

ESTUDIO INTEGRAL DE TARIFAS ELÉCTRICAS

TAREA 1.3.3 INFORMES N° 23 y 24: PROPUESTA DE METODOLOGÍA PARA LA DETERMINACIÓN DE COSTOS EFICIENTES DE DISTRIBUCIÓN, Y DETERMINACIÓN DE LOS MISMOS

Preparada para:



ESTUDIO INTEGRAL DE TARIFAS ELÉCTRICAS

TAREA 1.3.3 INFORMES N° 23 y 24: PROPUESTA DE METODOLOGÍA PARA LA DETERMINACIÓN DE COSTOS EFICIENTES DE DISTRIBUCIÓN, Y DETERMINACIÓN DE LOS MISMOS

CONTENIDO GENERAL

GLOSARIO	4
RESUMEN EJECUTIVO.....	6
1. INTRODUCCIÓN	12
2. MARCO TEÓRICO PARA EL ANÁLISIS	14
2.1. <i>Criterios generales para la definición de costos eficientes</i>	14
2.2. <i>La experiencia Internacional en análisis top-down</i>	16
2.3. <i>La experiencia Brasileña en análisis bottom-up</i>	22
3. METODOLÓGICA PROPUESTA.....	24
3.1. <i>Ajustes a realizar en la base de datos de Brasil</i>	25
3.2. <i>Modelo de estimación propuesto</i>	27
4. APLICACIÓN DEL MODELO DE COSTOS A CFE	28
ANEXO I RESEÑA METODOLÓGICA PARA EL ANÁLISIS DE COSTOS EFICIENTES DE DISTRIBUCIÓN	31
ANEXO II EMPRESAS DE BRASIL CONSIDERADAS EN LA MUESTRA	35
ANEXO III REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	36

INDICE DE FIGURAS Y CUADROS

Figura 1 Relación entre informes	13
Cuadro 1 Niveles salariales con relación a Nueva York (NY=100).....	26
Cuadro 2 Niveles salariales de México según CONASAMI	26
Cuadro 3 Niveles salariales mensuales reconocidos por el regulador brasileño (ANEEL) ...	27

Cuadro 4 Coeficientes del modelo (variables en log)	28
Cuadro 5 Variables por Región Tarifaria	28
Cuadro 6 Porcentajes de asignación por proceso	29
Cuadro 7 Porcentajes de asignación por Región Tarifaria	29
Cuadro 8 Costos de operación de distribución por Región Tarifaria [Miles de USD corrientes de 2007].....	30

EFEMSA

GLOSARIO

- ADM: costos de administración
- ANEEL: Agencia Nacional de Energía Eléctrica (Brasil)
- AT: Alta Tensión
- capex: costos de capital
- CFE: Comisión Federal de Electricidad
- COM: costos de comercialización
- CONASAMI: Comisión Nacional de los Salarios Mínimos de México
- CSV: *Composite Scale Variable*
- DEA: *Data Envelopment Analysis* (Análisis Envoltente de Datos)
- DPCR5: quinta revisión tarifaria de las distribuidoras de energía eléctrica del Reino Unido
- et al.*: "y otros"
- FMI: Fondo Monetario Internacional
- GWh: Giga Watts hora
- IBGE: Instituto Brasileño de Geografía y Estadística
- IMSS: Instituto Mexicano del Seguro Social
- INPC: Índice Nacional de Precios al Consumidor de México
- IT: *Information Technology*
- Km.: kilómetros
- MEC: Mercados Energéticos Consultores
- MWh: Mega Watts hora
- \$Mx: Pesos mexicanos
- OFGEM*: *Office of Gas and Electricity Markets* (Reino Unido)
- op. cit.*: "en la obra citada"
- opex: costos de explotación
- O&M: costos de Operación y Mantenimiento
- PPP: *Purchasing Power Parity*
- \$R: Reales (moneda de Brasil)
- SFA: *Stochastic Frontier Analysis* (Análisis de Frontera Estocástica)

TdR: Términos de Referencia

trade-off: es una situación que implica perder una cualidad o aspecto de algo a cambio de obtener otra cualidad o aspecto. Implica una decisión en la cual se tiene una comprensión plena tanto de la desventaja como de la ventaja de una elección particular.

UBS: Unión de Bancos Suizos

USD: Dólares norteamericanos

EFEMVA

ESTUDIO INTEGRAL DE TARIFAS ELÉCTRICAS

TAREA 1.3.3 INFORMES N° 23 y 24: PROPUESTA DE METODOLOGÍA PARA LA DETERMINACIÓN DE COSTOS EFICIENTES DE DISTRIBUCIÓN, Y DETERMINACIÓN DE LOS MISMOS

RESUMEN EJECUTIVO

Introducción

El presente informe corresponde a una de las actividades a desarrollarse en el marco de la *Tarea 1.3.3: cálculo de los costos marginales de capacidad de distribución*. Tiene como objetivo presentar una propuesta de metodología replicable para el cálculo de los costos operativos de distribución que se incorporarán a los marginales de largo plazo, y calcular los mismos sobre la base de dicha metodología.

Para definir la metodología a utilizar en la determinación de los costos operativos de distribución de CFE, se analizaron los criterios generales en la definición de los mismos con base en la literatura disponible y la experiencia obtenida de estudios tarifarios de empresas de energía eléctrica de la región.

En particular, este informe propone utilizar un modelo econométrico con el objeto de determinar una función de costos eficientes basada en los criterios utilizados por el regulador de Brasil para definir los mismos en el marco de la última revisión de las tarifas de energía eléctrica de las empresas de distribución de dicho país. Dicha función, que constituye entonces una trayectoria de costos eficientes, se aplica a los datos físicos de CFE (energía, clientes y km. de red) para obtener los costos eficientes del Organismo.

A continuación se presenta una breve revisión de la literatura internacional respecto a las características que debe reunir la función que describe los costos de explotación de empresas eléctricas; así como una descripción de la metodología utilizada por el regulador de Brasil para definir los costos eficientes de las empresas de distribución de energía eléctrica.

La experiencia internacional

Los estudios analizados muestran ciertos aspectos que deben ser considerados a la hora de modelar los costos eficientes de distribución de energía eléctrica, destacándose los siguientes:

- *Definición del producto* que identifica la actividad de la distribución. En general se usa el número de clientes.
- *Definición de la muestra*: en lo que se refiere al tamaño de la muestra y la elección de las empresas a incluir, todos los estudios analizados consideran que es posible modelar conjuntamente empresas de varios tamaños bien diferenciados.
- *Orientación del modelo*, es decir, si la atención se centra en los insumos o en el producto. Todos los estudios analizados tienen una perspectiva de los insumos y consideran el nivel de producción como un dato del problema.
- *Especificación de las variables* a incluir en el modelo. En general, hay poca variabilidad de las variables usadas en los estudios para modelar los costos de distribución. Es común incluir un “vector producto” con una serie de variables que capturen las particularidades de un sistema de distribución de energía eléctrica.
- *Especificación de la función*. No hay consenso en cuanto a la mejor especificación funcional: tanto la especificación tipo *Cobb-Douglas* (elasticidades constantes) como la translogarítmica son ambas ampliamente usadas por distintos reguladores, así como por la literatura internacional sobre el tema.

La experiencia brasileña

Brasil tiene una importante experiencia a la hora de determinar los costos eficientes de distribución. El esquema regulatorio es del tipo *bottom-up* y se realiza para cada distribuidora, sobre la base de criterios generales predefinidos.

En el modelo *bottom-up* aplicado por el regulador brasileño, los costos de explotación son determinados con base en el desarrollo *ad-hoc* de una empresa teórica de referencia construida para cada distribuidor, en función de los parámetros de eficiencia definidos por el organismo regulador tomando en cuenta las características de la red de la empresa y el perfil de sus consumidores.

Las concesiones de distribución de energía eléctrica en Brasil son reguladas bajo un esquema de precio tope (*price-cap*). Bajo este esquema el regulador establece varias medidas de forma de inducir a los inversionistas a la búsqueda de la eficiencia, reduciendo costos pero manteniendo la calidad del servicio. El regulador brasileño (ANEEL) ya ha

completado dos procesos de revisiones tarifarias, incluyendo 64 distribuidoras en cada oportunidad, por lo que cuenta con una vasta experiencia al respecto.

En el caso del proceso de revisión tarifaria, la ANEEL realiza un análisis completo del negocio de forma tal que asegura el equilibrio económico-financiero de la distribuidora y protege, al mismo tiempo a los consumidores cautivos de incrementos en los precios. En ese proceso, la ANEEL reevalúa la remuneración apropiada del capital para el riesgo del mercado brasileño, los costos de operación y mantenimiento considerados razonables para prestar el servicio con determinado nivel de calidad, y determina también, las ganancias de escala proyectadas que deben ser transferidas a los consumidores a través de una reducción del ajuste tarifario anual.

Enfoque Metodológico

Se propone como metodología utilizar los métodos empleados en las revisiones tarifarias de Brasil, realizadas con una metodología *bottom-up*, para construir una función que ajusta a la escala y características de las distribuidoras. Desde el punto de vista teórico, el resultado de cada revisión tarifaria es, según el regulador, la propia frontera de eficiencia para la distribuidora en cuestión. Una función que ajuste a esos datos constituiría una especie de trayectoria de eficiencia de los costos considerando la escala y el mercado de la distribuidora, y permite construir una función eficiente de costos conforme a la escala del negocio de CFE.

