)
- Check Depth: 1
- Skip Over XFMR:  Skip Over Bus Tie:
- Checking Area Boolean: And
- General Area Selection By: [Empty]
- IOC for Reach Faults Selection By: [Empty]
- DIST for Reach Faults Selection By: [Empty]

**Checking Area Set Definition (Right Dialog):**

- Simulation Depth: 1
- Mutual Depth: 1
- Pilots: Off
- Skip Over Bus Tie:  Skip Over XFMR:  Use Default Contact Logic:
- Inhibited Breaker LZOPS:  Bus Fault LZOPS:  Auto Reclose:
- Exclude elements not needed for contact logic:
- LZOP\_Type:  LINE  MACHINE  BUS TIE  XFMR  PASSIVE SHUNT  BUS  MISC
- Element\_Code:  IOC  DIST  AUX  CDIFF  DIR  TIMER  RECL  TOC  VOLT  FUSE
- AND Limit Relays By: [Empty]
- AND Limit Elements By: [Empty]
- AND Limit Fuses By: [Empty]
- AND Limit Reclosers By: [Empty]
- Select LZOPS Where: [Empty]

Aquí seleccionamos el área a estudiar, la profundidad de los estudios, los tipos de LZOP y los elementos que vamos a verificar la coordinación

# PRÁCTICAS ACTUALES



The screenshot shows the EII CAPE software interface with the 'Fault Set Definition' dialog box open. The dialog box contains the following text and controls:

You may now edit the definition if desired, then

- a). Save the definition to a file, or
- b). Press "OK" to process the definition, or
- c). Press "Reset" to start again, or
- d). Press "Cancel" to close this form

On the right side of the dialog, there are three dropdown menus:

- Fault Category: [Empty] [Select Another Fault Category]
- Fault Type: [Empty] [End Fault Type Selections]
- Fault Macros: [Empty] [Show Available Macros]

At the bottom right of the dialog, there is a button labeled 'Finished with definition'.

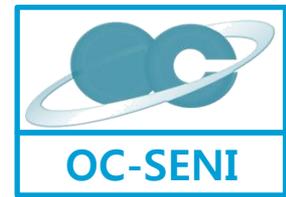
The main text area of the dialog contains the following code:

```
Fault_Set
Line_Oriented
Three_Phase Single_Line_Ground X
"RC_SLIDING_IN_STEPS (#FROM, #TO, #CIRCUIT, 0.10000)"
X
X
X
return
```

At the bottom of the dialog, there are five buttons: 'Save definition to a file', 'Load previously saved definition', 'Help', 'Reset', 'OK', and 'Cancel'.

Aquí seleccionamos las fallas y los tipos de fallas que deseamos estudiar.

# PRÁCTICAS ACTUALES



The screenshot shows the EII CAPE - [Relay Checking] application window. The menu bar includes File, ShortCuts, Edit, View, Cape Modules, Graphics, Macros&amp;Sets, Window, Action, and Help. The toolbar contains icons for LOG, a magnifying glass, and a refresh icon. The main menu includes Define Checking Area, Define Fault Set, Set Reporting Level (highlighted with a red box), Check Coordination, and Preferences (highlighted with a red box). The Data Tree on the left lists various relays and breakers, including DIR "EF1\_D", DIR "EF2\_D", DIR "NPS\_D", DIR "PH\_D", DIR "PH\_DIR2", DIR "PH\_DIR3", DIR "PH\_DIR4", DIR "REF", DIR "SEF\_DIR1", DIR "SEF\_DIR2", DIR "SEF\_DIR3", DIR "SEF\_DIR4", TOC "I&gt;1" (P140\_I&gt;1), TOC "I&gt;2" (P140\_I&gt;2), TOC "I&gt;3" (P140\_I&gt;3), and TOC "I&gt;4" (P140\_I&gt;4). A dialog box titled "Select a reporting level" is open, showing a list of options: DATA\_CHECK\_ONLY, MISCOORDINATIONS\_ONLY (selected), MISCOORDINATIONS\_AND\_CTI\_VIOLATIONS, ALL\_BREAKER\_OPERATIONS, ALL\_ELEMENT\_OPERATIONS, and ELEMENT\_SUMMARY. The "Relay Checking Options" dialog box is also open, showing the "Simulation Area" tab. It includes checkboxes for "Continue After Miscoordination", "Show Blocked Elements", "Show Infinite Times", and "Show Unused Logic Codes". The "Check By" dropdown is set to "Simulation", and the "Reporting Level" dropdown is set to "All\_Breaker\_Operations". The "Time Unit" is set to "Seconds". The "Coordination Time Interval Options" section includes "CTI Definition" (TB\_L2OP and TP\_L2OP), "Desired CTI" (0.3), and "Max CTI". The "Output Options" section includes checkboxes for "Screen Reports" and "File Reports", with "File Reports" set to "C:\CAPE\data\RC\_2850\_2900\_20111013\_1823".

