

MERCADOS  
ENERGÉTICOS   
CONSULTORES

**ESTUDIO INTEGRAL DE  
TARIFAS ELÉCTRICAS PARA  
MÉXICO**

**Tarea 5.1.1 - Informes N° 51 y  
N°52**

**Propuesta de metodología para el  
análisis comparativo de eficiencia y  
productividad, y determinación de  
costos eficientes de operación y  
mantenimiento (Parte B –  
Transmisión y Subtransmisión)**

Preparado para:



## ESTUDIO INTEGRAL DE TARIFAS ELÉCTRICAS

### TAREA 5.1.2 – INFORMES N° 51 Y 52

# PROPUESTA DE METODOLOGÍA PARA EL ANÁLISIS COMPARATIVO DE EFICIENCIA Y PRODUCTIVIDAD DE COSTOS DE OPERACIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN Y SUBTRANSMISIÓN, Y SU DETERMINACIÓN (PARTE B – TRANSMISIÓN Y SUBTRANSMISIÓN)

## ÍNDICE GENERAL

<b>RESUMEN EJECUTIVO .....</b>	<b>2</b>
<b>1. OBJETIVO.....</b>	<b>7</b>
<b>2. CONCEPTOS GENERALES .....</b>	<b>7</b>
2.1. Introducción .....	7
2.2. Productividad y Eficiencia en los Segmentos de Transmisión/Subtransmisión....	8
2.3. Gestión Integral Eficiente y Optimización de los Recursos.....	11
2.4. Pérdidas Técnicas y No Técnicas .....	12
<b>3. CARACTERIZACIÓN DE LOS COSTOS DE EXPLOTACIÓN.....</b>	<b>12</b>
<b>4. MÉTODOS DE BENCHMARKING .....</b>	<b>13</b>
4.1. Análisis de Frontera Estocástica (SFE).....	55
4.2. Análisis Envolvente de Datos (DEA) .....	56
<b>5. METODOLOGÍA PARA EL ANÁLISIS COMPARATIVO DE EFICIENCIA Y PRODUCTIVIDAD DE TRANSMISIÓN/SUBTRANSMISIÓN .....</b>	<b>14</b>
5.1. La Experiencia Internacional.....	15
5.2. Metodología Propuesta .....	21
<b>6. APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA PROPUESTA A TRANSMISIÓN – NIVEL AGREGADO.....</b>	<b>23</b>
6.1. Información Disponible .....	23
6.2. Modelos Empleados .....	25
6.3. Resultados.....	29

<b>7.</b>	<b>APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA PROPUESTA A TRANSMISIÓN – COMPARATIVO ENTRE ÁREAS</b> .....	<b>32</b>
7.1.	Información Disponible .....	32
7.2.	Modelo Empleado .....	33
7.3.	Resultados .....	34
<b>8.</b>	<b>APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA PROPUESTA A SUBTRANSMISIÓN (69KV, 115KV, 138KV Y 161KV)</b> .....	<b>38</b>
8.1.	Regulación Comparada .....	38
8.2.	Otras Experiencias – Estimación para los Estados Unidos (EE:UU) .....	38
8.3.	Resumen .....	39
<b>9.</b>	<b>CONCLUSIONES</b> .....	<b>39</b>
9.1.	Eficiencia de CFE-Transmisión a Nivel Agregado .....	39
9.2.	Comparativo de Eficiencia entre Áreas de Transmisión .....	41
9.3.	Eficiencia de CFE - Subtransmisión .....	45
	<b>ANEXO 1 – RATIO COMA/VNR PARA EMPRESAS SE TRANSMISIÓN DE USA</b> .....	<b>47</b>
	<b>ANEXO 2 – SALIDA DEL MODELO ECONOMÉTRICO</b> .....	<b>49</b>
	<b>ANEXO 3 – RATIO COMA/VNR PARA EMPRESAS DE SUBTRANSMISIÓN DE USA</b> .....	<b>52</b>
	<b>ANEXO 4 – COSTOS SALARIALES POR ÁREA DE TRANSMISIÓN</b> .....	<b>53</b>
	<b>ANEXO 5 – SALIDA DEL MODELO DEA</b> .....	<b>54</b>

