



Grupo de Investigación en Planeamiento de Sistemas Eléctricos de Potencia

Convenio Específico UTP-CREG No. 02

Apoyo académico y soporte técnico en el proceso de implementación de planes de reducción de pérdidas de energía eléctrica, la definición de incentivos para la reducción de éstas y el reconocimiento de los costos asociados con estos planes, de acuerdo con las políticas definidas en el decreto 387 de 2007

PRESENTACIÓN DEL PROYECTO – PARTE 2
AGOSTO 24 DE 2010



Universidad
Tecnológica
de Pereira

CREG

Comisión de Regulación
de Energía y Gas



4. Análisis de los comentarios de los OR al estudio realizado por IEB



Análisis de los comentarios de los OR al estudio realizado por IEB

	Entidad	Fecha
1	ELECTRICARIBE	25 de marzo de 2008
2	ASOCODIS	28 de marzo de 2008
3	CAC	11 de abril de 2008
4	ELECTRICARIBE	25 de abril de 2008
5	ENERTOLIMA	13 de mayo de 2008
6	EMCALI	14 de enero de 2010
7	ENERTOLIMA	29 de enero de 2010
8	EDEQ	29 de enero de 2010
9	CENS	29 de Enero de 2010
10	DISPAC	29 de Enero de 2010
11	CEDELCA	29 de Enero de 2010
12	CETSA	29 de Enero de 2010
13	EPSA	29 de Enero de 2010
14	CODENSA	29 de Enero de 2010
15	EEC	29 de Enero de 2010
16	ELECTRICARIBE	29 de Enero de 2010
17	EPM	29 de Enero de 2010



Análisis de los comentarios de los OR al estudio realizado por IEB

	Comentarios de los OR	Concepto del GP
1	¿Las cargas de Alumbrado Público corresponden a Nivel 2 o a Nivel 1?	Las cargas de alumbrado público son alimentadas a través de transformadores dedicados o mediante la red de distribución secundaria. Para el caso en que son alimentadas por la red secundaria, son cargas que incrementan las pérdidas en este nivel de tensión y deben ser tomadas en cuenta en el cálculo de las pérdidas técnicas.
2	IEB no utilizó el factor de carga determinado por las Empresas distribuidoras.	No es claro si IEB utiliza la curva de carga propuesta por él mismo ó si utiliza las curvas de carga de los OR, ni cómo usa el factor de carga que los OR reportaron.
3	La curva de carga utilizada por IEB no es apropiada ya que no representa el comportamiento de la demanda en las diferentes regiones del país.	Se considera adecuado utilizar curvas de carga por OR o región, de tal forma que se modele el comportamiento de la demanda según las características propias de cada región. Adicionalmente, esta curva de carga tendría en cuenta el aporte que las cargas tipo comercial y pequeña industria hacen a la demanda diaria.
4	Se discute el uso de cargas tipo impedancia constante sin considerar las cargas tipo potencia constante.	El modelado de las cargas (ZIP) afecta el cálculo de las pérdidas, por lo tanto, deben considerarse las características propias de la carga. Ver el Anexo 1 .



Análisis de los comentarios de los OR al estudio realizado por IEB

	Comentarios de los OR	Concepto del GP
5	Se critica el origen de la cantidad de equipos por región, las probabilidades y tiempo de uso.	En el informe de IEB no se presenta el origen de los listados de equipos por región ni de sus probabilidades y tiempos de uso.
6	Se considera necesario revisar el cálculo de pérdidas técnicas en transformadores, dado que existen transformadores viejos que aumentan las pérdidas en el sistema.	Las pérdidas de los transformadores se deben calcular con base en la normatividad vigente.
7	No se consideran las pérdidas en las acometidas, medidores y otros factores.	Se considera necesario incluir las pérdidas en las acometidas y medidores ya que son elementos representativos del sistema.
8	No se encuentra una referencia acerca de si el indicador de pérdidas corresponde al distribuidor o al comercializador. Tampoco se observa cómo se calcularon las pérdidas totales.	Las pérdidas técnicas presentadas en el informe de IEB corresponden al distribuidor.



Análisis de los comentarios de los OR al estudio realizado por IEB

	Comentarios de los OR	Concepto del GP
9	Se considera que se requiere más información específica para lograr reproducir el modelo con la información de las empresas y establecer si se ajusta a las condiciones reales de la empresa.	La información de entrada al proceso de simulación de Montecarlo implementado por IEB debería ser suministrada por cada OR de tal manera que se reflejen las condiciones operativas de cada empresa.
10	Se desconocen las características propias de cada mercado pues no se reconocen las diferencias por estratos e incluso por pisos térmicos dentro de un mismo mercado.	La división por regiones geográficas realizada por IEB, desconoce que una región puede tener varios pisos térmicos. Además un circuito de red secundaria puede tener una mezcla de varios tipos de usuarios.
11	No deben tipificarse los usuarios comerciales e industriales con un mismo parámetro.	Fijar un único parámetro para tipificar los usuarios comerciales e industriales implica que todos tienen similares características, lo cual es poco probable.
12	Las curvas de carga construidas a partir del modelo de Montecarlo no corresponden a las condiciones operativas de los sistemas.	Para incorporar la condición operativa de cada sistema es necesario utilizar la curva de carga propia de cada circuito típico.



Metodología empleada por IEB

- Se realiza un modelo detallado de la cantidad de electrodomésticos que tiene cada usuario en cada región.
- Se tipifica el consumo de los electrodomésticos.
- Se definen las probabilidades de uso de los electrodomésticos para cuatro escenarios de demanda (baja, media, media alta y máxima).
- Considera un modelo balanceado de la red.
- No considera acometidas ni contadores.
- Considera un modelo de impedancia constante en la carga.
- Se utiliza un flujo de carga simplificado.



5. Propuesta metodológica de la UTP para el cálculo de las pérdidas técnicas en el nivel de tensión 1



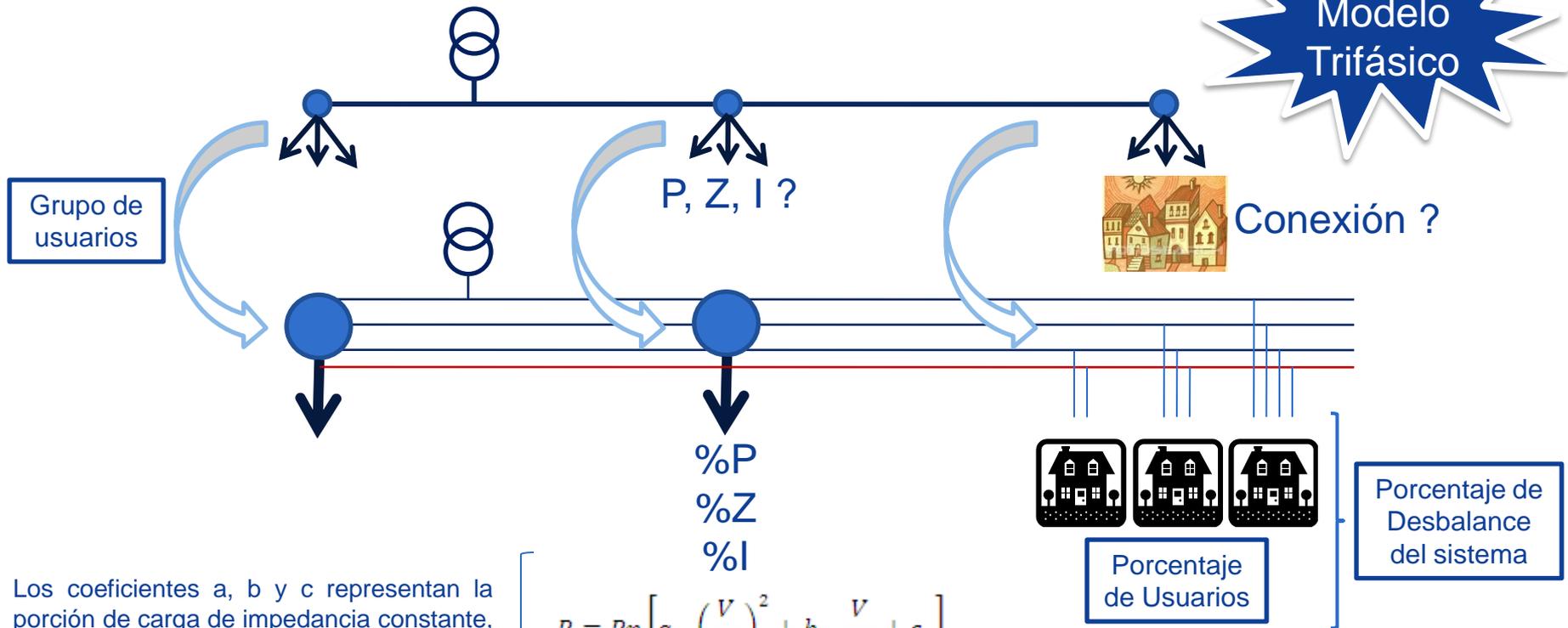
Metodología Propuesta por la UTP

Se consideran los siguientes aspectos:

1. Considerar el desbalance en corriente y tipo de conexión de los usuarios (bifilar, trifilar, tetrafilar)
2. Considerar la característica ZIP de las cargas
3. Considerar el factor de potencia de las cargas
4. Considerar las acometidas y contadores del sistema
5. Considerar la curva de carga y la curva de demanda máxima diversificada para cada circuito típico presentado por el OR.

En el caso de circuitos con anillos, se aplica el método de los momentos eléctricos para determinar las trayectorias de las corrientes y así abrir los anillos en el punto de mínima; así, el circuito resultante solo tiene tramos radiales.

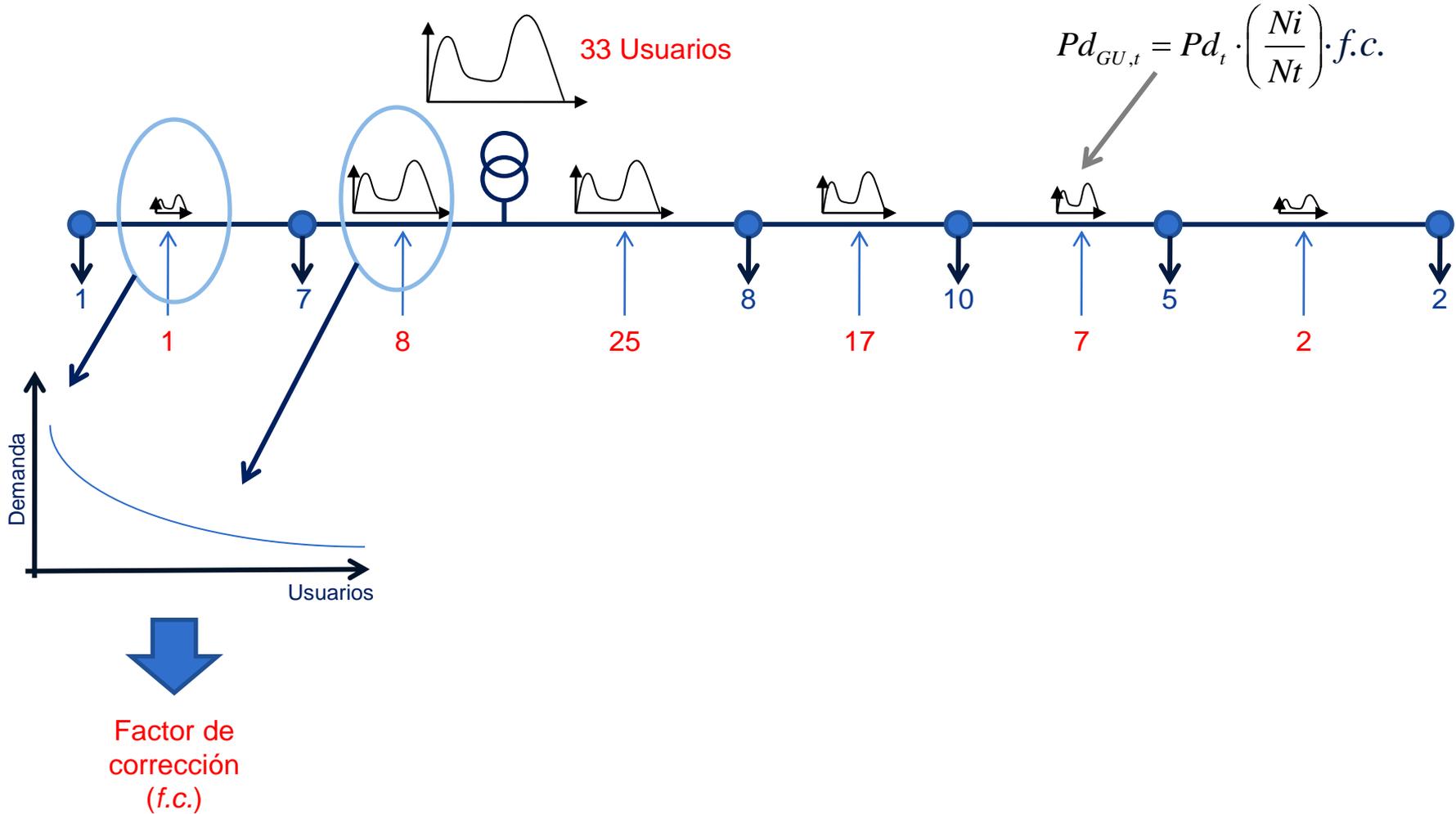
Modelo del sistema



Los coeficientes a , b y c representan la porción de carga de impedancia constante, corriente constante y potencia constante respectivamente. Normalmente, debido a la poca información, $a_p = a_q$, $b_p = b_q$ y $c_p = c_q$. La tendencia también indica que los coeficientes $b = 0$

$$P = P_n \left[a_p \left(\frac{V}{V_n} \right)^2 + b_p \frac{V}{V_n} + c_p \right]$$

$$Q = Q_n \left[a_q \left(\frac{V}{V_n} \right)^2 + b_q \frac{V}{V_n} + c_q \right]$$



Curvas de carga para diferentes grupos de usuarios

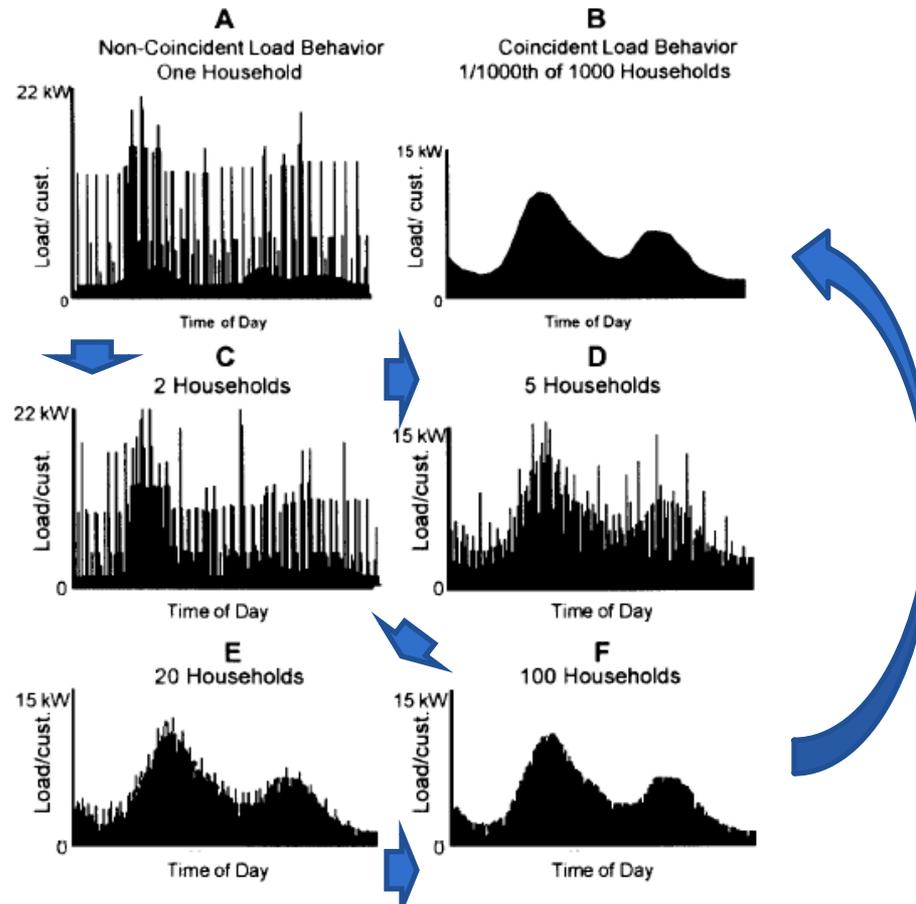


Fig. 12—Non-coincident (A) and coincident (B) winter peak day load curves for home in a suburban area of Florida. Curves B through F show the gradual transformation from non-coincident to coincident behavior as group size increases. Feeders see load curves similar to B. Every service drop sees a load curve like A.



Caso comercial-industrial

En los circuitos clasificados como comerciales o de pequeña industria, la asignación de la demanda por usuario, la cual se convierte en demanda por nodo, al sumar los usuarios conectados a cada nodo, se realiza proporcionalmente al consumo mensual de energía del usuario.