La elección de utilizar datos de empresas de distribución de energía eléctrica de Brasil se sustenta en los siguientes conceptos y criterios:

1. Cuando se utilizan modelos econométricos, la cantidad y calidad de la información resulta de suma importancia a efectos de obtener resultados confiables. La homogeneidad de la muestra, tanto como el tamaño, es un factor clave para el éxito de un modelo econométrico para busca representar la realidad de las empresas.
2. El regulador de Brasil tiene amplia experiencia en revisiones de tarifas de distribución y determinación de costos eficientes de empresas de distribución, con un amplio camino recorrido), lo que lo constituye en un mercado de referencia maduro (en Brasil ya se han desarrollado tres procesos de revisión de tarifas de 64 empresas de distribución, aplicándose la metodología de empresa de referencia –o empresa modelo- para la determinación de costos eficientes). En este sentido, el consultor entiende que la inclusión en la muestra de datos de otros países podría introducir efectos no deseados, en la medida que la existencia de criterios dispares en contabilidad regulatoria conlleva a dificultades en la homogeneización y comparación, con la consecuente pérdida de calidad.

-
3. Dado el tamaño del mercado brasileiro, la muestra resulta adecuada a los fines del presente análisis, permite considerar diversas empresas con características técnicas y de mercado dispares, asegurándose información homogénea y comparable, elaborada por el organismo regulador¹.
 4. Para que el análisis por comparación sea aceptable, es necesario que las tecnologías aplicadas sean del mismo tipo, con iguales características fundamentales. En este caso, tanto en Brasil como en México, los sistemas de distribución de electricidad son del tipo “americano” – con frecuencia nominal 60 Hz, red BT 110/220 V de corto alcance, red MT muy desarrollada – y se han desarrollado en un entorno socioeconómico semejante.
 5. Las Zonas de CFE son comparables con las empresas distribuidoras reguladas por ANEEL en Brasil. La función de costos eficientes que se presenta en este informe está basada en la información de una muestra con 41 de las 64 empresas de distribución de Brasil. Las más grandes que se consideraron son CEMIG y ELECTROPAULO, con más 5 millones de clientes cada una. Las más pequeñas son IGUAÇU y DEMEI, ambas rondando los 30 mil clientes. Este rango cuadra muy bien con el de las 120 Zonas de CFE, siendo las de mayor escala las Metropolitanas, en la División Golfo Norte, con cerca de 5 millones de clientes cada una y la Zona más pequeña Caborca, División Nordeste, con 36 mil clientes.

En resumen: la combinación de una muestra de gran tamaño con la ventaja de que la información utilizada proviene del mismo organismo regulador, quien ha aplicado una metodología homogénea y consistente, para la determinación de los costos eficientes de empresas con distintas características, así como el hecho de que ambos países –México y Brasil- tienen tecnologías del mismo tipo para la distribución de electricidad; brinda mayor seguridad a los resultados de la modelización econométrica.

A los efectos de realizar una estimación del nivel de eficiencia del sistema de distribución de CFE a partir de los datos de las empresas eficientes de Brasil, fue necesario realizar algunos ajustes en la base de datos:

- Los costos en Reales (\$R, moneda brasileña) fueron convertidos a dólares de los Estados Unidos. Para ello se ajustó el tipo de cambio por el índice PPP que publica el FMI. El ajuste por PPP se aplicó a los costos labores y al 50% de los restantes, es

¹ En el Anexo II se presenta un listado con las empresas consideradas en la muestra.

decir, que se supuso que los costos laborales son en su totalidad costos no transables, así como el 50% de los demás costos.

- Los costos no transables de CFE en dólares también se ajustaron por PPP, de forma análoga al ajuste realizado a los costos de las distribuidoras brasileñas.
- Se consideraron las diferencias entre los niveles de salarios en la industria eléctrica que perciben los asalariados en Brasil y en México, incluyendo la variable salario en la función estimada.

Con base en la información disponible y en la revisión de la literatura, se probaron diversos modelos para la representación de la función de costos; sin embargo, el modelo que resultó más robusto es el que determina los costos operativos eficientes de distribución, a partir de una función de costos en la que participan las variables asociadas a la etapa de distribución (MT + BT) y que comprenden:

- Cantidad de usuarios
- Longitud total de las redes
- Salario medio

Específicamente, la función de costos eficientes estimada tiene la siguiente forma:

$$\underline{COT = e^{\alpha} \times USU^{\beta} \times LKM^{\delta} \times SAL^{\varphi} \times e^{\mu}}$$

Donde,

- *COT* son los costos operativos totales (OYM + COM + ADM), en \$Mx;
- e^{α} es una constante estimada mediante regresión lineal, donde e representa el operador exponencial;
- *USU* es la cantidad de usuarios de distribución (MT+BT);
- β es el coeficiente que acompaña a la variable cantidad de usuarios (*USU*), estimado mediante regresión lineal;
- *LKM* es la longitud total de las redes de distribución (MT+BT), en km;
- δ es el coeficiente que acompaña a la variable longitud de red en km (*LKM*), estimado mediante regresión lineal;
- *SAL* es el salario medio en México, en \$Mx;
- φ es el coeficiente que acompaña a la variable salario medio (*SAL*), estimado mediante regresión lineal;
- e^{μ} es una el residuo de la regresión lineal, donde e representa el operador exponencial;

Resultados

Como resultado de la aplicación de la función de costos considerando las variables totales para todo CFE (incluyendo ex LFC) se obtiene el costo operativo total de distribución de USD **2,331.12** millones a valores de diciembre de 2007.

Estos costos totales se asignan a los distintos procesos y niveles de tensión, y a su vez, a una de las regiones tarifarias analizadas. Para tales efectos, es necesario definir los porcentajes de asignación para los conceptos mencionados, para lo cual se consideró la información de la base de datos de costos de empresas brasileñas para la asignación por proceso y nivel de tensión, y para la asignación por región tarifaria se consideró la participación porcentual de cada una de ellas resultante de la aplicación de la fórmula de costos. Debe recordarse que los costos fueron estimados por ANEEL en el marco de la revisión de las tarifas de distribución eléctrica, utilizando para ello la metodología de empresa de referencia, o empresa modelo, por lo cual tanto los valores como la estructura corresponden a empresas eficientes.

Los resultados obtenidos desagregados por región tarifaria son:

COSTOS DE OPERACIÓN DE DISTRIBUCIÓN POR REGIÓN TARIFARIA [MILES DE USD DE 2007]

Región Tarifaria	O&M_MT	O&M_BT	COM	ADM	TOTAL
Baja California	17,314	4,119	22,142	23,412	66,988
Baja California Sur	3,208	763	4,102	4,338	12,411
ex LFC	95,014	22,605	121,507	128,476	367,602
Noreste	52,822	12,567	67,551	71,425	204,364
Noroeste	30,419	7,237	38,901	41,132	117,688
Norte	37,039	8,812	47,366	50,083	143,300
Peninsular	21,082	5,016	26,961	28,507	81,566
Sur	345,627	82,227	442,000	467,348	1,337,202
TOTAL	602,525	143,345	770,530	814,719	2,331,120

Fuente: Cálculos de MEC con base en información de CFE y ex LFC.

Por último, cabe mencionar que los costos operativos totales resultantes de la aplicación de la función de costos eficientes estimada, resultan muy sensibles al salario medio que se considere en dicha función.

En este sentido, es de interés destacar que en la presente estimación de costos operativos eficientes, se consideraron los salarios pagados en el sector eléctrico de México, publicados por la CONASAMI. Estos salarios son los más altos de toda la economía, resultando un 160% superiores al salario medio del país. Si se considera un menor nivel salarial, los costos operativos eficientes disminuyen, por lo que la eficiencia (medida como la relación entre los costos eficientes y los costos reales) de CFE será menor.