## ÍNDICE DE TABLAS Y FIGURAS

Tabla 1 – Colombia: COMA/VNR .....	16
Tabla 2 – Chile: %COMA/VNR .....	17
Tabla 3 – Perú, Zona Costera: COMA/VNR .....	17
Tabla 4 – Perú, Zona Sierra: %COMA/VNR .....	18
Tabla 5 – Perú, Zona Selva: %COMA/VNR .....	18
Tabla 6 – Uruguay: COMA/VNR .....	18
Tabla 7 – Clasificación de los COMA para su homologación de costos .....	25
Tabla 8 – Factor de ajuste por nivel de tensión .....	26
Tabla 9 – Datos totales de CFE usados .....	30
Tabla 10 – Valor global de eficiencia estimada para CFE Transmisión (USD Millones) .....	31

---

Tabla 9 – CFE Transmisión: información por centro de costos.....	32
Tabla 10 – CFE Transmisión: indicador de productividad parcial (COMA/KMEQUIV_AÑO).....	34
Tabla 11 – CFE Transmisión: eficiencia por Áreas de acuerdo al análisis de DEA.....	35
Tabla 12 – CFE Transmisión: eficiencia por Áreas .....	36
Tabla 13 – CFE Transmisión: eficiencia por Áreas – resumen .....	37
Tabla 14 – Subtransmisión: %COMA/VNR.....	38
Tabla 10 – CFE Transmisión: eficiencia por Áreas – resumen .....	45
Figura 1 Eficiencia productiva, técnica y asignativa.....	10
Figura 2 Eficiencia productiva, técnica y asignativa II.....	10
Figura 3 Métodos de benchmarking .....	13
Figura 6 DEA.....	57
Figura 7 DEA: rendimientos a escala .....	58

## ESTUDIO INTEGRAL DE TARIFAS ELÉCTRICAS

### TAREA 5.1.2 – INFORMES N° 51 Y 52

# PROPUESTA DE METODOLOGÍA PARA EL ANÁLISIS COMPARATIVO DE EFICIENCIA Y PRODUCTIVIDAD DE COSTOS DE OPERACIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN Y SUBTRANSMISIÓN, Y SU DETERMINACIÓN (PARTE B – TRANSMISIÓN Y SUBTRANSMISIÓN)

## GLOSARIO

<b>ASEP</b>	Autoridad Nacional de los Servicios Públicos de Panamá.
<b>CIER</b>	Comisión de Integración Energética Regional.
<b>CMLPST</b>	Costo Marginal de Largo Plazo de Subtransmisión.
<b>CMLPT</b>	Costo Marginal de Largo Plazo de Transmisión.
<b>CNE</b>	Comisión Nacional de Energía de Chile.
<b>COLS</b>	<i>Corrected Ordinary Least Squared</i> (Mínimos Cuadrados Ordinarios Corregidos).
<b>COMA</b>	Costos de Operación Mantenimiento y Administración.
<b>CREG</b>	Comisión de Regulación de Energía y Gas de Colombia
<b>DEA</b>	<i>Data Envelopment Analysis</i> (Análisis Envoltente de Datos).
<b>EE:UU</b>	<i>Estados Unidos de América</i>
<b>FERC</b>	<i>Federal Energy Regulatory Commission</i> .
<b>ISA</b>	Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. (Colombia)
<b>OFGEM</b>	<i>Office of Gas and Electricity Markets</i> .
<b>OLS</b>	<i>Ordinary Least Squared</i> (Mínimos Cuadrados Ordinarios)
<b>OSINERGMIN</b>	Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería de Perú
<b>PPP</b>	<i>Purchasing Power Parity</i> (Paridad del Poder de Compra).
<b>TDE</b>	Transportadora de Electricidad.
<b>TdR</b>	Términos de Referencia.
<b>VNR</b>	Valor a Nuevo de Reemplazo.

---

**ESTUDIO INTEGRAL DE TARIFAS ELÉCTRICAS**  
**TAREA 5.1.2 – INFORMES N° 51 Y 52**  
**PROPUESTA DE METODOLOGÍA PARA EL ANÁLISIS**  
**COMPARATIVO DE EFICIENCIA Y PRODUCTIVIDAD DE COSTOS**  
**DE OPERACIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN Y**  
**SUBTRANSMISIÓN, Y SU DETERMINACIÓN**  
**(PARTE B – TRANSMISIÓN Y SUBTRANSMISIÓN)**

**RESUMEN EJECUTIVO**

Este informe forma parte de la Actividad 5.1 de los TdR, Tarea 5.1.2 y tiene como objetivo específico desarrollar las partes c) y e), planteando una metodología para el análisis comparativo de eficiencia y productividad entre áreas de transmisión, considerando los costos de operación, mantenimiento y administración sobre la base de la información disponible, y estimar los mismos sobre la base de la metodología propuesta. Esta actividad está comprendida en un grupo de actividades orientadas a la obtención de un diagnóstico integral sobre los niveles de eficiencia y productividad con que opera CFE en forma integral.