Es decir, la curva de carga se distribuye por los nodos del sistema de acuerdo al consumo mensual de cada usuario respecto al consumo total del circuito.

$$P_{dui_t} = P_{d_t} \times \left(\frac{Dem_i}{\sum_{i=1}^m Dem_i} \right)$$

E
N
T
R
A
D
A
S

CURVA DE CARGA

CURVA DEMANDA MÁXIMA DIVERSIFICADA

% DESBALANCE EN POTENCIA O CORRIENTE

MODELO DE LAS CARGAS (%Z %I %P)

DATOS CONSTRUCTIVOS DE LA RED

DATOS DE LOS USUARIOS

DATOS DEL TRANSFORMADOR

TIPOS DE MEDIDORES



P
R
O
C
E
S
O



S
A
L
I
D
A

$$\%PT = \%PT_{\text{TRAFO}} + \%PT_{\text{RED}} + \%PT_{\text{MEDIDORES}} + \%PT_{\text{ACOMETIDAS}}$$



Proceso

$$\% \Delta V = \left[\frac{V_{nom} - V_{min}}{V_{nom}} \right] \cdot 100$$

$$\frac{S_{ij}}{S_{ij_{max}}} \cdot 100$$

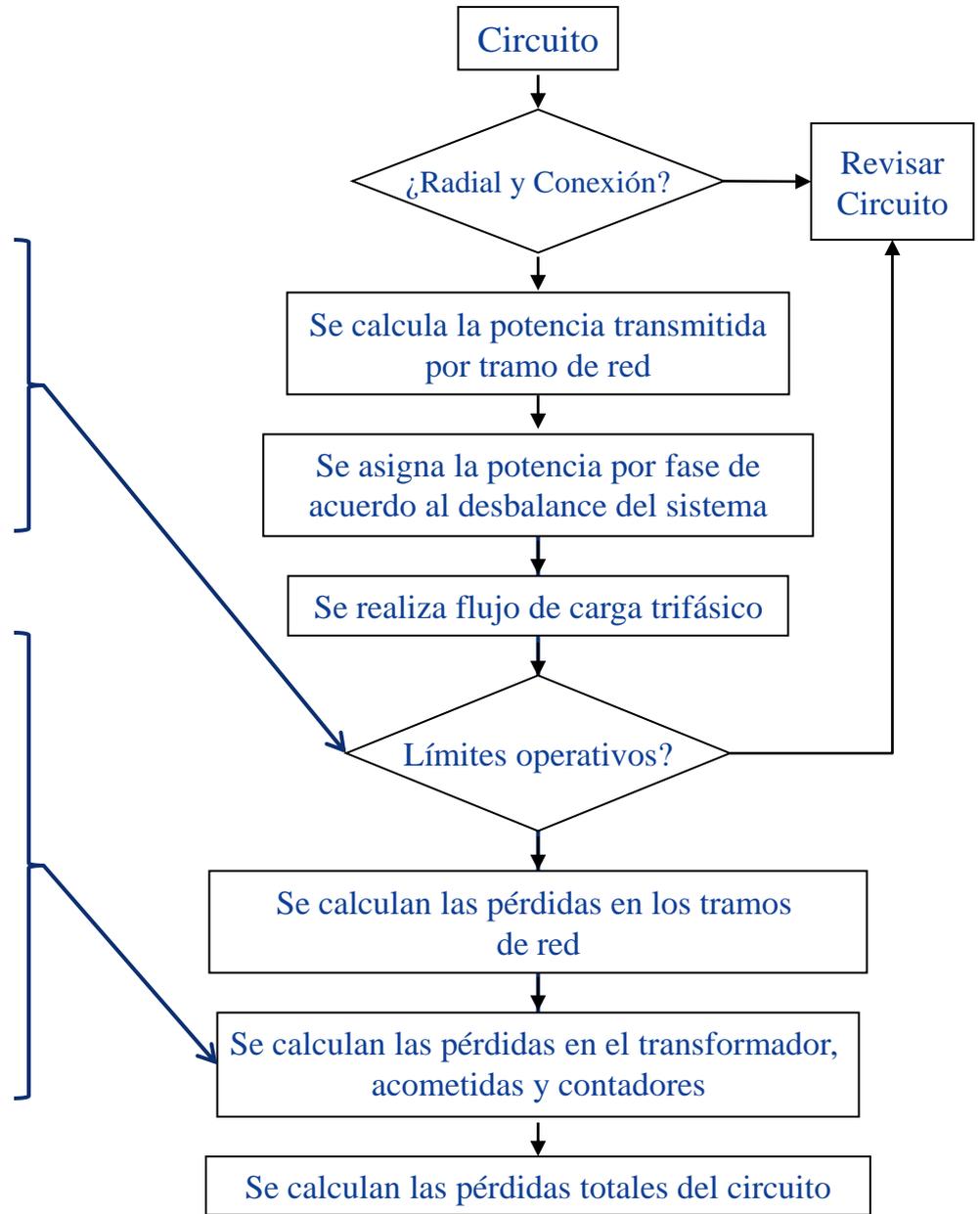
$$P_{energía} = P_{fe} \cdot T + fp \cdot P_{Pcn} \cdot fu^2 \cdot T$$

$$P_{acometidas, 3\phi} = \left[\frac{P_{dem}}{N_1 + 2N_2 + 3N_3} \right]^2 \cdot \left[\frac{1}{V_{fn} \cos \phi} \right]^2 \cdot R \cdot (N_1 + 3N_2 + 3N_3)$$

$$P_{acometidas, 1\phi} = \left[\frac{P_{dem}}{N_1 + 2N_2} \right]^2 \cdot \left[\frac{1}{V_{fn} \cos \phi} \right]^2 \cdot R \cdot (N_1 + 2N_2)$$

Pérdidas en contadores electrónicos: 2.5 W

Pérdidas en contadores electromecánicos: 1.2 - 1.5 W





Información requerida

Ítem	Información requerida
1. Red secundaria	<p>1.1 Porcentaje de desbalance en corriente</p> <p>1.2 Tabla o curva de demanda máxima diversificada por cantidad de usuarios para circuitos residenciales.</p>
2. Transformador	<p>2.1 Capacidad nominal</p> <p>2.2 Curva de carga en el lado de baja tensión, en alguna de las siguientes forma:</p> <ul style="list-style-type: none">➤ Curva horaria de P + curva horaria de Q➤ Curva horaria de P + curva del factor de potencia ($\cos \phi$)➤ Curva horaria de S + curva del factor de potencia ($\cos \phi$) <p>2.3 Factor de carga</p>
3. Tramos de red secundaria	<p>3.1 Cantidad de tramos</p> <p>3.2 Longitud por tramo</p> <p>3.3 Calibre y material de los conductores de fase y neutro utilizado por tramo</p> <p>3.4 Topología</p> <p>3.5 Configuración (bifilar, trifilar, tetrafilar)</p>
4. Poste	<p>4.1 Cantidad de usuarios</p> <p>4.2 Porcentaje o cantidad de usuarios conectados en forma bifilar, trifilar o tetrafilar.</p> <p>4.3 Porcentaje de carga tipo: P constante, Z constante e I constante</p> <p>4.4 Calibre típico de acometida</p> <p>4.5 Longitud promedio de acometida</p> <p>4.6 Cantidad o porcentaje de medidores electrónicos y electromecánicos.</p> <p>4.7 Tipo de carga del sistema (Residencial o comercial).</p> <p>4.8 Para el caso de circuitos con usuarios comerciales o industriales adicionalmente se requiere el consumo mensual de energía de cada usuario.</p> <p>4.9 Consumo de las luminarias de alumbrado público</p>



Información requerida

En caso de que no se suministre la información anterior o la presentada tenga inconsistencias, el GP utilizará los siguientes valores por defecto para realizar el cálculo de pérdidas técnicas:

- Desbalance en corriente del 20%.
- Característica de la carga: 20% potencia constante y 80% impedancia constante.
- Factor de potencia del 90% en atraso ($\cos\phi=0.9$).
- En sistemas trifásicos, las acometidas y contadores se asumen con los siguientes porcentajes de conexión: bifilar 75%, trifilar 18% y tetrafilar 7%.
- En sistemas monofásicos, las acometidas y contadores se asumen con los siguientes porcentajes de conexión: bifilar 80%, trifilar 20%.



Información requerida

- Se utilizará una curva de carga típica (CREG, IEB o ASOCODIS).
- Se utilizará una curva de demanda máxima diversificada de un sistema similar.
- Conductor de acometida en cobre calibre No. 8.
- Longitud promedio de acometida: 18m.
- 20% de los medidores se consideran electrónicos y 80% electromecánicos.
- Longitud entre apoyos de red secundaria: 30m.



6. Resultados de la metodología para el cálculo de pérdidas técnicas



La CREG suministró los siguientes circuitos para el cálculo de pérdidas técnicas.

OPERADOR DE RED	Número de circuitos corridos
Empresa de Energía de Arauca E.S.P	3
Empresa de Energía del Bajo Putumayo S.A. E.S.P.	1
Empresas Municipales de Cali Eice	14
Electrificadora del Caquetá S.A. E.S.P.	3
Electrificadora del Caribe S.A. Esp (Unificado)	32
Empresas Municipales de Cartago S.A. E.S.P.	2
Centrales Eléctricas del Cauca S.A. E.S.P.	3
Centrales Eléctricas de Nariño S.A. E.S.P.	3
Centrales Eléctricas del Norte de Santander S.A. E.S.P.	4
Central Hidroeléctrica de Caldas S.A. E.S.P.	13
Codensa S.A. E.S.P.	4
Empresa de Energía de Cundinamarca S.A. E.S.P	16
Distribuidora del Pacífico S.A. E.S.P	3
Empresa de Energía de Boyacá S.A. E.S.P.	4
Empresa de Energía de Casanare S.A. E.S.P.	3
Empresas Públicas de Medellín E.S.P.	21
Empresa de Energía del Pacífico S.A. E.S.P	23
Electrificadora de Santander S.A. E.S.P.	4
Electrificadora del Huila S.A. E.S.P.	4
Electrificadora del Meta S.A. E.S.P.	3
Compañía de Electricidad de Tuluá S.A.	12
Compañía Energética del Tolima S.A. E.S.P.	4
Empresa de Energía del Valle de Sibundoy S.A. E.S.P.	3
Empresa de Energía de Pereira S.A. E.S.P.	2
Empresa de Energía del Putumayo S.A E.S.P.	2
Empresa de Energía del Quindío S.A. E.S.P.	14
Empresa Municipales de Energía Eléctrica S.A. E.S.P.	2
Ruitoque E.S.P.	1
TOTAL	203



Metodología de ponderación de pérdidas por OR.

$$\% \text{ Pérdidas Ponderado} = \frac{\sum_{i=1}^n \% \text{ Pérdidas}_i \cdot \text{Energía Entrada}_i \cdot \% \text{ Participación}_i}{\sum_{i=1}^n \text{Energía entrada}_i \cdot \% \text{ Participación}_i}$$

n = Número de Circuitos Típicos de la Empresa.



Resultados

OPERADOR DE RED		Pérdidas del sistema [%]	Perd. IEB [%]
Empresa de Energía de Arauca E.S.P	ENELAR	4,02	2,54
Empresa de Energía del Bajo Putumayo S.A. E.S.P.	BPUTUMAYO	3,76	3,82
Empresas Municipales de Cali Eice	EMCALI	3,67	2,12
Electrificadora del Caquetá S.A. E.S.P.	ELECTROCAQUETA	5,86	4,18
Electrificadora del Caribe S.A. Esp (Unificado)	CARIBEU	4,76	4,85-4,20
Empresas Municipales de Cartago S.A. E.S.P.	CARTAGO	3,29	3,61
Centrales Eléctricas del Cauca S.A. E.S.P.	CEDELCA	4,65	4,10
Centrales Eléctricas de Nariño S.A. E.S.P.	CEDENAR	5,87	3,79
Centrales Eléctricas del Norte de Santander S.A. E.S.P.	CENS	5,17	3,54
Central Hidroeléctrica de Caldas S.A. E.S.P.	CHEC	3,42	3,61
Codensa S.A. E.S.P.	CODENSA	3,77	2,75
Empresa de Energía de Cundinamarca S.A. E.S.P	EEC	5,21	3,89
Distribuidora del Pacífico S.A. E.S.P	DISPAC	4,62	3,36
Empresa de Energía de Boyacá S.A. E.S.P.	EBSA	6,34	3,70
Empresa de Energía de Casanare S.A. E.S.P.	ENERCA	6,45	1,96
Empresas Públicas de Medellín E.S.P.	EPM	3,88	3,19
Empresa de Energía del Pacífico S.A. E.S.P	EPSA	4,38	4,52
Electrificadora de Santander S.A. E.S.P.	ESSA	5,22	4,65
Electrificadora del Huila S.A. E.S.P.	ELECTROHUILA	4,71	4,29
Electrificadora del Meta S.A. E.S.P.	EMSA	3,91	4,11
Compañía de Electricidad de Tuluá S.A.	CETSA	3,36	3,50
Compañía Energética del Tolima S.A. E.S.P.	ENERTOLIMA	4,56	4,71
Empresa de Energía del Valle de Sibundoy S.A. E.S.P.	EMEVASI	5,97	4,56
Empresa de Energía de Pereira S.A. E.S.P.	EEP	4,95	3,71
Empresa de Energía del Putumayo S.A E.S.P.	PUTUMAYO	5,94	3,98
Empresa de Energía del Quindío S.A. E.S.P.	EDEQ	4,93	3,72
Empresa Municipales de Energía Eléctrica S.A. E.S.P.	MUNICIPALES	5,02	-
Ruitoque E.S.P.	RUITOQUE	4,02	4,30

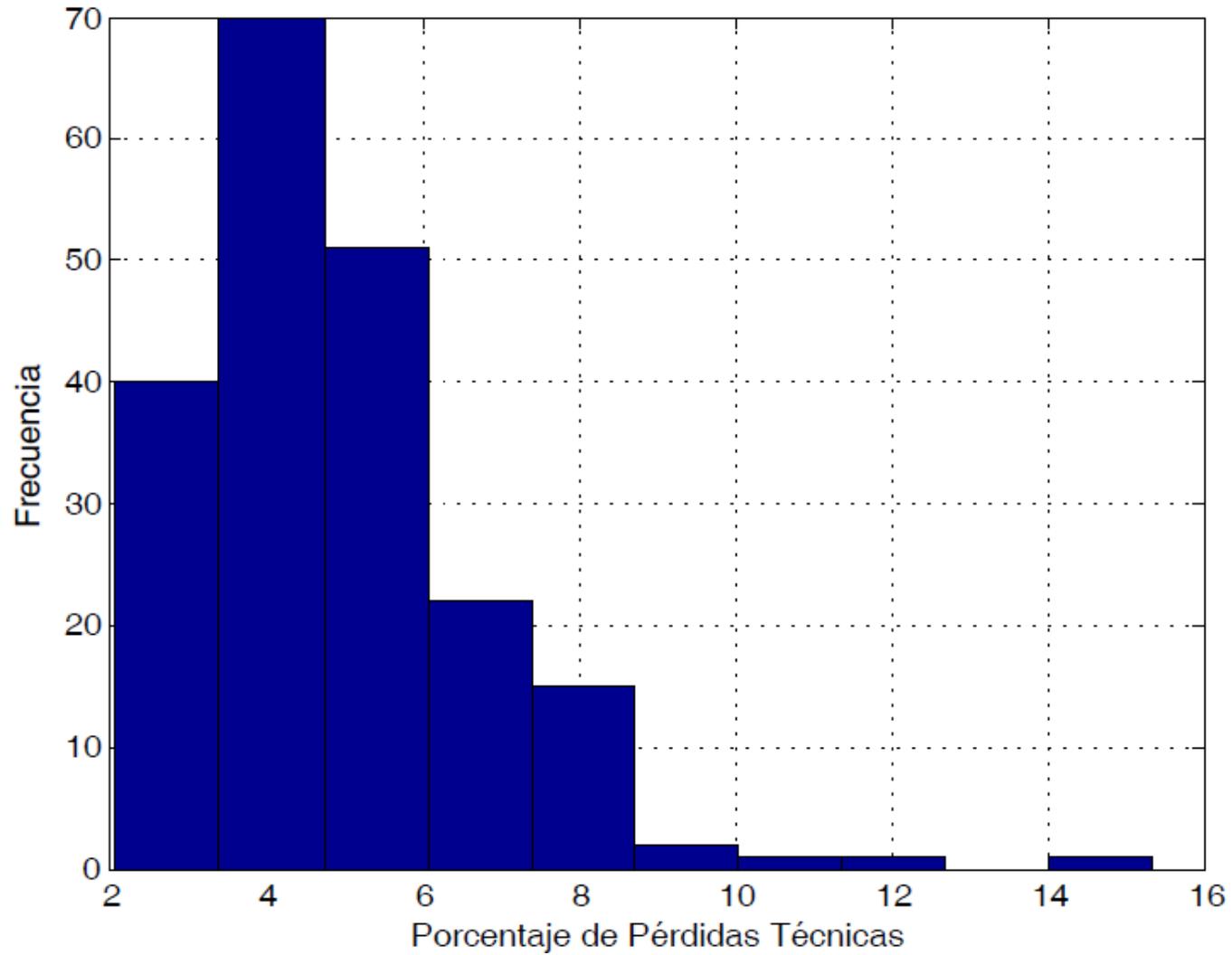


Resultados

OPERADOR DE RED	Pérdidas del sistema [%]	Pérdidas del transformador [%]	Pérdidas de la red [%]	Pérdidas de acometidas [%]	Pérdidas de medidores [%]
ENELAR	4,02	1,60	2,14	0,17	0,10
BPUTUMAYO	3,76	2,03	0,81	0,36	0,57
EMCALI	3,67	1,80	0,87	0,51	0,48
ELECTROCAQUETA	5,86	1,96	2,82	0,23	0,85
CARIBEU	4,76	1,98	1,60	0,28	0,90
CARTAGO	3,29	2,74	0,10	0,40	0,06
CEDELCA	4,65	1,55	2,07	0,78	0,24
CEDENAR	5,87	1,72	3,04	0,44	0,67
CENS	5,17	1,70	2,35	0,86	0,26
CHEC	3,42	2,09	0,55	0,21	0,57
CODENSA	3,77	2,18	0,56	0,18	0,85
EEC	5,21	1,80	2,35	0,62	0,44
DISPAC	4,62	1,62	1,95	0,63	0,42
EBSA	6,34	3,30	0,90	0,69	1,45
ENERCA	6,45	3,54	1,61	0,12	1,18
EPM	3,88	1,72	0,98	0,78	0,40
EPSA	4,38	2,18	1,32	0,19	0,69
ESSA	5,22	1,93	1,96	0,19	1,13
ELECTROHUILA	4,71	2,27	1,33	0,23	0,88
EMSA	3,91	1,73	1,29	0,63	0,26
CETSA	3,36	1,89	0,57	0,18	0,72
ENERTOLIMA	4,56	1,63	2,36	0,41	0,16
EMEVASI	5,97	2,48	2,14	0,33	1,03
EEP	4,95	1,67	2,26	0,95	0,07
PUTUMAYO	5,94	2,40	2,44	0,16	0,94
EDEQ	4,93	1,72	1,99	0,75	0,48
MUNICIPALES	5,02	1,99	2,76	0,19	0,08
RUITOQUE	4,02	1,20	2,22	0,00	0,60