ESTUDIO INTEGRAL DE TARIFAS ELÉCTRICAS

TAREA 1.3.3 INFORMES N° 23 y 24: PROPUESTA DE METODOLOGÍA PARA LA DETERMINACIÓN DE COSTOS OPERATIVOS EFICIENTES DE DISTRIBUCIÓN, Y DETERMINACIÓN DE LOS MISMOS

1. INTRODUCCIÓN

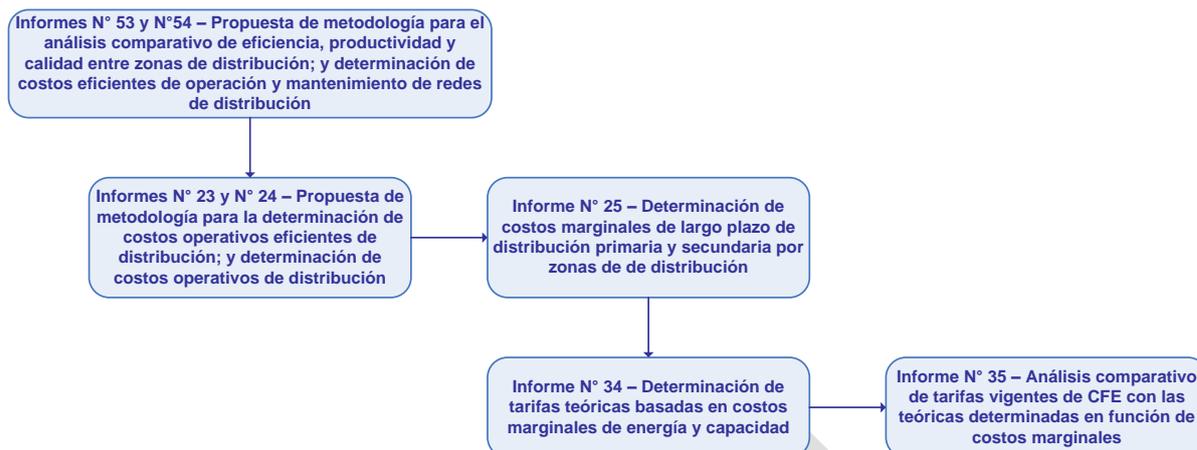
El presente informe corresponde a una de las actividades a desarrollarse en el marco de la Tarea 1.3.3: Cálculo de los costos marginales de capacidad de distribución. Tiene como objetivo presentar una propuesta de metodología replicable para el cálculo de los costos operativos de distribución que se incorporarán a los marginales de largo plazo, y calcular los mismos sobre la base de dicha metodología.

Este informe toma como referencia los análisis efectuados en el marco de los informes N° 53 y 54: *propuesta de metodología para la determinación de costos eficientes de operación y mantenimiento de redes de distribución y determinación de costos operativos eficientes de operación y mantenimiento de redes de distribución*. Por esta razón la metodología y los cálculos efectuados en este informe tienen carácter preliminar y deberán ser ajustados una vez se haya consensado con la CRE la metodología de los mencionados informes.

Los valores de costos eficientes que aquí se presentan fueron utilizados para estimar los costos marginales de distribución por zona de distribución de CFE (presentados en el *Informe N° 25: determinación de costos marginales de largo plazo de distribución primaria y secundaria por zona de distribución*), los cuales se aplicaron al cálculo de las tarifas teóricas que se presentarán en el *Informe N° 34: determinación de tarifas teóricas basadas en costos marginales de energía y capacidad*.

En la figura siguiente se esquematiza la relación entre estos informes:

FIGURA 1 RELACIÓN ENTRE INFORMES



Fuente: elaboración de MEC

En la determinación de las tarifas teóricas (*Informe N° 34*) intervienen tanto los costos marginales estimados, como las pérdidas de energía reconocidas (*ver Informe N° 7: propuesta de pérdidas técnicas y no técnicas a considerar en el cálculo de los costos marginales*) y las características de la demanda a atender (*Informe N° 2: análisis preliminar de los perfiles de carga de diferentes clases de usuarios de CFE y ex LFC*).

Específicamente, para el cálculo de los costos marginales de distribución (*Informe N° 25*) es necesario determinar el VRN adaptado (*Informe N° 21: determinación del VRN adaptado de los activos de distribución correspondientes a cada zona*), los costos de operación y mantenimiento eficientes presentados en este informe, el factor de recuperación de capital (el cual considera tanto la remuneración del capital invertido como la depreciación de los activos físicos), y la demanda máxima agregada.

Como se verá más adelante en el presente informe, para la determinación de los costos eficientes se usó un análisis de *benchmarking* (metodología *top-down*) que implica la estimación de una función de costos eficientes utilizando para ello los datos de empresa modelo o empresa de referencia (metodología *bottom-up*) estimados por el organismo regulador de Brasil para una muestra de empresas de distribución de dicho país.

El diseño de dicha función de costos eficientes se basó en las consideraciones que fueron relevadas de la revisión internacional.

Considerando esto, en la siguiente sección se presenta una revisión de la experiencia internacional en análisis *top down*, cuyas conclusiones permitieron construir la función de costos eficientes, así como una revisión de la experiencia de Brasil en análisis *bottom up* (o empresa modelo), cuyos datos fueron utilizados para estimar los parámetros de la función de costos eficientes.

2. MARCO TEÓRICO PARA EL ANÁLISIS

Para definir el modelo a utilizar para la determinación de función de costos operativos eficientes de distribución primaria y secundaria (MT y BT) de CFE, se analizaron los criterios generales en la definición de los mismos con base en la literatura disponible y la experiencia obtenida de estudios tarifarios de empresas de energía eléctrica de la región.

2.1. Criterios generales para la definición de costos eficientes

La literatura sobre costos de eficiencia para empresas de distribución de energía eléctrica es muy vasta. En general los estudios parten de una función de producción del tipo neoclásica con dos factores de producción x (capital y trabajo) para producir cierta cantidad de producto Y :

ECUACIÓN 1

$$Y = F(L, K) = F(x)$$

Donde la función de costos depende del nivel de producto Y y de los precios de los insumos w :

ECUACIÓN 2

$$CT = f(Y, w)$$

Siendo así, en un análisis clásico de eficiencia el problema consiste en minimizar el nivel de costos dado un cierto nivel de producción y un determinado vector de precios de insumos, o sea siendo (K, L) endógenos:

ECUACIÓN 3

$$\begin{aligned} \min CT &= K \cdot P_K + L \cdot P_L \\ \text{s.a. } &Y, P_K, P_L \end{aligned}$$

La teoría microeconómica considera que los costos dependen apenas del nivel del producción y de los precios de los insumos, o sea, para cada conjunto de precios de factores (w) y nivel de producción Y habrá un vector x^* (K, L) que minimiza el costo de producir Y unidades de producto. La función de costos es el costo mínimo dado los factores de precios w y el nivel de producción Y , o sea, $c(w, Y) = w \cdot x(w, Y)^2$.

² La práctica consiste en analizar el problema en términos matemáticos mediante los multiplicadores de Lagrange y diferenciando con respecto a cada una de las variables de elección x_i , y el multiplicador de Lagrange λ : $L(\lambda, x) = w \cdot x - \lambda(F(x) - Y)$

En teoría, entonces, podría estimarse una función de costos contando apenas con el nivel de producción y los precios de los insumos. La estimación de una función de costos para un sistema de distribución de energía eléctrica, sin embargo, es más compleja, como bien muestra Neuberg (1977). Según este autor, el centro de la cuestión conceptual está en identificar cuál es el “producto” a ser producido. En el caso particular de las empresas de distribución de energía eléctrica, las medidas más usadas para representar el producto son:

- Número de clientes
- Energía facturada o demanda máxima
- Extensión de la red
- Área servida

Cabe resaltar también que el negocio de distribución de energía eléctrica no es multi-producto. No hay, por tanto, una separación de mercados para productos potenciales como el total de energía distribuida (GWh), el número de clientes, la extensión de la red de distribución y el área de servicio, que permita estimar un costo para cada uno de esos potenciales productos. De esta forma, una vez elegida una de esas variables como producto, las otras dejan de ser opciones, en el sentido estricto de la teoría económica. Neuberg (*op. cit.*) y Burns e Weyman-Jones (1996) eligen el “número de clientes” como el producto relevante de una distribuidora de energía eléctrica.

Una vez que se elige una determinada variable como representativa del producto, por ejemplo el número de clientes, la siguiente pregunta es qué son las otras variables como la energía facturada o los kilómetros de red. Los autores optan por la practicidad e incluyen esas variables en un “vector producto”, representando importantes características del sistema de distribución. Para Neuberg (*op. cit.*) la inclusión de esas variables no ortodoxas en una función de costos sirve para tomar en consideración diferencias en los sistemas de producción o en las tecnologías entre las distintas empresas. En ese sentido, el concepto clásico de “producto” puede ser substituido por el concepto de “vector producto” sin las propiedades de separación de mercado.

Además de las aproximaciones más usadas para representar el “vector producto”, es común el uso de variables características del mercado en cuestión, o sea, variables que buscan tener en cuenta aquellos factores no gerenciables o “ambientales” que afectan los costos, por ejemplo:

- Densidad de la red
- Participación del sector industrial o las ventas en media tensión sobre el total de ventas.

En relación con los precios de los factores de producción, una función de costos tiene ciertas propiedades:

- No decreciente con el vector de precios w , o sea, si $w' \geq w$ entonces $c(w',y) \geq c(w,y)$.
- Homogénea de grado 1 en w , $c(tw,y) = tc(w,y)$ para $t > 0$, o sea, al multiplicar todos los precios por una constante positiva t , los costos totales aumentan t veces.
- Cóncava en w . Si el precio de un factor de producción aumenta y el otro permanece inalterado, los costos nunca disminuirán, pero aumentarán a una tasa decreciente, ya que la empresa buscará una mayor cantidad del otro factor. O, en otras palabras, una función cóncava posee crecimiento más lento en cada punto que una función lineal, tangente a ella en esos puntos.
- La función de costos es continua en w .

Con relación al precio del factor trabajo (L), es frecuente el uso del costo medio de la mano de obra, siendo preciso en algunos casos realizar ajustes por eventuales factores no gerenciables.