CFE es una empresa que opera a nivel nacional, en consecuencia buena parte de las estrategias de gestión y dirección y sus políticas asociadas (mantenimiento, recursos humanos, logística, etc.) son comunes a todas las áreas de transmisión. Por lo tanto una comparación entre áreas de CFE no incorpora las diferencias de eficiencia que pueden originarse en aspectos tales como manejo de recursos humanos, política de compras, etc. A efecto de considerar todos los elementos que intervienen en la optimización en el uso de los recursos, se propone, estimar en primer lugar los costos eficientes y el análisis de eficiencia en forma integral para todo el segmento de transmisión de CFE. Posteriormente, y con base en la información disponible, se considerarán las diferencias regionales que justifiquen un tratamiento especial en los costos operativos. Finalmente, el análisis incorpora una estimación de los Costos de Operación, Mantenimiento y Administración (COMA) para el segmento de subtransmisión.

Del estudio realizado surgen las siguientes conclusiones:

---

1. **Eficiencia de CFE - Transmisión a nivel agregado.** Se estimaron los COMA eficientes a partir de un análisis de *benchmarking* realizado mediante la metodología de fronteras de eficiencia sobre la base de una muestra de empresas de Brasil para el período 2002-2008, empresas que son comparables a CFE. Se contó también con una base de datos ampliada, con información conformada por 118 empresas de transmisión de energía eléctrica: Brasil (8), EE:UU (107), Chile (1), y Argentina (2). En todos los casos se trata de información suministrada por los Organismos Reguladores, por lo que está minimizado el posible manejo estratégico de la información por parte de las empresas. Previamente a su utilización se realizó un análisis de consistencia de la información y la homologación de costos entre países. Dicho análisis fue complementado con antecedentes regulatorios para el reconocimiento de COMA en la región (ratio COMA/VNR). La utilización de análisis de fronteras como herramienta complementaria a la aplicación de ratios (ej. COMA/VNR) asegura mayor robustez en los resultados encontrados. Los resultados indican que CFE – Transmisión debería reducir sus costos en un entorno de [10% - 19 %] para ubicarse en los costos medios de las empresas brasileñas. Los COMA eficientes estimados están en un entorno de [MX\$ 5,500 - 6,000 millones] - a valores del año 2007- lo que se ubica en un entorno de [3.2% - 3.5%] del VNR. Este indicador se encuentra dentro del rango de razonabilidad que se constata tanto a nivel de regulación comparada como de desempeño de empresas del sector. En efecto:

- Un indicador regulatorio de COMA representativo para la región es 3.0% del VNR (indicador que puede ser considerado una práctica prudente de un nivel de eficiencia que ha sido aplicado por muchos reguladores).
- Un indicador medio eficiente de 96 empresas que representan la mayor parte de la red de transmisión de los EE.UU., con casi 570,000 kilómetros de red, es COMA/VNR de 2.9%.

Se puede considerar que:

- El indicador de COMA/VNR es un indicador robusto empleado por los reguladores de muchos países y cuyos resultados pueden ser trasladados entre países con las adecuadas correcciones.
- El análisis para el conjunto total de las empresas de EEUU, que se desempeñan en un mismo ambiente económico, da un valor cercano al 3.0%.
- El análisis de varias empresas del ámbito internacional, sujeto a una homogenización del nivel de tensión de la transmisión y del *Purchasing*

---

*Power Parity* da un indicador menor al 3.0%, con las dificultades que agrega la homogenización.

- La mayoría de los reguladores reconoce costos de operación y mantenimiento eficientes correspondientes a valores de COMA/VNR cercanos al 3.0%.
- Es necesario ser prudente en la aplicación de los resultados del *benchmarking*, tomando en cuenta las diferentes características de los sistemas de transmisión y el entorno económico en que actúa la empresa.

