



**Comisión de Regulación  
de Energía y Gas**

**CONSULTORÍA PARA LA DETERMINACIÓN DE LAS PÉRDIDAS  
DE ENERGÍA EN LOS MERCADOS DE COMERCIALIZACIÓN  
PRESENTES EN EL SIN Y DEFINICIÓN DE CRITERIOS PARA LA  
EVALUACIÓN DE PLANES DE REDUCCIÓN Y/O MANTENIMIENTO  
DE PÉRDIDAS DE ENERGÍA**

**CONTRATACIÓN CDP-170-08**

**Informe Final – TOMO 7**

**Modelo econométrico e inversión en pérdidas**

**Revisión 0**

**DOCUMENTO IEB-469-07-07**



**Ingeniería Especializada**

**Itagüí, Agosto de 2009**

### CONTROL DE DISTRIBUCIÓN

Copias de este documento han sido entregadas a:

Nombre	Dependencia	Empresa	Copias
Hernán Molina	Dirección Ejecutiva	Comisión de Regulación de Energía y Gas	1
	\\Servidor	IEB S.A.	1

Las observaciones que resulten de su revisión y aplicación deben ser informadas a IEB S.A.

### CONTROL DE REVISIONES

Revisión No.	Aspecto revisado	Fecha
0	Emisión inicial	2009/08/30

### CONTROL DE RESPONSABLES

NÚMERO DE REVISIÓN		0		
Elaboración	Nombre	VMR/JAG		
	Firma			
	Fecha	2009/08/25		
Revisión	Nombre	JABD		
	Firma			
	Fecha	2009/08/30		
Aprobación	Nombre			
	Firma	CREG		
	Fecha			

VRM      Viviana María Rueda

JAG      Julio Alejandro Gómez

JABD     Jaime Alberto Blandón Díaz

CREG     Comisión de Regulación de Energía y Gas

## TABLA DE CONTENIDO

1	INTRODUCCIÓN .....	6
2	DESARROLLO DEL MODELO LINEAL .....	7
2.1	DIAGNÓSTICO .....	8
2.1.1	NORMALIDAD DE RESIDUOS .....	9
2.1.2	INDEPENDENCIA DE LOS RESIDUOS .....	10
2.1.3	HETEROCEDASTICIDAD .....	10
2.1.4	COLINEALIDAD .....	11
2.1.5	DATOS EXTREMOS: RESIDUALES ESTUDENTIZADOS .....	11
2.1.6	DATOS INFLUENCIALES EN LOS COEFICIENTES: DISTANCIAS DE COOK.....	12
2.2	COMPARACIÓN DE VALORES OBSERVADOS Y VALORES ESTIMADOS .....	12
3	DESARROLLO DEL MODELO DE DATOS DE PANEL .....	13
3.1	ESTIMACIONES DE LOS EFECTOS .....	14
3.2	PRUEBA DE AGRUPAMIENTO DE DATOS.....	15
4	PRONÓSTICO DE LA INVERSIÓN EN PÉRDIDAS POR OR.....	15
4.1	CHEC.....	18
4.2	CEDENAR.....	18
4.3	CEDELCA.....	19
4.4	CENS .....	19
4.5	ENERTOLIMA.....	19
4.6	DISPAC.....	20
4.7	ELECTROHUILA.....	20
4.8	EMSA.....	21
4.9	ENELAR .....	21
4.10	EEC.....	22
4.11	EEP – PEREIRA .....	22
4.12	PUTUMAYO.....	23
4.13	EMPRESAS MUNICIPALES DE ENERGÍA – POPAYAN.....	23
4.14	CARTAGO .....	24
4.15	ENERGUAVIARE.....	24
4.16	EEBP .....	25
4.17	ENERCA .....	25
4.18	ELECTROCAQUETA.....	26
4.19	ESSA .....	26
4.20	EBSA .....	27
4.21	EMEVASI.....	27
4.22	TULUA.....	27
4.23	EPSA .....	28
4.24	ELECTRICARIBE.....	28
4.25	EDEQ.....	28

<b>4.26</b>	<b>CODENSA</b> .....	<b>29</b>
<b>4.27</b>	<b>ELECTROCOSTA</b> .....	<b>29</b>
<b>4.28</b>	<b>EMCALI</b> .....	<b>29</b>
<b>4.29</b>	<b>EPM</b> .....	<b>29</b>
<b>4.30</b>	<b>RUITOQUE</b> .....	<b>30</b>
<b>5</b>	<b>INVERSIÓN DE SOSTENIMIENTO</b> .....	<b>30</b>
<b>6</b>	<b>SENDA OPTIMA DE REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS TENIENDO EN CUENTA LOS BENEFICIOS SOBRE EL G + T DE LOS USUARIOS</b> .....	<b>31</b>
<b>7</b>	<b>CONCLUSIONES</b> .....	<b>33</b>
<b>8</b>	<b>REFERENCIAS</b> .....	<b>34</b>

### LISTA DE FIGURAS

Figura 1.	Diagrama qqplot de residuos.....	9
Figura 2.	Histograma de residuos estudentizados .....	9
Figura 3.	Residuales vs Datos calculados.....	11
Figura 4.	Distancias de Cook .....	12
Figura 5.	Ajuste del modelo dentro de la muestra .....	13

### LISTA DE TABLAS

Tabla 1.	Parámetros estimados para el modelo lineal.....	8
Tabla 2.	Parámetros estimados para el modelo de datos Panel.....	14
Tabla 3.	Valores estimados de $\alpha_i$ para el modelo de datos Panel .....	14
Tabla 4.	Pérdidas totales y meta de reducción.....	16
Tabla 5.	Inversión total e inversión anual por usuario .....	17
Tabla 6.	Senda de pérdidas CHEC .....	18
Tabla 7.	Senda de pérdidas CEDENAR.....	18
Tabla 8.	Senda de pérdidas CEDELCA .....	19
Tabla 9.	Senda de pérdidas CENS .....	19
Tabla 10.	Senda de pérdidas ENERTOLIMA .....	19
Tabla 11.	Senda de pérdidas DISPAC.....	20
Tabla 12.	Senda de pérdidas ELECTROHUILA .....	20
Tabla 13.	Senda de pérdidas EMSA .....	21
Tabla 14.	Senda de pérdidas ENELAR.....	21
Tabla 15.	Senda de pérdidas EEC.....	22
Tabla 16.	Senda de pérdidas EEP – Pereira.....	22
Tabla 17.	Senda de pérdidas PUTUMAYO .....	23

Tabla 18.	Senda de pérdidas POPAYAN .....	23
Tabla 19.	Senda de pérdidas CARTAGO.....	24
Tabla 20.	Senda de pérdidas ENERGUAVIARE .....	24
Tabla 21.	Senda de pérdidas EEBP.....	25
Tabla 22.	Senda de pérdidas ENERCA .....	25
Tabla 23.	Senda de pérdidas ELECTROCAQUETA .....	26
Tabla 24.	Senda de pérdidas ESSA.....	26
Tabla 25.	Senda de pérdidas EBSA.....	27
Tabla 26.	Senda de pérdidas EMEVASI .....	27
Tabla 27.	Senda de pérdidas TULUA .....	27
Tabla 28.	Senda de pérdidas EPSA.....	28
Tabla 29.	Senda de pérdidas ELECTRICARIBE .....	28
Tabla 30.	Senda de pérdidas EDEQ .....	28
Tabla 31.	Senda de pérdidas CODENSA.....	29
Tabla 32.	Senda de pérdidas ELECTROCOSTA .....	29
Tabla 33.	Senda de pérdidas EMCALI .....	29
Tabla 34.	Senda de pérdidas EPM .....	29
Tabla 35.	Senda de pérdidas RUITOQUE .....	30
Tabla 36.	Inversión para sostenimiento de pérdidas .....	30
Tabla 37.	Senda optima de reducción de pérdidas teniendo en cuenta los beneficios sobre el G + T de los usuarios.....	31

## 1 INTRODUCCIÓN

Este informe presenta el modelo econométrico para el cálculo de las pérdidas totales de las empresas Distribuidoras/comercializadoras, determinado a partir de datos de pérdidas e inversiones de los diferentes OR para diversos años. Se analizaron dos modelos, uno en el cual no se considera el efecto de las empresas y el tiempo, denominado modelo agrupado o restringido, y el otro donde se considera tal efecto, denominado modelo no restringido o modelo de panel de efectos fijos. Ambos modelos, restringido y no restringido, se definen a partir de un modelo lineal. Este modelo lineal se define a partir del modelo no lineal de la Ecuación 1 tomando logaritmos a ambos miembros.

$$y_{t_i} = k [I_{t_i} / U_i]^{\beta_1} y_{t-1_i}^{\beta_2} e_{t_i} \quad \text{Ecuación 1}$$

donde:

$I_{t_i}$  es la inversión total en el año  $t$ , para una empresa  $i$ .