Con relación al precio del factor capital (K), como éste tiene movilidad, las empresas enfrentan precios similares. Por lo tanto, en muchos estudios el costo es considerado el mismo para todas, o sea el precio del factor capital quedaría incluido en el término independiente de la ecuación. Además de esto, cuando la variable a estimar es el costo operacional (*opex*) y no el costo total (*opex+capex*) el precio de factor capital no debe ser incluido una vez que la variable a estimar depende básicamente de costos variables.

2.2. La experiencia Internacional en análisis *top-down*

Para una revisión rápida de la experiencia internacional en el modelaje de los costos de distribución de energía eléctrica, se recomienda los trabajos de London Economics (1999), Jamasb y Pollitt (2002); Haney y Pollitt (2009) realizan un análisis del uso de técnicas de análisis de eficiencia por parte de reguladores de redes.

A continuación se presenta un resumen de la revisión internacional sobre el tema:

1. Neuberg (*op. cit.*), en su trabajo muy influyente en la literatura, especificó el siguiente modelo de costos:

ECUACIÓN 4

$$C = f(Y, Z, P_L, P_K)$$

Donde C son los costos totales de distribución, Y es el producto (número de clientes), Z es un vector de factores exógenos, P_L e P_K son los precios de los factores trabajo y capital, respectivamente.

etc.

2. Burns y Weyman-Jones (op. cit.) fueron de los primeros en trabajar con fronteras estocásticas para estimar funciones de eficiencia de costos de las distribuidoras de energía eléctrica. Siguiendo el trabajo de Neuberg, los autores usan las siguientes variables en sus modelos:

ECUACIÓN 5

$$OPEX = f(CLIENTES, GWh, MAXD, km, DENSIDAD, AREA, TRAFOS, ESTRUCTURA, P_K, P_L)$$

Donde:

- *CLIENTES*: es el número de clientes, lo que determina la extensión del sistema
- *MAXD*: es la carga máxima del sistema, lo que determina su capacidad geral
- *GWh*: es la cantidad de energía vendida, lo que afecta el desgaste de los transformadores
- *KM*: es la extensión de la red del sistema de distribución, lo que afecta la probabilidad de falla
- *ÁREA*: es el tamaño del área en que opera la distribuidora
- *TRAFOS*: es la capacidad de los transformadores, lo que afecta las pérdidas técnicas
- *DENSIDAD*: es la dispersión de los clientes a través de la red, lo que determina la configuración del sistema³.
- *ESTRUCTURA*: es la participación del sector industrial (o residencial) en el total de ventas, lo que refleja los diferentes tipos de mercados enfrentados por las distribuidoras.

3. Pollitt (1995), en un análisis de eficiencia en que compara las distribuidoras de energía eléctrica del Reino Unido con las de Estados Unidos, trabaja con el siguiente modelo:

ECUACIÓN 6

$$CMD = \beta_0 + \beta_1 \ln ventasc + \beta_2 (\ln ventasc)^2 + \beta_3 MAXD + \beta_4 MAXD^2 + \beta_5 CLIENTES + \beta_6 ESTRUCTURA + \beta_7 OGkm + \beta_8 UGkm + \beta_9 TRAFOS + \beta_{10} P_L + \beta_{11} AREA$$

³ Cabe hacer notar que en la Ecuación 5 se debe tener cuidado de verificar multicolinealidad, ya que la variable densidad (clientes / km de red) incluye variables que ya fueron incluidas de forma individual en la función.

Donde CMD es el costo medio total de distribución ($\frac{CostoTotal}{GWh}$), $ventasc$ son las ventas por cliente ($\frac{VentasTotales en GWh}{Total de clientes}$), $OGkm$ e $UGkm$ son los Km. de líneas aéreas y subterráneas respectivamente, $MAXD$, $ESTRUCTURA$, $ÁREA$ y $TRAFOS$ siguen las definiciones ya mencionada⁴.

4. Jamasb y Pollitt (op. cit.) usaron la siguiente función para estimar los costos totales para los costos totales (CT) en un análisis de eficiencia de 63 empresas de distribución de energía eléctrica de Europa:

ECUACIÓN 7

$$CT = f(\text{Número de clientes, energía facturada, km de líneas})$$

5. Las variables usadas son las mismas que las utilizadas por la OFGEM (1999), el regulador británico, en un estudio del año 1999 para los costos operacionales, siendo la especificación la siguiente:

ECUACIÓN 8

$$\ln opex = \alpha_0 + \alpha_1 \ln CSV$$

Donde la variable CSV (*composite scale variable*) es un índice de escala compuesto por las tres medidas de la ecuación Ecuación 8 con las siguientes ponderaciones: número de clientes 50%, energía distribuida 25%, extensión de la red 25%. La especificación simple de la OFGEM se explica por el escaso número de observaciones disponibles, pues con tan solo 14 distribuidoras en Gran Bretaña, no sería posible incluir en el modelo más de una variable⁵. Un análisis similar para la distribución de gas es realizada por Carrington *et al.* (2002) para el Regulador de gas de Australia.

La forma de cálculo de la CSV es la siguiente:

ECUACIÓN 9

$$CSV = \text{adjusted customer numbers} = \text{cust.nos.} \left(1 + \beta \frac{\delta U}{U} + \gamma \frac{\delta L}{L} \right)$$

Donde:

- U y L son los promedios de las unidades de energía por consumidor y la extensión de red por consumidor.

⁴ Se destaca que el autor no uso logaritmos en todas las variables, en especial en los costos.

⁵ Para una interesante crítica al estudio de la OFGEM, ver Shuttleworth (1999).

- δU y δL corresponden a la diferencia con relación al promedio de las unidades de energía por consumidor y la extensión de red por consumidor
- β y γ corresponden a los pesos dados a las unidades de energía por consumidor y a la extensión de red por consumidor.

6. Más recientemente, para la quinta revisión tarifaria de las distribuidoras de energía eléctrica (DPCR5), la OFGEM modificó el análisis de benchmarking basado en un solo año para un análisis de panel que toma datos de 3 años. Sin embargo, la OFGEM reconoce que este tipo de análisis no es apropiado para analizar todos los costos de la distribuidora y por esa razón usa también otras técnicas. En especial, para los costos no operacionales de IT (information technology) y costos de servidumbre fueron contratados consultores para revisar los mismos. En la DPCR5 la OFGEM usó comparación tipo benchmarking para informar su juicio sobre el nivel de los costos reconocidos más que para fijar esos costos directamente. La metodología de panel aplicada consistió en lo que se conoce como “efectos fijos” que permite incluir diferencias en los distintos años considerados. Además, la OFGEM usó como doble chequeo técnicas de DEA. Los análisis de regresión fueron realizados en tres diferentes niveles, usando datos agregados y desagregados. El objetivo de usar datos desagregados fue permitir identificar cuales son las variables apropiadas para cada grupo de costos, mientras que el uso de datos agregados tiene por objetivo ver el *trade-off* entre los distintos grupos de costos. Los pesos dados en la composición de la CSV han cambiado a lo largo de las distintas revisiones tarifarias, en la DPCR5 se utilizó el mismo criterio que en la DPCR4 dando 50% a los Km. de red, 25% al número de consumidores y 25% a la energía facturada.

Para la determinación de la frontera de eficiencia, la OFGEM no utiliza la empresa más eficiente, sino el cuartil superior, definido como el punto medio entre la tercera y cuarta empresa, en lugar de la menor observación. El objetivo detrás de esta postura del regulador es evitar errores tipo I, es decir, que una empresa sea catalogada como ineficiente cuando en realidad no lo es. Dicho de otra forma, mediante esta postura el regulador le da el beneficio de la duda a las empresas.

7. Yatchew (2000), por medio de un análisis semi-paramétrico, estima las economías de escala para las distribuidoras de energía eléctrica del estado de Ontario, Canadá. La variable “número de clientes”, como representativa del producto, entra en forma no paramétrica en el siguiente modelo:

ECUACIÓN 10

$$\ln \left(\frac{CT}{kWh} \right)_{it} = f_t (\ln (clientes))_{it} + z_{it} \beta_t + v_t$$

Donde CT son los costos totales, f_i es una función "suave" de la variable no paramétrica (*clientes*), β_i son los parámetros a estimar, y z_i son las variables paramétricas:

ECUACIÓN 11

$$z_i = \left(P_L, P_K, \frac{kWh}{clientes}, \text{factor de carga}, \frac{km}{clientes}, \text{vida de los activos} \right)$$

8. Filippini y Wild (2001) estiman una función de costos medios para 59 empresas distribuidoras de energía eléctrica de Suiza con la siguiente especificación:

ECUACIÓN 12

$$CMD = \beta_0 + \beta_1 Y + \beta_2 Y^2 + \beta_3 P_L + \beta_4 P_K + \beta_5 HGRID + \beta_6 LVSH + \beta_7 AVGL + \beta_8 LF + \beta_9 DC + \beta_{10} DC^2 + \beta_{11} AGSH + \beta_{12} FOSH + \beta_{13} UPSH + \beta_{14} OTSH + \beta_{15} T$$

Donde CMD es el costo total medio de distribución; Y es el nivel de producción definido como la energía transportada por la red de media tensión; P_L y P_K son los costos medios de mano de obra y del capital, respectivamente; $HGRID$ es una variable *dummy* para aquellas distribuidoras que también operan en alta tensión; $LVSH$ refleja la participación de los clientes de baja tensión; $AVGL$ es el consumo medio por cliente de baja tensión; LF es el factor de carga; DC es la densidad de clientes; $AGSH$, $FOSH$ y $UPSH$ son variables que aproximan las características topológicas de las concesionarias; $OTSH$ lleva en cuenta otras actividades que realizan algunas distribuidoras y T es una variable de tendencia.