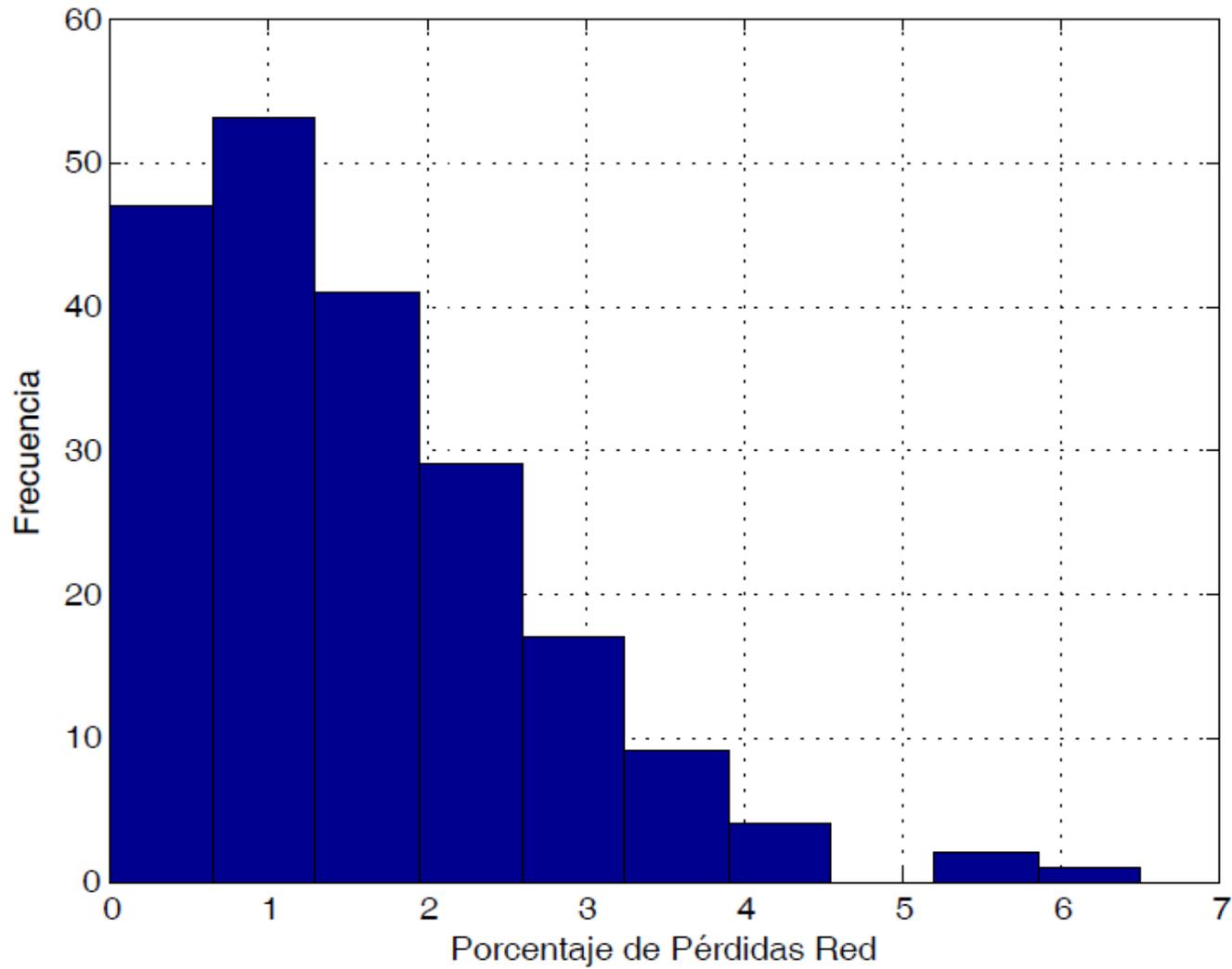


Resultados



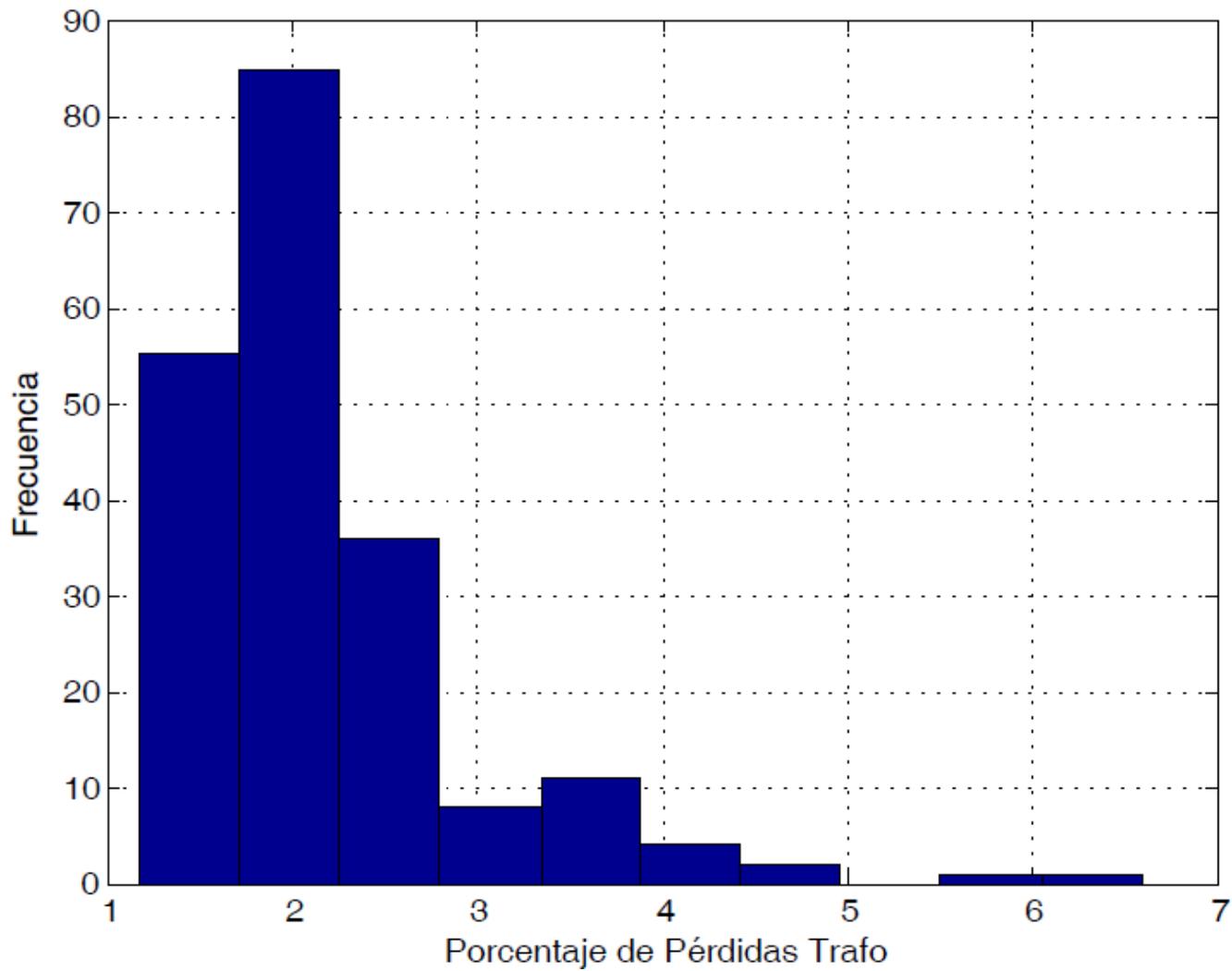


Resultados



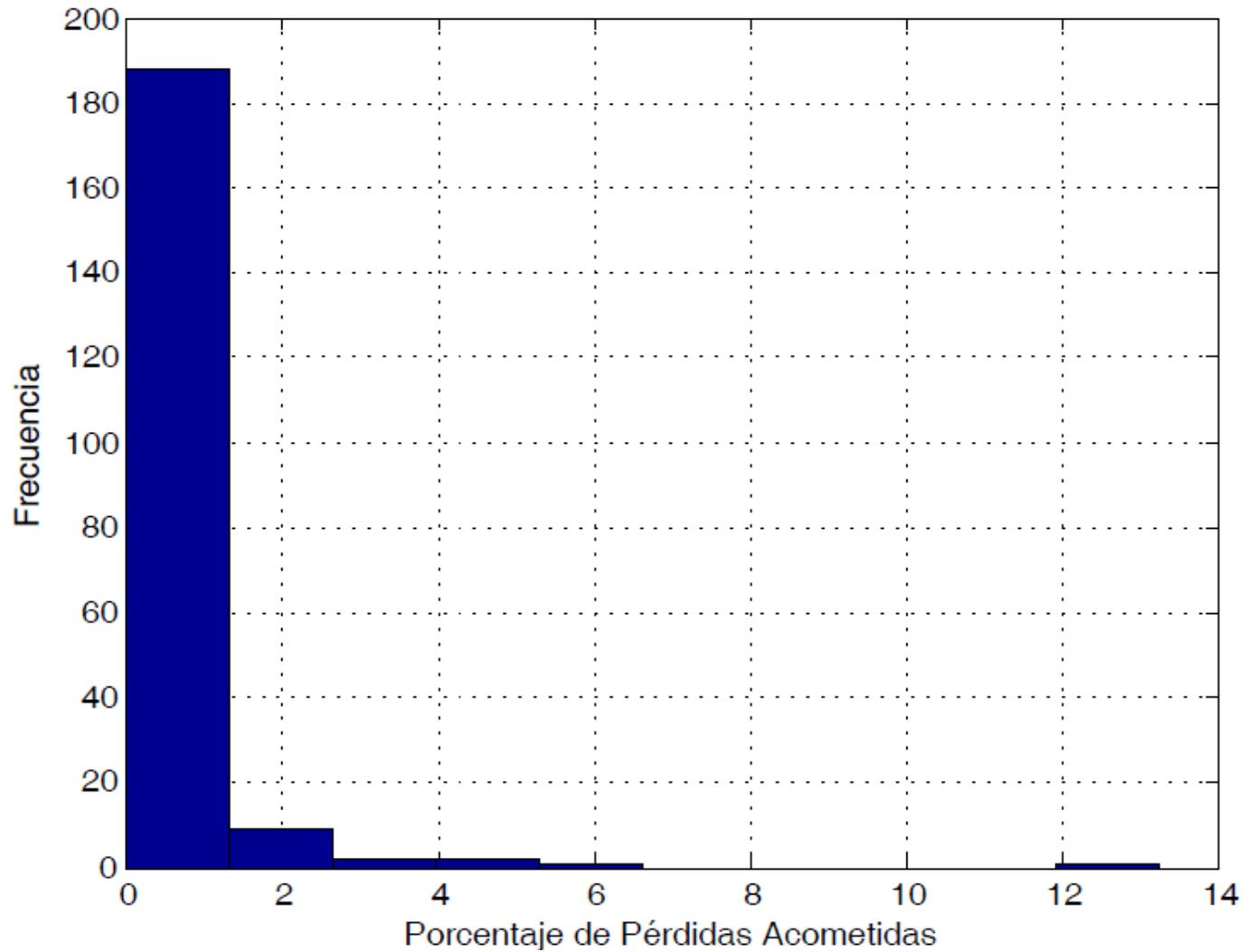


Resultados



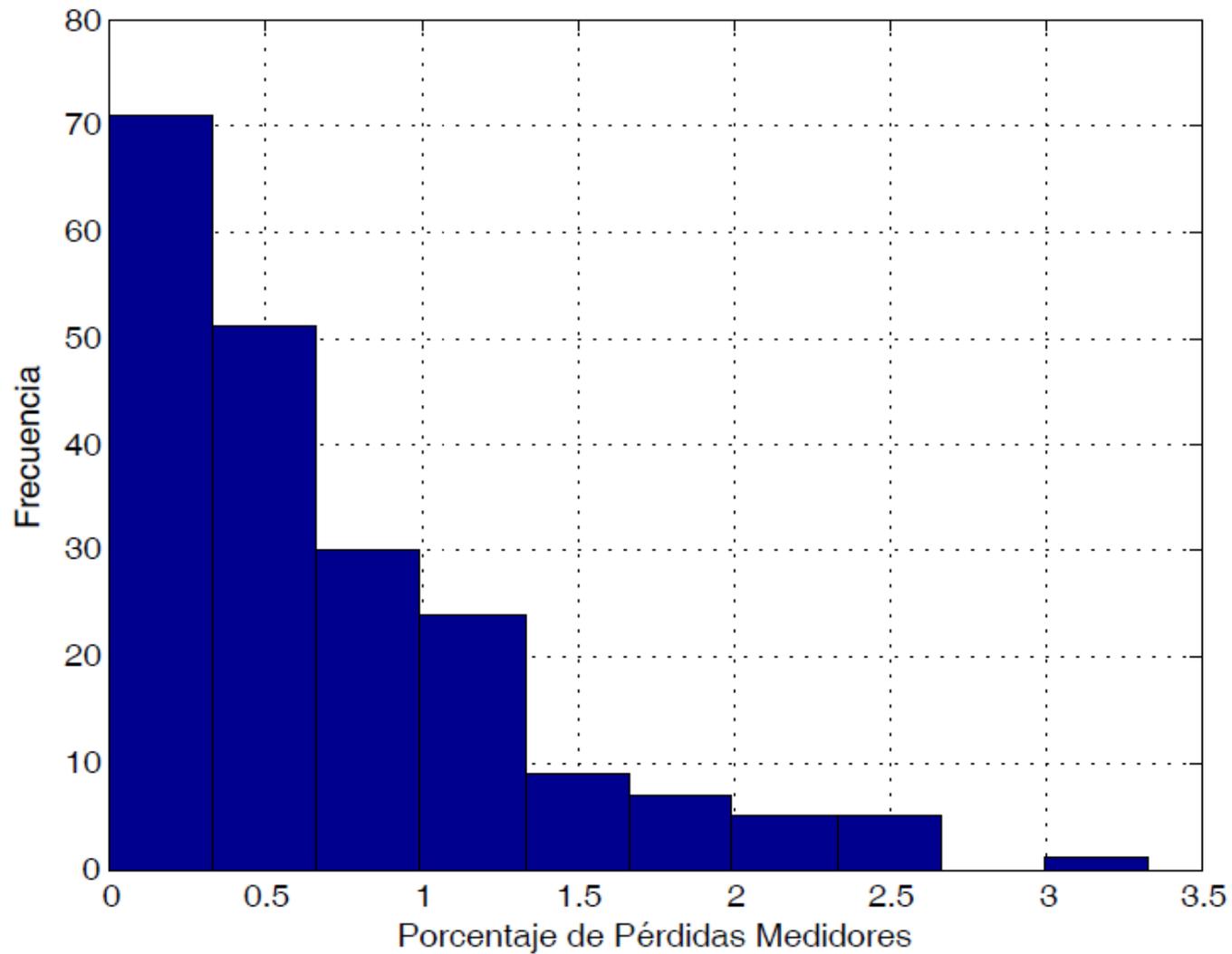


Resultados





Resultados

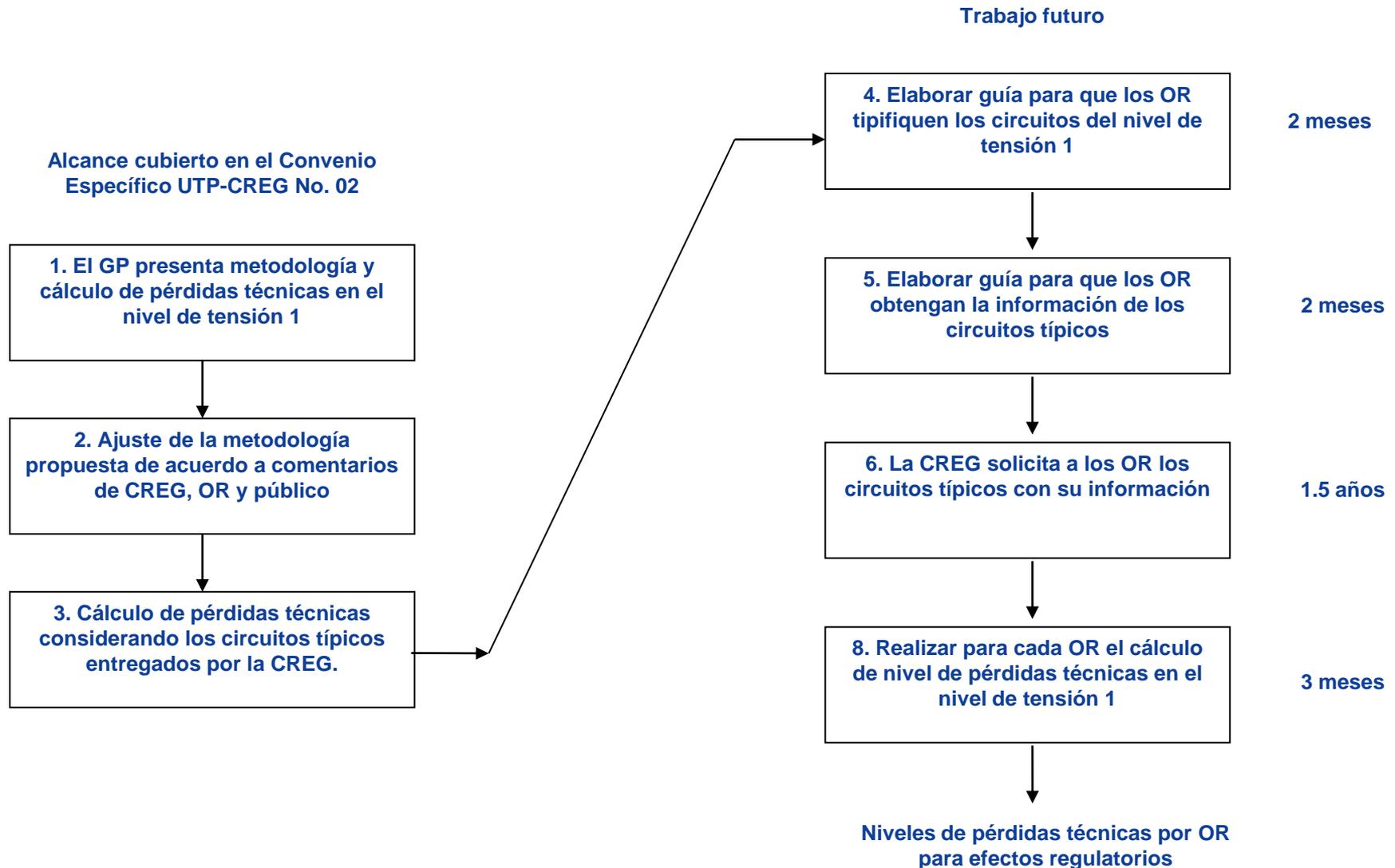




7. Plan de acción propuesto para la mejora del cálculo de pérdidas técnicas



Plan de acción propuesto por UTP







Anexo: Cálculo de pérdidas técnicas en el nivel de tensión 1, usando el método de Simulación de Montecarlo.



Cálculo de pérdidas técnicas en circuitos de distribución del nivel de tensión 1 - Método determinístico

E
N
T
R
A
D
A
S

CURVA DE CARGA

DEMANDA MÁXIMA DIVERSIFICADA POR USUARIO

% DESBALANCE EN POTENCIA O CORRIENTE

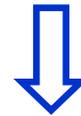
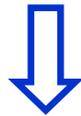
MODELO DE LAS CARGAS (%Z %I %P)

DATOS CONSTRUCTIVOS DE LA RED

DATOS DE LOS USUARIOS

DATOS DEL TRANSFORMADOR

TIPOS DE MEDIDORES



P
R
O
C
E
S
O



S
A
L
I
D
A

$$\%PT = \%PT_{\text{TRAFO}} + \%PT_{\text{RED}} + \%PT_{\text{MEDIDORES}} + \%PT_{\text{ACOMETIDAS}}$$



ES UN DATO FIJO YA QUE LAS
ENTRADAS SE CONSIDERAN
FIJAS O SIN INCERTIDUMBRE



Cálculo de pérdidas técnicas en circuitos de distribución del nivel de tensión 1

E
N
T
R
A
D
A
S

CURVA DE CARGA

DEMANDA MÁXIMA DIVERSIFICADA POR USUARIO

% DESBALANCE EN POTENCIA O CORRIENTE

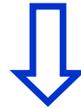
MODELO DE LAS CARGAS (%Z %I %P)

DATOS CONSTRUCTIVOS DE LA RED

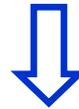
DATOS DE LOS USUARIOS

DATOS DEL TRANSFORMADOR

TIPOS DE MEDIDORES



CÁLCULO DE PÉRDIDAS TÉCNICAS



$$\%PT = \%PT_{\text{TRAFO}} + \%PT_{\text{RED}} + \%PT_{\text{MEDIDORES}} + \%PT_{\text{ACOMETIDAS}}$$



P
R
O
C
E
S
O

S
A
L
I
D
A



Cálculo de pérdidas técnicas en circuitos de distribución del nivel de tensión 1

E
N
T
R
A
D
A
S

CURVA DE CARGA
DEMANDA MÁXIMA DIVERSIFICADA POR USUARIO
% DESBALANCE EN POTENCIA O CORRIENTE
MODELO DE LAS CARGAS (%Z %I %P)

DATOS CONSTRUCTIVOS DE LA RED
DATOS DE LOS USUARIOS
DATOS DEL TRANSFORMADOR
TIPOS DE MEDIDORES

¡ESTOS DATOS
SON ALEATORIOS!

P
R
O
C
E
S
O

CÁLCULO DE PÉRDIDAS TÉCNICAS

S
A
L
I
D
A

$$\%PT = \%PT_{\text{TRAFO}} + \%PT_{\text{RED}} + \%PT_{\text{MEDIDORES}} + \%PT_{\text{ACOMETIDAS}}$$

TAMBIEN ES ALEATORIO!



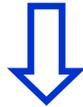