$U_i$  es el número total de usuarios de la empresa  $i$ .

$y_{t_i}$  es el porcentaje de pérdidas del año  $t$ , para una empresa  $i$ .

$y_{t-1_i}$  es el porcentaje de pérdidas año  $t-1$ , para una empresa  $i$ .

$e_{t_i}$  es el error aleatorio,

$i = 1, 2, \dots, 90$ .

Este modelo no lineal es finalmente la propuesta para calcular ya sea el porcentaje de pérdidas a partir de la inversión por usuario y el porcentaje de pérdidas de año anterior, o la inversión a partir de los dos datos de porcentajes de pérdidas. Al linearizar una relación no lineal se pueden introducir algunos sesgos en los estimadores, pero se considera que poder analizar el modelo linealizado con todas las herramientas disponibles para modelos lineales es una ventaja apreciable.

A solicitud de la CREG se desarrolló un análisis lo más detallado posible del modelo no agregado, con todos los diagnósticos recomendados en la literatura, incluyendo pruebas para heterocedasticidad y colinealidad. La característica observada de un alto  $R$  cuadrado con datos empíricos podría dar lugar a sospechas de violación de algún supuesto o de ignorar alguna característica de los datos, pero no se encontraron resultados en el análisis que soportaran esta duda. Además, el modelo realiza buenos pronósticos como se mostrará en el informe. Aunque no se incluye en este informe, la solicitud de correr el modelo con la variable inversión por kWh consumidos, se examinó también, pero los resultados no son superiores al modelo con la variable inversión por usuario, la cual fue propuesta por ASOCODIS en su estudio.

Finalmente se ajustó un modelo no restringido o modelo de Panel. Se hace la aclaración que los datos son datos Panel. Se eligió un modelo Panel simple, de efectos fijos en el factor "empresa", no balanceado. La prueba para efectos significativos dio un valor  $p$  de 0.0117, lo cual permite concluir que, usando parámetros globales para las variables explicativas, sí podría haber evidencia de variabilidad entre las empresas, pero no es una evidencia fuerte. En vista de este resultado, y teniendo en cuenta que pueden generarse

algunos sesgos al adoptar el modelo restringido, aunque compensados con menores varianzas en los coeficientes estimados, se tomó la decisión de proponer el modelo restringido en su forma no lineal como herramienta para calcular metas de reducción de pérdidas con base en inversión por usuario y porcentajes de pérdidas del año anterior.

En el informe se presenta el modelo lineal y el modelo Panel, además se presentan algunas sensibilidades de acuerdo con los montos de inversión por usuario y la senda de pérdidas proyectada para cada OR.

## 2 DESARROLLO DEL MODELO LINEAL

El modelo inicial se plantea como un modelo no-lineal.

$$y_t = k \times (I_t / U)^{\beta_1} \times (y_{t-1})^{\beta_2} \times e_t \quad \text{Ecuación 2}$$

donde:

$I_t$  = Inversión total en el año t, para cualquier empresa.

$U$  = Número total de usuarios de la empresa.

$y_t$  = Porcentaje de pérdidas año t, para la empresa.

$y_{t-1}$  = Porcentaje de pérdidas año t-1, para la empresa.

$e_t$  = Error aleatorio, distribuido log-normal  $\log(e_t) \sim \text{iid } N(0, \sigma^2)$

Para cada valor de  $y_t$  hay un registro que corresponde a las variables siguientes, para una empresa y año en particular. Es decir, los datos se presentan como datos de panel, pero el análisis para la Ecuación 2 utiliza los datos agregados, sin considerar el efecto de la empresa y/o el año.

Es un modelo no lineal, y su versión linealizada, fácil de estimar es:

$$\log(y_t) = \log(k) + \beta_1 \log [I_t / U] + \beta_2 \log(y_{t-1}) + \log(e_t) \quad \text{Ecuación 3}$$

donde:

$\log(e_t) \sim \text{iid } N(0, \sigma^2)$

En la Ecuación 2 se puede despejar  $I_t / U$  a partir de  $y_t$  y  $y_{t-1}$ .

Usando una notación adicional para las variables de la Ecuación 2, se tiene:

$\log(y_t) = L_y$

$\log(y_{t-1}) = L_{y1}$

$\log(I_t / U) = L_{inv}$

$\log(e_t) = L_e$

Reemplazando en la Ecuación 3, se tiene:

$$Ly_j = \alpha + \beta_1 Linv_j + \beta_2 Ly1_j + Le_j \quad \text{Ecuación 4}$$

Este es el modelo para estimación de los parámetros y para definir más adelante el modelo Panel. Los resultados para el modelo linealizado de la Ecuación 4, consisten en dos puntos:

- Parámetros estimados
- Diagnósticos

Los parámetros estimados se presentan en la Tabla 1.

**Tabla 1. Parámetros estimados para el modelo lineal**

Parámetro	Coefficiente Estimado	Error Std	Valor t	P <sub>r</sub> (> t )
$\alpha$	0.309663	0.082757	3.742	0.000327
$\beta_1$	-0.044690	0.008529	-5.240	1.11e-06
$\beta_2$	0.962922	0.019719	48.833	< 2e-16

Desviación estimada de los residuos:  $0.09426 = \hat{\sigma}$

R cuadrado: 0.9675

R cuadrado ajustado: 0.9667

Estadístico F: 1294 con 2 y 87 grados de libertad, p-value: < 2.2e-16

Nótese que  $E(et) = 1$  aproximadamente, en la Ecuación 2.

## 2.1 DIAGNÓSTICO

Se realizan varias pruebas para determinar si los supuestos de la regresión por mínimos cuadrados son válidos. Los supuestos a validar son:

- Normalidad de los residuos: pruebas Shapiro y Jarque-Bera.
- Independencia de los residuos: prueba Durbin-Watson
- Heterocedasticidad
- Colinealidad

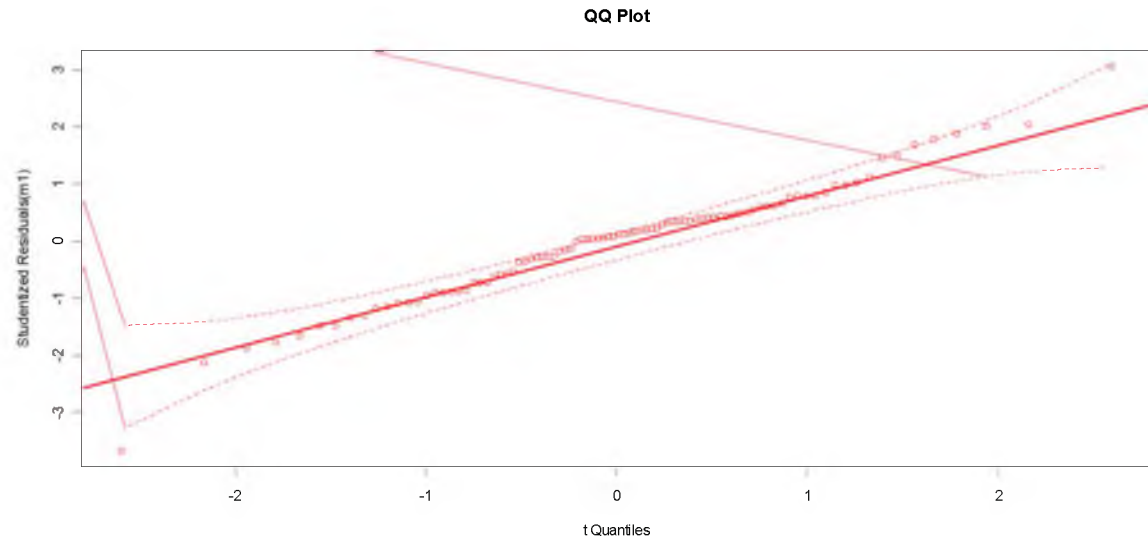
Los diagnósticos adicionales a realizar son:

- Detección de Datos Extremos: residuales estudentizados
- Datos con influencia fuerte en los coeficientes: distancia de Cook