Mota (2004), en un estudio en que compara el desempeño de las distribuidoras brasileñas de energía eléctrica con las de Estados Unidos, estima fronteras de eficiencia para los costos operacionales y para los costos totales de las siguientes formas:

a) Costos Operacionales:

ECUACIÓN 13

$$\ln opex = \beta_0 + \beta_1 \cdot \ln clientes + \beta_2 \cdot \ln ventas + \beta_3 \cdot \ln km de líneas + \beta_4 \cdot \ln demanda pico + \beta_5 \cdot \ln densidad + \beta_6 \cdot \ln estructura$$

b) Costos Totales:

ECUACIÓN 14

$$\ln costos totales = \beta_0 + \beta_1 \cdot \ln clientes + \beta_2 \cdot \ln ventas + \beta_3 \cdot \ln demanda pico + \beta_5 \cdot \ln densidad + \beta_6 \cdot \ln estructura$$

9. CEER (2004), en un análisis de benchmarking para la distribución de energía eléctrica de Uruguay con una muestra de 140 empresas, usa las siguientes especificaciones:

a) Modelo determinístico (GLS)

ECUACIÓN 15

$$\ln \text{costos totales} = \beta_0 + \beta_1 \cdot \ln \text{clientes} + \beta_2 \cdot \ln \text{ventas} + \beta_3 \cdot \ln \text{salario} + \beta_4 \cdot \ln \text{área}$$

b) Modelo de Análise de Fronteira Estocástica (SFA)

ECUACIÓN 16

$$\ln \text{costos totales} = \beta_0 + \beta_1 \cdot \ln \text{clientes} + \beta_2 \cdot \ln \text{salario} + \beta_3 \cdot \ln \text{estructura} + \beta_4 \cdot \ln \text{densidad}$$

c) Modelo translogarítmico para la frontera estocástica (sólo se muestran las variables en sus niveles)

ECUACIÓN 17

$$\ln \text{costos totales} = \beta_0 + \beta_1 \cdot \ln \text{clientes} + \beta_2 \cdot \ln \text{ventas} + \beta_3 \cdot \ln \text{área} + \beta_4 \cdot \ln \text{líneas} + \beta_5 \cdot \ln \text{empleados} + \beta_6 \cdot \text{estructura} + \dots$$

Donde las variables tienen el significado dado en la Ecuación 5.

10. Recientemente los desarrollados han caminado hacia incluir el tratamiento de la calidad del servicio en los modelos de fronteras. En esa línea, Grovitsch, Jamasb y Pollitt (2005), realizan un análisis de la eficiencia de un conjunto de distribuidoras de energía eléctrica de Europa tomando en cuenta su escala y la calidad de servicio brindada, mientras que Yu, Jamasb y Pollitt (2009) introducen el precio de la calidad del servicio, definido como el Costo de Energía No Suministrada⁶, en el análisis de eficiencia.

Resumiendo, la gran mayoría de los estudios de fronteras de eficiencia para distribuidoras de energía eléctrica parte de los trabajos seminales de Neuberger (*op. cit.*) y Burns y Weyman-Jones (*op. cit.*), con las mejoras introducidas en la pasada década por las escuelas de Cambridge en Inglaterra (*Cambridge Applied Economics*) y de CEPA (*Centre for Efficiency and Productivity Analysis*) en Australia, encabezados por Michael Pollitt y Tim Coelli, respectivamente.

Los estudios analizados muestran ciertos aspectos que deben ser considerados a la hora de modelar los costos eficientes de distribución de energía eléctrica, destacándose los siguientes:

⁶ El concepto de Costo de Energía No Suministrada (CENS) o costo de interrupción del suministro de electricidad, se utiliza en la literatura internacional, en forma genérica, para definir y agrupar los costos económicos que pueden afectar a la sociedad en su conjunto cuando el suministro de electricidad no puede ser realizado conforme lo requiere la demanda.

-
- *Definición del producto* que identifica la actividad de la distribución. En general se usa el número de clientes, siempre que la definición de la actividad de distribución incluya también la de comercialización.
 - *Definición de la muestra:* en lo que se refiera al tamaño de la muestra y la elección de las empresas a incluir, todos los estudios analizados consideran que es posible modelar conjuntamente empresas de tamaños bien diferentes.
 - *Orientación del modelo*, es decir, si la atención se centra en los insumos o en el producto. Todos los estudios analizados tienen una perspectiva de los insumos y consideran el nivel de producción como un dato del problema.
 - *Especificación de las variables* a incluir en el modelo. En general, hay poca variabilidad de las variables usadas en los estudios para modelar los costos de distribución. Es común incluir un “vector producto” con una serie de variables que capturen las particularidades de un sistema de distribución de energía eléctrica.
 - *Especificación de la función.* No hay consenso en cuanto a la mejor especificación funcional: tanto la especificación tipo Cobb-Douglas (elasticidades constantes) como la translogarítmica son ampliamente usadas.

Para la determinación de los costos eficientes se usa un análisis de *benchmarking* (metodología *top-down*) que implica la estimación de una función de costos eficientes utilizando para ello los datos de empresa modelo o empresa de referencia (metodología *bottom-up*) estimados por el organismo regulador de Brasil para una muestra de empresas de distribución de dicho país. El diseño de dicha función de costos eficientes se basó en las consideraciones que fueron relevadas de la revisión internacional, y resumidas en los párrafos previos. En lo que sigue de esta sección se presenta una revisión de la experiencia de Brasil en análisis *bottom-up* o empresa modelo.

2.3. La experiencia Brasileña en análisis *bottom-up*

Brasil tiene una importante experiencia a la hora de determinar los costos eficientes de distribución. El esquema regulatorio es del tipo *bottom-up* y se realiza para cada distribuidora, con base en criterios generales predefinidos.

En el modelo *bottom-up* aplicado por el regulador brasileño, los costos de explotación son determinados con base en el desarrollo ad-hoc de una empresa teórica de referencia construida para cada distribuidor, en función de los parámetros de eficiencia definidos por el organismo regulador teniendo en cuenta las características de la red de la empresa y el perfil de sus consumidores.

La tarifa que se aplica a los consumidores finales en Brasil puede ser dividida en tres grandes componentes: i) costo de generación, ii) costos de transmisión y distribución, e iii) impuestos y tasas sectoriales.

La distribución de energía en Brasil es un servicio público, regulado por contratos de concesión firmados entre las compañías y el regulador (Agencia Nacional de Energía Eléctrica – ANEEL). Estos contratos de concesión fijan las reglas básicas para la formación de la tarifa, calidad del servicio, derechos y obligaciones de los consumidores, penalidades, objetivos de servicio universal, etc.

Las concesiones de distribución de energía eléctrica en Brasil son reguladas bajo un esquema de precio tope (*price-cap*). Bajo este esquema el regulador establece varias medidas de forma de inducir a los inversores a la búsqueda de la eficiencia, reduciendo costos pero manteniendo la calidad del servicio. La ANEEL ya ha completado dos procesos de revisiones tarifarias, incluyendo 64 distribuidoras en cada oportunidad, por lo que cuenta con suficiente experiencia al respecto.

De acuerdo a los contratos de concesión, la revisión tarifaria incluye el análisis del ingreso requerido para realizar el servicio de distribución. Este análisis comprende dos componentes: Parte A y Parte B. La Parte A incluye los llamados *costos no gerenciables*, cuyo monto y variación están fuera del control de la distribuidora, como son la energía comprada, los costos de transmisión y los impuestos y tasas sectoriales. El resto de los costos es conocido como Parte B, y son *costos gerenciables*, como son los costos de operación y mantenimiento (personal, material y servicios prestados por terceros), administración, y el servicio de capital (remuneración del capital y depreciación).

Los contratos de concesión establecen los siguientes mecanismos para ajustar la tarifa de distribución:

- Ajuste tarifario anual de acuerdo a la inflación;
- Revisión tarifaria periódica, de 3 a 5 años dependiendo del caso;
- Revisión tarifaria extraordinaria: cada vez que suceden eventos extraordinarios que ponen en riesgo el equilibrio económico-financiero de la concesionaria.

En ocasión del proceso de revisión tarifaria, la ANEEL realiza un análisis completo del negocio de forma de asegurar el equilibrio económico-financiero de la distribuidora y proteger al mismo tiempo los consumidores cautivos de incrementos de precios. En ese proceso, la ANEEL reevalúa la remuneración apropiada del capital para el riesgo del mercado brasileño, los costos de operación y mantenimiento considerados razonables para prestar el servicio con determinado nivel de calidad, y determina también las ganancias de

escala proyectadas que deben ser pasadas a los consumidores a través de una reducción del ajuste tarifario anual.

