

Programa para calculadoras Texas Instruments para resolver problemas de estabilidad transitoria mediante reducción de Dahl con método punto a punto

Eduardo Soto Sepúlveda
edusotos@gmail.com

A mis compañeros electricistas...

Hace cerca de un año que me encontraba estudiando esta gran asignatura como lo es “Sistemas Eléctricos de Potencia”, la cual forja las mentes de los electricistas en el cálculo a pulso para lo cual nos han preparado durante mucho tiempo. Mientras mis compañeros calculaban como “locos” yo me dediqué a desarrollar este programita en el cual tarde varios días, siempre quise que ellos lo utilizaran. Eso no lo conseguí...

Espero que desarrollando este manual ayude a esas brillantes mentes a mirar más allá de sus números, líneas, transformadores, generadores y otros tantos amigos de la ingeniería eléctrica.

Agradezco al dedicado Ricardo Godoy quien ayudó a conceptualizar y corroborar que este programa funcionara y al entusiasta Alonso Arriagada que cree en la filantropía¹ y ayudó a que este manual estuviera en vuestras manos.

Descripción

Se desarrolló un programa para calcular las distintas iteraciones necesarias para verificar si un sistema de potencia con sus unidades generadoras reducido mediante el teorema de Dahl pierde o no la estabilidad si ocurre una falla en el sistema.

El programa fue desarrollado mediante el lenguaje de programación BASIC para calculadoras Texas

¹ En general, la filantropía es el amor al género humano y todo lo que a la humanidad respecta, particularmente, en su forma positiva y constructiva, expresado en la ayuda a los demás sin que necesariamente se requiera de un intercambio o interés alguno en una respuesta.

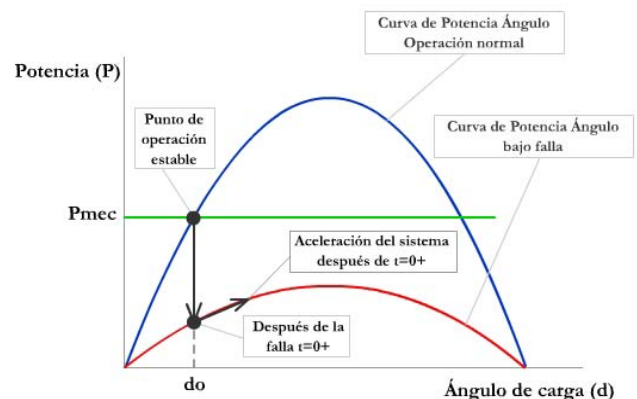
Instruments (TI) por lo cual puede ser fácilmente editado para agregar variantes al código.

1. Teoría del Programa

1.1 Operación estable y ocurre una falla en el sistema eléctrico

El problema se reduce mediante el método propuesto por Dahl a dos máquinas sincrónicas operando en estado estacionario con una carga determinada. Estas máquinas operan en un sistema idealizado (sin pérdidas) y eventualmente ocurre una falla en algún punto del sistema (puede ser cualquier tipo de falla reducida mediante mallas de secuencias).

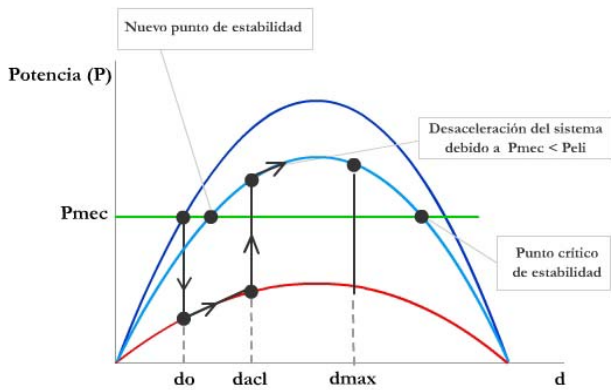
En la gráfica se presenta la gráfica de las ecuaciones potencia – ángulo del estado de operación normal (en azul) y de la condición de falla (en rojo). La potencia mecánica (en verde) se mantiene constante durante la falla lo que ocasiona una aceleración de los grupos generadores bajo la condición de falla.