Se propone adoptar como nivel eficiente un valor de los COMA para el segmento de transmisión igual al 3% del VNR de la red.

2. **Comparativo de eficiencia entre áreas de transmisión.** Se analizó la eficiencia relativa entre las 9 áreas de transmisión que componen CFE: Baja California, Noroeste, Norte, Noreste, Occidente, Central, Oriente, Sureste y Peninsular. Para ello se contó con información desagregada por área sobre activos físicos y COMA. Previamente a su utilización se realizó un análisis de consistencia de la información y la homologación de costos entre áreas. En primer término se calculó un indicador de productividad parcial (COMA/KEQUIV<sup>1</sup>) que representa una primera aproximación a la eficiencia relativa entre áreas. Asimismo, y en función de la información disponible, fue posible aplicar un modelo DEA. Como producto se consideró a la variable KMEQUIV y como insumo la variable COMA a valores homologados. Se optó por un modelo orientado a insumos con rendimientos variables a escala. Es importante destacar que el análisis se enriquecería notoriamente si se contara con información de costos para otros años (e.g. 2008) e información de otras variables (e.g. calidad de servicio, cantidad de empleados, etc.).

Como resultado de los dos análisis realizados (índice de productividad parcial y modelo DEA) se concluye que:

**Áreas eficientes en términos relativos.** Corresponde a las Áreas Noreste, Occidente y Norte. Estas Áreas confirman ser eficientes (valor 1) a través del modelo DEA y, con respecto al Índice de productividad parcial, se ubican en el rango de menor costo COMA (entre 6,000 – 8500 US\$/KMEQUIV\_año).

---

<sup>1</sup> KEQUIV es Kilómetros Equivalentes. En virtud de que los costos de operar y mantener un red dependen del tipo de red (e.g. tensión) se homogeneizó la información llevando la extensión de red de una empresa a base 230 kV (230 kV = 100).

---

**Áreas con ineficiencia promedio en términos relativo.** Corresponde al Área Sureste y Oriente. Estas Áreas verifican un nivel de ineficiencia media (valor 0.83) a través del modelo DEA y, con respecto al Índice de productividad parcial, se ubican en el rango de valor medio (entre 10,000 – 12,500 US\$/KMEQUIV\_año).

**Área con alta ineficiencia en términos relativo.** Corresponde al Área Peninsular. Esta Área verifica un nivel de ineficiencia inferior a la media (valor 0.73) a través del modelo DEA y, con respecto al Índice de productividad parcial, se ubica en el rango de mayor costo COMA (mayor a 19,000 US\$/KMEQUIV\_año).

Hay tres Áreas en donde los resultados de ambos análisis no convergen totalmente, debido a los factores de escala:

**Baja California – Área con ineficiencia promedio en términos relativos.**

De acuerdo al modelo DEA se ubica como un área de ineficiencia media (valor 0.83) mientras que con respecto al Índice de productividad parcial se ubica en el rango de mayor costo COMA (mayor a 19,000 US\$/KMEQUIV\_año). Los mayores COMA tienen su explicación en diseconomías de escala.

**Noreste y Central – Áreas con alta ineficiencia en términos relativos.** De acuerdo al modelo DEA se ubica como un área de alta ineficiencia media (valores menores a 0.70) mientras que con respecto al Índice de productividad parcial, se ubica en el rango de valor medio (entre 10,000 – 12,500 US\$/KMEQUIV\_año). En este caso sucede lo inverso a Baja California

La siguiente tabla sintetiza la eficiencia de cada Área en relación al modelo DEA y al Índice de productividad parcial:

**CFE – Transmisión: eficiencia según DEA**

Área	De acuerdo al modelo DEA
Noreste	Eficiente
Occidente	Eficiente
Norte	Eficiente
Baja California	Ineficiencia media
Sureste	Ineficiencia media
Oriente	Ineficiencia media
Peninsular	Alta ineficiencia
Noroeste	Alta ineficiencia
Central	Alta ineficiencia