Cálculo de pérdidas técnicas en circuitos de distribución del nivel de tensión 1

E
N
T
R
A
D
A
S

CURVA DE CARGA
DEMANDA MÁXIMA DIVERSIFICADA POR USUARIO
% DESBALANCE EN POTENCIA O CORRIENTE
MODELO DE LAS CARGAS (%Z %I %P)

DATOS CONSTRUCTIVOS DE LA RED
DATOS DE LOS USUARIOS
DATOS DEL TRANSFORMADOR
TIPOS DE MEDIDORES

ALEATORIOS



P
R
O
C
E
S
O



$$\%PT = \%PT_{\text{TRAFO}} + \%PT_{\text{RED}} + \%PT_{\text{MEDIDORES}} + \%PT_{\text{ACOMETIDAS}}$$



ALEATORIO

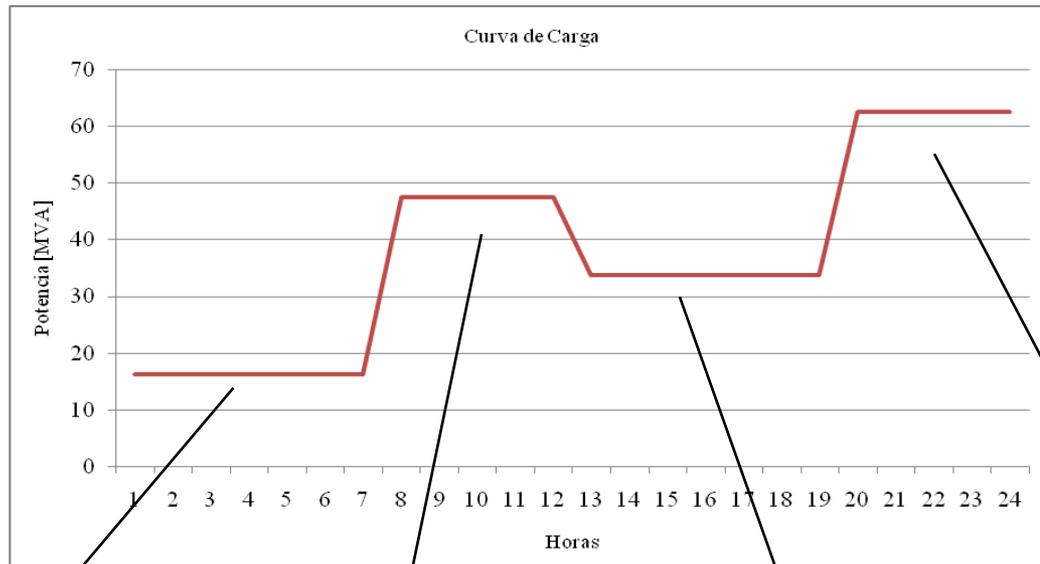
S
A
L
I
D
A

EL CÁLCULO DE PÉRDIDAS REQUIERE
ANÁLISIS PROBABILÍSTICO

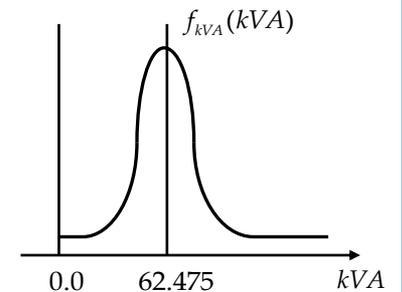
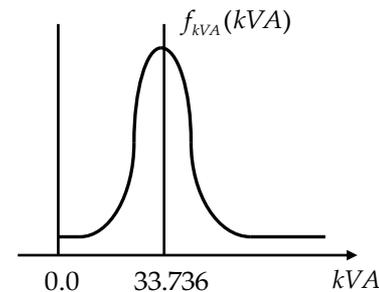
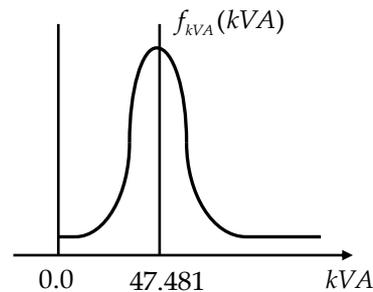
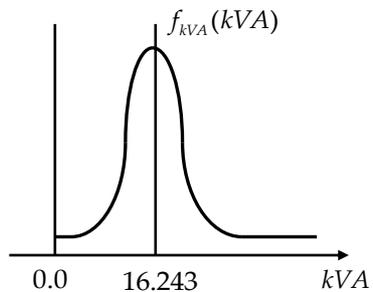


Cálculo de pérdidas técnicas en circuitos de distribución del nivel de tensión 1 - Método probabilístico

MODELAMIENTO



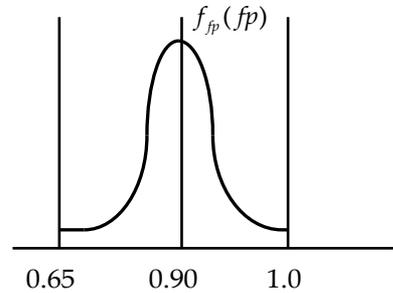
CURVA DE CARGA



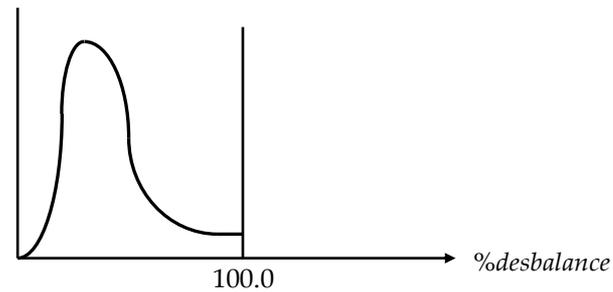


Cálculo de pérdidas técnicas en circuitos de distribución del nivel de tensión 1 - Método probabilístico

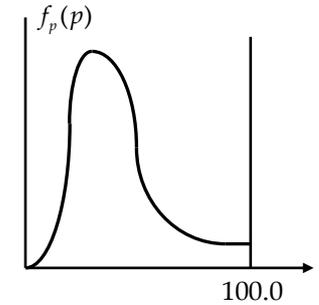
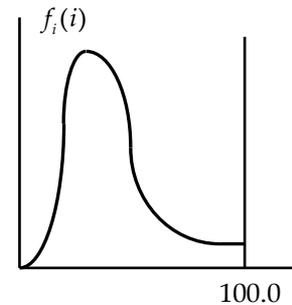
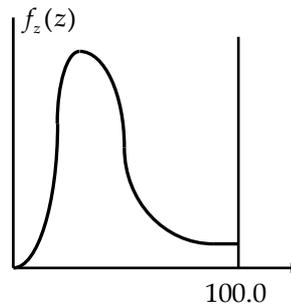
FACTOR DE POTENCIA



DESBALANCE



MODELO DE LA CARGA





Cálculo de pérdidas técnicas en circuitos de distribución del nivel de tensión 1 - Método probabilístico

E
N
T
R
A
D
A
S

DISTRIBUCIONES DE PROBABILIDAD DE:
CURVA DE CARGA (S,fp) (P,FP) (P,Q)
% DESBALANCE
Z I P

DEMANDA MÁXIMA
DIVERSIFICADA POR USUARIO

DATOS CONSTRUCTIVOS DE LA RED
DATOS DE LOS USUARIOS
DATOS DEL TRANSFORMADOR
TIPOS DE MEDIDORES

P
R
O
C
E
S
O

1. GENERAR DATOS DE CARGA, PORCENTAJE DE DESBALANCE, ZIP → Si Pi %Di %Zi %li %Pi
2. CALCULAR LAS PÉRDIDAS TÉCNICAS UTILIZANDO EL SOFTWARE DETERMINÍSTICO → %PTi
3. VERIFICAR LOS CRITERIOS DE PARADA DE LA SIMULACIÓN.
4. NO SE CUMPLEN CRITERIOS DE PARADA? → VOLVER AL PASO 1
5. TERMINAR

SIMULACIÓN
DE
MONTECARLO

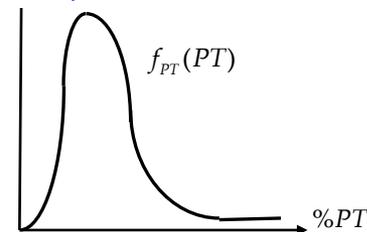
S
A
L
I
D
A

MUESTRA DE DATOS DEL %PT

VALOR ESPERADO, INTERVALO DE ESTIMACIÓN DEL VALOR ESPERADO, DESVIACIÓN

POST-PROCESAMIENTO
DE LA MUESTRA DE
DATOS

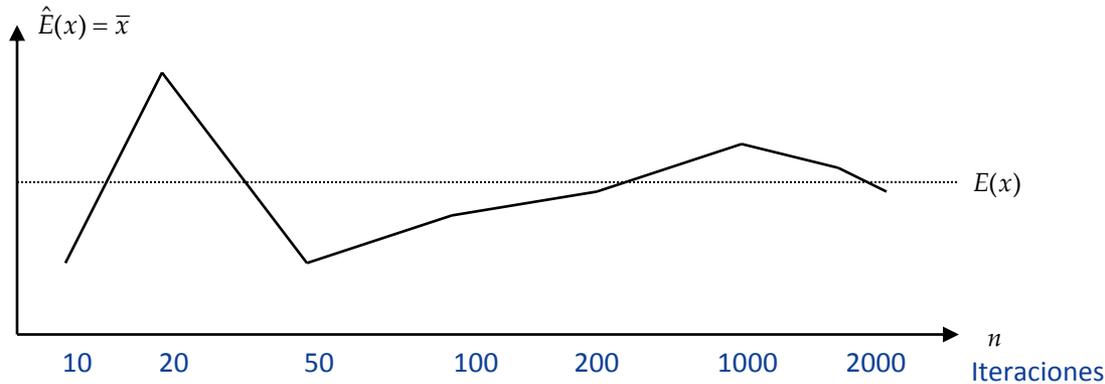
MODELO PROBABILÍSTICO



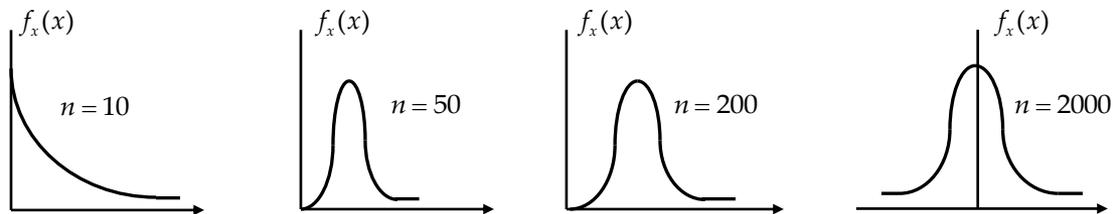


Cálculo de pérdidas técnicas en circuitos de distribución del nivel de tensión 1 - Método probabilístico