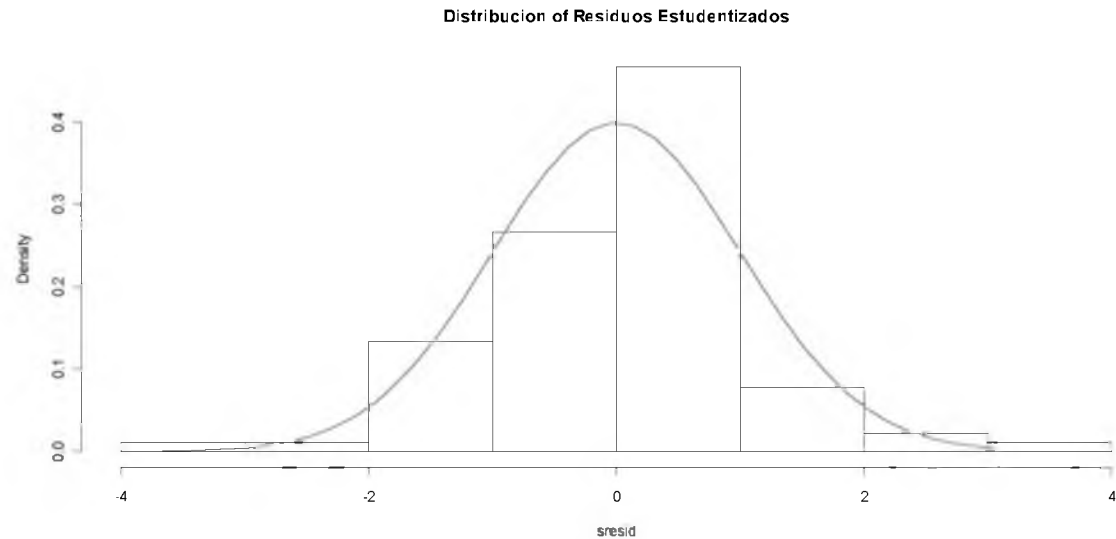


**2.1.1 Normalidad de residuos**

La normalidad de los residuos se determina mediante el diagrama de probabilidad normal “qqplot” mostrado en la Figura 1.



**Figura 1. Diagrama qqplot de residuos**



**Figura 2. Histograma de residuos estudentizados**

La gráfica muestra que los residuos se pueden ajustar a una distribución normal. Para complementar el resultado se presentan las pruebas Shapiro-Wilks y Jarque-Bera.

- Shapiro-Wilk normality test  
 $W = 0.9801$ ,  $p\text{-value} = 0.1840$

El resultado de la prueba es no rechazar la hipótesis de normalidad de los residuos, ya que el valor p es 0.184.

- Jarque Bera Test

X-squared = 5.0237, df = 2, p-value = 0.08112

El resultado de la prueba es no rechazar la hipótesis de normalidad de los residuos, a un nivel de 5%, ya que el valor p es 0.081. El valor p es ligeramente superior a 0.05 por lo que la prueba no muestra un resultado contundente. Esto puede deberse a una alta curtosis generada por un dato extremo visible en la cola izquierda del diagrama qqplot cuyo residual es menor de -3.0.

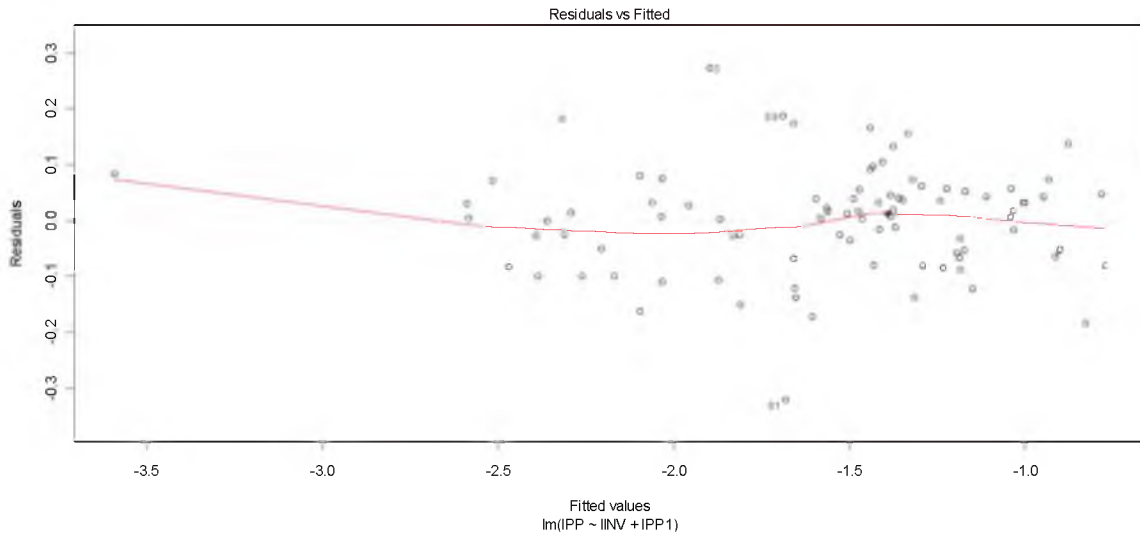
### 2.1.2 Independencia de los residuos

Utilizando la prueba Durbin-Watson para detectar una estructura AR(1) en los residuos, se obtiene que no rechaza la hipótesis nula de incorrelación, por lo que los residuos se asumen incorrelacionados. Como se aceptó la hipótesis de normalidad se concluye que son independientes. Los resultados se presentan a continuación.

- Lag: 1
- Autocorrelation: 0.09805343
- D-W Statistic: 1.801022
- p-value: 0.276

### 2.1.3 Heterocedasticidad

A partir de la Figura 3 se puede concluir que no existe un patrón en los residuales que permita identificar varianza no constante. Adicionalmente, se realizó la prueba Breush-Pagan para la hipótesis nula de varianza del error constante versus varianza dependiente de los valores de los valores estimados de la variable dependiente o de una combinación de las variables explicativas. El resultado se obtuvo con base en la función `ncv.test()` de la librería `car` del paquete R.



**Figura 3. Residuales vs Datos calculados**

- Non-constant Variance Score Test

Chisquare = 0.6355357

Df = 1

p = 0.425332

Dado que el valor p es mayor de 0.05 no se rechaza la hipótesis nula de homocedasticidad de la varianza del error.

### 2.1.4 Colinealidad

Para determinar si existe colinealidad en el modelo de la Ecuación 2 se procedió a calcular los factores de inflación de varianza,  $VIF(j)$ ,  $j = 1,2$ , para cada una de las dos variables explicativas. Usando la función `vif()` de la librería `car` de R se obtiene el resultado:

- `linv`: 1.033452
- `ly1` 1.033452

Como ambos valores son menores de 10.0 (ver Kleinbaum et al, 1988, pag. 210), no hay efecto de colinealidad en el modelo.

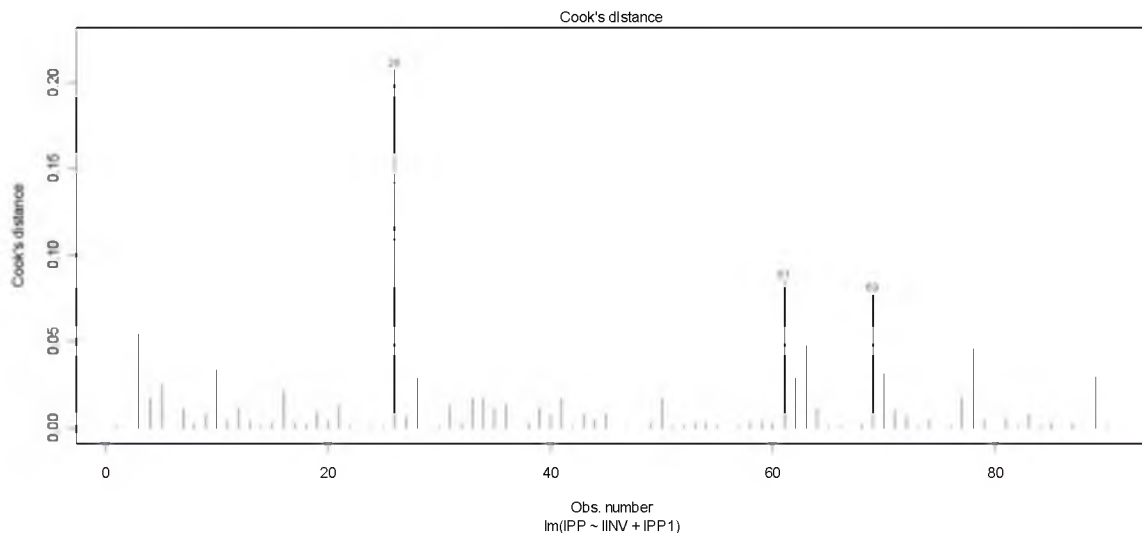
### 2.1.5 Datos extremos: residuales estudentizados

En la Figura 3 se puede apreciar que las observaciones candidatas a ser datos extremos son: la No 3, 61 y 89. Para determinar cuáles de estas observaciones son efectivamente datos extremos se procedió a realizar una prueba sobre los residuos estudentizados, para detectar cuál era significativamente diferente de cero, usando una corrección tipo Bonferroni. El resultado con base en la función `outlier.test()` de la librería `car` de R, es la observación No 61, con respecto a la base de datos depurada de datos faltantes. La observación es:

EMPRESA	AÑO	%P	%P <sub>N-1</sub>	INV/U	INV/kW
CODENSA	1999	0.135	0.2081	46778.7	8.62

**2.1.6 Datos influénciales en los coeficientes: Distancias de Cook**

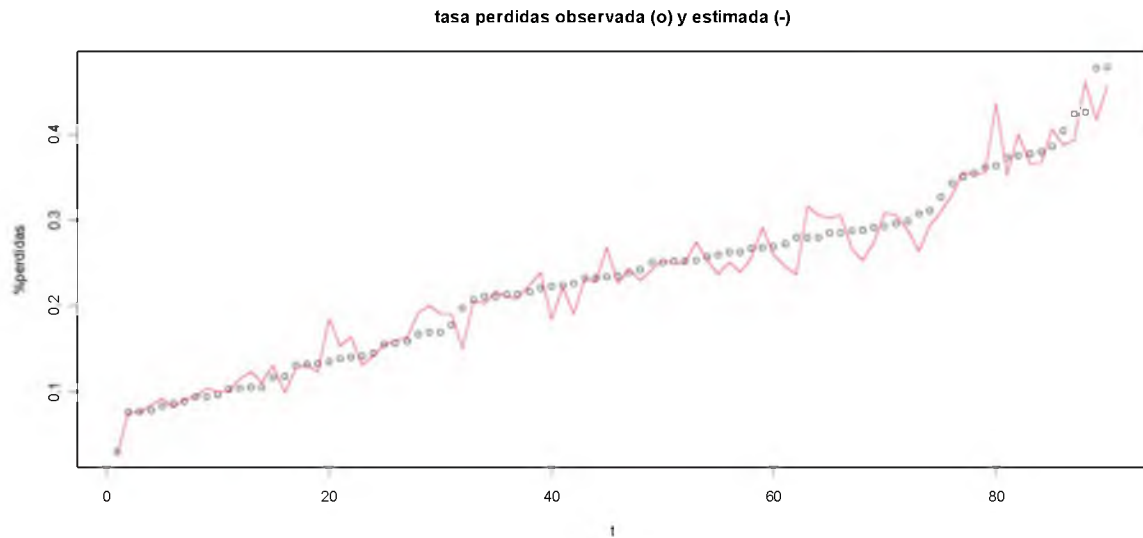
El estadístico distancia de Cook,  $d(i)$ ,  $i = 1, 2, \dots, n$ , es una medida de qué tanto afecta los valores de los coeficientes estimados quitar el dato  $i$ -ésimo. El dato se refiere a un registro o línea completa en el archivo de datos. Para que un dato extremo sea considerado como muy influyente en los coeficientes estimados, debe satisfacer la condición de que su distancia de Cook sea  $d(i) > 1$ . En la Figura 4 se puede apreciar que todos los datos cumplen con  $d(i) < 1$ . Por lo tanto, el dato extremo No 92 no es un dato con influencia en los coeficientes, por lo que, en principio, puede eliminarse de considerarse necesario.



**Figura 4. Distancias de Cook**

**2.2 COMPARACIÓN DE VALORES OBSERVADOS Y VALORES ESTIMADOS**

Para comprobar la capacidad de predicción del modelo de la Ecuación 4 se presenta la Figura 5 para comparar los valores observados de porcentaje de pérdidas, ordenados ascendentemente (gráfica con 'o') y los estimados según el modelo (gráfica línea continua).



**Figura 5. Ajuste del modelo dentro de la muestra**

### 3 DESARROLLO DEL MODELO DE DATOS DE PANEL

La definición del Modelo de Panel se hace con base en el modelo de la Ecuación 4 colocando doble sub-índices  $i,t$ :

$$Ly_{i,t} = \alpha_i + \beta_1 Linv_{i,t} + \beta_2 Ly1_{i,t} + Le_{i,t} \quad \text{Ecuación 5}$$

Donde:

$i = 1, \dots, 19$  y corresponde a las 19 empresas

$t$  corresponde a los años reportados por cada empresa, que son diferentes para cada una de ellas.

Lo anterior define un modelo de efectos fijos, no balanceado. Con la notación de Baltagi (2005), pag. 13, coherente con la notación de la librería plm, del paquete R, se coloca  $\alpha_i = \alpha + \mu_i$ , donde  $\mu_i$  es el efecto de la  $i$ -ésima empresa en la reducción del porcentaje de pérdidas, y se asume invariante con los años.

Para poder estimar los  $\mu_i$  es necesario colocar la restricción de que su suma es cero,

$$\sum_{i=1}^{19} \mu_i = 0.$$

Los valores de los parámetros están en la Tabla 2.

**Tabla 2. Parámetros estimados para el modelo de datos Panel**

Parámetro	Coefficiente Estimado	Error Std	Valor t	Pr(> t )
$\beta_1$	-0.031015	0.012352	-2.5108	0.01205
$\beta_2$	0.747484	0.061166	12.2205	< 2e-16

Estadístico F: 74.8229 con 2 y 70 grados de libertad

Valor - p: < 2.22e-16

### 3.1 ESTIMACIONES DE LOS EFECTOS

Los valores estimados de  $\alpha_i$  están en la Tabla 3. A partir de estos resultados se puede calcular fácilmente el valor de  $\alpha$  como la media de estos valores.

**Tabla 3. Valores estimados de  $\alpha_i$  para el modelo de datos Panel**

Empresa	Estimado	Std. Error	t-value	Pr(> t )	Significancia
CARIBE	-0.087481	0.178582	-0.4899	0.62423	1
CARTAGO	-0.091573	0.171685	-0.5334	0.59377	1
CEDELCA	0.037953	0.129339	0.2934	0.76919	1
CEDENAR	-0.014105	0.135342	-0.1042	0.917	1
CENS	-0.14834	0.170464	-0.8702	0.38419	1
CHEC	-0.213869	0.16739	-1.2777	0.20137	1
CODENSA	-0.343359	0.195506	-1.7563	0.07904	0.1
COSTA	-0.076047	0.169891	-0.4476	0.65443	1
DISPAC	-0.096335	0.16922	-0.5693	0.56916	1
EADE	-0.216004	0.172279	-1.2538	0.20991	1
EDEQ	-0.112252	0.153688	-0.7304	0.46516	1
EEC	-0.083788	0.135488	-0.6184	0.5363	1
EMSA	-0.102967	0.16745	-0.6149	0.53862	1
EPM	-0.351611	0.200992	-1.7494	0.08023	0.1
EPSA	-0.235505	0.1856	-1.2689	0.20448	1
ESSA	-0.068623	0.162982	-0.4211	0.67372	1
POPAYAN	-0.5223	0.290009	-1.801	0.07171	0.1
TOLIMA	-0.093329	0.17079	-0.5465	0.58475	1

### 3.2 PRUEBA DE AGRUPAMIENTO DE DATOS

Según Baltagi (2005), pag. 56: "One of the main motivations behind pooling a time series of cross-sections is to widen our database in order to get better and more reliable estimates of the parameters of our model". Una prueba para determinar si es válido agrupar los datos y utilizar el modelo de regresión lineal (3) versus el modelo de panel (4), es una prueba F, implementada en la función `pFtest()` de la librería `plm` de R. La hipótesis nula es  $H_0: \mu_i = 0, i = 1, \dots, 18$ . Es decir, probar que los efectos individuales de las empresas son nulos. El resultado de la prueba es:

$F = 2.195, df1 = 17, df2 = 70, p\text{-value} = 0.01149$

alternative hypothesis: significant effects

El resultado no es concluyente por cuanto no rechaza la hipótesis nula a un nivel de 1%. No se puede concluir que exista una evidencia fuerte de la variación de las reducciones de pérdidas entre las empresas. ¿Qué problemas se generan si se elige el modelo agrupado (o restringido) frente al no agrupado?. Baltagi (2005), pag. 56, anota lo siguiente:

"Imposing these restrictions (true or false) will reduce the variance of the pooled estimator, but may introduce bias if these restrictions are false. This motivated Toro-Vizcarrondo and Wallace (1968, p. 560) to write, 'if one is willing to accept some bias in trade for a reduction in variance, then even if the restriction is not true one might still prefer the restricted estimator'".

Con base en esta observación y el resultado de la prueba, se escoge el modelo agrupado o restringido (3) para pronosticar la reducción de pérdidas.

## 4 PRONÓSTICO DE LA INVERSIÓN EN PÉRDIDAS POR OR

Se aplicó para cada empresa la Ecuación 2 del modelo lineal para un periodo máximo de 15 años, se tomó el valor de pérdidas totales calculado para el año 2007 como el valor inicial de pérdidas y se fijó la meta de reducción de pérdidas en el porcentaje de pérdidas técnicas más 4 puntos.