1.2 Desconexión de la falla

El programa considera que en algún momento existe una desconexión automática de la falla que permita recuperar el sistema. El problema es que no se sabe si esta desconexión del punto de falla permitiría recuperar el sistema y seguir operando en forma estable o simplemente la falla se despejó muy tarde por tanto el sistema se torna inestable. Para resolver la interrogante anterior se utiliza un método iterativo donde se usa el tiempo en forma discreta (Δt) y se evalúa la aceleración de los grupos generadores sincrónicos (considerando que las constantes de tiempo mecánicas son más lentas que las eléctricas el

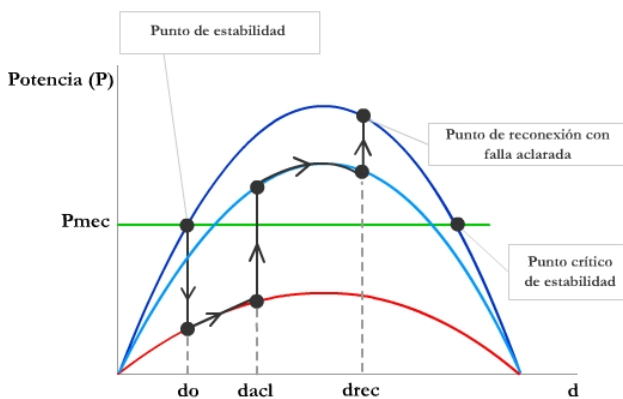
torque acelerante de las turbinas se mantiene constante durante el cálculo que es una suposición del método).



Una vez que el sistema despeja la falla (dacl), existe una nueva ecuación potencia – ángulo para la nueva configuración del sistema. Esta nueva condición genera una desaceleración en las máquinas hasta llegar a un ángulo crítico (dmax) el cual determinará si el sistema es estable o no finalmente. El punto crítico de estabilidad se muestra en la figura y dependerá del tiempo en que se aclare la falla, debido a esto existe un “dacl” crítico para que el sistema sea estable.

Si el sistema es estable, el nuevo punto de operación estable será el donde se iguale las potencias eléctrica y mecánica ($P_{mec} = P_{el}$, intersección de curvas verde y celeste).

1.3 Reconexión y despeje de la falla

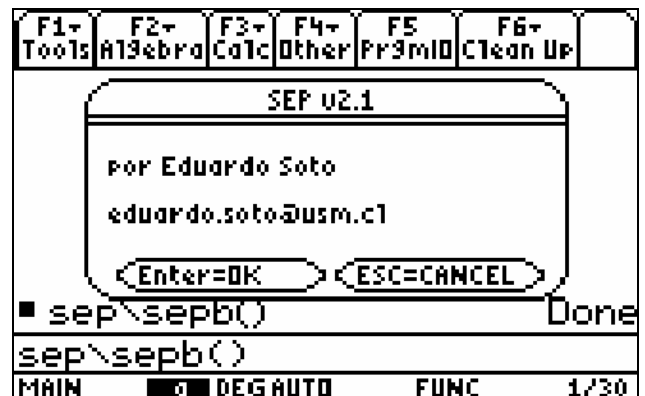


Es común que los “eventos” ocurren en forma transitoria pues puede ocurrir una falla como por ejemplo la caída de una rama de un árbol a una línea lo que ocasionaría un disturbio en la red (visto desde las variables eléctricas) donde operan las protecciones y generan una desconexión del punto de falla. Los sistemas pueden tener 1 o más reconexiones posteriores ya que el “evento” puede haberse despejado (en el ejemplo la rama no ocasionó daños) y

la línea esté en condiciones de operación normal. El programa considera también una posible reconexión del sistema con la falla aclarada para evaluar si sigue estable o no.

2. Funcionamiento del Programa

Para ejecutar el programa debe estar guardado en cualquier carpeta de la computadora desde la cual se pueda llamar fácilmente. En la siguiente imagen se muestra por ejemplo que el programa “sepb()” se encuentra en la carpeta “sep” y se llama desde el “Home” como “sep\sepb()”



Al ingresar existen dos opciones de menú (como se muestra en la siguiente imagen).



