

DETERMINACIÓN DE RESPONSABILIDADES DE FLUJOS EN REDES ELÉCTRICAS

Héctor Castillo .

Introducción

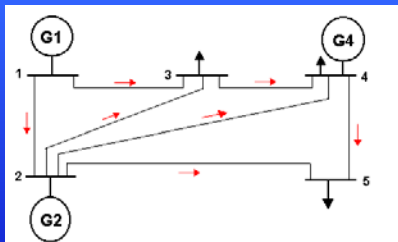
- En los modelos regulatorios tradicionales las empresas eléctricas integradas verticalmente utilizaban de manera exclusiva sus redes de transmisión
- los costos asociados a esta transferencia de energía eran transmitidos directamente al usuario con sistemas de tarifas bastante simples.
- Para un cobro adecuado de peajes es necesario determinar la responsabilidad de una generadora sobre los flujos de energía que circulan por una determinada parte de una red
- Todo este sistema de cobros esta orientado a no interferir en las decisiones de inversión de generadoras o distribuidoras
- Los ingresos provenientes de las señales marginalistas no alcanzan a cubrir la totalidad del costo de la red.

Para determinar las responsabilidades en los flujos, de manera de asignar costos, es que se estudiaran éstos métodos basados en el uso físico que hacen los agentes del sistema de transmisión.

- Método de las Corrientes
- Método propuesto por Kirschen
- Método propuesto por Bialek
- Método basado en los factores de distribución

Resultados

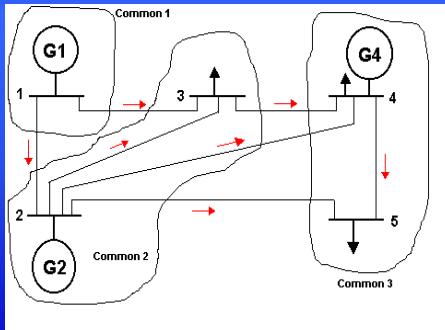
- El algoritmo propuesto se basa en la solución de una corrida de flujos, luego identifica las barras que son alcanzadas por la potencia generada por cada generador, y las agrupa según aquellas que son alimentadas por los mismos generadores. Usando el supuesto de proporcionalidad es posible calcular la contribución de cada generador hacia las cargas y flujos del sistema.
- Dominio de un Generador
 - El "dominio" de un generador se define como el conjunto de barras que son alcanzadas por la potencia producida por el generador en cuestión



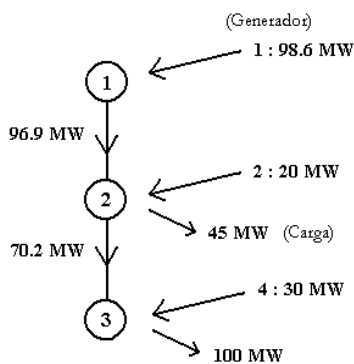
- dominio del generador 1 comprende todas las barras
- dominio del generador 2 las barras 2, 3, 4 y 5
- dominio del generador 3 las barras 3, 4 y 5
- dominio del generador 4 las barras 4 y 5

Concepto del Método

- Un "common" se define como un conjunto de barras aledañas alimentadas por los mismos generadores
- Se define como "rank" de un common al número de generadores que alimentan las barras incluidas en ese common
- Aquellas líneas externas que conectan los mismos commons serán los denominados "Links" del sistema
- los flujos por todas las líneas de un determinado link fluyen en la misma dirección



- Barra 1 es alimentada por el generador 1 (common 1, rank 1)
- Barras 2 y 3 son alimentadas por el generador 1y2 (common 2, rank 2)
- Barras 4 y 5 son alimentadas por el generador 1, 2 y 4 (common 3, rank 3)
- Link 1 : conecta common 1 y 2 (líneas 1-3 y 1-2)
- Link 2 : conecta common 2 y 3 (líneas 3-4, 2-4 y 2-5)



Contribución absoluta al flujo interno del common 3.

- Generador 1: $70.2 \times 0.829 = 58.2$ [MW]
- Generador 2: $70.2 \times 0.171 = 12$ [MW]
- Generador 4: 30 [MW]

flujos internos de cada common:

- Common1: 98.6 [MW]
- Common2: $20+29.93+66.99=116.92$ [MW]
- Common3: $30+2.8+18.5+48.86=100.2$ [MW]

Contribución relativa a la carga y flujo externo del common 1.