Convergencia de la simulación



En valor esperado



En distribución

Criterios de parada

- Coeficiente de variación estadístico
- Máximo número de iteraciones

$$CV_x = \frac{s_x}{\bar{x}\sqrt{n}}$$



Resultados para un circuito con el método de Montecarlo

Entrada de datos

```
% Modelos probabilisticos tipm -----
% Los parametros corresponden a la definicion dada por matlab para estas distribuciones
% 0=deterministico (valor,0)
% 1=exponencial (theta,0)
% 2=normal (mhu,sigma)
% 3=lognormal (mhu,sigma)
% 4=gamma (alpha,beta)
% 5=weibull (alpha,beta)
% 6=uniforme (a,b)
% 7=beta (alpha,beta)
%-----

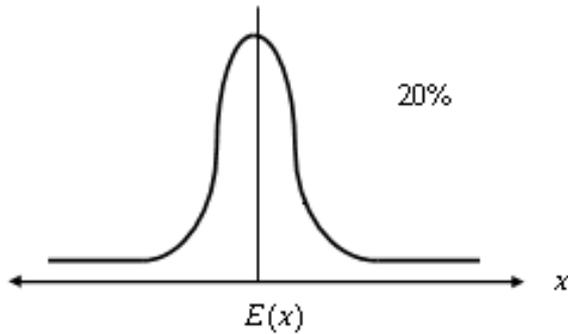
%Curva de carga -----
tS=1; % tS=1 ---> S=(Hora kVA fp)
      % tS=2 ---> S=(Hora kW fp)
      % tS=3 ---> S=(Hora kW kVAr)

% Hora -----Modelo_entrada1----- Modelo_entrada2-----
% tipm param1 param2 tipo param1 param2
Sr=[ 1 2 16.2430 16.2430*0.5 2 0.9 0.9*0.5
    2 2 16.2430 16.2430*0.5 2 0.9 0.9*0.5
    3 2 16.2430 16.2430*0.5 2 0.9 0.9*0.5
    4 2 16.2430 16.2430*0.5 2 0.9 0.9*0.5
    5 2 16.2430 16.2430*0.5 2 0.9 0.9*0.5
    6 2 16.2430 16.2430*0.5 2 0.9 0.9*0.5
    7 2 16.2430 16.2430*0.5 2 0.9 0.9*0.5
    8 2 47.4810 47.4810*0.5 2 0.9 0.9*0.5
    9 2 47.4810 47.4810*0.5 2 0.9 0.9*0.5
   10 2 47.4810 47.4810*0.5 2 0.9 0.9*0.5
   11 2 47.4810 47.4810*0.5 2 0.9 0.9*0.5
   12 2 47.4810 47.4810*0.5 2 0.9 0.9*0.5
   13 2 33.7360 33.7360*0.2 2 0.9 0.9*0.5
   14 2 33.7360 33.7360*0.5 2 0.9 0.9*0.5
   15 2 33.7360 33.7360*0.5 2 0.9 0.9*0.5
   16 2 33.7360 33.7360*0.5 2 0.9 0.9*0.5
   17 2 33.7360 33.7360*0.5 2 0.9 0.9*0.5
   18 2 33.7360 33.7360*0.5 2 0.9 0.9*0.5
   19 2 33.7360 33.7360*0.5 2 0.9 0.9*0.5
   20 2 62.4750 62.4750*0.5 2 0.9 0.9*0.5
   21 2 62.4750 62.4750*0.5 2 0.9 0.9*0.5
   22 2 62.4750 62.4750*0.5 2 0.9 0.9*0.5
   23 2 62.4750 62.4750*0.5 2 0.9 0.9*0.5
   24 2 62.4750 62.4750*0.5 2 0.9 0.9*0.5
]

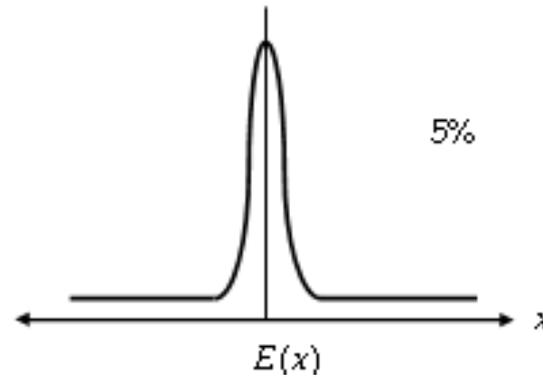
% Porcentaje de desbalance del sistema -----
% tipm param1 param2
PDesbr=[2 20 50]

% Modelo ZIP [%]-----
% tipm param1 param2
Zr=[2 80 50]
Ir=[0 0 0]
Pr=[2 20 50]
```

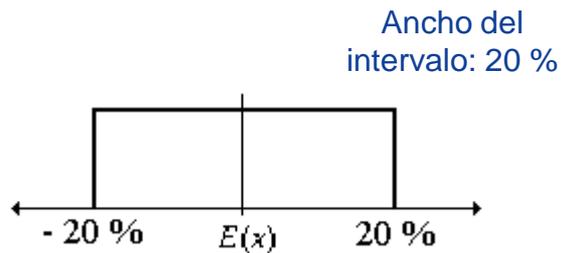
Distribución normal y uniforme



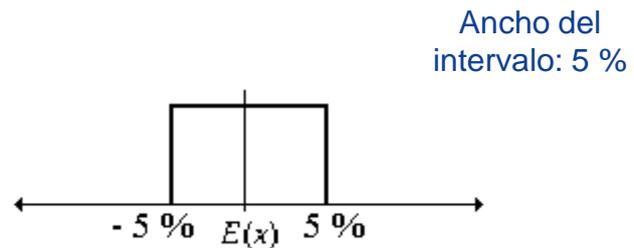
Distribución normal con alta dispersión.



Distribución normal con baja dispersión.



Distribución uniforme con alta dispersión.



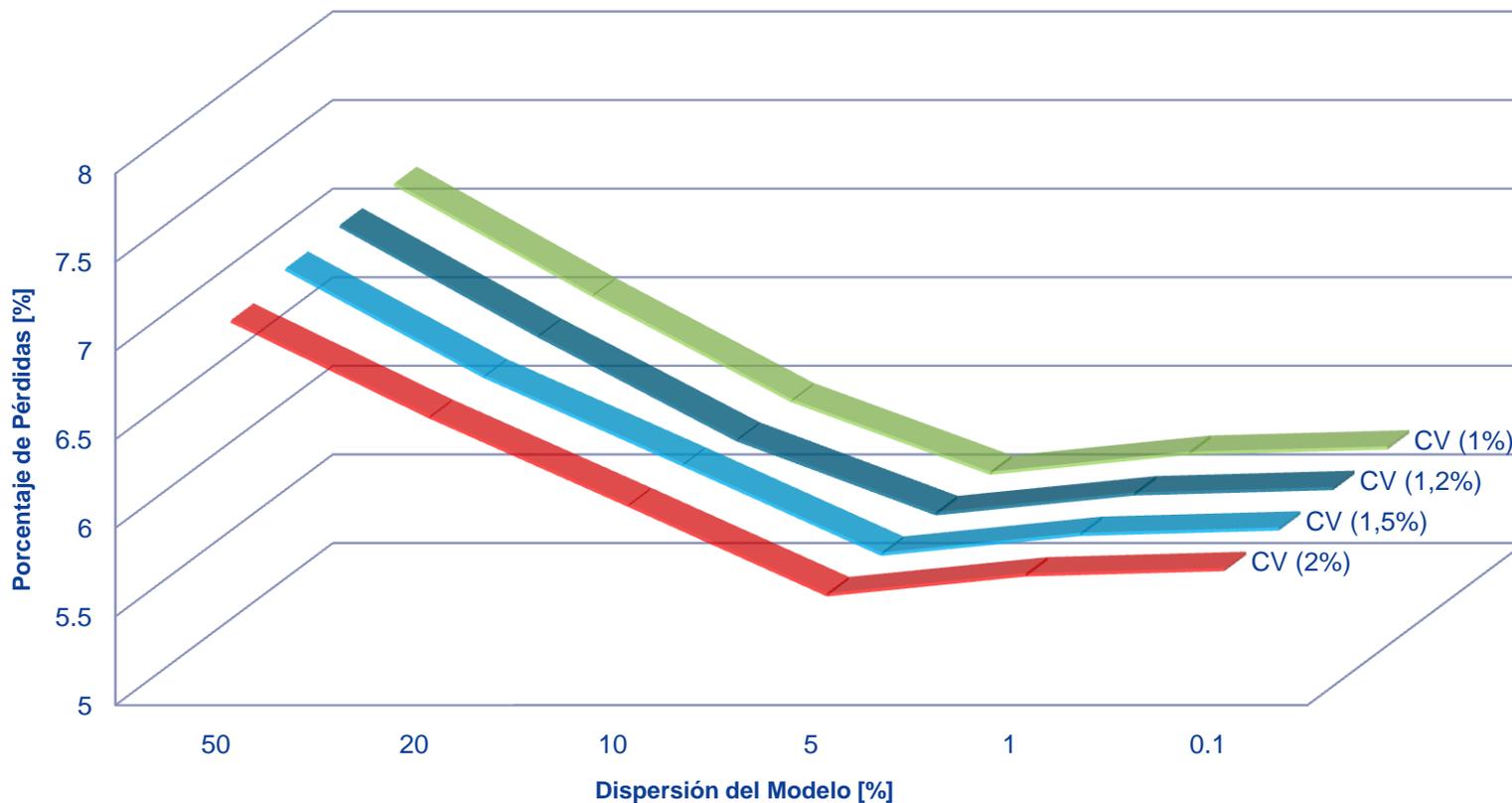
Distribución uniforme con baja dispersión.



Resultados para un circuito con el método de Montecarlo

Modelos normales

Porcentaje de pérdidas según la dispersión del modelo

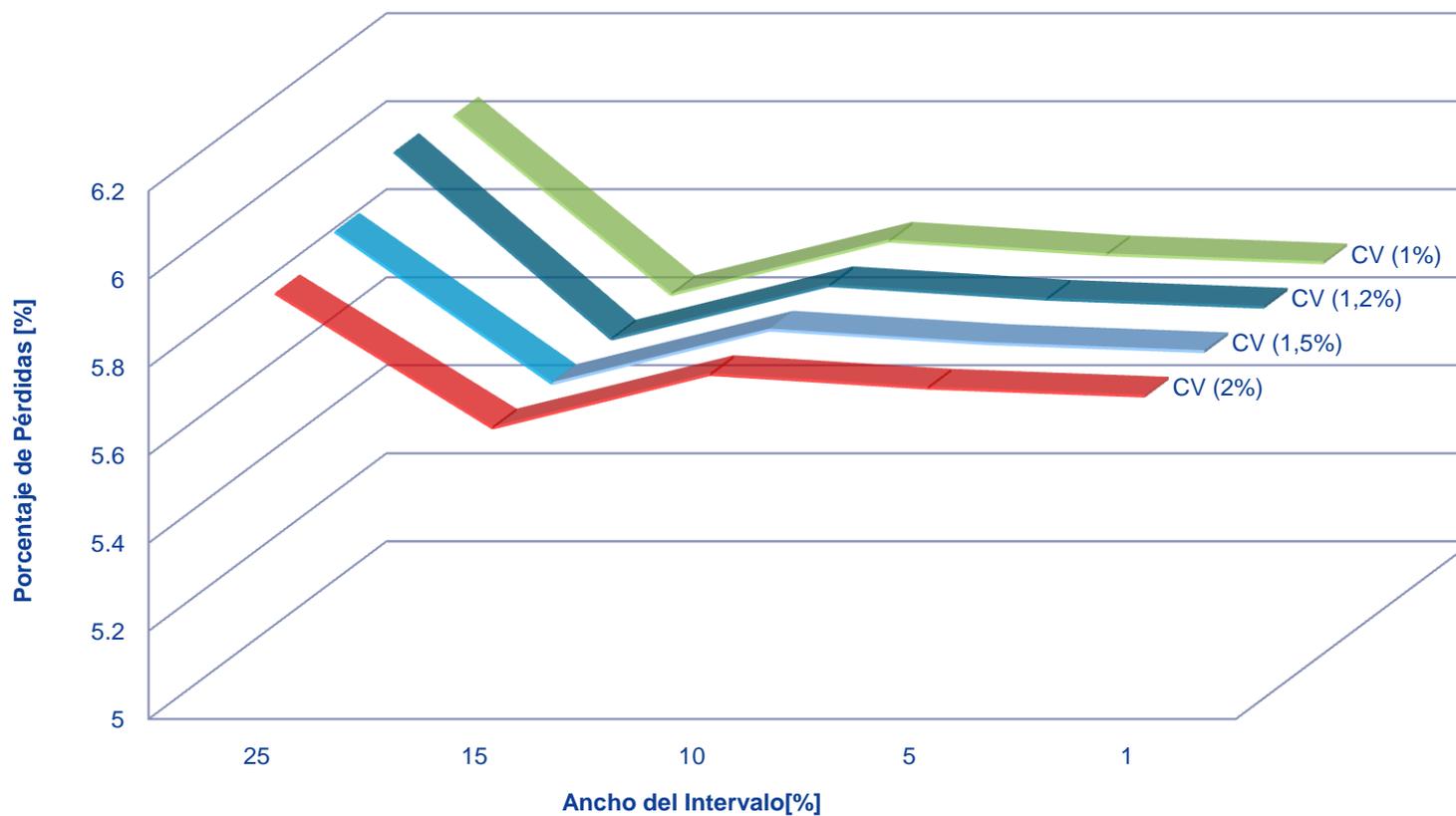




Resultados para un circuito con el método de Montecarlo

Modelos uniformes

Porcentaje de pérdidas según el ancho del intervalo



Modelos normales

Dispersión [%]	CV (2%) perd [%]	CV (1,5%) perd [%]	CV (1,2%) perd [%]	CV (1%) perd [%]
50	7,0993	7,1634	7,1794	7,1851
20	6,5571	6,5571	6,5571	6,5571
10	6,059	6,059	5,9707	5,9633
5	5,5539	5,5539	5,5539	5,5539
1	5,666	5,666	5,666	5,666
0,1	5,6966	5,6966	5,6966	5,6966

Modelos uniformes

Delta [%]	CV (2%) perd [%]	CV (1,5%) perd [%]	CV (1,2%) perd [%]	CV (1%) perd [%]
25	5,9372	5,9763	6,0568	6,0385
15	5,6311	5,6311	5,6311	5,6311
10	5,7528	5,7528	5,7528	5,7528
5	5,7219	5,7219	5,7219	5,7219
1	5,7037	5,7037	5,7037	5,7037

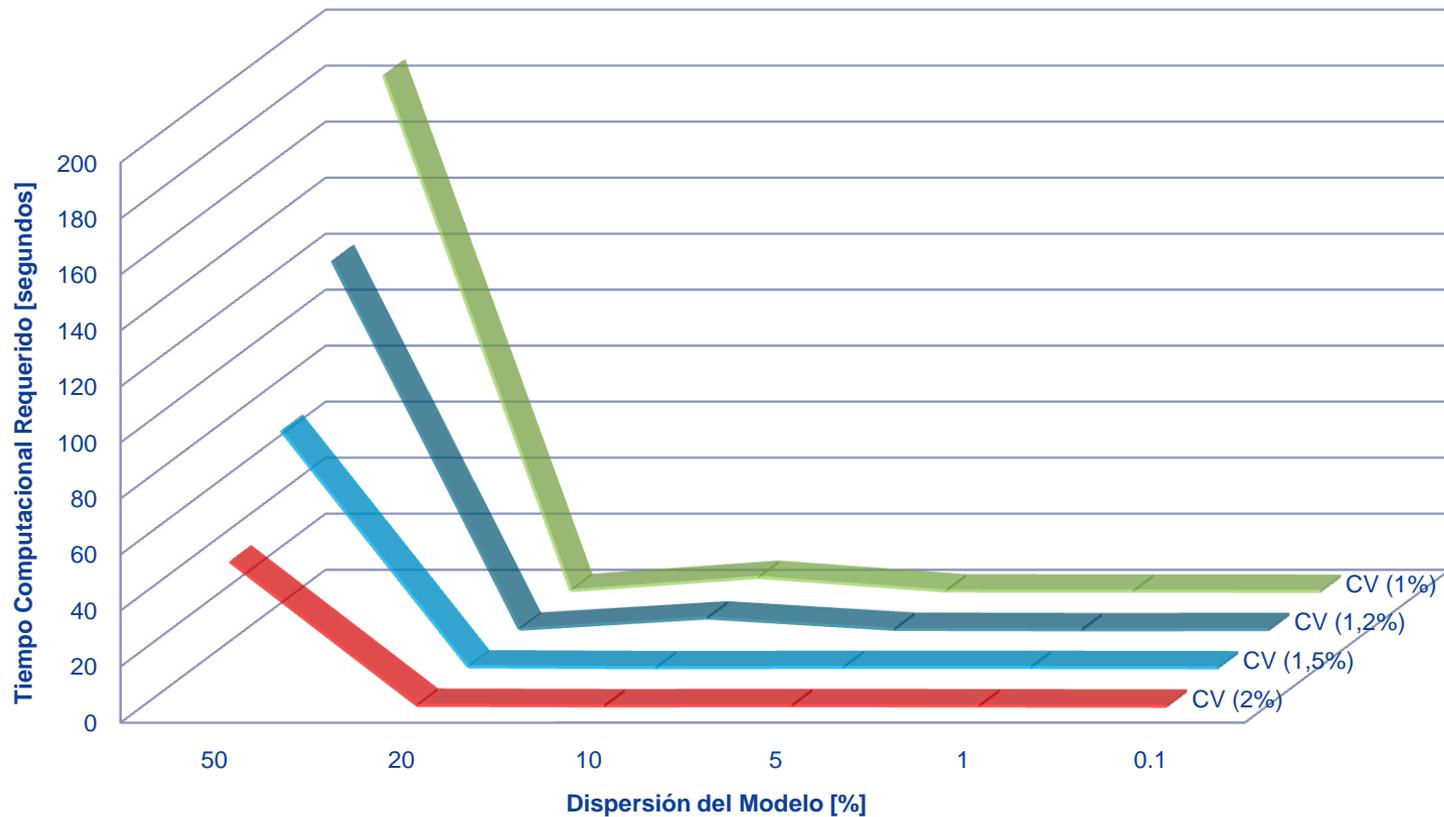
**%PT=5.7001 CON EL
MÉTODO DETERMINÍSTICO**