La metodología para cada componente se puede resumir de la siguiente manera:

- Costos de explotación: como ya se mencionó, son determinados con base en una empresa teórica de referencia construida para cada distribuidor, en función de los parámetros de eficiencia definidos por la ANEEL, y teniendo en cuenta las características de la red de la empresa y el perfil de sus consumidores.
- Base regulatoria de activos: incluye todos los activos necesarios para prestar el servicio de distribución, evaluados a su Costo de Reemplazo. La base regulatoria de activos (denominada BRR) es evaluada cada dos ciclos de revisiones tarifarias.
- Remuneración del capital: se determina aplicando la tasa de costo de capital reconocida por el regulador por la BRR neta de depreciación.
- Depreciación regulatoria: se determina aplicando una tasa de depreciación regulatoria sobre la BRR bruta. La tasa regulatoria es fijada considerando las tasas de depreciación contable de las instalaciones incluidas en la BRR bruta.
- Factor X de eficiencia. El factor X está compuesto por dos subfactores: X_e y X_a . El Factor X_e es fijada en cada revisión tarifaria y aplica en cada ajuste tarifario anual. Se obtiene a través del flujo proyectado para el ciclo tarifario. Este factor no es otra cosa que el porcentaje que se deduce de la tasa de inflación para que la tasa interna de retorno que resulta del flujo de caja del negocio sea igual a la tasa de costo de capital regulatoria (WACC). El factor X_e busca tomar en cuenta las ganancias de escala que se obtienen del crecimiento propio del mercado. El factor X_a es calculado anualmente y representa el ajuste por inflación, utilizándose un índice de precios al consumidor para ajustar los costos laborales, y un índice de precios mayoristas para ajustar el resto de los costos.
- Objetivo de pérdidas de energía: la ANEEL determina los objetivos de reducciones en las pérdidas de energía con base en criterios técnicos y socio-económicos.

En función de lo expuesto en este capítulo se presenta a continuación la propuesta metodológica para la determinación de los costos operativos de distribución, que serán parte componente de los costos marginales de largo plazo de distribución.

3. METODOLOGÍA PROPUESTA

Con base en la revisión de la experiencia internacional realizada, habría diversas alternativas para estimar los costos eficientes de distribución para CFE. Un primer camino sería realizar una estimación de una frontera de eficiencia con base en datos de empresas

de otros países, con los ajustes de tipo de cambio y calidad de servicio pertinentes. De estimarse una frontera paramétrica (estocástica o no), se pueden aplicar los parámetros a los datos de CFE para tener una estimación de los costos de eficiencia. Si se aplicara técnicas de involucramiento de datos (DEA) habría que incorporar a CFE como una empresa más de la muestra y analizar así los resultados obtenidos.

Un segundo camino es aplicar técnicas tipo *bottom-up*, y construir una empresa virtual que tome en cuenta las particularidades de CFE.

Un camino adicional es usar los resultados de las revisiones tarifarias de Brasil, realizadas con una metodología *bottom-up* y presentadas en la Sección 2.3, para construir una función que ajusta a la escala y características de las distribuidoras, basada en los resultados de la revisión de la experiencia internacional presentadas en la Sección 2.2. Desde el punto de vista teórico, el resultado de cada revisión tarifaria es, según el regulador, la propia frontera de eficiencia para la distribuidora en cuestión. Una función que ajuste a esos datos constituiría una especie de trayectoria de eficiencia de los costos en función de la escala de la distribuidora o alguna otra variable que se considere importante.

En resumen, se propone aplicar los resultados de costos operativos eficientes del proceso de revisión tarifaria de las distribuidoras brasileñas, estimados por el organismo regulador de Brasil, para construir una trayectoria eficiente de costos conforme a la escala del negocio de CFE.

En el ANEXO 1 se presenta una breve descripción de ambas técnicas utilizadas para la determinación de costos eficientes.

3.1. Ajustes a realizar en la base de datos de Brasil

A efectos de realizar una estimación del nivel de eficiencia del sistema de distribución de CFE a partir de los datos de las empresas eficientes de Brasil (los costos de operación y mantenimiento que se reconocen en las tarifas eléctricas de las empresas de distribución de Brasil son determinados con base en una empresa teórica de referencia construida para cada distribuidor, en función de los parámetros de eficiencia definidos por la ANEEL, y teniendo en cuenta las características de la red de la empresa y el perfil de sus consumidores), es necesario realizar los siguientes ajustes en la base de datos:

1. A la hora de comparar los costos eficientes de las distintas distribuidoras de Brasil es preciso tener en cuenta que los costos laborales difieren en algunos estados de forma considerable. Para tomar este aspecto en consideración, se consideró el salario medio reconocido por el regulador para cada distribuidora.
2. Los costos en Reales (\$R) fueron convertidos en dólares de los Estados Unidos. Para ellos se ajustó el tipo de cambio por el índice de PPP que publica el FMI. El

ajuste por PPP se aplicó a los costos labores y al 50% de los restantes, es decir que se supuso que los costos laborales son en su totalidad costos no transables, así como el 50% de los demás costos.

- Un aspecto importante a tener en cuenta es que la economía de Brasil puede presentar un nivel de salarios muy diferente a los de México. En efecto, con base en los datos de la Unión de Bancos Suizos (UBS) los costos salariales en São Paulo son por lo menos 2.5 veces los de México DF (Cuadro 1). Por otra parte, se compararon los salarios que surgen de la información publicada por la Comisión Nacional de los Salarios Mínimos de México (CONASAMI) sobre salario promedio de cotización del Instituto Mexicano del Seguro Social (IMSS), con la información publicada por el Instituto Brasileño de Geografía y Estadística (IBGE) referida al Rendimiento Medio Real Efectivo de las Personas Ocupada. La información publicada por el IBGE comprende las regiones metropolitanas de Recife, Salvador, Belo Horizonte, Rio de Janeiro, São Paulo y Porto Alegre. Vale notar que la información sobre el IMSS no comprende las cuotas que en términos de la Nueva Ley del Seguro Social vigente en México le corresponde cubrir al patrón, las aportaciones al Instituto del Fondo Nacional de la Vivienda para los Trabajadores, y las participaciones en las utilidades de la empresa. A efecto de la comparación con los datos del IBGE, en este estudio se asumió que dichas cargas sociales representan el 35% del salario. La CONASAMI publica datos de salarios promedio diario de cotización por sector y rama de actividad. Para el año 2009 el promedio de IMSS arroja \$Mx 603.7 para los sectores de "Generación, Transmisión y Distribución de Energía Eléctrica" y \$Mx 229.8 para el "Total". La información de la CONASAMI indica que los salarios del sector eléctrico son aproximadamente 3 veces el valor correspondiente al promedio total. Estos valores convertidos a dólares por el tipo de cambio implícito de PPP, resultan en:

CUADRO 1 NIVELES SALARIALES CON RELACIÓN A NUEVA YORK (NY=100)

	Nivel salarial bruto	Nivel salarial neto	Promedio
São Paulo	30.6	35.9	
México DF	10.8	14.0	
México DF/SP	0.35	0.39	0.37

Fuente: UBS (valores ajustados por PPP)

CUADRO 2 NIVELES SALARIALES DE MÉXICO SEGÚN CONASAMI

	IMSS diario [\$ Mx]	Mensual [\$ Mx]	USD PPP	cargas soc.	USD PPP total
Total 2008	273.9	8,217	1,050		1,418
Total 2009	229.8	6,895	852	35%	1,151
Sector eléctrico 2009	603.7	18,110	2,239		3,022

Fuente: Elaboración propia con base en CONASAMI (IMSS) y FMI (PPP)

CUADRO 3 NIVELES SALARIALES MENSUALES RECONOCIDOS POR EL REGULADOR BRASILEÑO (ANEEL)

Número de clientes distribuidora (cli)	Nivel salarial bruto R\$/mes	Nivel salarial bruto USD/mes	Nivel salarial bruto USD PPP/mes
cli <1.000.000	4,322	2,421	3,070
cli ≥1.000.000	4,845	2,714	3,441

Fuente: Elaboración propia con base en ANEEL

4. Los costos de CFE en dólares también deben ser ajustados por PPP, de forma análoga al ajuste realizado a los costos de las distribuidoras brasileñas.

Por último cabe mencionar que en esta estimación se optó por utilizar los salarios oficiales publicados por la CONASAMI ya que los datos de salarios presentados por CFE presentaban valores que generaban dudas y resultaban sensiblemente superiores a aquellos publicados por la CONASAMI.

3.2. Modelo de estimación propuesto

Con base en la información disponible y en la revisión de la literatura, se probaron diversos modelos para la representación de la función de costos, sin embargo, el modelo que resultó más robusto es el que define los costos totales según la siguiente fórmula:

ECUACIÓN 18

$$COT = e^{\alpha} \times USU^{\beta} \times LKM^{\delta} \times SAL^{\varphi} \times e^{\mu}$$

Donde,

- COT son los costos operativos totales (OYM + COM + ADM), en \$Mx;
- e^{α} es una constante estimada mediante regresión lineal, donde e representa el operador exponencial;
- USU es la cantidad de usuarios de distribución (MT+BT);
- β es el coeficiente que acompaña a la variable cantidad de usuarios (USU), estimado mediante regresión lineal;
- LKM es la longitud total de las redes de distribución (MT+BT), en km;
- δ es el coeficiente que acompaña a la variable longitud de red en km (LKM), estimado mediante regresión lineal;
- SAL es el salario medio en México, en \$Mx;
- φ es el coeficiente que acompaña a la variable salario medio (SAL), estimado mediante regresión lineal;
- e^{μ} es una el residuo de la regresión lineal, donde e representa el operador exponencial;

La Ecuación 18 puede ser estimada econométricamente, mediante Mínimos Cuadrados Ordinarios, luego de linealizarse aplicando la función logaritmo a ambos lados de la igualdad.