- Generador 1: $98.6/98.6 = 1$ [p.u.]

Contribución absoluta al flujo interno del common 2

- Generador 1: $96.9 \times 1.0 = 96.9$ [MW]
- Generador 2: 20 [MW]

Contribución relativa a la carga y flujo externo del common 2

- Generador 1: $96.9/116.9 = 0.829$ [p.u.]
- Generador 2: $20/116.9 = 0.171$ [p.u.]

Contribución relativa a la carga del common 3

- Generador 1: $58.2/100.2 = 0.58$ [p.u.]
- Generador 2: $12/100.2 = 0.119$ [p.u.]
- Generador 4: $30/100.2 = 0.299$ [p.u.]

De los resultados anteriores se puede concluir que por ejemplo para el caso del generador 1, este entrega un 58.1% de potencia para la carga del common 3, y un 82.9% para el consumo del common 2

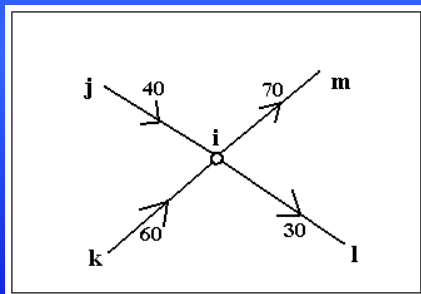
	Common		
	1	2	3
Generador 1	1	0.829	0.581
Generador 2		0.171	0.119
Generador 4			0.299

Considerando que todas las barras dentro de un common son indistinguibles con respecto a las otras, en cuanto al trazado del flujo de potencia se refiere, es también razonable aplicar el supuesto de proporcionalidad no tan solo al common sino que también a cada carga o flujo por línea en forma individual dentro de un common



Introducción al método de Bialek

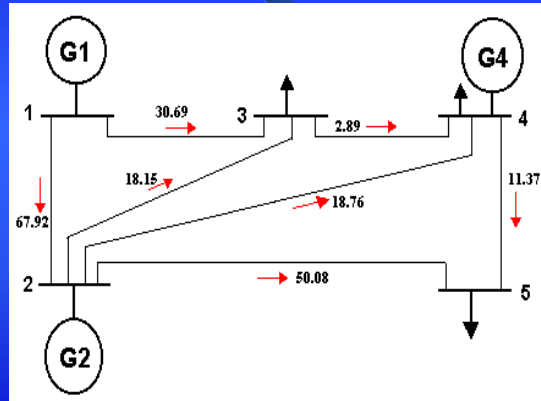
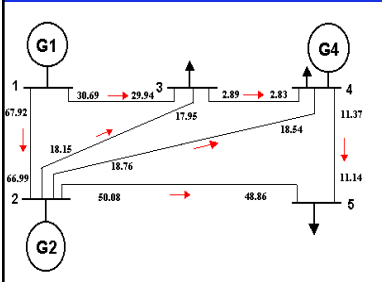
- Supuestos del método



Se basa en el principio de proporcionalidad, el flujo de la rama i-m (70 MW) es aportado en un 40% por la rama j-i (40 MW) y en un 60% por la rama k-i (60 MW)

$$\text{Flujo } i-m = 28 + 42 = 70 \text{ MW}$$

Trazado de la electricidad usando flujos gruesos por las Líneas



Algoritmo de inyecciones de potencia (upstream-looking algorithm)

El flujo total P_i a través del nodo i se define como la suma de las inyecciones de potencia en ese nodo

$$P_i = \sum_{j \in \alpha_i^{(u)}} |P_{i-j}| + P_{G_i} \quad \forall i = 1, 2, \dots, n \quad C_{ji} = |P_{i-j}| / P_j$$

$$P_i - \sum_{j \in \alpha_i^{(u)}} C_{ji} \cdot P_j = P_{G_i} \quad \text{o} \quad A_u \cdot P = P_G$$