**3. Eficiencia de CFE – Subtransmisión.** Se estimaron los costos de COMA como un porcentaje del VNR. La principal ventaja de esta metodología es su objetividad y sencillez para aplicación. Su sencillez radica en que se concentra en los aspectos claves del negocio dado que se comparan parámetros globales de eficiencia en la gestión de costos. En este caso no es posible aplicar frontera de eficiencia, como análisis complementario, ya que no se dispone de información desagregada a nivel de subtransmisión. Se encontraron antecedentes de normativa regulatoria aplicada al segmento de subtransmisión, de acuerdo a la definición que se aplica en México, en los reguladores sectoriales de Chile (CNE), Perú (OSINERGMIN) y Uruguay (URSEA). Se observa que los valores dependen de su nivel de tensión, tipo de instalaciones (subestaciones y líneas de transmisión) y, en el caso de Perú, de las condiciones geográficas (sierra, selva y costa). El valor de COMA/VNR para subestaciones varía, dependiendo del nivel de tensión, en un entorno de [3.3% - 4%]. Asimismo, el valor de COMA/VNR para líneas de transmisión varía, dependiendo del nivel de tensión, entre 2.30% y 2.80%. Por otra parte el Consultor contó con información regulatoria de 107 empresas de USA que representan la mayor parte de la red de transmisión de dicho país, con más de 600,000 kilómetros de red. Se obtuvo una muestra de empresas con un perfil similar a CFE – Subtransmisión al considerar aquellas empresas cuya longitud de redes, con una tensión menor a 161 kV, representan más del 50% del total. Esta muestra está constituida por 56 empresas. Finalmente se estimó la relación de costos COMA/VNR para el total de la muestra de empresas de subtransmisión, la cual ascendió a 3.61%. Con base en lo detallado anteriormente, se recomienda un valor de COMA/VNR del orden del 4.0%, ya que dicho valor cuenta con significantes antecedentes regulatorios y operativos a nivel internacional que lo respalda.

---

**ESTUDIO INTEGRAL DE TARIFAS ELÉCTRICAS**  
**TAREA 5.1.2 – INFORMES N° 51 Y 52**  
**PROPUESTA DE METODOLOGÍA PARA EL ANÁLISIS**  
**COMPARATIVO DE EFICIENCIA Y PRODUCTIVIDAD DE COSTOS**  
**DE OPERACIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN Y**  
**SUBTRANSMISIÓN, Y SU DETERMINACIÓN**  
**(PARTE B – TRANSMISIÓN Y SUBTRANSMISIÓN)**

**1. OBJETIVO**

Este informe forma parte de la Actividad 5.1 de los TdR, Tarea 5.1.2 y tiene como objetivo específico desarrollar las partes c) y e), planteando una metodología para el análisis comparativo de eficiencia y productividad entre áreas de transmisión, considerando los costos de operación, mantenimiento y administración con base en la información disponible, y estimar los mismos sobre la base de la metodología propuesta. Esta actividad está comprendida en un grupo de actividades orientadas a la obtención de un diagnóstico integral sobre los niveles de eficiencia y productividad con que opera CFE en forma integral.

**2. CONCEPTOS GENERALES**

**2.1. Introducción**

Un obstáculo para la fijación de precios competitivos es la asimetría de información existente entre la empresa regulada y los órganos públicos con cometidos de asesoramiento y fijación de tarifas. La necesidad de equilibrar la asimetría de información ha incitado el desarrollo de nuevas herramientas entre las que se destacan los llamados métodos de comparación o *benchmarking*. Mediante la aplicación de estas técnicas se reduce la brecha de información a través de *rankings* de desempeño basados en la comparación de medidas de eficiencia.

El *benchmarking* es una herramienta adecuada para el análisis comparativo de eficiencia y productividad entre áreas de transmisión y para la estimación de los COMA de transmisión y subtransmisión de energía eléctrica.

---

## 2.2. Productividad y Eficiencia en los Segmentos de Transmisión/Subtransmisión

Uno de los objetivos de la regulación es trasladar todo o parte de las ganancias de eficiencia desde la empresa monopólica a los consumidores. Esto supone responder las siguientes preguntas:

- ¿Cómo se define “servicio eficiente”?
- ¿Cómo conocer si una empresa es eficiente o no en un contexto de información asimétrica?

Una función de producción se caracteriza por la utilización de dos recursos: capital y trabajo<sup>2</sup>. En el caso del negocio de transmisión eléctrica el capital corresponde a los activos (líneas en diferentes niveles de tensión, estaciones transformadoras, etc.) y el trabajo a los recursos humanos necesarios para operar y mantener el servicio de acuerdo al nivel de calidad estipulado. Una empresa es más eficiente, comparada con ella misma, si:

1. logra producir lo mismo (ej. poner a disposición la red existente con el nivel de calidad adecuado) con menos recursos, o
2. incrementa su producto (ej. logra operar y mantener una red mayor) con la misma cantidad de recursos.