Resultados para un circuito con el método de Montecarlo

Modelos normales

Tiempo computacional requerido según la dispersión del modelo

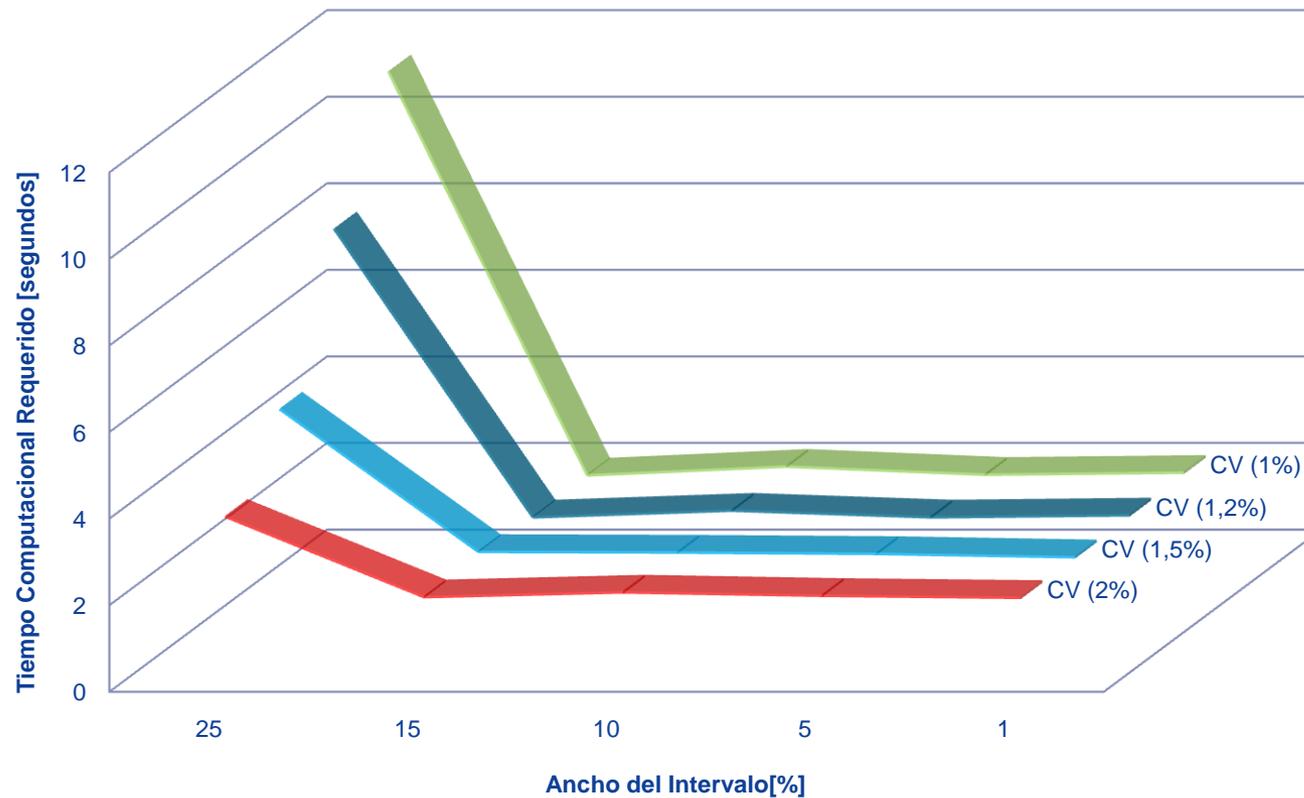




Resultados para un circuito con el método de Montecarlo

Modelos uniformes

Tiempo computacional requerido según el ancho del intervalo





Resultados para un circuito con el método de Montecarlo

Modelos normales

Dispersión [%]	CV (2%) tiempo [s]	CV (1,5%) tiempo [s]	CV (1,2%) tiempo [s]	CV (1%) tiempo [s]
50	53,4531	86,5625	133,5781	186,0625
20	2,0938	2,1406	1,9375	2,0469
10	1,8906	1,8125	5,9531	6,8125
5	1,9844	1,9531	1,9219	1,9375
1	1,875	1,9063	1,7344	1,875
0,1	1,75	1,7969	1,8281	1,8125

Modelos uniformes

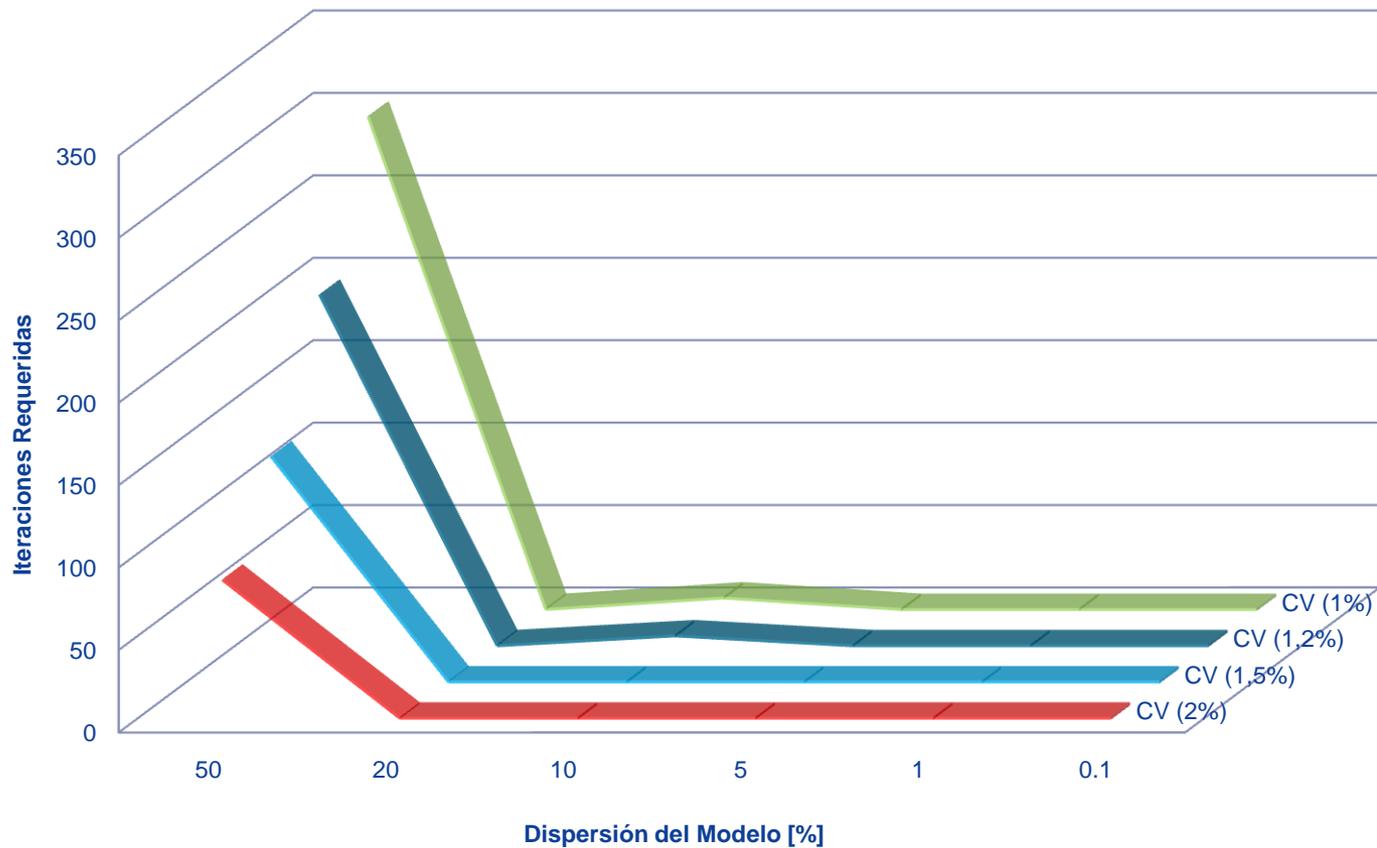
Delta [%]	CV (2%) tiempo [s]	CV (1,5%) tiempo [s]	CV (1,2%) tiempo [s]	CV (1%) tiempo [s]
25	3,7656	5,3125	8,5469	11,2344
15	1,9063	2,0156	1,875	1,9063
10	2,0156	2	2,0313	2,1094
5	1,9375	1,9688	1,875	1,9219
1	1,8906	1,8906	1,9219	1,9688



Resultados para un circuito con el método de Montecarlo

Modelos normales

Iteraciones requeridas según la dispersión del modelo

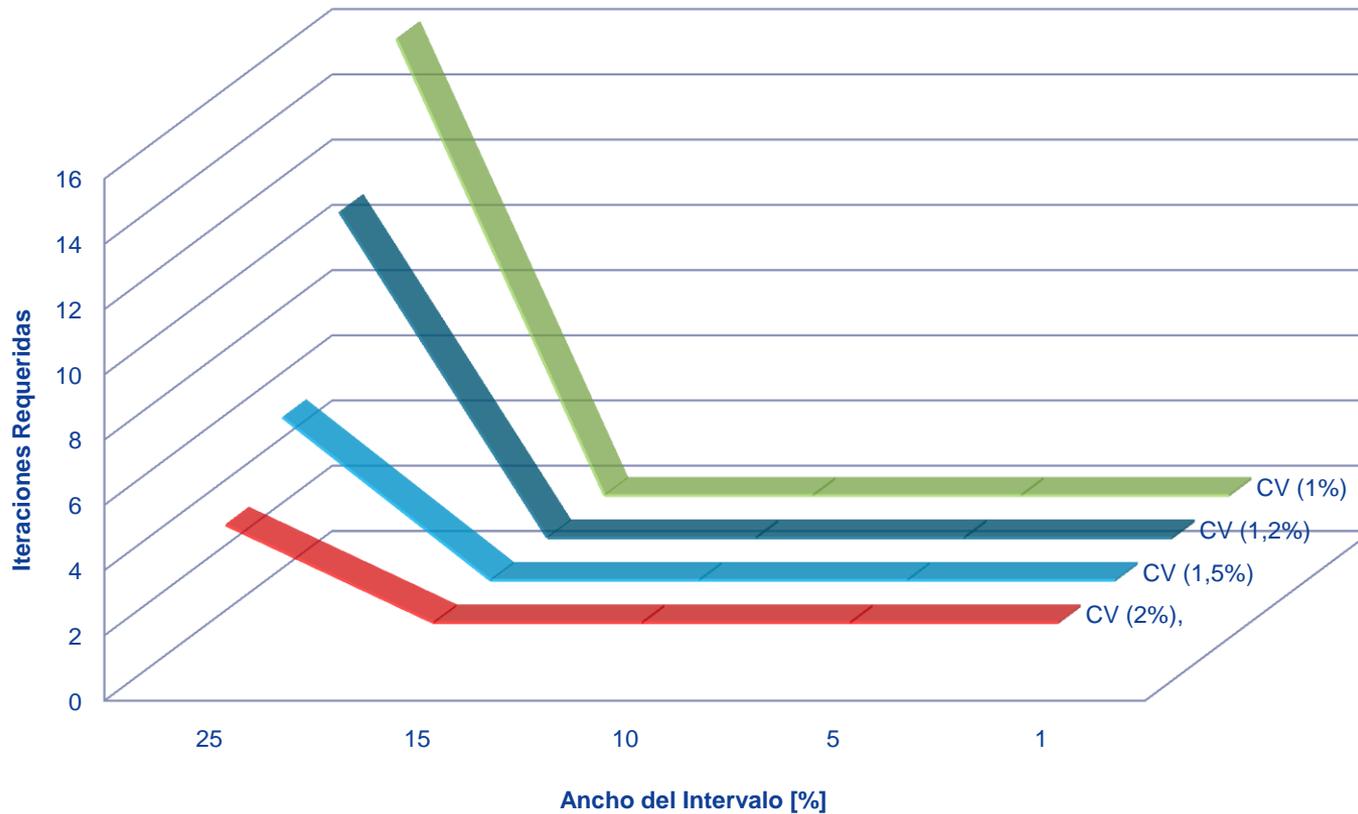




Resultados para un circuito con el método de Montecarlo

Modelos uniformes

Iteraciones requeridas según la dispersión del modelo





Resultados para un circuito con el método de Montecarlo

Modelos normales

	CV (2%)	CV (1,5%)	CV (1,2%)	CV (1%)
Dispersión [%]	iteraciones	iteraciones	iteraciones	iteraciones
50	86	139	215	301
20	2	2	2	2
10	2	2	8	9
5	2	2	2	2
1	2	2	2	2
0,1	2	2	2	2

Modelos uniformes

	CV (2%)	CV (1,5%)	CV (1,2%)	CV (1%)
Delta [%]	iteraciones	iteraciones	iteraciones	iteraciones
25	5	7	12	16
15	2	2	2	2
10	2	2	2	2
5	2	2	2	2
1	2	2	2	2



Resultados para un circuito con el método de Montecarlo

Convergencia en distribución.

ALEATORIO, MODELOS NORMALES, 50% DE DISPERSION, CV=2%,

Se alcanzó el coeficiente de variación estadístico del 2% con 86 iteraciones

Valor promedio del porcentaje de perdidas técnicas ---> 7.0993

Desviación estándar del porcentaje de perdidas técnicas ---> 1.3144

Coefficiente de variación del porcentaje de perdidas técnicas ---> 18.514

Tiempo de simulación=53.4531 segundos 0.89089 minutos 0.014848 horas

PART 3: K-S GOODNESS OF FIT TEST alpha=5%

DKSmax=0.14437

'distribution'	'parameter'	'parameter'	'E[X]'	'STD[X]'	' D'	'Shift'	'Base'	'Estimation'
'	' 1'	' 2'	'	'	' KOLSMI'	'---->'	'	'method'
'Gumbel'	[6.5078]	[1.0248]	[7.0993]	[1.3144]	[0.1055]	[0]	[0]	'MOM'
'Pearson V'	[31.1743]	[214.2171]	[7.0993]	[1.3144]	[0.1175]	[0]	[0]	'MOM'
'Pearson V'	[38.8530]	[268.3214]	[7.0885]	[1.1677]	[0.1187]	[0]	[0]	'MLE'
'Pearson VI'	[243.3914]	[35.2837]	[7.0993]	[1.3144]	[0.1190]	[0]	[0]	'MOM'
'Pearson VI'	[303.6937]	[43.8378]	[7.0894]	[1.1708]	[0.1209]	[0]	[0]	'MLE'
'Lognormal'	[1.9431]	[0.1836]	[7.0993]	[1.3144]	[0.1236]	[0]	[0]	'MOM'
'Loglogistic'	[9.9965]	[6.9830]	[7.0993]	[1.3144]	[0.1250]	[0]	[0]	'MOM'
'Lognormal'	[1.9453]	[0.1669]	[7.0940]	[1.1920]	[0.1271]	[0]	[0]	'MLE'
'Gamma'	[29.1743]	[0.2433]	[7.0993]	[1.3144]	[0.1280]	[0]	[0]	'MOM'
'Gamma'	[34.2343]	[0.2074]	[7.0993]	[1.2134]	[0.1364]	[0]	[0]	'MLE'
'Normal'	[7.0993]	[1.3144]	[7.0993]	[1.3144]	[0.1510]	[0]	[0]	'MLE'
'Normal'	[7.0993]	[1.3144]	[7.0993]	[1.3144]	[0.1510]	[0]	[0]	'MOM'