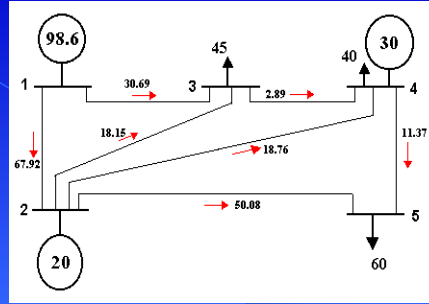
$$[A_u] = \begin{cases} 1 & \text{para } i = j \\ -C_{ji} = \frac{|P_{i-j}|}{P_j} & \text{para } j \in \alpha_i^{(u)} \\ 0 & \text{en otro caso} \end{cases} \quad \begin{aligned} |P_{i-l}| &= \frac{|P_{i-l}|}{P_l} \cdot P_l = \frac{|P_{i-l}|}{P_l} \cdot \sum_{k=1}^n [A_u^{-1}]_k \cdot P_{G_k} \\ &= \sum_{k=1}^n D_{i-l,k}^G \cdot P_{G_k} \quad \text{para } l \in \alpha_i^{(d)} \end{aligned}$$

donde $D_{i-l,k}^G = \frac{|P_{i-l}| \cdot [A_u^{-1}]_k}{P_l}$ representa un factor de distribución de generación topológico, e indica la proporción de potencia que el k -ésimo generador aporta a la línea $i-l$.



Ejemplo

$$\begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ -67.92 & 1 & 0 & 0 & 0 \\ 98.6 & -18.15 & 0 & 0 & 0 \\ -30.69 & 86.99 & 1 & 0 & 0 \\ 98.6 & -18.76 & -2.89 & 1 & 0 \\ 0 & 86.99 & 47.89 & 0 & 1 \\ 0 & -50.08 & 0 & -11.37 & 1 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} P_1 \\ P_2 \\ P_3 \\ P_4 \\ P_5 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 98.6 \\ 20 \\ 0 \\ 30 \\ 0 \end{bmatrix}$$



resolviendo el sistema de ecuaciones resulta la potencia gruesa

$$\begin{cases} P_1 = 98.6 \\ P_2 = 87.917 \\ P_3 = 49.035 \\ P_4 = 51.915 \\ P_5 = 62.108 \end{cases}$$

La matriz inversa de $[A_{ii}]$ corresponde a $A_{ii}^{-1} = \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0.689 & 1 & 0 & 0 & 0 \\ 0.455 & 0.209 & 1 & 0 & 0 \\ 0.176 & 0.228 & 0.06 & 1 & 0 \\ 0.435 & 0.626 & 0.013 & 0.221 & 1 \end{bmatrix}$

$$|P_{4-5}| = \frac{|P_{4-5}|}{P_4} \cdot \sum_{k=1}^5 [A^{-1}]_k \cdot P_{Gk}$$

reemplazando en por ejemplo para la línea 4-3, se tiene:

$$= \frac{11.37}{51.92} (0.176 \cdot 98.6 + 0.228 \cdot 20 + 1 \cdot 30)$$

$$= \underbrace{3.8}_{\text{provenient e de G1}} + \underbrace{1}_{\text{provenient e de G2}} + \underbrace{6.6}_{\text{provenient e de G4}} = 11.4 [MW]$$

De forma similar se obtienen los siguientes resultados :

Línea		Generadores [MW]				
		1	2	3	4	5
1	2	67.92	0	0	0	0
1	3	30.69	0	0	0	0
2	3	14.17	4.17	0	0	0
2	4	14.64	4.31	0	0	0
2	5	39.09	11.51	0	0	0
3	4	2.704	0.251	0	0	0
4	5	3.84	1.01	0	6.642	0

Línea		Generadores %				
		1	2	3	4	5
1	2	100	0	0	0	0
1	3	100	0	0	0	0
2	3	77.25	22.75	0	0	0
2	4	77.25	22.75	0	0	0
2	5	77.25	22.75	0	0	0
3	4	91.49	8.51	0	0	0
4	5	33.42	8.79	0	57.79	0



Dentro de estos métodos se encuentra el de los " factores de distribución" tradicionalmente utilizados en análisis de seguridad y contingencias de sistemas eléctricos, y que puede ser adaptado para ser usados en la asignación de pagos por el uso del sistema de transmisión. Mediante el método de MW - Millas se pueden usar los factores de distribución para determinar las transacciones de flujos de potencia.