En el siguiente cuadro se muestran los estadísticos resultantes de la regresión:

CUADRO 4 COEFICIENTES DEL MODELO (VARIABLES EN LOG)

Variable	Coefficiente	Error Standard	t-ratio	P[T >t]
Constante	-4.73	1.79	-2.65	0.01
USU	0.79	0.06	12.56	0.00
LKM	0.30	0.06	4.75	0.00
SAL	1.11	0.23	4.75	0.00

Adjusted R-squared = 9854137
Número de empresas en la muestra = 41

Fuente: Elaboración propia con base en ANEEL

Los estadísticos t indican que todas las variables son estadísticamente significativas al nivel del 95%, y el R2 muestra que el modelo presenta un buen ajuste.

4. APLICACIÓN DEL MODELO DE COSTOS A CFE

La metodología propuesta permite determinar los costos operativos eficientes de distribución, a partir de una función de costos en la que participan las variables asociadas a la etapa de distribución (MT + BT) y que comprenden:

- Cantidad de usuarios
- Longitud total de las redes
- Salario medio

La determinación de los costos totales, se realizó para las regiones tarifarias analizadas de CFE, incluyendo a ex LFC. Las variables consideradas para cada una de las regiones tarifarias se presentan en el siguiente Cuadro:

CUADRO 5 VARIABLES POR REGIÓN TARIFARIA

Región Tarifaria	Usuarios MT+BT	Longitud MT+BT [Km.]	Energía facturada [MWh]
Baja California	1,075,434	20,889	8,525,431
Baja California Sur	198,430	6,445	1,561,485
Ex LFC	5,901,842	69,221	26,743,000
Noreste	3,300,978	45,076	22,500,905
Noroeste	1,584,975	49,068	11,257,933
Norte	1,783,410	69,221	12,332,117
Peninsular	1,177,022	31,671	6,553,110
Sur	15,706,921	387,492	52,161,273
TOTAL	30,729,011	679,084	141,635,254

Fuente: datos informados por CFE y ex LFC

En el caso del salario medio mensual se consideró USD 3,022 igual para todo CFE. Este valor corresponde al salario medio mensual del sector eléctrico de México informado por la CONASAMI para el año 2009.

Como resultado de la aplicación de la función de costos considerando las variables totales para todo CFE (incluyendo ex LFC) se obtiene el costo operativo total de distribución, para los conceptos de O&M, COM y ADM de USD **2,331.12** millones a valores de diciembre de 2007.

Estos costos totales se asignan a los distintos procesos y niveles de tensión, y a su vez, para cada una de las regiones tarifarias analizadas. Para tales efectos, es necesario definir los porcentajes de asignación para los conceptos mencionados, para lo cual:

1°) se consideró la información de la base de datos de costos de empresas brasileñas para la asignación por proceso y nivel de tensión, y

2°) para la asignación por región tarifaria se consideró la participación porcentual de cada una de ellas resultante de la aplicación de la fórmula de costos definida en la Ecuación 18.

Debe recordarse que los costos fueron estimados por ANEEL en el marco de la revisión de las tarifas de distribución eléctrica, utilizando para ello la metodología de empresa de referencia, o empresa modelo, por lo cual tanto los valores como la estructura corresponden a empresas eficientes.

De esta manera, los porcentajes de asignación por proceso y nivel de tensión resultan:

CUADRO 6 PORCENTAJES DE ASIGNACIÓN POR PROCESO

Proceso	Coficiente
OyM_MT	25.8%
OyM_BT	6.1%
COM	33.1%
ADM	35.0%

Fuente: Cálculos de MEC con base en información de empresas brasileñas

Nota: como referencia, los datos contables (2007) de CFE del sector distribución (redes MT y BT) indican que los costos operativos (MT y BT) representan un 38.4% del total de costos, mientras los comerciales (comercial y administración) representan un 61.6% del total de costos.

Los porcentajes de asignación por Región Tarifaria surgen de la aplicación de la fórmula definida en la Ecuación 18 para cada una de ellas y luego se determina la distribución de los costos eficientes obtenidos para cada región tarifaria sobre el total. Los valores se muestran en el siguiente Cuadro:

CUADRO 7 PORCENTAJES DE ASIGNACIÓN POR REGIÓN TARIFARIA

Región tarifaria	Porcentaje sobre el total
Baja California	2.9%

Región tarifaria	Porcentaje sobre el total
Baja California Sur	0.5%
Ex LFC	15.8%
Noreste	8.8%
Noroeste	5.0%
Norte	6.1%
Peninsular	3.5%
Sur	57.4%
TOTAL	100.0%

Fuente: Cálculos de MEC con base en información de CFE y ex LFC.

Destaca el alto porcentaje de la Región Tarifaria Sur, justificado ya que allí es dónde se encuentran más de la mitad del total de los usuarios y el 40% del consumo total de energía.

CUADRO 8 COSTOS DE OPERACIÓN DE DISTRIBUCIÓN POR REGIÓN TARIFARIA [MILES DE USD CORRIENTES DE 2007]

Región Tarifaria	O&M_MT	O&M_BT	COM	ADM	TOTAL
Baja California	17,314	4,119	22,142	23,412	66,988
Baja California Sur	3,208	763	4,102	4,338	12,411
ex LFC	95,014	22,605	121,507	128,476	367,602
Noreste	52,822	12,567	67,551	71,425	204,364
Noroeste	30,419	7,237	38,901	41,132	117,688
Norte	37,039	8,812	47,366	50,083	143,300
Peninsular	21,082	5,016	26,961	28,507	81,566
Sur	345,627	82,227	442,000	467,348	1,337,202
TOTAL	602,525	143,345	770,530	814,719	2,331,120

Fuente: Cálculos de MEC con base en información de CFE y ex LFC.

Por último, cabe mencionar que los costos operativos totales resultantes de la aplicación de la función de costos eficientes estimada, resultan muy sensibles al salario medio que se considere en dicha función.

En este sentido, interesa destacar que los salarios pagados al sector eléctrico, según información publicada por la CONASAMI son los más altos de toda la economía mexicana, resultando un 160% superiores al salario medio. Si se considera un menor nivel salarial, los costos operativos eficientes disminuyen, por lo que la eficiencia (medida como la relación entre los costos eficientes y los costos reales) de CFE será menor.

ANEXO I RESEÑA METODOLÓGICA PARA EL ANÁLISIS DE COSTOS EFICIENTES DE DISTRIBUCIÓN

Cualquiera que sea la metodología a emplear para un análisis de productividad y eficiencia, en ésta se pueden distinguir tres etapas:

1. Se debe disponer de la información sobre costos actuales incurridos por la empresa regulada, basándose generalmente en los últimos registros contables preparados especialmente para tal fin.
2. A continuación se determinan los costos estándar de referencia (eficientes o típicos) que la empresa en cuestión debería haber tenido y se calcula un “indicador de eficiencia” que relacione este costo de referencia con el actual incurrido.
3. Desde una perspectiva técnica pueden distinguirse dos métodos comúnmente utilizados para medir y comparar el desempeño de empresas de distribución de energía eléctrica: los métodos de *benchmarking* de frontera y los métodos de *benchmarking* promedio. En los primeros la referencia surge de la mejor (frontera) práctica de la industria, mientras que en los segundos surge de un desempeño representativo (promedio⁷) de la industria.

En los métodos de frontera de desempeño eficiente, la frontera, se estima tomando la mejor práctica de la industria o la mejor práctica dentro de una muestra de empresas. Esta frontera sirve de referencia (*benchmark*) contra la cual se compara el desempeño relativo de cada empresa. Existen varios métodos de *benchmarking* de frontera los cuales, a su vez, pueden dividirse en dos grandes categorías técnicas: de programación matemática (no paramétricos) o estadísticos (paramétricos). Dentro del primer grupo, el método de programación más común es el Análisis Envolvente de Datos también conocido como DEA, mientras que los métodos estadísticos más usados son los Mínimos Cuadrados Ordinarios Corregidos (COLS) y el Análisis Estocástico de Frontera (SFA).

⁷ La técnica más usada dentro de los métodos de *benchmarking* promedio es el método de regresión estadística de Mínimos Cuadrados Ordinarios. En estos se estima una función de producción o de costos promedio para una muestra de empresas. El desempeño actual de las firmas puede ser comparado contra el desempeño estimado alimentando la función estimada con los insumos y productos de la firma analizada.