1.- *Estabilidad de Sistemas.* En esta opción se puede seleccionar las opciones “sin reconexión” y “con reconexión” (se verá más adelante en la sección 2.1)

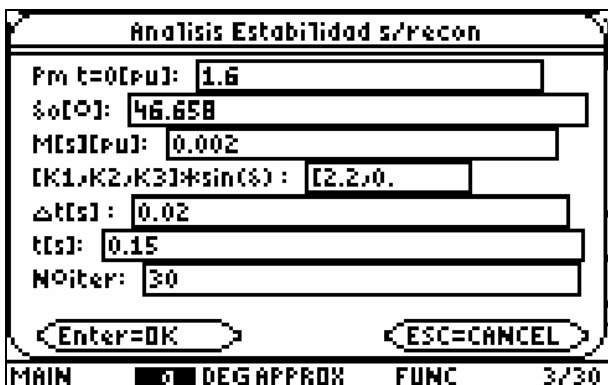
2.- δacl . Con esta opción ingresando los parámetros del sistema se puede conocer el ángulo respectivo en la curva Potencia – ángulo (se verá en la sección 2.2)

2.1 Estudio de Estabilidad de Sistemas

Esta opción permite conocer punto a punto los estados del sistema según las condiciones preconfiguradas del sistema. Finalmente muestra un resumen con los valores más característicos de las iteraciones realizadas. A continuación se muestra el menú para seleccionar si existe o no reconexión del sistema (ver parte teórica 1.2 y 1.3)



2.1.1 Operación sin reconexión



Para esta condición de operación se deben ingresar los siguientes parámetros:

P_m : potencia mecánica de la turbina impulsora (Potencia activa)

δ° : ángulo de operación del generador en estado estacionario ($t=0$)

M : constante del generador equivalente en [pu]

$[k_1, k_2, k_3]$: valores máximos de la función potencia – ángulo para las distintas condiciones de operación (la primera constante corresponde al primer estado, la segunda curva al segundo estado del sistema, etc.)

Δt : intervalo de tiempo en segundos con las que se realizarán las iteraciones (mientras menor hay mayor exactitud en el cálculo).

t : corresponde al tiempo en segundos en que aclara la falla

N° iter: corresponde al número de iteraciones máximo que permite para salir del ciclo. Este número debe ser tal que permita discernir si el sistema es estable o no ya que si es estable saldrá del ciclo antes de terminar las iteraciones especificadas.



El programa termina la iteración debido a dos motivos, el sistema es estable por lo que el ángulo máximo se alcanzó antes de las iteraciones especificadas, o bien, se realizaron todas las iteraciones especificadas no alcanzándose el resultado. Se sugiere aumentar el número de iteraciones en el último caso para comprobar si el sistema es inestable.

El resumen presenta los siguientes ítems:

N° iter. ac1: es el número de iteraciones realizadas hasta que la falla fue aclarada.

δ° ac1: ángulo de aclaración de la falla

N° iter < δ° ac1: iteraciones totales realizadas

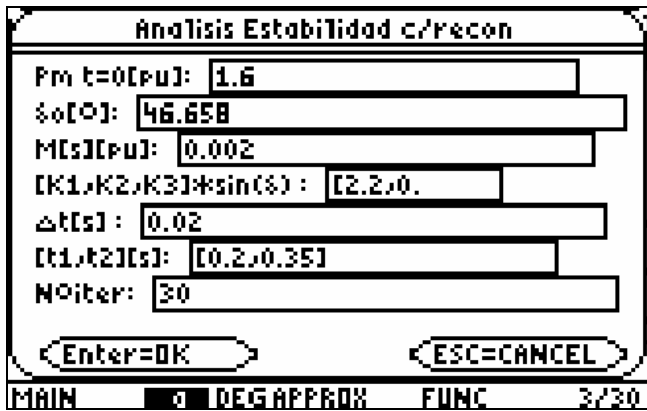
< δ° max: último ángulo calculado en las iteraciones

tmax: tiempo en segundos de la última iteración

La observación de inestabilidad del ángulo delta $>180^\circ$ puede observarse a través del análisis de las áreas (revisar marco teórico de la asignatura). Los valores de todas las iteraciones se encuentran almacenados en una

matriz llamada “est” que se sobrescribe después de cada operación del programa.