- Factores de distribución A o GSDF (generalized shift distribution factors)
- Factores de distribución D o GGDF (generalized generation distribution factors)
- Factores de distribución C o GLDF (generalized load distribution factors)

Factores A o GSDF

Estos factores relacionan un cambio de flujo de potencia en una línea respecto de la inyección neta de potencia en un nudo.

$$\Delta F_{i-k} = \sum_{b \neq R} A_{i-k,b} \cdot \Delta PI_b \quad \sum_{b \neq R} \Delta PI_b + \Delta PI_R = 0$$

$$A_{i-k,b} = \frac{X_{i-b} - X_{k-b}}{X_{i,k}}$$

donde X_{i-b} y X_{k-b} corresponden a elementos de la matriz de reactancia y $X_{i,k}$ corresponde a la reactancia del tramo i-k

Los factores A pueden ser también determinados a través de un análisis AC o mediante un uso sucesivo de un algoritmo de despacho económico, pero debido a su simplicidad se prefiere la utilización de un flujo DC.

Factores D o GGDF

Estos factores D o factores de Distribución Generalizada de Generación (GGDF) relacionan el flujo de potencia en una línea i-k con la potencia inyectada en una barra generadora g del sistema. Se diferencian de los factores de distribución GSDF al suponer variaciones totales de generación-flujo, y no incrementales

$$F_{i-k} = \sum_g D_{i-k,g} \cdot G_g$$
$$D_{i-k,g} = A_{i-k,g} + D_{i-k,R}$$
$$D_{i-k,R} = \frac{\left(F_{i-k} - \sum_{p \neq R} A_{i-k,p} \cdot G_p \right)}{\sum_g G_g}$$

Estos factores son independientes de la elección de la barra de referencia. pero dependen de la configuración del sistema y de la condición de operación de éste.

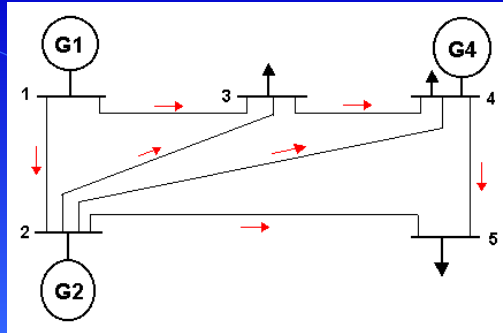
Una de las forma de asignar responsabilidades al flujo por las líneas ya sea a generadores o consumos es a través de los factores antes mencionados, como los GGDF's o GLDF's. Por ejemplo la prorrata a partir de factores GGDF determinando el grado de contribución que un generador b posee sobre el flujo F_{i-k} de una determinada línea i-k

$$FP_{i-k,b} = \frac{(D'_{i-k,b} \cdot G_b)}{\sum_g D'_{i-k,b} \cdot G_g}$$

en que $D'_{i-k,b}$ corresponde a $D_{i-k,b}$ si el factor es del mismo signo que el flujo y será 0 si el factor es de signo opuesto.



Aplicación

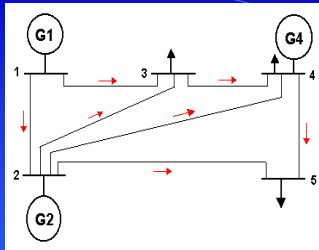


Línea	Reactancia (p.u.)
1-2	0.06
1-3	0.24
2-3	0.18
2-4	0.18
2-5	0.12
3-4	0.03
4-5	0.24

Barra	Generación [MW]	Consumo [MW]
1	98.6	0
2	20	0
3	0	45
4	30	40
5	0	60

Línea		Factores A o GSDF				
		Barra				
1	2	0	-0.84	-0.63	-0.67	-0.79
1	3	0	-0.16	-0.37	-0.33	-0.21
2	3	0	0.07	-0.29	-0.21	-0.02
2	4	0	0.06	-0.23	-0.30	-0.06
2	5	0	0.03	-0.11	-0.15	-0.70
3	4	0	-0.09	0.34	-0.54	-0.24
4	5	0	-0.03	0.11	0.15	-0.30

Línea	Flujo [MW]
1-2	65.29
1-3	29.71
2-3	17.86
2-4	18.29
2-5	49.14
3-4	2.57
4-5	10.86



Línea		Factores D o GGDF				
		Barra				
1	2	0.69	-0.15	0.08	0.02	-0.10
1	3	0.29	0.13	-0.08	-0.04	0.07
2	3	0.15	0.23	-0.13	-0.06	0.13
2	4	0.18	0.23	-0.05	-0.13	0.11
2	5	0.36	0.39	0.24	0.21	-0.34
3	4	0.14	0.05	0.48	-0.40	-0.10
4	5	0.05	0.02	0.16	0.20	-0.26