**AJUSTE A 12 MODELOS
MATEMÁTICOS**



Resultados para un circuito con el método de Montecarlo

ALEATORIO, MODELOS NORMALES, 50% DE DISPERSION, CV=1.5%,

Se alcanzo el coeficiente de variación estadístico del 1.5% con 139 iteraciones

Valor promedio del porcentaje de perdidas tecnicas ---> 7.1634

Desviacion estandar del porcentaje de perdidas tecnicas ---> 1.2617

Coefficiente de variación del porcentaje de perdidas tecnicas ---> 17.613

Tiempo de simulacion=86.5625 segundos 1.4427 minutos 0.024045 horas

PART 3: K-S GOODNESS OF FIT TEST alpha=5%

DKSmax=0.11393

'distribution'	'parameter'	'parameter'	'E[X]'	'STD[X]'	' D'	'Shift'	'Base'	'Estimation'
'	' 1 '	' 2 '	' '	' '	' KOLSMI'	'---->'	' '	'method'
'Gumbel'	[6.5956]	[0.9837]	[7.1634]	[1.2617]	[0.0908]	[0]	[0]	'MOM'
'Pearson V'	[34.2357]	[238.0817]	[7.1634]	[1.2617]	[0.1084]	[0]	[0]	'MOM'
'Pearson VI'	[270.3173]	[38.7357]	[7.1634]	[1.2617]	[0.1099]	[0]	[0]	'MOM'
'Lognormal'	[1.9537]	[0.1748]	[7.1634]	[1.2617]	[0.1142]	[0]	[0]	'MOM'
'Pearson V'	[41.0023]	[286.2094]	[7.1548]	[1.1457]	[0.1157]	[0]	[0]	'MLE'
'Pearson VI'	[324.0421]	[46.2856]	[7.1555]	[1.1479]	[0.1172]	[0]	[0]	'MLE'
'Gamma'	[32.2357]	[0.2222]	[7.1634]	[1.2617]	[0.1184]	[0]	[0]	'MOM'
'Lognormal'	[1.9553]	[0.1614]	[7.1589]	[1.1628]	[0.1208]	[0]	[0]	'MLE'

AJUSTE A 8 MODELOS MATEMÁTICOS



Resultados para un circuito con el método de Montecarlo

ALEATORIO, MODELOS NORMALES, 50% DE DISPERSION, CV=1.2%,

Se alcanzo el coeficiente de variación estadístico del 1.2% con 215 iteraciones

Valor promedio del porcentaje de perdidas tecnicas ---> 7.1794

Desviacion estandar del porcentaje de perdidas tecnicas ---> 1.2598

Coefficiente de variación del porcentaje de perdidas tecnicas ---> 17.5478

Tiempo de simulacion=133.5781 segundos 2.2263 minutos 0.037105 horas

PART 3: K-S GOODNESS OF FIT TEST alpha=5%

DKSmax=0.091811

'distribution'	'parameter'	'parameter'	'E[X]'	'STD[X]'	' D'	'Shift'	'Base'	'Estimation'
'Gumbel'	[6.6124]	[0.9823]	[7.1794]	[1.2598]	[0.0809]	[0]	[0]	'method'
'Pearson V'	[34.4757]	[240.3342]	[7.1794]	[1.2598]	[0.0958]	[0]	[0]	'MOM'
'Pearson VI'	[272.8098]	[38.9991]	[7.1794]	[1.2598]	[0.0976]	[0]	[0]	'MOM'

AJUSTE A 3 MODELOS MATEMÁTICOS

ALEATORIO, MODELOS NORMALES, 50% DE DISPERSION, CV=1.0%,

Se alcanzo el coeficiente de variación estadístico del 1% con 301 iteraciones

Valor promedio del porcentaje de perdidas tecnicas ---> 7.1851

Desviacion estandar del porcentaje de perdidas tecnicas ---> 1.246

Coefficiente de variación del porcentaje de perdidas tecnicas ---> 17.342

Tiempo de simulacion=186.0625 segundos 3.101 minutos 0.051684 horas

PART 3: K-S GOODNESS OF FIT TEST alpha=5%

DKSmax=0.077704

'distribution'	'parameter'	'parameter'	'E[X]'	'STD[X]'	' D'	'Shift'	'Base'	'Estimation'
'Gumbel'	[6.6243]	[0.9715]	[7.1851]	[1.2460]	[0.0766]	[0]	[0]	'method'
								'MOM'

AJUSTE A UN SOLO MODELO MATEMÁTICO



Propuesta metodológica de la UTP para el cálculo de las pérdidas técnicas en el nivel de tensión 1

Información requerida método de simulación de Montecarlo

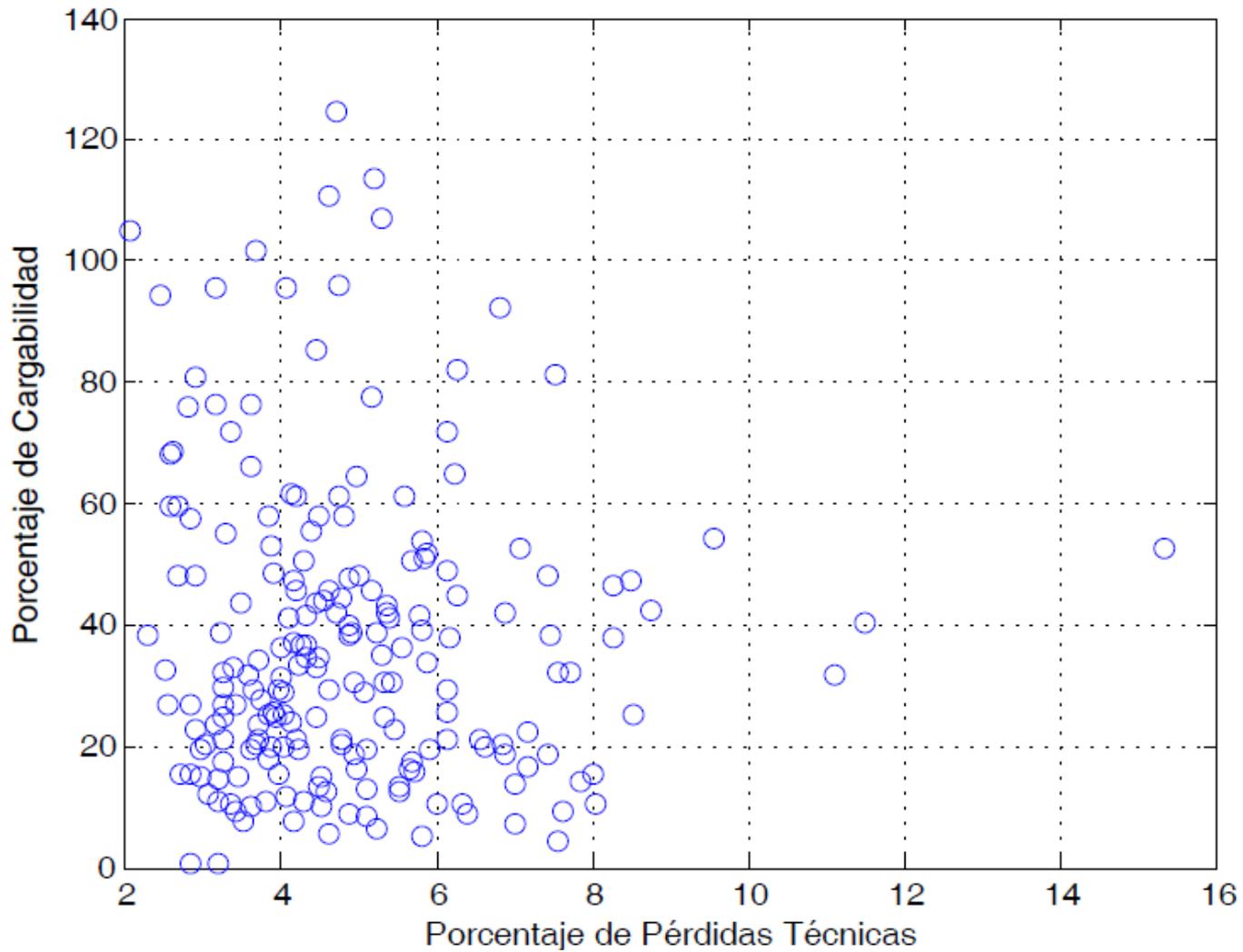
Variable	Información requerida	Comentarios
Curva de carga	Para cada hora, una de las siguientes combinaciones: $F_p(P) + F_Q(Q)$ $F_p(P) + F_{fp}(fp)$ $F_S(S) + F_{fp}(fp)$	
Desbalance en corriente	$F_d(d)$	
%ZIP	$F_Z(Z)$, $F_I(I)$ y $F_P(P)$	
Número máximo de iteraciones N	N	Se recomienda utilizar N=500 como valor por defecto en simulaciones con un CVmax de hasta 1%.; para menores valores de CVmax, N se debe incrementar por encima de este valor.
Coefficiente de variación estadístico CVmax del porcentaje de pérdidas técnicas del circuito	CVmax	Utilizar valores entre 1.0% y 2.0%. El valor por defecto recomendado es 1.5%.

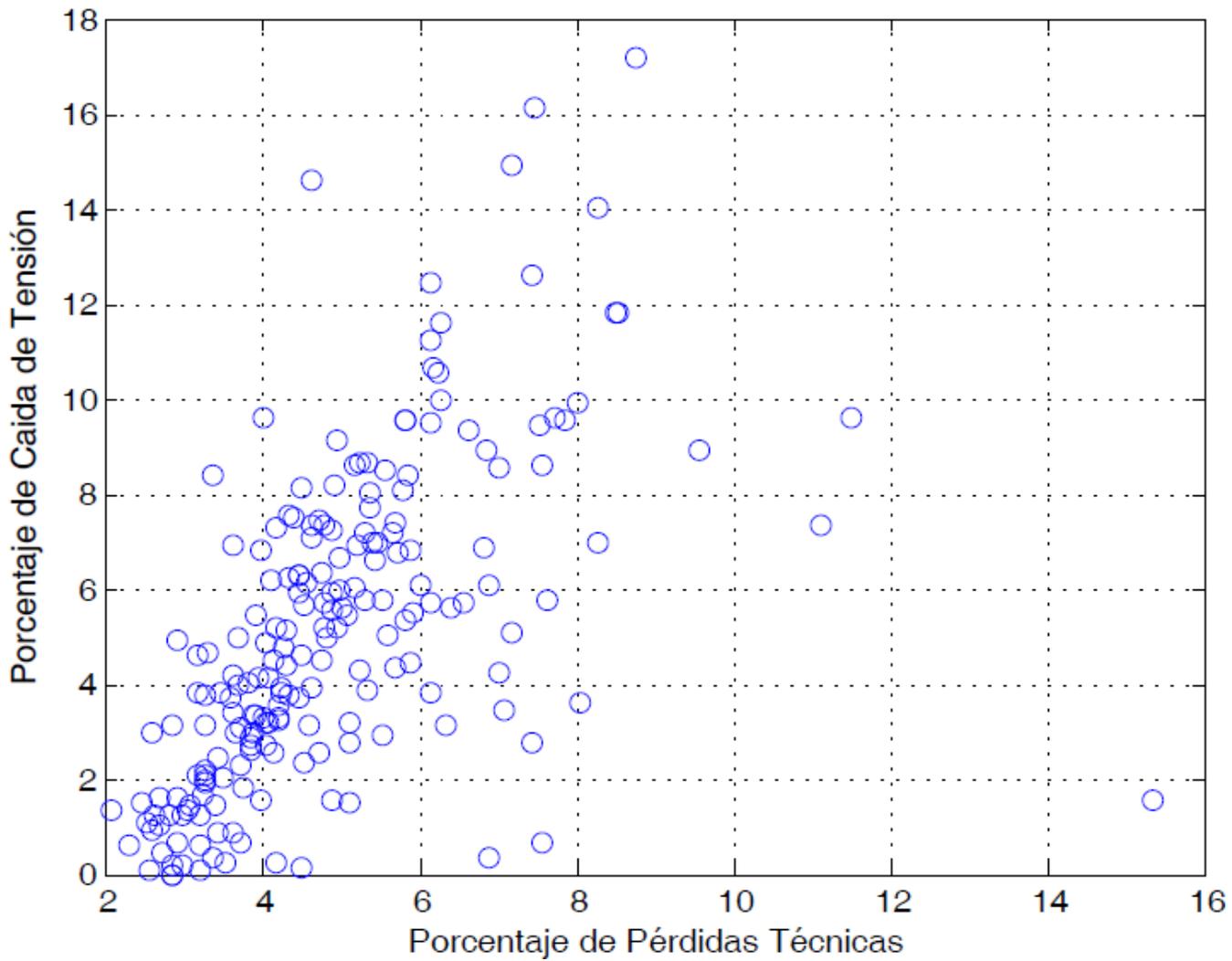
$$CV_{PT} = \frac{s_{PT}}{PT\sqrt{i}}$$

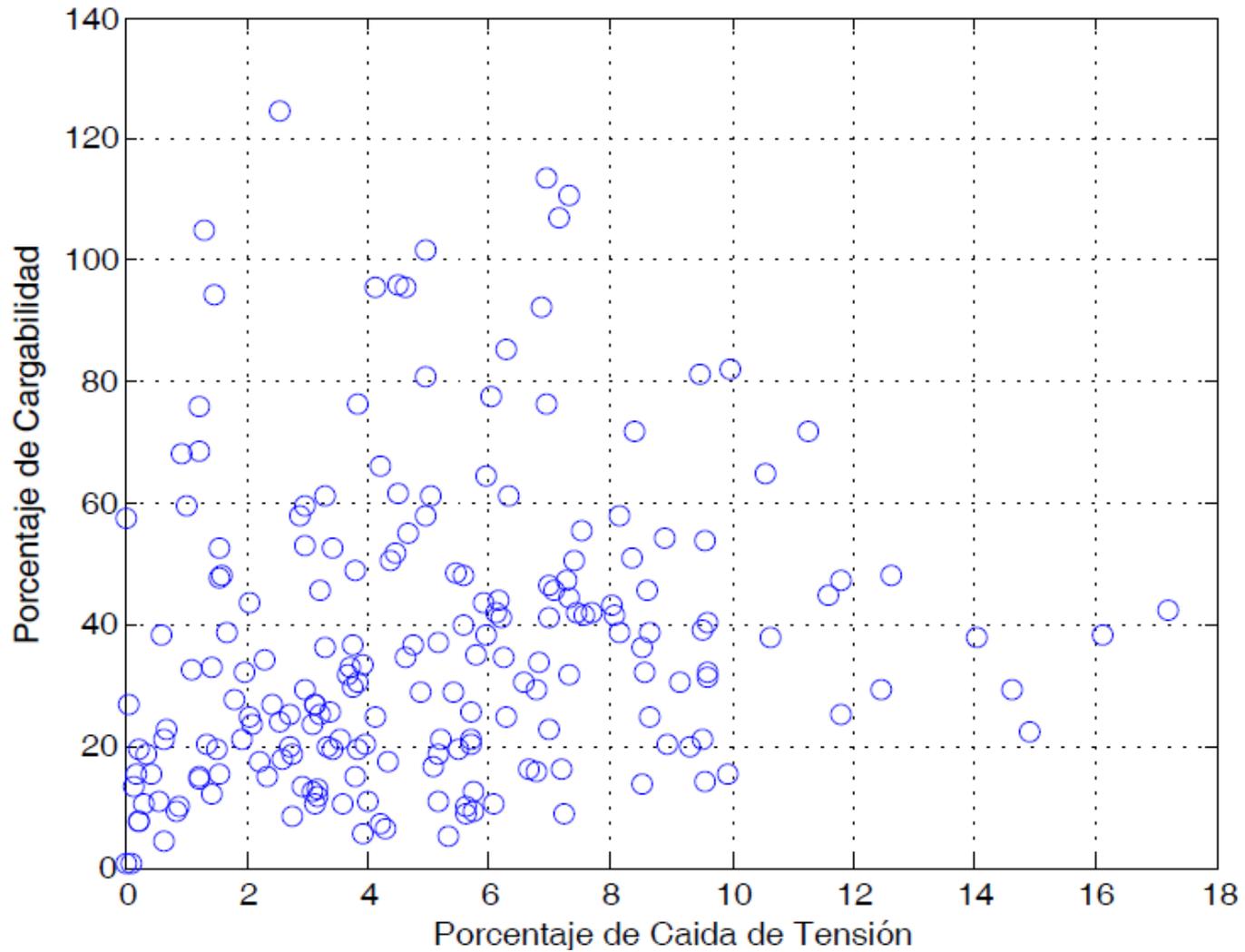
$F(x)$ denota la función de distribución de probabilidad de la variable x