2.1.2 Operación con reconexión



Para esta condición de operación se deben ingresar los siguientes parámetros:

Pm: potencia mecánica de la turbina impulsora (Potencia activa)

δ° : ángulo de operación del generador en estado estacionario ($t=0$)

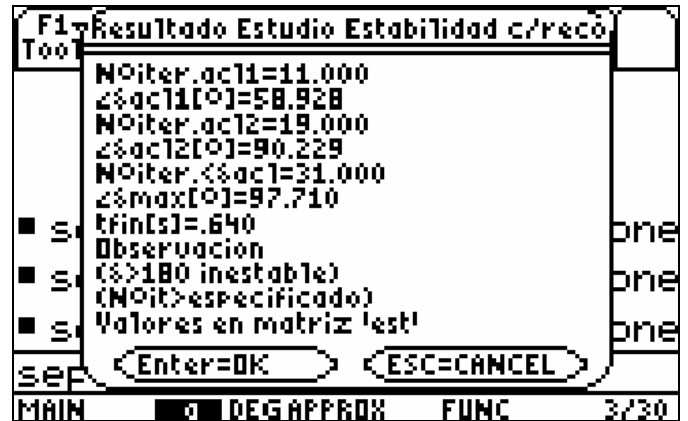
M: constante del generador equivalente en [pu]

[k1,k2,k3]: valores máximos de la función potencia – ángulo para las distintas condiciones de operación (la primera constante corresponde al primer estado, la segunda curva al segundo estado del sistema, etc.). Para este caso con reconexión se entiende que el último estado “k4” es igual al valor “k1” (ver sección 1.3)

Δt : intervalo de tiempo en segundos con las que se realizarán las iteraciones (mientras menor hay mayor exactitud en el cálculo).

[t1,t2]: t1 corresponde al tiempo en segundos en que aclara la falla y t2 es el tiempo en segundos en que se reconecta.

N° iter: corresponde al número de iteraciones máximo que permite para salir del ciclo. Este número debe ser tal que permita discernir si el sistema es estable o no ya que si es estable saldrá del ciclo antes de terminar las iteraciones especificadas.



El programa termina la iteración debido a dos motivos, el sistema es estable por lo que el ángulo máximo se alcanzó antes de las iteraciones especificadas, o bien, se realizaron todas las iteraciones especificadas no alcanzándose el resultado. Se sugiere aumentar el número de iteraciones para comprobar si el sistema es inestable.

El resumen presenta los siguientes ítems:

N° iter. acl1: es el número de iteraciones realizadas hasta que la falla fue aclarada.

< δ° acl1: ángulo de aclaración de la falla

N° iter. acl2: es el número de iteraciones realizadas hasta que se reconecta.

< δ° acl2: ángulo de reconexión

N° iter < δ° acl: iteraciones totales realizadas

< δ° max: último ángulo calculado en las iteraciones

tfin: tiempo en segundos de la última iteración

La observación de inestabilidad del ángulo delta $>180^\circ$ puede observarse a través del análisis de las áreas (revisar marco teórico de la asignatura de SEP). Los valores de todas las iteraciones se encuentran almacenados en una matriz llamada “est” que se sobrescribe después de cada operación del programa.

2.2 δ_{acl}

En un problema de estudio de estabilidad se conoce el tiempo en que operan las protecciones, abre el interruptor o bien otras condiciones de operación asociadas al tiempo. La opción δ_{acl} permite encontrar el ángulo delta (de la ecuación potencia-ángulo) dado un tiempo determinado.

```

Encontrar An3ulo
In3grese los datos solicitados
Pm t=0[pu]: 1.6
s0[0]: 46.658
M[ts][pu]: 0.002
[K1,K2]*sin(s): [2.2,0.4]
Δt[ts]: 0.02
t[ts]: 0.2
Enter=OK ESC=CANCEL
MAIN DEGAPPROX FUNC 5/30
  
```

```

F1+ F2+ F3+ F4+ F5 F6+
Tools A19&bra Calc Other Pr3mid Clean Up
Resultado iteracion
se s0[0]:59.651 one
se tiempo[ts]:.200 one
se Enter=OK ESC=CANCEL one
se sep\sepb() Done
sep\sepb()
MAIN DEGAPPROX FUNC 5/30
  