Aquí seleccionamos el nivel y el tipo de reporte que deseamos

# PRÁCTICAS ACTUALES



RC UASD-CNPE 20110721 1703 [Compatibility Mode] - Microsoft Word

File Home Insert Page Layout References Mailings Review View

Courier New 8 A Aa

Normal No Spaci... Heading 1 Heading 2 Title Subtitle Subtle Em... Emphasis Intense E... Strong

Navigation

Search Document

This document does not contain headings.

To create navigation tabs, create headings in your document by applying Heading Styles.

```
Distant 0.100 from "1135 CESAPENSON38" on "G STUDY SET" to "1254 TIMBEQUE2 38"
Open breaker on "1135 CESAPENSON38" to "1254 TIMBEQUE2 38" Ckt 1 at CNPE38      New bus "999002 CESAPENSON38" (NEWBUS2)
THREE_PHASE at temporary bus "999001 CESAPENSON38" (NEWBUS1)

*****
*** MISCOORDINATION ***
*****
After event 2...18.0 c 0.300 s

Fastest Primary:

Primary LZOP at TIM2: LINE...343 LZOP 1254-1135; 3-pole
LZOP 0.333; Breaker: 0.059; LZOPBkr: 0.302...SRG
Trip path  REL316_T2...TIM238_005_REL316*4          761 TIMER t2_Z2          1

Fastest Backup:

Backup LZOP at IM38: LINE...180 LZOP 1180-1254; 3-pole
LZOP 0.242; Breaker: 0.059; LZOPBkr: 0.302...SRG
Trip path  7SJ512_Or...IM38E_001_7SJ512          82 TIMER Te7          1

CTI: Min desired...0.300 Max desired 9999.00 Predicted -0.092 seconds CTI Defn: TB_LZOP - TP_LZOP

Logical breakers for all LZOPS asserted in previous steps:

LZOP          Breaker type & location          Bkr opening cyc          Tripped by
-----
63 LINE PRIMARY...LINE Branch "1135 CESAPENSON38" to "1254 TIMBEQUE2 38" Ckt 1 3.0 Opened 3-pole REL316-4_RET316-
REL316R_TRIP

Logical breakers for all LZOPS asserted in this step:

LZOP          Breaker type & location          Bkr opening cyc          Tripped by
-----
180 LINE...BACKUP LINE Branch "1180 LOS MINA 138" to "1254 TIMBEQUE2 38" Ckt 1 3.5 Opened 3-pole 7SA511_OR_7SJ512_TRIP

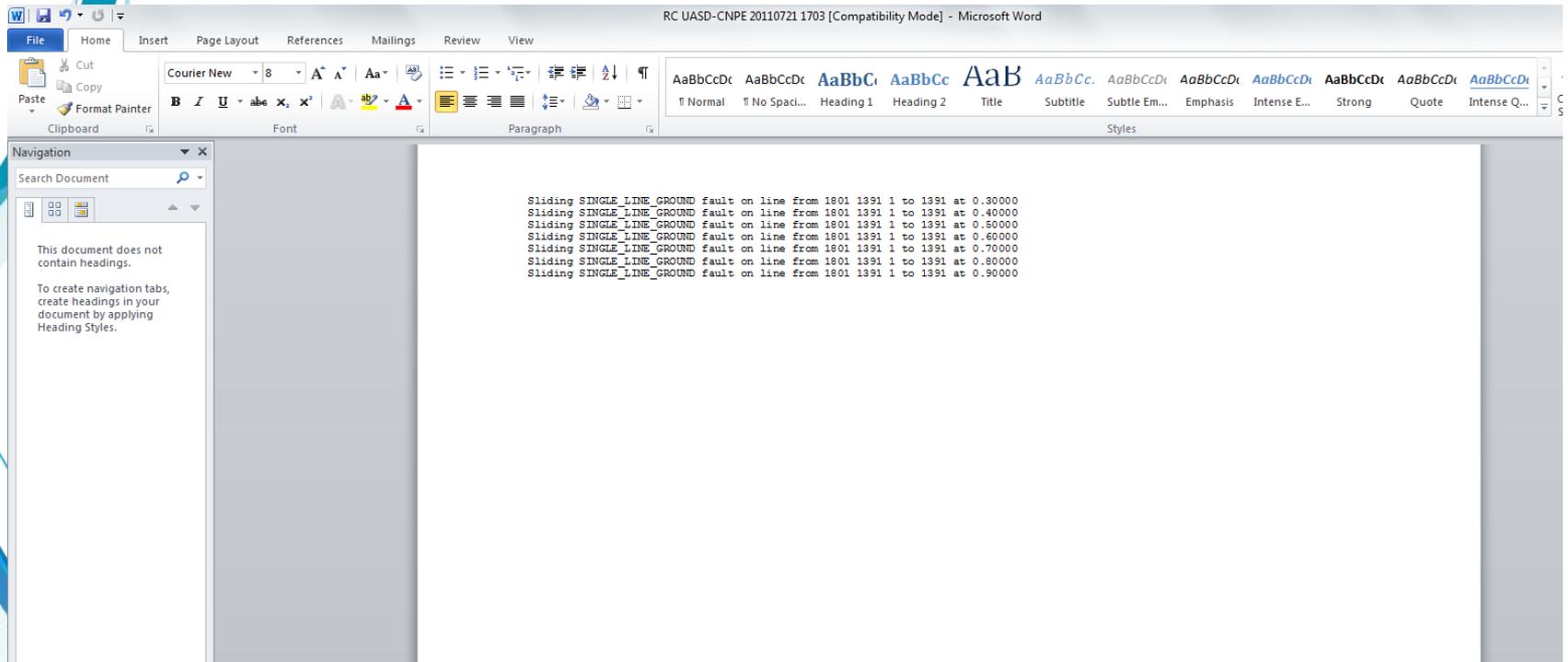
Fault is not cleared after 18.0 cycles 0.300 seconds

*****
Fault 28 of 90: after event 2...18.0 c 0.300 s

Number of fault buses: 1
```