Las metodologías más usualmente utilizadas por los organismos reguladores son las siguientes:

1) Comparación con indicadores simples de productividad típicos (*benchmarking simple*)

El modo más simple de estimar costos es basándose en indicadores que relacionan componentes específicos de esos costos con información o datos concretos, fácilmente verificables, de la empresa regulada. Son indicadores de este tipo, por ejemplo, el gasto de mantenimiento por unidad de longitud de las líneas, por transformador, el costo comercial por cliente, etc. Este tipo de comparadores es útil para analizar información de costos homogénea ya sea de empresas o zonas de una misma empresa y resulta útil para explicar apartamientos significativos respecto de los valores medios por las singularidades de cada zona.

2) Metodologías de fronteras de eficiencia

Hay diversas formas de estimar la frontera de eficiencia: a través de métodos no paramétricos (i.e. DEA) o a través de métodos econométricos (i.e. OLS, COLS, frontera de eficiencia, etc.). Todas estas herramientas estiman algún tipo de frontera (referencia) en donde se ubicarían las empresas eficientes y una distancia entre la frontera y el resto de las empresas que no forman parte de esa frontera. En el caso de la utilización de OLS se trata de una frontera promedio ya que se maximiza la función que mejor ajusta los valores medios de la muestra. En todos los casos es un requerimiento fundamental contar con una muestra de datos (empresas) lo más homogénea posible y con una cantidad de datos suficientes.

El DEA utiliza programación lineal para minimizar (o maximizar) una función objetivo (ej. producción o costos) con base en una serie de productos (atributos de cada una de las empresas). El método determina una envolvente (frontera) y la distancia (ineficiencia) de los datos (empresas) que no forman parte de esa envolvente. El método DEA ha sido utilizado en países anglosajones (Noruega, Holanda).

Para determinar la frontera de eficiencia a través de métodos econométricos es necesario definir una forma funcional. Estos modelos tienen la virtud de poder ser contrastados estadísticamente. En efecto, a través de diversos indicadores (e.g. signo de los coeficientes, significatividad de cada coeficiente, significatividad conjunta de los coeficientes, ajuste global del modelo, verificación “ruido blanco” de los residuos, etc.) es posible determinar la bondad de ajuste de un modelo particular. Los métodos econométricos han sido utilizados en Inglaterra.

En Latinoamérica se han realizado diversos análisis de frontera de eficiencia en el sector de distribución de energía eléctrica en carácter de estudios exploratorios o complementarios al

análisis de empresa modelo. Se puede mencionar el caso del regulador de Uruguay (URSEA⁸) en el año 2006 y de Brasil (ANEEL) en el año 2007.

3) Empresa modelo

El concepto de la empresa modelo es sencillo de interpretar, pero requiere de una cuidadosa ejecución en su aplicación práctica, pues si no este método puede dar lugar a imprecisiones que son motivo de controversias. No obstante, es tan adaptable a condiciones muy diversas, que lo transforma en el método de elección aún en casos en que otros han de ser descartados por ser dudosa su validez, siempre y cuando se aplique como comparador. Es por eso que donde uno observa varias empresas de similar actividad en un espacio homogéneo su aplicación da como resultado demostraciones muy precisas de los espacios de eficiencia.

En Latinoamérica se encuentran suficientes ejemplos de aplicación de esta metodología:

1.- Chile: este país a través de la CNE cuenta con más de 25 años de experiencia en la aplicación de la metodología de la empresa. En el año 2008 se realizó la revisión de los costos eficientes de las empresas de referencia de las seis áreas típicas empresas Chilectra (Área típica 1) , CGE (Área típica 1), Chilquinta (Área típica 3), Frontel (Área típica 4), Saesa (Área típica 5) y Codiner (Área típica 6). Estas empresas son representativas de la totalidad de las empresas de distribución de Chile.

2.-Brasil: cuenta con una vasta trayectoria en el empleo de la empresa modelo, debido a que la ANEEL (Agencia Nacional de Energía Eléctrica) realiza periódicamente estos estudios sobre las 64 empresas eléctricas distribuidoras con motivo de la revisión de los costos en el marco del proceso de fijación de tarifas. En este país la aplicación de la metodología tiene apreciables ventajas dado que se aplica sobre un espacio homogéneo de una gran cantidad de empresas y es posible comparar los resultados de su aplicación.

3.- El Salvador: la SIGET con motivo de la revisión tarifaria del período 2008-2012 aplicó esta metodología para la determinación de los costos eficientes para las empresas CLESA, CAESS, DEL SUR, EEO, DEUSEM.

4.-Argentina: se dispone de ejemplos recientes de aplicación para el caso de dos distribuidoras provinciales, EDEMSA (Provincia de Mendoza) y EDEFOR (Provincia de Formosa) realizada para la fijación de tarifas en el año 2008.

4.-Guatemala: la Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE) aplicó esta metodología para la determinación de los costos eficientes de las empresas EEGSA, DEORSA, y DEOCSA con motivo "Estudio del Valor Agregado de Distribución" realizado en el año 2007.

⁸ Unidad Reguladora de Servicios de Energía y Agua.

5.-Perú: cuenta con más de 10 años de experiencia en este tipo de procesos. Para su última revisión tarifaria el OSINERG (Organismo Supervisor de la Inversión en la Energía) seleccionó la empresa distribuidora Luz del Sur como empresa del sector típico 1.

Por lo indicado la experiencia regulatoria en la región de aplicación de esta metodología es bastante amplia y abarca un número importante de empresas distribuidoras.

ENERGIA

ANEXO II EMPRESAS DE BRASIL CONSIDERADAS EN LA MUESTRA

COELBA	CELESC
CELPE	COCEL
COSERN	DME-PC
AES SUL	EEB
CEMAT	CEB
CEMIG	AMPLA
CPFL	CEEE
ENERGISA SE	DEMEI
ENERSUL	EBO
RGE	ELETROCAR
COELCE	LIGHT
CELPA	SULGIPE
CPEE	CAIUA
CSPE	CELTINS
EEVP	CFLO
ELETROPAULO	JAGUARI
ENF	MOCOCA
ESCELSA	STA. MARIA
IGUACU	CNEE
SANTA CRUZ	COPEL
ENERGISA MG	

Fuente: ANEEL

Nota: no se consideraron las 64 empresas de distribución de energía eléctrica debido a la falta de información actualizada.

ANEXO III REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

En el presente informe se optó por incluir un anexo bibliográfico dada la gran cantidad de bibliografía que fue consultada y tomada como referencia.

- Brophy Haney, A. & Pollitt, M.G., 2009. "Efficiency Analysis of Energy Networks : An International Survey of Regulators," *Cambridge Working Papers in Economics* 0926, Faculty of Economics, University of Cambridge.
- Burns, P. e Weyman-Jones, T. G., 1996. "Cost Functions and Cost Efficiency in Electricity Distribution: A Stochastic Frontier Approach", *Bulletin of Economic Research* 48:1, 41-64.
- Carrington, R., Coelli, T. e Groom, E., 2002. "International Benchmarking for Monopoly Price Regulation: The Case of Australian Gas Distribution", *Journal of Regulatory Economics* 21:2 191-216.
- CEER, 2004. "Distribución de energía eléctrica en Uruguay: Análisis de eficiencia por comparación (*benchmarking*)", trabajo no publicado.
- Filippini, M. e Wild, J., 2001. "Regional Differences in Electricity Distribution Costs and Their Consequences for Yardstick Regulation of Access Prices", *Energy Economics* 23 (2001): 477-488.
- Growitsch, C., Jamasb, T., and Pollitt, M., 2009. "Quality of service, efficiency and scale in network industries: an analysis of European electricity distribution," *Applied Economics*, vol. 41(20): 2555-2570.
- Jamasb, T. e Pollitt, M., 2002. "International Utility Benchmarking & Regulation: An Application to European Electricity Distribution Companies", DAE Working Paper, No. 0115, Department of Applied Economics, University of Cambridge.
- London Economics, 1999, "Efficiency and benchmarking study of the NSW distribution business", Literature Review Annex, preparado para o IPART.
- Mota, R., 2004. "Comparing Brazil and USA Electricity Distribution Performance: What Was the Impact of Privatisation?", *Cambridge Working Papers in Economics* CWPE 0423, CMI Working Paper 39.
- Neuberg, L. G., 1977. "Two Issues in the Municipal Ownership of Electric Power Distribution Systems", *Bell Journal of Economics*, vol. 8: 302-22.

-
- Ofgem, 1999. "Review of Public Electricity Suppliers 1998-2000", Final Proposals, www.ofgem.gov.uk .
- Ofgem, 2004. "Electricity Distribution Price Control Review", Final Proposals, November 2004, Ref: 265/04, www.ofgem.gov.uk.
- Ofgem, 2009. "Electricity Distribution Price Control Review", Final Proposals, November 2004, Ref: 144/09, www.ofgem.gov.uk, December 2009,
- Pollitt, M., 1995, "Ownership and Performance in Electric Utilities, The International Evidence on Privatization and Efficiency", Oxford University Press.
- Yatchew, A., 2000. "A Scale Economies in Electricity Distribution: A Semiparametric Analysis", *Journal of Applied Econometrics* 15: 187-210.
- Yu, Wi., Jamasb, T., and Pollitt, M., 2009. "Willingness-to-Pay for Quality of Service: An Application to Efficiency Analysis of the UK Electricity Distribution Utilities," *The Energy Journal* vol. 30(4).