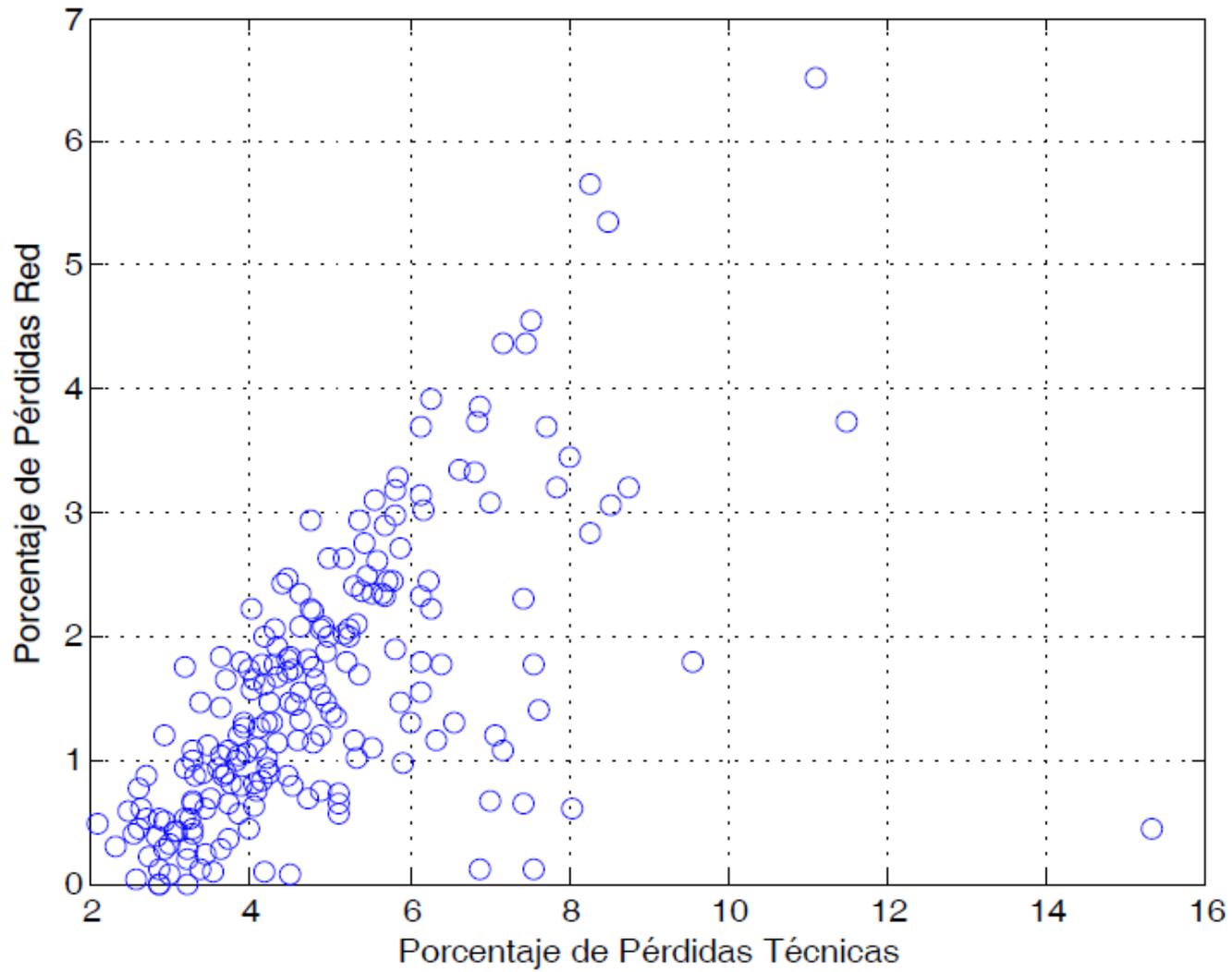


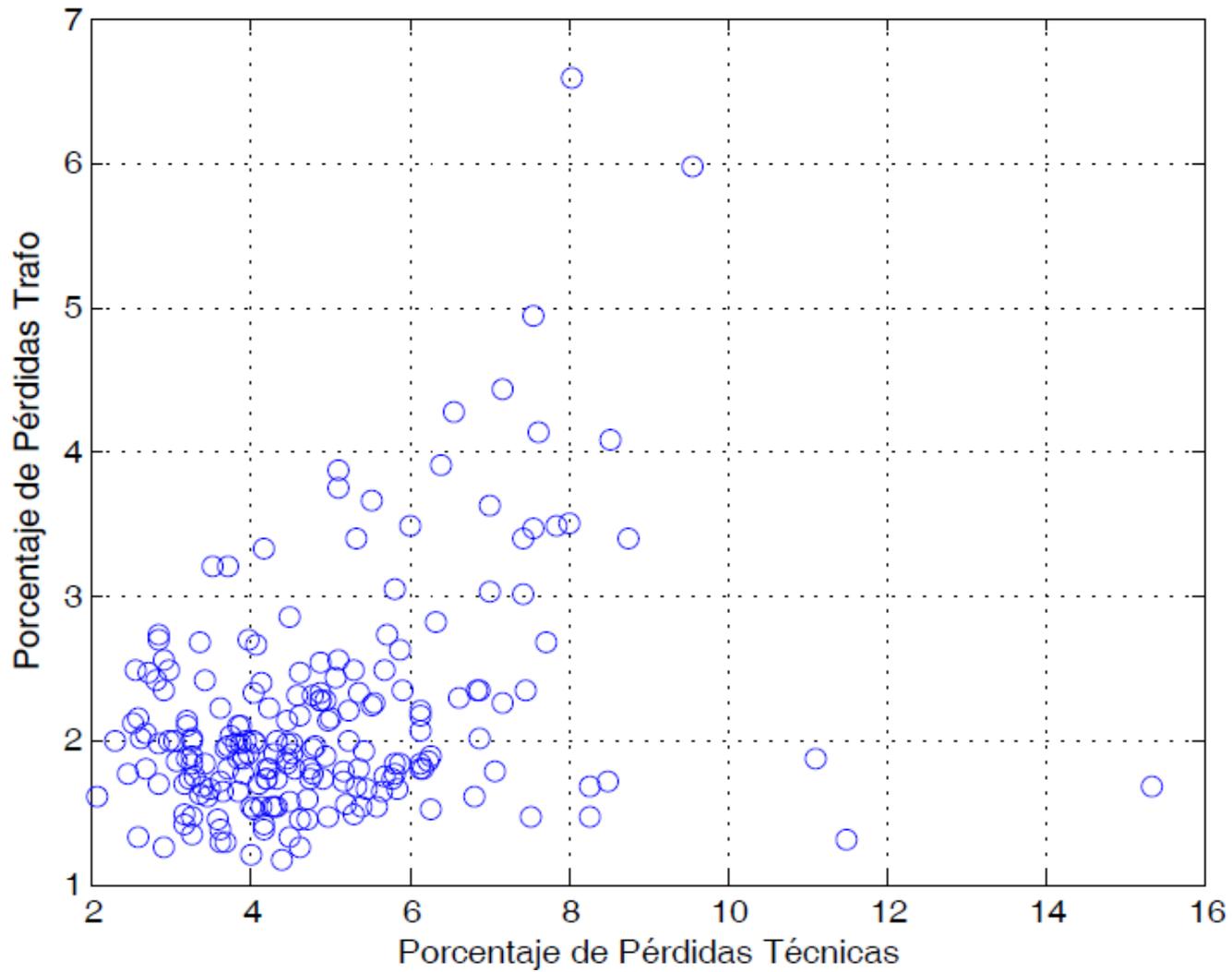
Anexo 2. Diagramas de dispersión

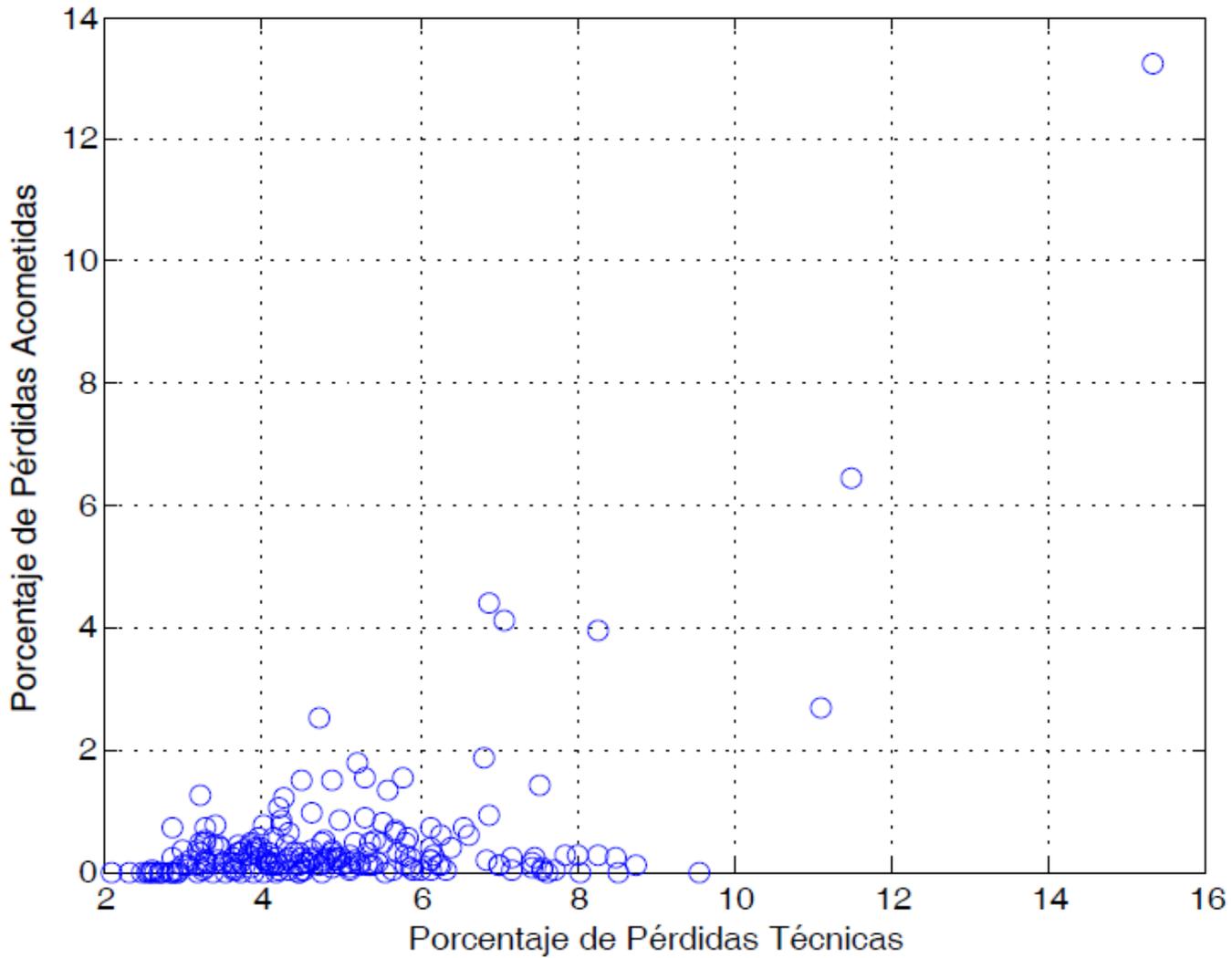


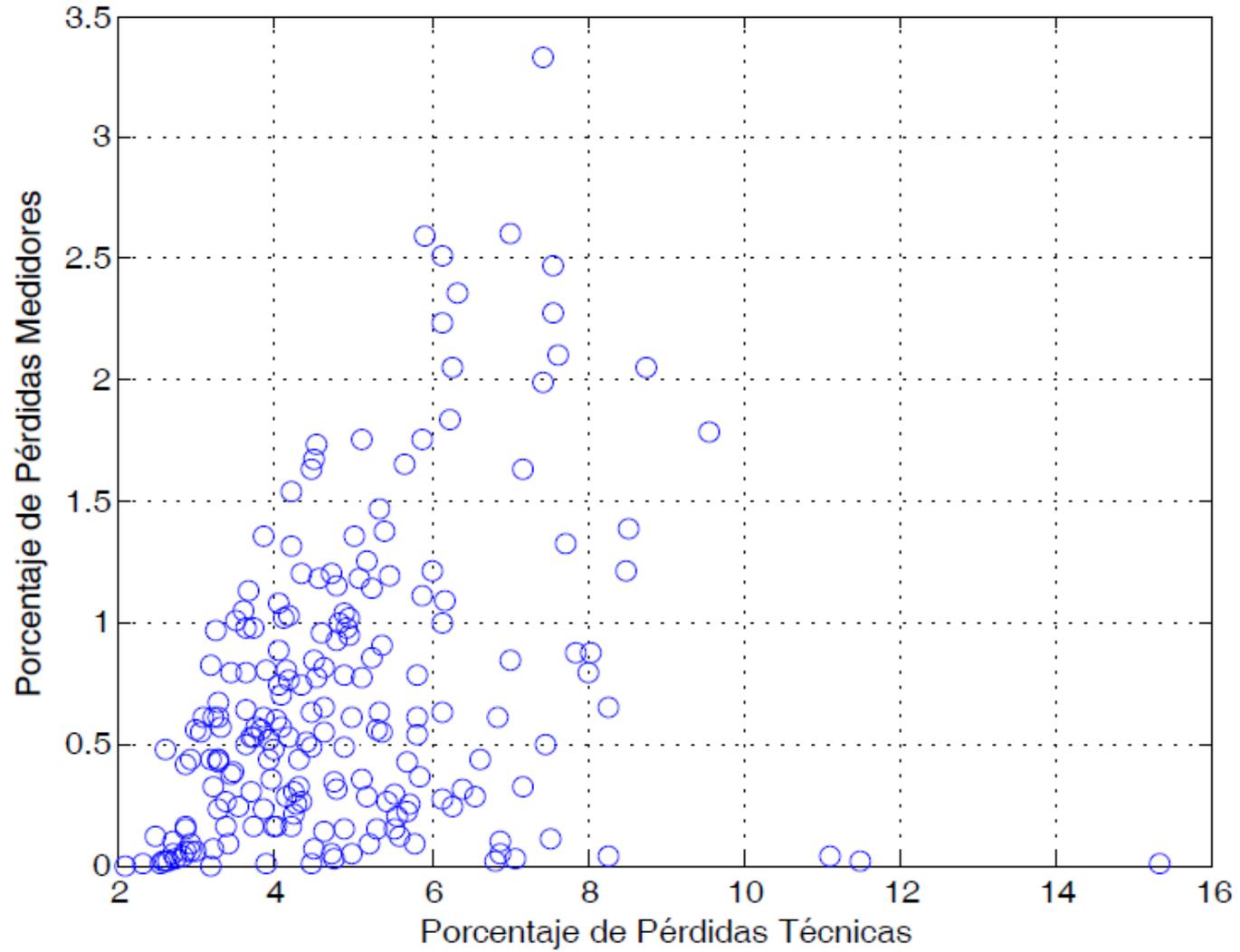






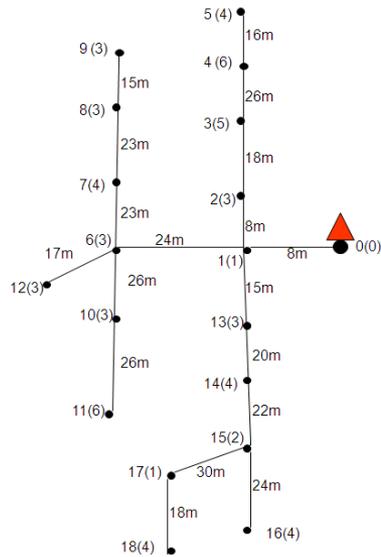




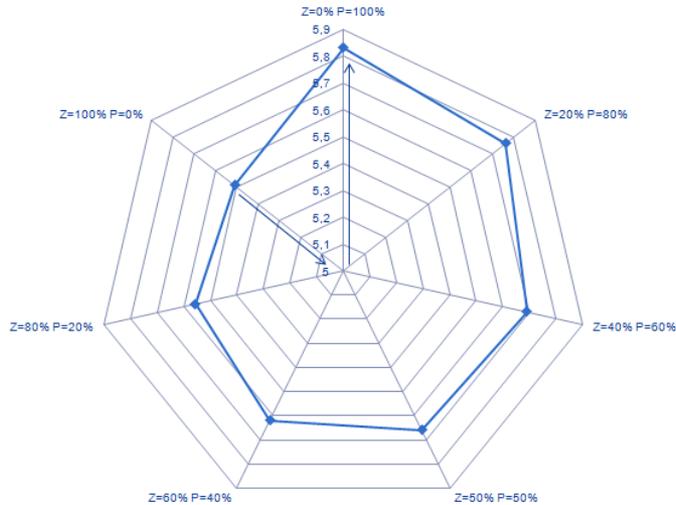




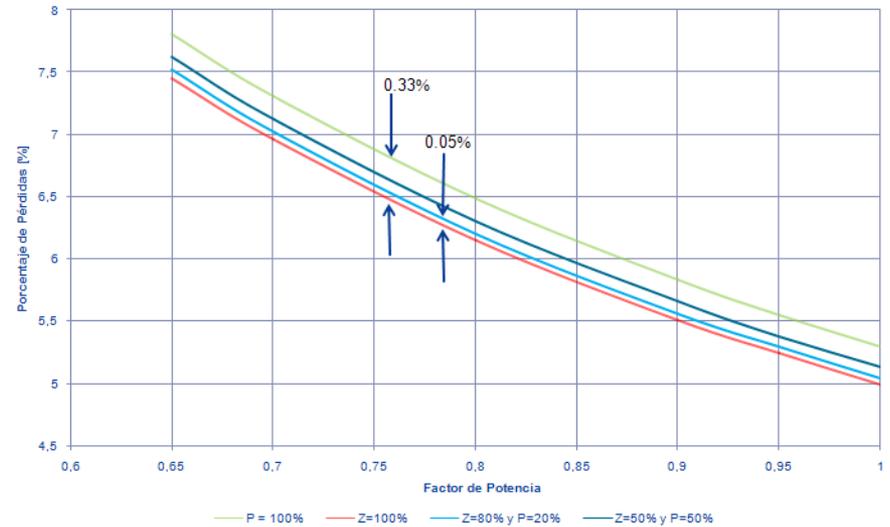
Anexo 1. Efecto del modelado Z-I-P, Desbalance y Factor de Potencia en las pérdidas técnicas



Porcentaje de pérdidas según el modelamiento de la carga



Porcentaje de pérdidas según FP y modelo de la carga



Porcentaje de pérdidas según porcentaje de desbalance y modelo de la carga