Procedemos a revisar el reporte y se chequean uno a uno los problemas de coordinación.

# PRÁCTICAS ACTUALES

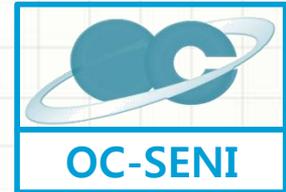


Cuando tengamos un reporte sin problemas de coordinación, procedemos a aprobar los nuevos ajustes.

## OBJETIVOS DEL ESTUDIO

- ❑ Recopilación en sitio de la información de los equipos y esquemas de protección de todas las subestaciones 138 kV y 69 kV con generación del SENI.
- ❑ Crear una Base de Datos de Protecciones en el software CAPE, que pueda ser utilizada para realizar todos los estudios del SENI.
- ❑ Establecer los criterios de ajuste de las protecciones del SENI.
- ❑ Realizar los estudios de coordinación de las protecciones del SENI a partir de la información recopilada y con base en los criterios de ajuste, e implementar los ajustes resultantes en campo.
- ❑ Realizar un diagnostico del estado actual de las protecciones de SENI y recomendar las adecuaciones necesarias.

# ACTIVIDADES DEL PROYECTO



Levantamiento en campo de la información necesaria para realizar los Estudios.

Creación de la Base de Datos de Protecciones en el Software CAPE.

Revisión de los Criterios de Ajustes.

Estudios de Coordinación de las Protecciones.

Implementación en campo de los ajustes resultantes de los estudios.

# ESTUDIOS DE COORDINACIÓN DE AJUSTES

## Zona Norte (1ra Etapa)

- Todas las subestaciones a 138 kV de ZF Santiago hacia Puerto Plata y la línea Noroeste, mas el Proyecto 345 kV y sus instalaciones complementarias a 138 kV.
  - 78 relés (40 Principales y 38 de Respaldos)

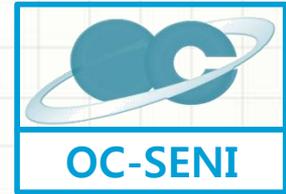
## Zona Central

- Todas las subestaciones a 138 kV de Santo Domingo, desde Hainamosa hasta Palamara.
  - 111 relés (59 Principales y 52 de Respaldos)

## Zona Norte (2da Etapa)

- El resto de las subestaciones a 138 kV de la zona Norte, desde ZF Santiago hasta Palamara.
  - 70 relés (42 Principales y 28 de Respaldos)