En la Tabla 4 se observa el valor inicial de pérdidas y el valor fijado como meta al final del período. Se tomaron diferentes periodos de tiempo para la reducción de pérdidas empezando en 2 años y 15 años como el máximo tiempo para cumplir la meta.

De los periodos analizados se selecciona el que presente la menor inversión al final de todo el período para cada OR. En los próximos numerales se expone detalladamente cómo es la senda de pérdidas y las inversiones anuales por usuario necesarias para alcanzar la meta en cada una de las empresas analizadas.

Se debe aclarar que hay muchas empresas que requieren tiempos mayores a 10 años para alcanzar la meta propuesta, teniendo en cuenta el óptimo de inversión requerida.

**Tabla 4. Pérdidas totales y meta de reducción**

Empresa	Índice de pérdidas	Técnicas	Meta de reducción
CHEC	16.00%	6.26%	10.26%
CEDENAR	37.00%	8.35%	12.35%
CEDELCA	31.87%	6.03%	10.03%
CENS	23.10%	6.06%	10.06%
CODENSA	9.59%	4.25%	8.25%
TULUA	15.65%	6.10%	10.10%
ENERTOLIMA	31.44%	10.13%	14.13%
DISPAC	22.93%	5.39%	9.39%
ELECTRO COSTA	13.48%	8.12%	12.12%
ESSA	24.34%	9.82%	13.82%
ELECTROCAQUETA	23.31%	8.71%	12.71%
ELECTRICARIBE	15.52%	7.10%	11.10%
ELECTROHUILA	25.24%	7.54%	11.54%
EMSA	27.35%	8.22%	12.22%
ARAUCA	32.44%	4.22%	8.22%
EBSA	14.09%	4.27%	8.27%
CUNDINAMARCA	23.75%	6.77%	10.77%
PEREIRA	21.81%	5.87%	9.87%
EPSA	10.24%	4.75%	8.75%
PUTUMAYO	24.30%	8.53%	12.53%
QUINDIO	16.70%	7.96%	11.96%
EMEVASI	18.50%	6.45%	10.45%
POPAYAN	49.57%	7.72%	11.72%
EMCALI	7.17%	4.61%	7.17%
CARTAGO	27.28%	4.79%	8.79%
EPM	10.69%	4.55%	8.55%
RUITOQUE	12.64%	5.30%	9.30%
ENERGUAVIARE	32.64%	6.29%	10.29%
EEBP	23.81%	5.96%	9.96%
CASANARE	31.82%	7.38%	11.38%

La Tabla 5 presenta un resumen por empresa de la inversión total, inversión por usuario e inversión por kWh necesaria para cumplir con la meta de reducción de pérdidas, además se presenta el periodo de tiempo en el cual el OR debería alcanzar dicha meta.



**Tabla 5. Inversión total e inversión anual por usuario**

EMPRESA	PERIODO <sup>1</sup>	META	TOTAL INV <sup>2</sup> /U	INVprom/U <sup>3</sup>	INVprom/kWh <sup>4</sup>
CHEC	10	10.31%	148 117	14 812	3.997
CEDENAR	13	12.07%	328 942	25 303	9.822
CEDELCA	12	10.29%	411 814	34 318	10.242
CENS	11	10.47%	259 652	23 605	6.217
CODENSA	3	8.31%	64 910	21 637	3.901
TULUA	9	10.24%	144 426	16 047	4.039
ENERTOLIMA	12	14.51%	184 565	15 380	3.827
DISPAC	11	9.76%	304 025	27 639	9.461
ELECTRO COSTA	2	12.24%	32 294	16 147	2.922
ESSA	12	13.63%	146 910	12 242	3.000
ELECTROCAQUETA	12	12.46%	169 307	14 109	5.945
ELECTRICARIBE	7	11.38%	101 432	14 490	1.833
ELECTROHUILA	12	11.45%	230 455	19 205	6.169
EMSA	12	12.29%	220 213	18 351	4.420
ARAUCA	12	8.31%	686 422	57 202	18.114
EBSA	9	8.59%	193 010	21 446	0.413
CUNDINAMARCA	12	10.58%	252 562	21 047	6.559
PEREIRA	12	9.51%	284 136	23 678	5.061
EPSA	4	8.75%	68 549	17 137	1.986
PUTUMAYO	12	12.37%	182 909	15 242	6.785
QUINDIO	7	12.01%	102 151	14 593	5.023
EMEVASI	11	10.36%	186 243	16 931	12.775
POPAYAN	13	11.75%	511 038	39 311	19.406
EMCALI	2	7.17%	18 185	9 092	1.269
CARTAGO	12	8.70%	480 936	40 078	9.731
EPM	5	8.56%	94 994	18 999	3.749
RUITOQUE	7	9.17%	124 552	17 793	6.973
ENERGUAVIARE	12	10.60%	397 698	33 141	9.308
EEBP	12	9.74%	305 569	25 464	14.736
CASANARE	12	11.71%	305 732	25 478	38.565

<sup>1</sup> Es el periodo óptimo de tiempo (el que menos inversión total requiere) en el que se logra reducir las pérdidas a las pérdidas técnicas más 4%.

<sup>2</sup> La Inversión total se calcula como la suma de las inversiones anuales por usuario durante todo el periodo.

<sup>3</sup> La inversión promedio por usuario es la inversión anual promedio que se debe realizar por usuario para reducir las pérdidas durante un año.

<sup>4</sup> La inversión promedio por kWh es la inversión anual promedio por kWh que se vería reflejada en la tarifa. Para todos los cálculos anteriores se supuso no crecimiento anual de demanda ni de usuarios.

En los siguientes numerales se presenta la senda óptima de reducción de pérdidas de cada uno de los OR, es decir, el porcentaje de reducción de pérdidas óptimo para cada año con su respectiva inversión por usuario. Esta senda es óptima en relación con la ecuación de costos de reducción de pérdidas, pero no tiene en cuenta los costos sobre el G + T de los usuarios.

#### 4.1 CHEC

**Tabla 6. Senda de pérdidas CHEC**

Años	Inversión/U	Pérdidas	Delta Pérdidas
1	12 400	15.32%	0.68%
2	12 855	14.66%	0.65%
3	13 346	14.04%	0.63%
4	13 840	13.44%	0.60%
5	14 373	12.86%	0.58%
6	14 968	12.31%	0.55%
7	15 684	11.78%	0.53%
8	16 272	11.26%	0.51%
9	16 877	10.77%	0.49%
10	17 503	10.31%	0.47%

#### 4.2 CEDENAR

**Tabla 7. Senda de pérdidas CEDENAR**

Años	Inversión/U	Pérdidas	Delta Pérdidas
1	20 122	33.60%	3.40%
2	20 867	30.58%	3.03%
3	21 640	27.87%	2.70%
4	22 442	25.46%	2.42%
5	23 273	23.29%	2.17%
6	24 136	21.34%	1.95%
7	25 030	19.59%	1.75%
8	25 958	18.01%	1.58%
9	26 920	16.58%	1.43%
10	27 918	15.29%	1.29%
11	29 026	14.11%	1.17%
12	30 071	13.05%	1.07%
13	31 539	12.07%	0.98%

### 4.3 CEDELCA

**Tabla 8. Senda de pérdidas CEDELCA**

Años	Inversión/U	Pérdidas	Delta Pérdidas
1	27 793	28.69%	3.18%
2	29 012	25.87%	2.81%
3	30 158	23.38%	2.49%
4	30 864	21.19%	2.19%
5	31 965	19.25%	1.95%
6	33 174	17.51%	1.73%
7	34 633	15.96%	1.55%
8	36 047	14.57%	1.39%
9	37 566	13.32%	1.25%
10	38 557	12.20%	1.12%
11	40 126	11.20%	1.01%
12	41 918	10.29%	0.91%

### 4.4 CENS

**Tabla 9. Senda de pérdidas CENS**

Años	Inversión/U	Pérdidas	Delta Pérdidas
1	19 460	21.38%	1.72%
2	20 197	19.81%	1.57%
3	20 961	18.38%	1.43%
4	21 755	17.07%	1.31%
5	22 578	15.87%	1.20%
6	23 433	14.77%	1.10%
7	24 319	13.76%	1.01%
8	25 240	12.84%	0.93%
9	26 195	11.98%	0.85%
10	27 186	11.20%	0.79%
11	28 328	10.47%	0.73%

### 4.5 ENERTOLIMA

**Tabla 10. Senda de pérdidas ENERTOLIMA**

Años	Inversión/U	Pérdidas	Delta Pérdidas
1	12 452	29.35%	2.09%
2	12 897	27.42%	1.93%