La cantidad de energía transmitida no es una medida del producto, ya que este parámetro no depende de la transmisión<sup>3</sup>. Por consiguiente la mejora en la eficiencia en una empresa de transmisión de energía eléctrica se circunscribirá a la gestión de los recursos (ej. minimizarlos) para un nivel de producto dado. Más aún, en el caso del servicio de transmisión la cantidad de recursos de capital (líneas, estaciones de transformación, etc.) a gestionar se puede considerar estable en el corto plazo por lo que el espacio para mejora en la eficiencia se concentra en la gestión de los COMA de los activos disponibles para atender la demanda para un nivel de calidad establecido.

---

<sup>2</sup> Adicionalmente a los dos factores productivos mencionados se requiere de insumos intermedios (repuestos y materiales, combustible, etc.)

<sup>3</sup> Suponiendo que no hay restricciones de oferta de generación, es la demanda la que marca el nivel de energía operada. El negocio de distribución o en forma más precisa la comercialización es quien tiene acceso a la demanda final, con alguna posibilidad de influir sobre la misma. Sin embargo buena parte de los especialistas coinciden en que tanto el negocio de distribución como, en mayor medida, el de transmisión, son “pasivos” en la medida que no tienen posibilidad de incidir sobre el volumen de energía transportada.

---

Por tal motivo cuando se realizan estudios de frontera de eficiencia (ej. DEA, OLS, COLS, frontera estocástica, etc.) es posible utilizar la siguiente función de costos<sup>4</sup>:

#### ECUACIÓN 1

$$C_i = f(y_i; \beta)$$

Donde:  $C_i$  es el costo total de la empresa "i".

$y_i$  representa el vector de "outputs" (productos).

$\beta$  es el vector de parámetros a ser estimados.

$f$  es la función que caracteriza la relación entre  $C$  e  $y$ .

El vector de productos corresponde a las variables explicativas de la función de costos. Por ejemplo, en el caso de una empresa de transmisión de energía eléctrica las variables que explican el costo de una empresa son la cantidad de activos a operar y mantener, los costos salariales, y la gestión que se haga de los recursos. En algunos casos hay empresas que se enfrentan a factores propios de la zona en que operan (factores ambientales) y que afectan a los COMA. Ejemplos de este tipo son los factores climáticos (ej. salinidad, vegetación frondosa) o hechos fortuitos (ej. terremotos, huracanes). Respecto de estos factores cuanto mayor sea la previsibilidad (ocurrencia e intensidad) de los mismos, más efectivos y eficientes serán los costos de mitigación y menor los costos para la empresa.

En la transmisión el producto es la puesta a disposición del medio físico que permite la transferencia de energía eléctrica entre los centros de generación y los de demanda. Los recursos utilizados por la empresa que se caracterizan como gestionables son los costos de administración, operación y mantenimiento (COMA) de las instalaciones. El concepto de eficiencia se refiere a la comparación de la productividad real alcanzada y una productividad que se considera eficiente o de referencia.