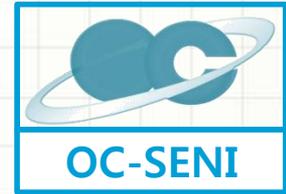
# IMPLEMENTACIÓN DE LOS AJUSTES



## ZONA NORTE (1RA ETAPA)

- ❑ Se implementaron los ajustes en 70 de los 78 relés programados, los 8 faltantes se debieron a múltiples razones.
- ❑ 36 relés son del Proyecto 345 kV y sus instalaciones complementarias y fueron probados por el contratista de la línea.
- ❑ Se instalaron 2 relés Siemens 7SA611 en las líneas Mao – Navarrete 2 y Montecristi – Dajabón en sustitución de los AEG PD571 que estaban averiados.
- ❑ Se encontró la relación del CT de la línea Puerto Plata 2 – El Naranjo en 600/1, y se cambió a los 1200/1 que fueron considerados para los estudios.
- ❑ 7 relés de respaldo AEG PS441 estaban dañados en el anillo de la línea Noroeste.
- ❑ El relé principal AEG PD571 de la línea Dajabón – Montecristi está dañado.
- ❑ El circuito 2 de la ZF Santiago hacia El Naranjo no se ajustó porque está siendo utilizado temporalmente hacia Puerto Plata 2.
- ❑ En Monción se encontraron los relés con las lógicas de salidas desprogramadas y no se implementaron los ajustes de los relés principales ni de respaldo.

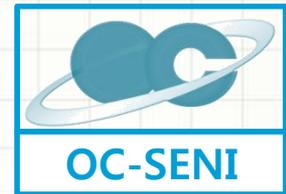
# IMPLEMENTACIÓN DE LOS AJUSTES



## ZONA CENTRAL

- ❑ Se implementaron los ajustes en 103 de los 111 relés programados.
- ❑ Los 8 relés restantes son de las nuevas líneas Palamara – Los Mina y los Mina – Hainamosa, y se ajustaran para su entrada en servicio.
- ❑ En las líneas Haina hacia Itabo se encontraron las ecuaciones de disparo de los relés de distancia SEL311L mal ajustadas y fueron corregidas inmediatamente.
- ❑ En Los Prados y Villa Duarte se encontraron los relés de distancia 7SA611 hacia Herrera y El Brisal respectivamente con problemas de configuración.
- ❑ En Villa Duarte se encontró el relé de distancia 7SA511 hacia Timbeque 2 averiado, y fue sustituido esa misma noche por un 7SA611.
- ❑ En las subestaciones UASD, CNP y Metropolitano se encontraron los relés de respaldo REF542 con una alarma que no permitía cambiar el ajustes. Esto fue corregido posteriormente por la ETED.