Años	Inversión/U	Pérdidas	Delta Pérdidas
3	13 356	25.65%	1.77%
4	13 829	24.01%	1.64%
5	14 317	22.50%	1.51%
6	14 848	21.10%	1.40%
7	15 399	19.80%	1.30%
8	16 194	18.58%	1.22%
9	16 796	17.45%	1.13%
10	17 413	16.40%	1.05%
11	18 201	15.42%	0.98%
12	18 863	14.51%	0.91%

#### 4.6 DISPAC

**Tabla 11. Senda de pérdidas DISPAC**

Años	Inversión/U	Pérdidas	Delta Pérdidas
1	22 765	21.08%	1.85%
2	23 602	19.41%	1.67%
3	24 467	17.90%	1.51%
4	25 362	16.52%	1.37%
5	26 286	15.28%	1.25%
6	27 241	14.15%	1.13%
7	28 498	13.11%	1.04%
8	29 350	12.16%	0.94%
9	30 984	11.29%	0.87%
10	32 140	10.49%	0.80%
11	33 330	9.76%	0.73%

#### 4.7 ELECTROHUILA

**Tabla 12. Senda de pérdidas ELECTROHUILA**

Años	Inversión/U	Pérdidas	Delta Pérdidas
1	15 522	23.52%	1.72%
2	16 064	21.94%	1.58%
3	16 621	20.49%	1.45%
4	17 194	19.16%	1.34%
5	17 907	17.92%	1.24%
6	18 811	16.77%	1.15%
7	19 520	15.70%	1.07%

Años	Inversión/U	Pérdidas	Delta Pérdidas
8	20 242	14.72%	0.99%
9	20 983	13.80%	0.91%
10	21 744	12.96%	0.85%
11	22 521	12.17%	0.78%
12	23 326	11.45%	0.73%

#### 4.8 EMSA

**Tabla 13. Senda de pérdidas EMSA**

Años	Inversión/U	Pérdidas	Delta Pérdidas
1	14 818	25.46%	1.89%
2	15 340	23.73%	1.73%
3	15 877	22.15%	1.59%
4	16 430	20.68%	1.46%
5	17 060	19.34%	1.35%
6	17 989	18.08%	1.26%
7	18 663	16.92%	1.16%
8	19 351	15.84%	1.07%
9	20 059	14.85%	0.99%
10	20 787	13.93%	0.92%
11	21 533	13.08%	0.85%
12	22 305	12.29%	0.79%

#### 4.9 ENELAR

Para esta empresa es necesario ampliar el periodo de reducción de pérdidas o reducir la meta, pues la inversión por usuario es muy alta, alcanzando un promedio anual de \$ 57 202 por usuario.

**Tabla 14. Senda de pérdidas ENELAR**

Años	Inversión/U	Pérdidas	Delta Pérdidas
1	46 469	28.52%	3.92%
2	47 913	25.16%	3.36%
3	49 951	22.25%	2.90%
4	52 184	19.73%	2.52%
5	54 184	17.55%	2.18%
6	55 121	15.66%	1.89%
7	57 306	14.01%	1.65%
8	59 574	12.57%	1.45%

Años	Inversión/U	Pérdidas	Delta Pérdidas
9	62 161	11.30%	1.27%
10	64 756	10.18%	1.12%
11	67 452	9.18%	0.99%
12	69 349	8.31%	0.87%

#### 4.10 EEC

**Tabla 15. Senda de pérdidas EEC**

Años	Inversión/U	Pérdidas	Delta Pérdidas
1	16 977	22.09%	1.66%
2	17 656	20.57%	1.52%
3	18 356	19.17%	1.40%
4	19 079	17.88%	1.29%
5	19 578	16.71%	1.18%
6	20 348	15.62%	1.09%
7	21 163	14.61%	1.01%
8	21 971	13.68%	0.93%
9	22 888	12.82%	0.86%
10	23 843	12.02%	0.80%
11	24 836	11.27%	0.75%
12	25 869	10.58%	0.69%

#### 4.11 EEP – Pereira

**Tabla 16. Senda de pérdidas EEP – Pereira**

Años	Inversión/U	Pérdidas	Delta Pérdidas
1	19 085	20.25%	1.56%
2	19 816	18.82%	1.43%
3	20 576	17.50%	1.31%
4	21 365	16.30%	1.20%
5	22 183	15.19%	1.11%
6	23 033	14.18%	1.02%
7	23 916	13.24%	0.94%
8	24 832	12.37%	0.87%
9	25 783	11.57%	0.80%
10	26 770	10.83%	0.74%
11	27 854	10.15%	0.69%
12	28 922	9.51%	0.63%

#### 4.12 PUTUMAYO

**Tabla 17. Senda de pérdidas PUTUMAYO**

Años	Inversión/U	Pérdidas	Delta Pérdidas
1	12 310	22.91%	1.39%
2	12 756	21.62%	1.30%
3	13 216	20.41%	1.21%
4	13 693	19.28%	1.13%
5	14 220	18.21%	1.06%
6	14 770	17.22%	1.00%
7	15 338	16.28%	0.94%
8	16 030	15.40%	0.88%
9	16 628	14.57%	0.83%
10	17 243	13.79%	0.78%
11	18 023	13.06%	0.74%
12	18 683	12.37%	0.69%

#### 4.13 EMPRESAS MUNICIPALES DE ENERGÍA – POPAYAN

Para esta empresa es necesario ampliar el periodo de reducción de pérdidas o reducir la meta, pues la inversión por usuario es muy alta, alcanzando un promedio anual de \$ 39 311 por usuario.

**Tabla 18. Senda de pérdidas POPAYAN**

Años	Inversión/U	Pérdidas	Delta Pérdidas
1	30 939	43.68%	5.89%
2	32 116	38.61%	5.07%
3	33 420	34.23%	4.39%
4	34 762	30.42%	3.81%
5	36 144	27.11%	3.31%
6	37 568	24.22%	2.89%
7	39 035	21.69%	2.53%
8	40 546	19.47%	2.22%
9	41 828	17.53%	1.95%
10	43 368	15.81%	1.71%
11	45 122	14.30%	1.52%
12	47 075	12.95%	1.35%
13	49 116	11.75%	1.20%

#### 4.14 CARTAGO

Para esta empresa es necesario ampliar el periodo de reducción de pérdidas o reducir la meta, pues la inversión por usuario es muy alta, alcanzando un promedio anual de \$ 40 078 por usuario.

**Tabla 19. Senda de pérdidas CARTAGO**

Años	Inversión/U	Pérdidas	Delta Pérdidas
1	32 195	24.54%	2.74%
2	33 522	22.11%	2.42%
3	34 892	19.97%	2.14%
4	36 305	18.07%	1.90%
5	37 760	16.39%	1.69%
6	39 256	14.89%	1.50%
7	40 795	13.55%	1.34%
8	42 362	12.36%	1.20%
9	43 333	11.29%	1.06%
10	45 078	10.34%	0.96%
11	46 738	9.48%	0.86%
12	48 700	8.70%	0.78%

#### 4.15 ENERGUAVIARE

Para esta empresa es necesario ampliar el periodo de reducción de pérdidas o reducir la meta, pues la inversión por usuario es muy alta, alcanzando un promedio anual de \$ 33 141 por usuario.

**Tabla 20. Senda de pérdidas ENERGUAVIARE**

Años	Inversión	Pérdidas	Delta Pérdidas
1	26 781	29.40%	3.24%
2	27 937	26.54%	2.86%
3	29 034	24.00%	2.53%
4	29 891	21.76%	2.24%
5	30 835	19.78%	1.99%
6	32 092	18.00%	1.77%
7	33 265	16.42%	1.58%
8	34 744	15.00%	1.42%
9	36 207	13.72%	1.28%
10	37 743	12.57%	1.15%
11	38 759	11.54%	1.03%
12	40 410	10.60%	0.93%



#### 4.16 EEBP

**Tabla 21. Senda de pérdidas EEBP**

Años	Inversión/U	Pérdidas	Delta Pérdidas
1	20 694	21.95%	1.86%
2	21 455	20.27%	1.68%
3	22 242	18.74%	1.53%
4	23 058	17.35%	1.39%
5	23 904	16.08%	1.27%
6	24 781	14.92%	1.16%
7	25 689	13.86%	1.06%
8	26 630	12.89%	0.97%
9	27 606	12.00%	0.89%
10	28 713	11.19%	0.82%
11	29 780	10.44%	0.75%
12	31 016	9.74%	0.69%