Línea		Potencia en las líneas [MW]				
		Generador				
1	2	67.86	-3.09	0.00	0.51	0.00
1	3	28.34	2.81	0.00	-1.23	0.00
2	3	15.17	4.50	0.00	-1.81	0.00
2	4	17.44	4.68	0.00	-3.84	0.00
2	5	35.26	7.72	0.00	6.16	0.00
3	4	13.65	1.05	0.00	-12.13	0.00
4	5	4.55	0.35	0.00	5.96	0.00

Línea	Flujo [MW]
1-2	65.29
1-3	29.71
2-3	17.86
2-4	18.29
2-5	49.14
3-4	2.57
4-5	10.86

Línea		Participación en las líneas %				
		Generador				
1	2	99.26	0.00	0.00	0.74	0.00
1	3	91.58	8.42	0.00	0.00	0.00
2	3	77.10	22.90	0.00	0.00	0.00
2	4	78.84	21.16	0.00	0.00	0.00
2	5	71.75	15.72	0.00	12.53	0.00
3	4	92.83	7.17	0.00	0.00	0.00
4	5	41.91	3.24	0.00	54.86	0.00



Desagregación de corrientes

Esta metodología asigna una participación de generadores en las corrientes que circulan en el sistema. Corresponde a un concepto de acceso de tipo Punto-Inyección. El método utiliza conceptos básicos del estudio de sistemas trifásicos operando en estado estacionario. [1]

Se requiere del resultado de un flujo alterno aplicando los principios básicos de redes, como las leyes de Kirchoff, las transformaciones equivalentes de circuitos lineales y el principio de superposición.

En general, la corriente inyectada por cada generador podría circular por cualquier línea y/o carga de la red, por lo tanto el número de incógnitas es:

$$n_i = (n_l + n_c) * n_g$$

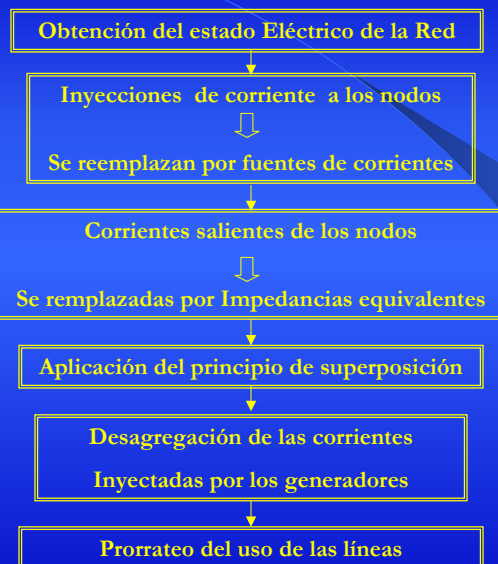
Donde n_l es la cantidad de líneas en la red

n_c es la cantidad de nodos de carga.

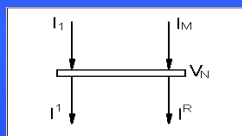
n_g es la cantidad de nodos de generación

[1] " Participación de los Usuarios en los costos de un sistema de transporte. Enfoque alternativo al concepto de Área de Influencia " Vargas A., Año O., Reta R. VI Encuentro DA CIGRÉ, Mayo 1995

Diagrama de Flujo del Método



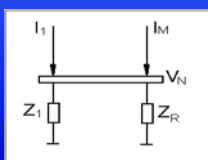
- Las componentes de corriente (una componente es la contribución de un generador a la corriente total) de que se inyectan a un nodo, son reemplazadas por fuentes de corriente
- Las ramas cuyas corrientes totales son conocidas y salientes de la barra, son reemplazadas por impedancias equivalentes. Esto es válido bajo el supuesto de invariabilidad de corrientes y tensiones en los nodos.



Como el voltaje es conocido y también las corrientes salientes del nodo, se reemplazan dichas corrientes por impedancias equivalentes:

$$Z_i = \frac{V_N}{\sqrt{3} \cdot I^i}$$

Donde resulta:



- Aplicando el principio de superposición es posible conocer la composición de cada corriente saliente para cada rama.