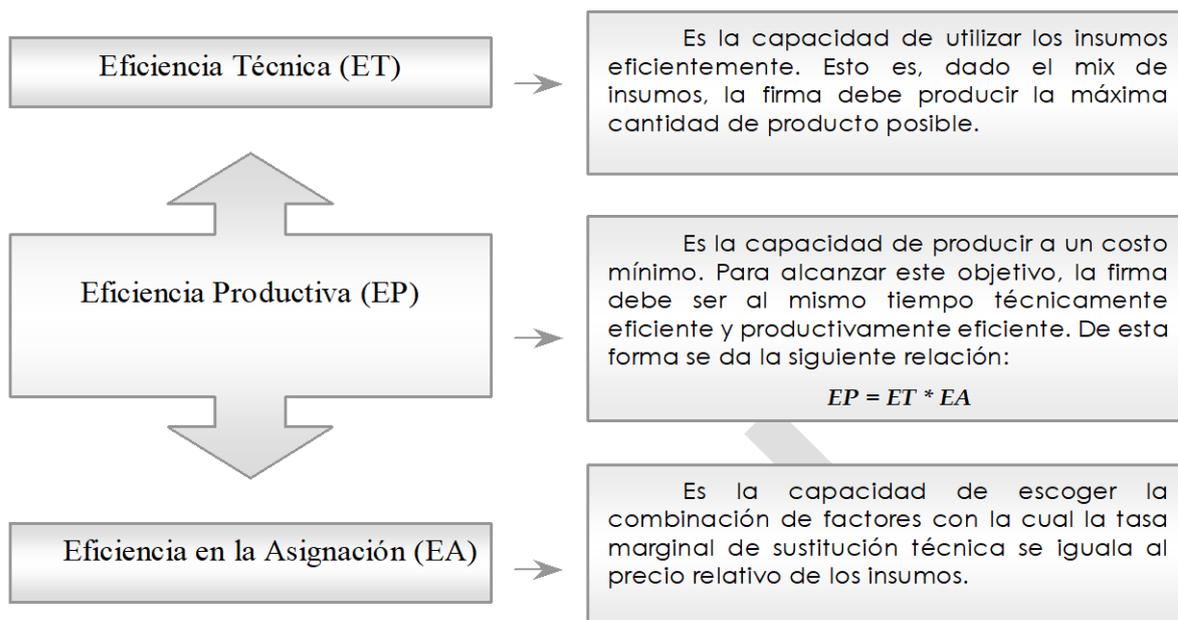
Estando definida la red de transmisión y las restricciones de seguridad y calidad es decir el servicio que debe ser prestado, la eficiencia puede ser medida comparando los recursos utilizados para lograr el producto requerido, es decir, los costos reales incurridos, con otros costos considerados referenciales o eficientes. De esta manera el problema del análisis de la eficiencia se transforma en un análisis comparativo o "benchmarking" de los COMA de la empresa real con los COMA referenciales o eficientes.

En la siguiente figura y gráfica se define y explica el concepto de eficiencia productiva.

---

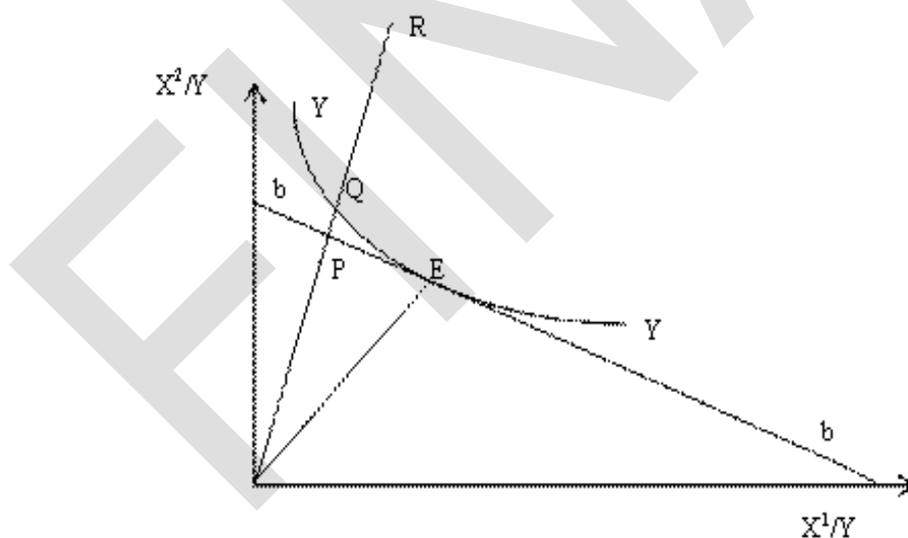
<sup>4</sup> El modelo DEA es no paramétrico, no requiere conocer la forma funcional.

**FIGURA 1 EFICIENCIA PRODUCTIVA, TÉCNICA Y ASIGNATIVA**



Fuente: elaboración de MEC

**FIGURA 2 EFICIENCIA PRODUCTIVA, TÉCNICA Y ASIGNATIVA II**



Fuente: elaboración de MEC

La productividad es un concepto que involucra el cociente entre la cantidad de producto y los recursos utilizados para su producción que puedan ser gestionados por la empresa. Utilizaremos la gráfica anterior para desarrollar este concepto. Supongamos una función de producción que depende de dos factores productivos:  $X_1$  y  $X_2$  (e.g. capital y trabajo). La curva  $YY$  de la gráfica anterior representa las distintas combinaciones de factores

---

productivos ( $X_1$ ,  $X_2$ ) que permiten obtener un nivel  $Y$  de producción (curva de isoproducto). Por su parte la recta  $bb$  representa la restricción presupuestaria en donde se obtiene un costo total idéntico considerando la utilización de distintas proporciones de los dos factores productivos con sus respectivos precios relativos (curva de isocosto).