#### 4.17 ENERCA

**Tabla 22. Senda de pérdidas ENERCA**

Años	Inversión/U	Pérdidas	Delta Pérdidas
1	20 745	29.02%	2.80%
2	21 503	26.51%	2.51%
3	22 287	24.27%	2.25%
4	23 100	22.25%	2.02%
5	23 943	20.43%	1.82%
6	24 816	18.79%	1.64%
7	25 722	17.31%	1.48%
8	26 660	15.97%	1.34%
9	27 633	14.75%	1.22%
10	28 642	13.64%	1.11%
11	29 758	12.63%	1.01%
12	30 921	11.71%	0.92%

#### 4.18 ELECTROCAQUETA

**Tabla 23. Senda de pérdidas ELECTROCAQUETA**

Años	Inversión/U	Pérdidas	Delta Pérdidas
1	11 383	22.09%	1.22%
2	11 780	20.94%	1.15%
3	12 198	19.87%	1.08%
4	12 797	18.84%	1.03%
5	13 269	17.87%	0.97%
6	13 779	16.96%	0.91%
7	14 299	16.10%	0.86%
8	14 831	15.28%	0.81%
9	15 374	14.52%	0.77%
10	15 926	13.79%	0.72%
11	16 492	13.11%	0.68%
12	17 179	12.46%	0.65%

#### 4.19 ESSA

**Tabla 24. Senda de pérdidas ESSA**

Años	Inversión/U	Pérdidas	Delta Pérdidas
1	9 938	23.17%	1.17%
2	10 256	22.06%	1.10%
3	10 581	21.02%	1.04%
4	10 965	20.03%	0.99%
5	11 489	19.08%	0.95%
6	11 904	18.18%	0.90%
7	12 472	17.32%	0.86%
8	12 922	16.50%	0.82%
9	13 380	15.73%	0.78%
10	13 840	14.99%	0.74%
11	14 303	14.29%	0.70%
12	14 859	13.63%	0.66%

#### 4.20 EBSA

**Tabla 25. Senda de pérdidas EBSA**

Años	Inversión	Pérdidas	Delta Pérdidas
1	18 332	13.32%	0.77%
2	19 245	12.59%	0.73%
3	20 067	11.90%	0.69%
4	20 638	11.26%	0.64%
5	21 239	10.66%	0.60%
6	22 043	10.10%	0.56%
7	22 906	9.57%	0.53%
8	23 804	9.07%	0.50%
9	24 736	8.59%	0.47%

#### 4.21 EMEVASI

**Tabla 26. Senda de pérdidas EMEVASI**

Años	Inversión	Pérdidas	Delta Pérdidas
1	13 892	17.53%	0.97%
2	14 397	16.61%	0.92%
3	14 955	15.75%	0.86%
4	15 540	14.93%	0.81%
5	16 142	14.16%	0.77%
6	16 902	13.43%	0.73%
7	17 537	12.75%	0.69%
8	18 189	12.10%	0.65%
9	18 862	11.48%	0.61%
10	19 556	10.90%	0.58%
11	20 273	10.36%	0.55%

#### 4.22 TULUA

**Tabla 27. Senda de pérdidas TULUA**

Años	Inversión	Pérdidas	Delta Pérdidas
1	13 856	14.92%	0.73%
2	14 338	14.23%	0.69%
3	14 834	13.57%	0.66%
4	15 346	12.95%	0.62%
5	15 873	12.36%	0.59%

Años	Inversión	Pérdidas	Delta Pérdidas
6	16 467	11.79%	0.56%
7	17 101	11.25%	0.54%
8	17 975	10.74%	0.52%
9	18 636	10.24%	0.49%

#### 4.23 EPSA

**Tabla 28. Senda de pérdidas EPSA**

Años	Inversión	Pérdidas	Delta Pérdidas
1	16 160	9.85%	0.39%
2	16 804	9.47%	0.38%
3	17 431	9.10%	0.37%
4	18 154	8.75%	0.35%

#### 4.24 ELECTRICARIBE

**Tabla 29. Senda de pérdidas ELECTRICARIBE**

Años	Inversión	Pérdidas	Delta Pérdidas
1	12 909	14.85%	0.67%
2	13 406	14.20%	0.64%
3	13 917	13.59%	0.62%
4	14 445	13.00%	0.59%
5	15 004	12.43%	0.56%
6	15 576	11.89%	0.54%
7	16 176	11.38%	0.52%

#### 4.25 EDEQ

**Tabla 30. Senda de pérdidas EDEQ**

Años	Inversión	Pérdidas	Delta Pérdidas
1	13 008	15.93%	0.77%
2	13 459	15.19%	0.73%
3	13 993	14.50%	0.70%
4	14 546	13.83%	0.67%
5	15 096	13.19%	0.63%
6	15 692	12.59%	0.61%
7	16 356	12.01%	0.58%

#### 4.26 CODENSA

**Tabla 31. Senda de pérdidas CODENSA**

Años	Inversión	Pérdidas	Delta Pérdidas
1	20 904	9.14%	0.45%
2	21 599	8.72%	0.43%
3	22 408	8.31%	0.40%

#### 4.27 ELECTROCOSTA

**Tabla 32. Senda de pérdidas ELECTROCOSTA**

Años	Inversión	Pérdidas	Delta Pérdidas
1	15 874	12.84%	0.64%
2	16 420	12.24%	0.60%

#### 4.28 EMCALI

EMCALI se encuentra en un valor de 7,17% de pérdidas totales, este valor equivale a la meta de reducción de pérdidas, por lo cual la inversión en pérdidas de esta empresa sería para el sostenimiento de este índice.

La inversión promedio sería de \$ 9.092 por usuario anualmente. La Tabla 33 presenta el valor de la inversión para dos años.

**Tabla 33. Senda de pérdidas EMCALI**

Años	Inversión	Pérdidas	Delta Pérdidas
1	8 920	7.18%	-0.01%
2	9 265	7.17%	0.01%

#### 4.29 EPM

**Tabla 34. Senda de pérdidas EPM**

Años	Inversión	Pérdidas	Delta Pérdidas
1	17 570	10.23%	0.46%
2	18 217	9.79%	0.44%
3	18 898	9.36%	0.42%
4	19 788	8.95%	0.41%
5	20 521	8.56%	0.39%

### 4.30 RUITOQUE

**Tabla 35. Senda de pérdidas RUITOQUE**

Años	Inversión	Pérdidas	Delta Pérdidas
1	15 883	12.07%	0.57%
2	16 437	11.53%	0.54%
3	17 008	11.02%	0.51%
4	17 627	10.53%	0.49%
5	18 346	10.06%	0.47%
6	19 266	9.61%	0.45%
7	19 985	9.17%	0.43%

## 5 INVERSIÓN DE SOSTENIMIENTO

En la Tabla 36 se presenta un resumen con la inversión de sostenimiento anual por usuario, calculada utilizando el modelo lineal para el cálculo de pérdidas y fijando el valor de porcentaje de pérdidas iguales a las pérdidas técnicas más 4% para dos años consecutivos.

**Tabla 36. Inversión para sostenimiento de pérdidas**

Empresa	Meta de reducción + 4%	INV <sub>sost/U</sub>
CHEC	10.26%	6 754.32
CEDENAR	12.35%	5 783.67
CEDELCA	10.03%	6 882.55
CENS	10.06%	6 865.53
CODENSA	8.25%	8 093.46
TULUA	10.10%	6 842.99
ENERTOLIMA	14.13%	5 179.34
DISPAC	9.39%	7 269.55
ELECTROCOSTA	12.12%	5 882.57
ESSA	13.82%	5 275.55
ELECTROCAQUETA	12.71%	5 655.04
ELECTRICARIBE	11.10%	6 327.48
ELECTROHUILA	11.54%	6 126.68
EMSA	12.22%	5 842.48
ARAUCA	8.22%	8 117.95
EBSA	8.27%	8 077.29
CUNDINAMARCA	10.77%	6 487.97
PEREIRA	9.87%	6 974.98
EPSA	8.75%	7 707.91
PUTUMAYO	12.53%	5 722.32

Empresa	Meta de reducción + 4%	INV <sub>sost/U</sub>
QUINDIO	11.96%	5 947.65
EMEVASI	10.45%	6 652.29
POPAYAN	11.72%	6 048.52
EMCALI	7.17%	9 092.45
CARTAGO	8.79%	7 678.80
EPM	8.55%	7 857.17
RUITOQUE	9.30%	7 327.81
ENERGUAVIARE	10.29%	6 738.07
EEBP	9.96%	6 922.67
CASANARE	11.38%	6 198.05

## 6 SENDA ÓPTIMA DE REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS TENIENDO EN CUENTA LOS BENEFICIOS SOBRE EL G + T DE LOS USUARIOS

La senda óptima anteriormente diseñada se utilizó como referencia para lograr la optimización del costo total del programa de reducción de pérdidas a los usuarios, dado por la siguiente expresión:

$$\text{Costo al usuario} = \text{costo programa de reducción de pérdidas} - \frac{(G + T)}{1 - \Delta PR}$$

donde,

$\Delta PR$  corresponde a la ganancia de la reducción de pérdidas reconocidas al comercializador, con una senda más exigente de reducción de pérdidas (diferencia entre el porcentaje de pérdidas correspondiente a la senda óptima calculada con la sola ecuación y la reducción de pérdidas lograda con cualquier otra senda más exigente).