La corriente total que pasa por el nodo, se puede escribir como la suma total de las corrientes entrantes:

$$I_T = \sum_{k=1}^M I_K$$

$$Z_{eq} = \frac{1}{\sum_{k=1}^R \frac{1}{Z_k}}$$

$$V_N = Z_{eq} \cdot I_T$$

De este modo se independiza la expresión del voltaje del nodo y se busca una expresión que relacione corrientes entrantes con corrientes salientes a cada nodo:

$$Z_{eq} \cdot \left(\sum_{i=1}^M I_i \right) = Z_1 \cdot I^1 = Z_2 \cdot I^2 = \dots = Z_R \cdot I^R$$

Finalmente:

$$I_i^j = \sum_{k=1}^{N_e} \frac{Z_{eqN}}{Z_i} \cdot I_k^j$$

Donde i es el índice de las líneas o cargas salientes del nodo N.

j es el índice de los generadores.

n_e es el número de inyecciones del nodo N.

V_n es la tensión del nodo del que sale la línea i .

I_i es la corriente total por la línea i .

Luego planteando la ecuación anterior a cada corriente incógnita obtenemos el siguiente sistema lineal:

$$[K] \cdot [I] = [k \cdot I^G]$$

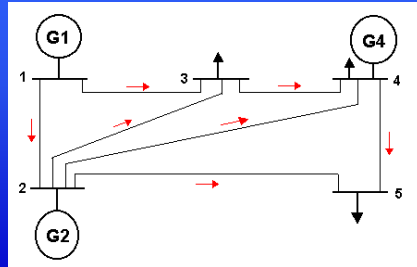
Con: $[K]$ es la matriz de coeficientes Z_{eqN} / Z_i

$[I]$ vector de corrientes incógnitas

$[k \cdot I^G]$ vector de términos independientes

Al resolver el sistema lineal se obtiene la solución del sistema

Barra	Voltajes (p.u)	Gen. (MVA)	Carga (MVA)	Líneas	Flujo(MVA)	Impedancia(p.u)
1	1 < 0	98.6-4.6j	-	1-2	67.9-4.5j	0.02+0.06j
2	0.99 < -2.4	20+26.4j	-	1-3	30.7-0.1j	0.08+0.24j
3	0.9773 < -4.3	-	45+20j	2-3	18.1+0.6j	0.06+0.18j
4	0.9845 < -4.5	30+38.2j	40+20j	2-4	18.8-3.1j	0.06+0.18j
5	0.9445 < -5.6	-	60+30j	2-5	50.1+21.6j	0.04+0.12j
				3-4	2.9-2.3j	0.01+0.03j
				4-5	11.4+12.5j	0.08+0.24j



Tomando como ejemplo el nodo 2, se tiene:

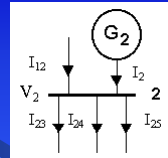
$$Z_{23} = \frac{V_2}{\sqrt{3} \cdot I_{23}} \quad Z_{EQ2} = \frac{1}{\frac{1}{Z_{23}} + \frac{1}{Z_{24}} + \frac{1}{Z_{25}}}$$

$$I_{23}^1 = \frac{Z_{EQ2}}{Z_{23}} \cdot I_{12}^1 \quad \longrightarrow \quad I_{23}^1 = k_{23} \cdot I_{12}^1$$

$$I_{25}^1 = \frac{Z_{EQ2}}{Z_{25}} \cdot I_{12}^1 \quad \longrightarrow \quad I_{25}^1 = k_{25} \cdot I_{12}^1$$

$$I_{25}^2 = \frac{Z_{EQ2}}{Z_{25}} \cdot I_{12}^2 \quad \longrightarrow \quad I_{25}^2 = k_{25} \cdot I_{12}^2$$

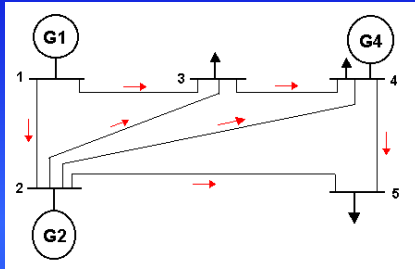
$$I_{24}^1 = k_{24} \cdot I_{12}^1 \quad I_{24}^2 = k_{24} \cdot I_{12}^2 \quad I_{23}^2 = k_{23} \cdot I_{12}^2$$



De este modo para cada nodo, se construyen las 30 ecuaciones con las que se obtendrá el resultado.