```

2.3 Matriz de resultados de las iteraciones

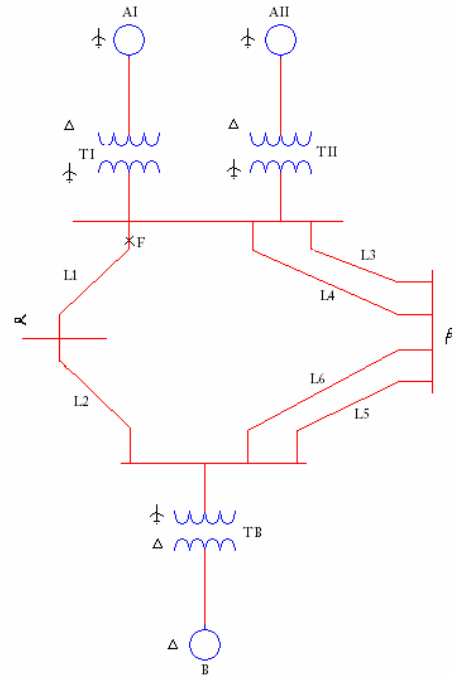
est	1	2	3	4	5
1	0	1.599...	0.654...	0	46.658
2	0.02	0.291...	1.308...	0.13...	46.788909...
3	0.04	0.293...	1.306...	0.39...	47.181512...
4	0.06	0.296...	1.303...	0.65...	47.835434...
5	0.08	0.300...	1.299...	0.91...	48.750059...
6	0.1	0.306...	1.293...	1.17...	49.924536...
7	0.12	0.312...	1.287...	1.43...	51.357798...
8	0.14	0.319...	1.280...	1.69...	53.048574...
9	0.16	0.327...	1.272...	1.94...	54.995419...
10	0.18	0.336...	1.263...	2.20...	57.196736...
11	0.2	0.345...	1.254...	2.45...	59.650810...

Para todas las iteraciones, los resultados son almacenados en una matriz llamada "est". Los campos se encuentran organizados de la siguiente forma:

- 1: tiempo en segundos
- 2: potencia eléctrica en [pu] (Pe)

- 3: potencia acelerante en [pu] (Pa)
- 4: incremental del ángulo delta ($\Delta\delta^\circ$)
- 5: ángulo delta en grados (δ°)

3. Problema de referencia



AI = AII : c/u: 90MVA;13.8KV; $X'_d = X_2 = 25.2\%$; $X_0 = 7.2\%$;

H=11.11s

TI = TII : banco monofásico, c/u: 32.5MVA;13.8/127.02KV;

$X_{TA} = 11.7\%$; YNd1

B : 165MVA;66KV; $X'_d = X_2 = 19.8\%$; $X_0 = 4.4\%$; H=9.091s

TB : banco monofásico, c/u: 60MVA;127.02/66KV; $X_{TB} = 14.4\%$;

YNd1

líneas de transmisión $X_0 = 2X_1$

$L_1 : X_1 = 58.08\Omega$

$L_2 : X_1 = 38.72\Omega$

$L_3 : X_1 = 77.44\Omega$

$L_4 : X_1 = 77.44\Omega$

$L_5 : X_1 = 116.16\Omega$

$L_6 : X_1 = 116.16\Omega$

Condiciones normales de operación:

Generadores entregan una potencia activa de 80MVA en barra α , siendo las tensiones internas de las máquinas:

$$E_A = 15.18KV \quad E_B = 66KV$$

Determinar:

Si el SEP se mantiene estable al ocurrir un cortocircuito $2\phi-T$ (fases a y b) el que es despejado monopolarmente en forma simultanea desde los extremos de L_1 en 0.2s, efectuándose una reconexión monopolar en dicha línea con un tiempo de reconexión de 0.35s.