**Tabla 37. Senda óptima de reducción de pérdidas teniendo en cuenta los beneficios sobre el G + T de los usuarios**

Empresa	Índice de pérdidas	Meta de reducción	Periodo óptimo [años]	INV <sub>prom/U</sub> [\$/U]	INV <sub>prom/kWh</sub> [\$/kWh]
CHEC	16.00%	10.20%	4	67 003.03	18.0815
CEDENAR	37.00%	11.99%	7	130 023.53	50.4723
CEDELCA	31.87%	10.62%	7	133 050.19	39.7073
CENS	23.10%	10.29%	6	93 930.08	24.7397
CODENSA	9.59%	8.31%	3	21 636.81	3.9009
TULUA	15.65%	9.69%	5	47 819.24	12.0366
ENERTOLIMA	31.44%	14.07%	5	128 436.27	31.9598
DISPAC	22.93%	9.31%	7	86 338.16	29.5546
ELECTRO COSTA	13.48%	12.24%	2	16 146.82	2.9222
ESSA	24.34%	13.24%	5	61 935.22	15.1787
ELECTROCAQUETA	23.31%	11.88%	6	53 703.02	22.6303

Empresa	Índice de pérdidas	Meta de reducción	Periodo optimo [años]	INVprom/U (\$/U)	INVprom/kWh (\$/kWh)
ELECTRICARIBE	15.52%	11.36%	4	30 311.45	3.8342
ELECTROHUILA	25.24%	11.97%	6	67 612.50	21.7178
EMSA	27.35%	12.86%	6	65 550.53	15.7867
ARAUCA	32.44%	8.13%	9	139 018.36	44.0221
EBSA	14.09%	8.37%	5	63 823.45	1.2299
CUNDINAMARCA	23.75%	11.06%	6	76 658.98	23.8904
PEREIRA	21.81%	9.98%	6	88 367.14	18.8894
EPSA	10.24%	8.28%	3	35 059.78	4.0623
PUTUMAYO	24.30%	12.82%	6	45 155.87	20.1001
QUINDIO	16.70%	11.76%	4	35 880.22	12.3514
EMEVASI	18.50%	9.95%	7	37 775.40	28.5016
POPAYAN	49.57%	11.23%	9	130 545.76	64.4450
EMCALI	7.17%	7.17%	2	9 092.45	1.2689
CARTAGO	27.28%	8.99%	7	157 279.49	38.1862
EPM	10.69%	8.03%	4	35 454.58	6.9969
RUITOQUE	12.64%	9.57%	5	21 700.92	8.5042
ENERGUAVIARE	32.64%	10.95%	7	127 523.21	35.8175
EEBP	23.81%	9.96%	7	75 219.77	43.5302
CASANARE	31.82%	11.47%	9	49 602.24	75.0813

Como se puede observar, si las pérdidas reales de las empresas son reconocidas en las tarifas, las empresas que presentan altas pérdidas significan una alta disponibilidad para sus usuarios de reducir rápidamente dichas pérdidas, por lo cual están dispuestos a reconocer una alta inversión por usuario en su reducción. Las empresas que a la fecha presentan pérdidas por encima del 18% (18 de las 30 empresas), requieren inversiones que superan los 20 \$/kWh, lo cual representa cerca de un 6% del costo unitario CU, incremento tarifario difícil de sustentar.

Si es la voluntad del regulador, reconocer las pérdidas reales, y dado las empresas que presentan las mayores pérdidas son en general relativamente pequeñas comparadas con las empresas que tienen un razonable control de pérdidas a la fecha, se podría analizar la posibilidad de diseñar un fondo nacional para la reducción de pérdidas, alimentado por una tarifa única que recoja los recursos necesarios para todo el sistema. Esta tarifa sería del orden de 8.6 \$/kWh para el plan de reducción de pérdidas.

Si adicionalmente al plan de reducción de pérdidas, el regulador reconoce en el G + T las pérdidas reales, para aquellas empresas que a la fecha presentan indicadores por encima del 14.75% reconocido actualmente, se tendría un incremento en los ingresos totales del sistema, de cerca de 261 mil millones de pesos que irían a la tarifa. Para empresas como Popayán se tendría un incremento cercano a 114 \$/kWh, y en general se tendrían 11 empresas con incrementos tarifarios de más de 20 \$/kWh (6% del CU). No obstante si este incremento se socializará en el fondo mencionado, el incremento resultante de este reconocimiento sería de 5 \$/kWh, de tal forma que si la decisión regulatoria se inclina a



crear un fondo de reducción de pérdidas se tendría una tarifa única nacional del orden de 13.7 \$/kWh (4.3% del CU).

Si el manejo de pérdidas se sigue haciendo por mercado, habría que poner un techo al incremento tarifario del G + T y/o del plan de reducción de pérdidas, dado que habría muchas empresas con incrementos tarifarios inmanejables si se optimiza el valor que está dispuesta la sociedad a pagar por la reducción de pérdidas.

## 7 CONCLUSIONES

El estudio optó por un modelo no lineal inicial. Este modelo corrige una deficiencia del modelo inicial. Además permite despejar la inversión por usuario requerida.

El modelo propuesto pasa todas las pruebas para validación de los supuestos: independencia y normalidad de los residuos, heterocedasticidad de la varianza del residuo, no existencia de colinealidad apreciable en las variables explicativas, buen ajuste con R cuadrado muy alto, buena capacidad de pronósticos para porcentaje de pérdidas.

Solamente hay un dato extremo pero no tiene influencia significativa en los valores de los coeficientes y por tanto no afecta los pronósticos. No se recomienda eliminarlo.

Finalmente se ajustó un modelo no restringido o modelo de panel. De hecho, los datos son datos panel. Se eligió un modelo panel simple, de efectos fijos en el factor “empresa”, no balanceado. La prueba para efectos significativos dio un valor p de 0.0117, lo cual permite concluir que, usando parámetros globales para las variables explicativas, sí podría existir evidencia de alguna variabilidad entre las empresas, pero no es una evidencia muy fuerte. En vista de este resultado, y teniendo en cuenta que pueden generarse algunos sesgos al adoptar el modelo restringido, aunque compensados con menores varianzas en los coeficientes estimados, se tomó la decisión de proponer el modelo restringido en su forma no lineal como herramienta para calcular metas de reducción de pérdidas con base en inversión por usuario y porcentajes de pérdidas del año anterior.

Al aplicar el modelo lineal a las diferentes empresas se encontró que la inversión óptima necesaria para el sostenimiento del índice de pérdidas oscila entre los \$ 9 mil y los \$ 11 mil pesos por usuario anualmente.

Observando el plan óptimo de reducción de pérdidas, es decir, el de mínimo costo, sin tener en cuenta los efectos sobre el G + T, se tiene una inversión anual promedio de 7,88 \$/kWh para reducción de pérdidas para todas las empresas; esto con un valor máximo de 38,57 \$/kWh en la empresa de CASANARE y un valor mínimo de 0,41 \$/kWh en EBSA, con un periodo promedio de ejecución del plan de 10 años.

Observando la optimización completa, es decir, la que considera el efecto sobre el G + T y sobre el plan de pérdidas, la inversión anual promedio sería de 23,98 \$/kWh, esto con un valor máximo de 75,08 \$/kWh en la empresa de CASANARE y un valor mínimo de 1,23 \$/kWh en EBSA, con un periodo promedio de ejecución del plan de 6 años. Este resulta ser el plan óptimo pero su impacto sobre la tarifa (téngase en cuenta el impacto sobre el G + T de cada empresa que no hace parte de esta cuenta) es significativo por lo que su manejo e implementación sugiere considerar una tarifa tipo estampilla nacional.

## 8 REFERENCIAS

- [1] Kleinbaum, D.G., Kupper, L.L. and Muller, K.E. (1988). *Applied Regression Analysis and Other Multivariable Methods*. PWS-Kent Publishing Company, Boston.
- [2] Baltagi, B. H. (2005). *Econometric Analysis of Panel Data*. John Wiley and Sons, Chichester.
- [3] Toro-Vizcarrondo, C. and T.D. Wallace (1968). A test of the mean square error criterion for restrictions in linear regression, *Journal of the American Statistical Association* 63, 558–572.
- [4] Sistema Único de Información de Servicios Públicos - SUI. Reporte de suscriptores por empresa para el año 2007. Visita en agosto 25 de 2009. <https://www.sui.gov.co/>