$$[K] \cdot [I] = [K \cdot I^G]$$

Resultados :



Generador	Carga	Corriente
1	3	0.421 - j 0.171
2	3	0.022 - j 0.068
4	3	0
1	4	0.091 + j 0.205
2	4	0.065 - j 0.0103
4	4	0.231 - j 0.2803
1	5	0.474 + j 0.009
2	5	0.104 - j 0.203
4	5	0.043 - j 0.131

Generador	Línea	Corriente
1	1 2	0.679 + j 0.045
2	1 2	0
4	1 2	0
1	1 3	0.307 - j 0.001
2	1 3	0
4	1 3	0
1	2 3	0.135 + j 0.034
2	2 3	0.048 - j 0.049
4	2 3	0
1	2 4	0.131 + j 0.062
2	2 4	0.059 - j 0.041
4	2 4	0
1	2 5	0.414 - j 0.0503
2	2 5	0.082 - j 0.191
4	2 5	0
1	3 4	0.0199 + j 0.204
2	3 4	0.026 + j 0.018
4	3 4	0
1	4 5	0.0603 + j 0.0601
2	4 5	0.021 - j 0.013
4	4 5	0.043 - j 0.131

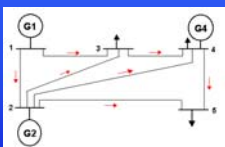
Prorrata 1

Para asignar las responsabilidades se debe realizar una prorrata, en este caso se repartirá el uso de acuerdo a la parte real de la corriente, de manera de responsabilizar por el flujo de potencia activa.

$$\dot{I}_{i-k,g} = \frac{\text{Re}(\dot{I}_{i-k,g})}{\sum_{n=1}^3 \text{Re}(\dot{I}_{i-k,n})}$$

Aporte del generador g a la línea i-k .

n : número de generadores



Generador	Carga	Aporte %
1	3	95.06
2	3	4.94
4	3	0.00
1	4	23.49
2	4	16.75
4	4	59.76
1	5	76.37
2	5	16.73
4	5	6.90

Generador	Línea	Aporte %
1	1 2	100.00
2	1 2	0.00
4	1 2	0.00
1	1 3	100.00
2	1 3	0.00
4	1 3	0.00
1	2 3	73.58
2	2 3	26.42
4	2 3	0.00
1	2 4	68.72
2	2 4	31.28
4	2 4	0.00
1	2 5	83.38
2	2 5	16.62
4	2 5	0.00
1	3 4	43.05
2	3 4	56.95
4	3 4	0.00
1	4 5	48.42
2	4 5	17.19
4	4 5	34.39

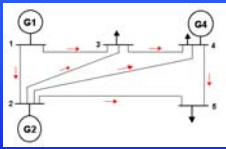
Prorrata 2

En este caso se repartirá el uso, con una prorrata respecto a los módulos de la corriente, de manera de responsabilizar de otra forma.

$$I_{i-k,g} = \frac{|I_{i-k,g}|}{\sum_{n=1}^3 |I_{i-k,n}|}$$

Aporte del generador g a la línea i-k.

n : número de generadores



Generador	Carga	Aporte %
1	3	86.48
2	3	13.52
4	3	0.00
1	4	34.40
2	4	10.02
4	4	55.59
1	5	56.43
2	5	27.19
4	5	16.38

Generador	Línea	Aporte %
1	1 2	100.00
2	1 2	0.00
4	1 2	0.00
1	1 3	100.00
2	1 3	0.00
4	1 3	0.00
1	2 3	66.71
2	2 3	33.29
4	2 3	0.00
1	2 4	66.71
2	2 4	33.29
4	2 4	0.00
1	2 5	66.71
2	2 5	33.29
4	2 5	0.00
1	3 4	86.48
2	3 4	13.52
4	3 4	0.00
1	4 5	34.40
2	4 5	10.02
4	4 5	55.59



Comparación de Resultados

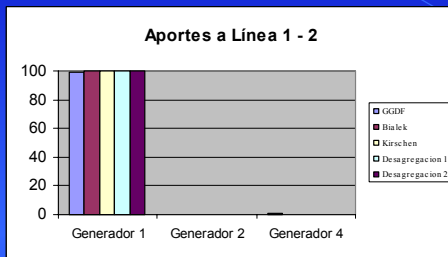


	Tabla 1 Línea 1-2		
	Generador 1	Generador 2	Generador 4
GGDF	99.26	0.00	0.74
Bialek	100.00	0.00	0.00
Kirschen	100.00	0.00	0.00
Desagregación 1	100.00	0.00	0.00
Desagregación 2	100.00	0.00	0.00