Usar $S_b = 100MVA$

Desarrollo

$$AI = AII : (X'_d) = (X_2) = 0.252 \cdot \frac{100}{90} = 0.28$$

$$(X_0) = 0.072 \cdot \frac{100}{90} = 0.08$$

$$(X_{TA}) = 0.117 \cdot \frac{100}{32.5 \cdot 3} = 0.12$$

$$B : (X'_d) = (X_2) = 0.198 \cdot \frac{100}{165} = 0.12$$

$$(X_0) = 0.044 \cdot \frac{100}{165} = 0.027$$

$$TB : (X_{TB}) = 0.144 \cdot \frac{100}{60 \cdot 3} = 0.08$$

$$X_0 = 2X_1$$

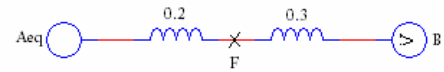
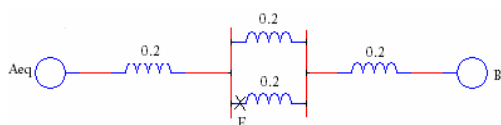
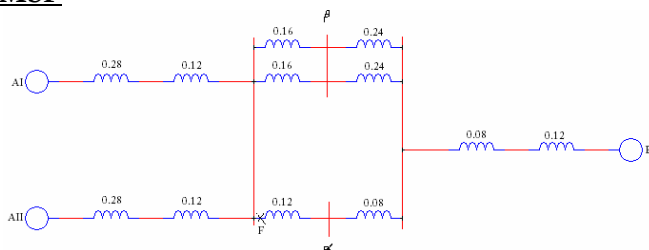
$$L_1 : (X_1) = 58.08 \cdot \frac{100}{220^2} = 0.12 \quad (X_0) = 0.24$$

$$L_2 : (X_1) = 38.72 \cdot \frac{100}{220^2} = 0.08 \quad (X_0) = 0.16$$

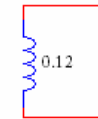
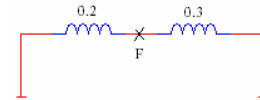
$$L_3 = L_4 : (X_1) = 77.44 \cdot \frac{100}{220^2} = 0.16 \quad (X_0) = 0.32$$

$$L_5 = L_6 : (X_1) = 116.16 \cdot \frac{100}{220^2} = 0.24 \quad (X_0) = 0.48$$

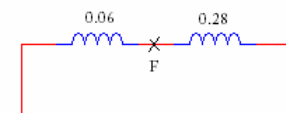
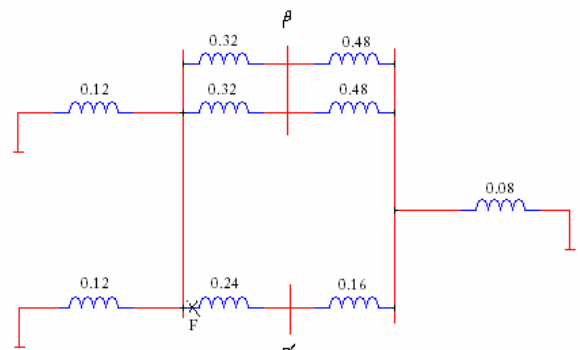
MSP



MSN

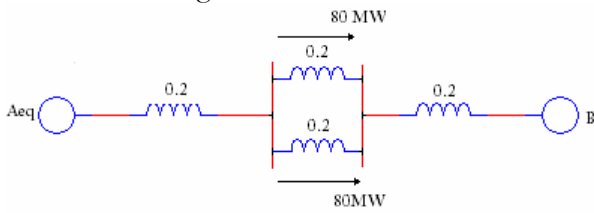


MS0



Prefalla:

Generadores entregan en total $80MW \cdot 2$ debido a:



$$P = 160MW \rightarrow (P) = 1.6 pu$$

$$(E_A) = \frac{15.18}{13.8} = 1.1 pu$$

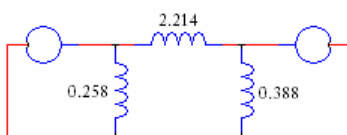
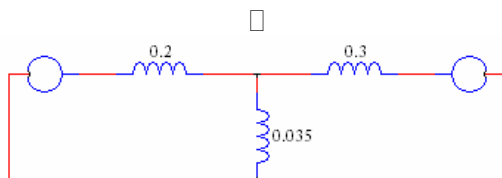
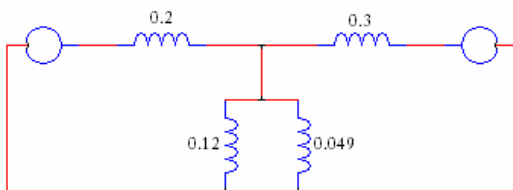
$$(E_B) = \frac{66}{66} = 1 pu$$

$$(P_{EA}) = \frac{(E_A)(E_B)}{(X_A)} \text{sen}\delta$$

$$1.6 = \frac{1.1 \cdot 1}{0.5} \text{sen}\delta \rightarrow \delta_0 = 46.658^\circ$$