# ESTADÍSTICAS DE EVENTOS POR ZONA ESTUDIADA



## Eventos con Descoordinación de Protecciones

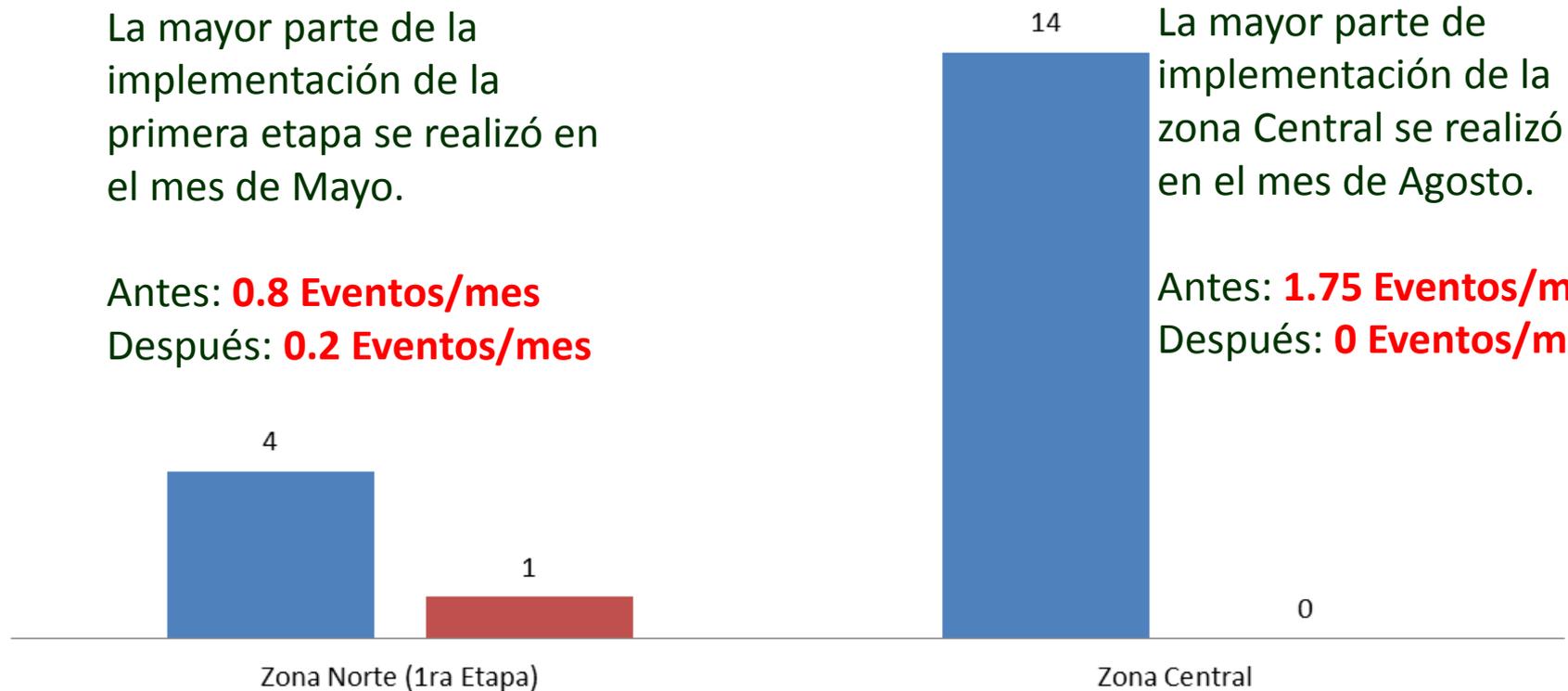
■ Antes de Implementación ■ Después de Implementación

La mayor parte de la implementación de la primera etapa se realizó en el mes de Mayo.

Antes: **0.8 Eventos/mes**  
Después: **0.2 Eventos/mes**

La mayor parte de implementación de la zona Central se realizó en el mes de Agosto.

Antes: **1.75 Eventos/mes**  
Después: **0 Eventos/mes**



# ¿CÓMO OBTENER ESTA INFORMACIÓN?



Toda la información ***está disponible*** en la página web del Organismo Coordinador [www.oc.org.do](http://www.oc.org.do)

The screenshot shows the OC-SENI website interface. At the top, there is a browser address bar with the URL <http://www.oc.org.do/>. The website header features the OC-SENI logo and the full name of the organization: "Organismo Coordinador del Sistema Eléctrico Nacional Interconectado de la República Dominicana". Below the header is a navigation menu with tabs for "Inicio", "Nosotros", "Informes", "Normativa", "Servicios", and "Contactos". A secondary menu is open under "Informes", listing "Operaciones", "Comerciales", "Estudios", and "Memorias", each with a right-pointing arrow. On the right side, a vertical list of reports and programs is displayed, including "Informe Diario de Operación", "Informe Mensual de Operación", "Programa Diario de Operación", "Redespacho de la Operación", "Programa Semanal de Operación", "Comité Técnico de Operaciones", "Comité de Análisis de Fallas", "Informe de Mediano Plazo", "Informe de Largo Plazo", "Programa de Mantenimiento Mayor", and "Mant. de Redes, S/E y Protecciones". On the left side, a sidebar menu lists various services and documents such as "Servicios a los Agentes", "Resoluciones SIE", "Red Nacional", and "Proyectos Banco Mundial". The main content area is titled "El Organismo Coordinador" and contains introductory text about the organization's mission and regulatory framework.

# REFERENCIAS



- [1] OC-SENI, *“Curso de DigSilent Básico en 3 días”*, Ing. Iván Veras.
- [2] Universidad de Antioquia – ISA, *“Protecciones Eléctricas en Subestaciones”*, Nelson Mesa
- [3] INPROCA, *“Curso de Protecciones Eléctricas”*, Carlos Burgos
- [4] IEE-UNSJ, *“Curso de Protecciones Eléctricas”*, Eduardo Orduña
- [5] Electrocon, *“Entrenamiento en CAPE”*
- [6] SEL, *Modern Solutions for Protection, Control, and Monitoring of Electric Power System*, Héctor Altuve and Edmund Schweitzer.
- [7] IEEE, *Power System Protection*, P. M. Anderson.

**...MUCHAS GRACIAS POR SU ATENCIÓN...**