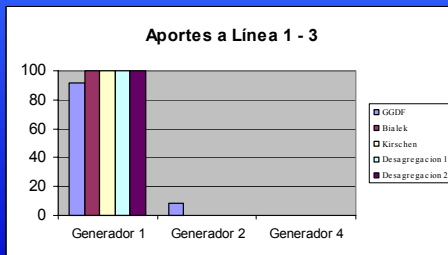


	Tabla 2 Línea 1-3		
	Generador 1	Generador 2	Generador 4
GGDF	91.58	8.42	0.00
Bialek	100.00	0.00	0.00
Kirschen	100.00	0.00	0.00
Desagregación 1	100.00	0.00	0.00
Desagregación 2	100.00	0.00	0.00

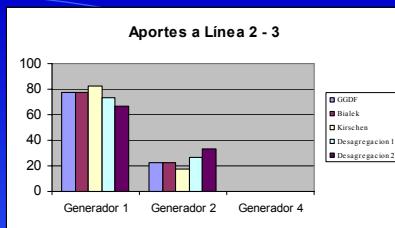


Tabla 3 Línea 2-3

	Generador 1	Generador 2	Generador 4
GGDF	77.10	22.90	0.00
Blalek	77.25	22.75	0.00
Kirschen	82.90	17.10	0.00
Desagregacion 1	73.58	26.42	0.00
Desagregacion 2	66.71	33.29	0.00

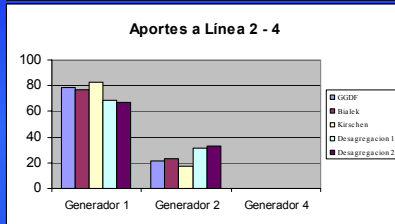


Tabla 4 Línea 2-4

	Generador 1	Generador 2	Generador 4
GGDF	78.84	21.16	0.00
Blalek	77.25	22.75	0.00
Kirschen	82.90	17.10	0.00
Desagregacion 1	68.72	31.28	0.00
Desagregacion 2	66.71	33.29	0.00

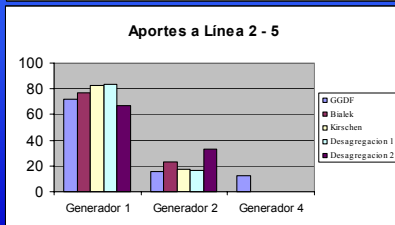


Tabla 5 Línea 2-5

	Generador 1	Generador 2	Generador 4
GGDF	71.75	15.72	12.53
Blalek	77.25	22.75	0.00
Kirschen	82.90	17.10	0.00
Desagregacion 1	83.38	16.62	0.00
Desagregacion 2	66.71	33.29	0.00

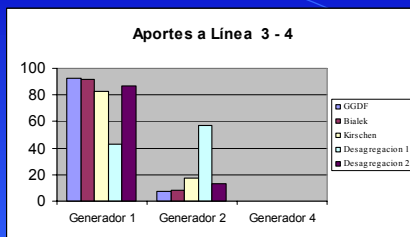


Tabla 6 Línea 3-4

	Generador 1	Generador 2	Generador 4
GGDF	92.83	7.17	0.00
Blalek	91.49	8.51	0.00
Kirschen	82.90	17.10	0.00
Desagregacion 1	43.05	56.95	0.00
Desagregacion 2	86.48	13.52	0.00

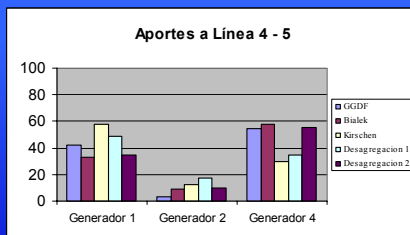


Tabla 7 Línea 4-5

	Generador 1	Generador 2	Generador 4
GGDF	41.91	3.24	54.86
Blalek	33.42	8.79	57.79
Kirschen	58.09	11.99	29.93
Desagregacion 1	48.42	17.19	34.39
Desagregacion 2	34.40	10.02	55.59