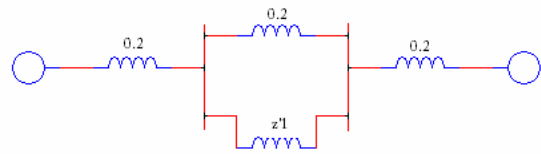
$$(P_{EA}) = 2.2 \text{sen}\delta$$

Falla $2\phi - T$

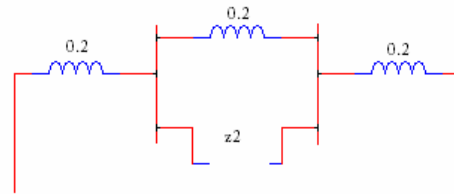


$$(P_{EB}) = \frac{1.1 \cdot 1}{2.214} \text{sen}\delta = 0.497 \text{sen}\delta$$

Falla aclarada monopolarmente
MSP

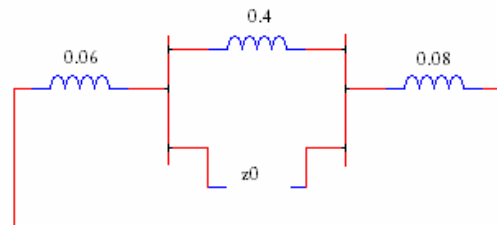


MSN



$$z_2 = 0.133$$

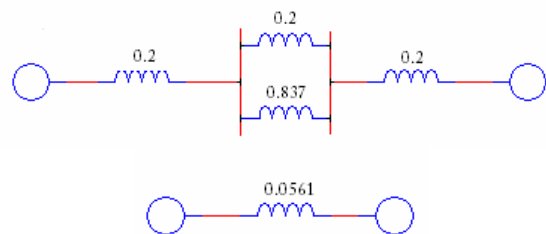
MS0



$$z_0 = 0.104$$

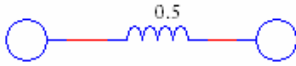
$$z_s = z \text{ fase conectada} = 0.2$$

$$z_1 = z_2 + z_0 + 3z_s = 0.837$$



$$(P_{EC}) = \frac{1.1 \cdot 1}{0.0561} \text{sen}\delta \rightarrow (P_{EC}) = 1.961 \text{sen}\delta$$

Reconexión



$$(P_{ED}) = \frac{1.1 \cdot 1}{0.5} \text{sen} \delta \rightarrow (P_{ED}) = 2.2 \text{sen} \delta$$

		$t[s]$	\hat{P}_E	P_A	$\Delta\delta$	δ
prefalla	-	0	2.2	0	0	46.658
falla	+	0	0.497	1.239	0	46.658
		0	0.497	0.619	0	46.658
		0.05	0.497	1.222	2.786	49.444
	0.1	0.497	1.180	8.285	57.729	
	0.15	0.497	1.129	13.595	71.324	
	-	0.2	0.497	1.103	18.676	90
falla aclarada	+	0.2	1.961	-0.361		90
		0.2	1.961	0.371	18.676	90
		0.25	1.961	-0.239	20.346	110.346
	0.3	1.961	0.089	19.271	129.617	
	-	0.35	1.961	0.599	19.672	149.289
	reconexión	+	0.35	2.2	0.476	
0.35			2.2	-0.538	19.672	149.289
0.4			2.2	1.270	22.093	171.382
0.45			2.2		27.808	199.19
0.5			2.2			Inestable!
0.55			2.2			
0.6			2.2			
0.65			2.2			

nota: las iteraciones fueron calculadas a mano, una a una para completar la tabla

Comprobación vía programa

Analisis Estabilidad c/recon

Fm t=0(pu):

So(O):

M(s)(pu):

[K1,K2,K3]*sin(%):

Δt(s):

[t1,t2](s):

Nºiter:

MAIN DEG APPROX FUNC B/30

Tabla de resultados

est	1	2	3	4	5
1	0	1.599993...	0.619...	0	46.658
2	0.05	0.377611...	1.222...	2.7870...	49.445...
3	0.1	0.420249...	1.179...	8.2883...	57.733...
4	0.15	0.470849...	1.129...	13.597...	71.331...
5	0.2	0.496999...	1.103...	18.679...	90.010...
6	0.25	1.838491...	-0.23...	20.349...	110.35...
7	0.3	1.510205...	0.089...	19.275...	129.63...
8	0.35	1.000727...	0.599...	19.679...	149.31...
9	0.4	0.283351...	1.316...	22.376...	171.69...
10	0.45	-0.74943...	2.349...	28.224...	199.91...