Todas las empresas situadas en la curva de isoproducto  $YY$  son técnicamente eficientes, aún cuando utilizan distintas combinaciones de  $X_1$  y  $X_2$ , ya que obtienen un nivel de producto  $Y$ . Sin embargo hay una sola empresa que es eficiente técnicamente y, al mismo tiempo, minimiza sus costos de producción. En efecto, la Empresa  $E$  es asignativamente y técnicamente eficiente (productivamente eficiente). Para fijar conceptos veamos la situación de las empresas  $R$ ,  $Q$  y  $P$ :

- Empresa  $R$  es asignativa y técnicamente ineficiente.
- Empresa  $Q$  es técnicamente eficiente pero asignativamente ineficiente.
- Empresa  $P$  es asignativamente eficiente, técnicamente ineficiente.

En resumen, un aspecto fundamental a determinar en un proceso de revisión tarifaria y en un contexto de información asimétrica, es “descubrir” en donde está ubicada la empresa bajo análisis.

### **2.3. Gestión Integral Eficiente y Optimización de los Recursos**

En empresas de gran extensión geográfica e importante dispersión de sus instalaciones como el caso de CFE, es una práctica usual de la descentralización de funciones (gestión descentralizada) a efecto de lograr un mayor dinamismo en la respuesta operativa. No obstante lo anterior, en una empresa eficiente las estrategias de gestión y dirección y sus políticas asociadas (mantenimiento, recursos humanos, logística, etc.) son comunes a todas las áreas de la empresa (gestión integral centralizada) a efecto de aprovechar las economías de escala y las sinergias que resultan de la operación conjunta de sus instalaciones. Ello implica que una comparación entre áreas de una misma empresa no incorpora las diferencias de eficiencia que pueden originarse en estos aspectos.

Por lo indicado, a efecto de todos los aspectos que intervienen en la optimización del uso de los recursos se propone realizar el análisis de eficiencia y cálculo de costos eficientes en forma integral para todo el segmento de transmisión. Aún bajo estas consideraciones y sobre la base de la información disponible, se tratarán las diferencias regionales que justifiquen un tratamiento especial en los costos operativos.

---

## 2.4. Pérdidas Técnicas y No Técnicas

Las pérdidas técnicas en una red de transporte están dadas por las características físicas de sus componentes y de los flujos eléctricos que ocurren en la misma como resultado del despacho económico de las centrales de generación y la demanda en los nodos del sistema, de manera que es un aspecto no gestionable por el operador de transmisión.

Siendo además que existe una planificación centralizada de la expansión del sistema de transmisión, esto debería evitar una operación no económica de la red de transmisión que origine elevadas pérdidas técnicas, ya que en tal caso, lo apropiado sería la construcción de nuevos circuitos cuando de ello resulte el mínimo costo total dado por la suma de costos de inversión y pérdidas. Las pérdidas no técnicas en la actividad de transmisión son un aspecto gestionable en la medida en que están asociadas a problemas de medición en los puntos de frontera, que en una empresa eficiente debieran tener un estricto seguimiento de manera que las mismas sean despreciables. Los costos de este control y el seguimiento de las pérdidas no técnicas forman parte del COMA.

Por lo indicado, en el análisis de eficiencia, el tema de las pérdidas gestionables se considera como parte del análisis de los costos eficientes.

## 3. CARACTERIZACIÓN DE LOS COSTOS DE EXPLOTACIÓN

Los costos de explotación considerados para el análisis de la eficiencia de CFE se definen como aquellos costos requeridos para la operación, mantenimiento y administración de la totalidad de las instalaciones de transmisión.

Se debe asegurar que los costos eficientes de administración, operación y mantenimiento se trasladen a tarifas y permitan:

- Que las divisiones de transmisión de CFE presten el servicio ajustándose a la normativa técnica y legal vigente.
- Que los costos reconocidos estén alineados con una gestión eficiente ajustada a las particularidades ambientales, territoriales y regulatorias del sector eléctrico de México.

Los costos que típicamente se incluyen dentro de los costos operacionales son los siguientes:

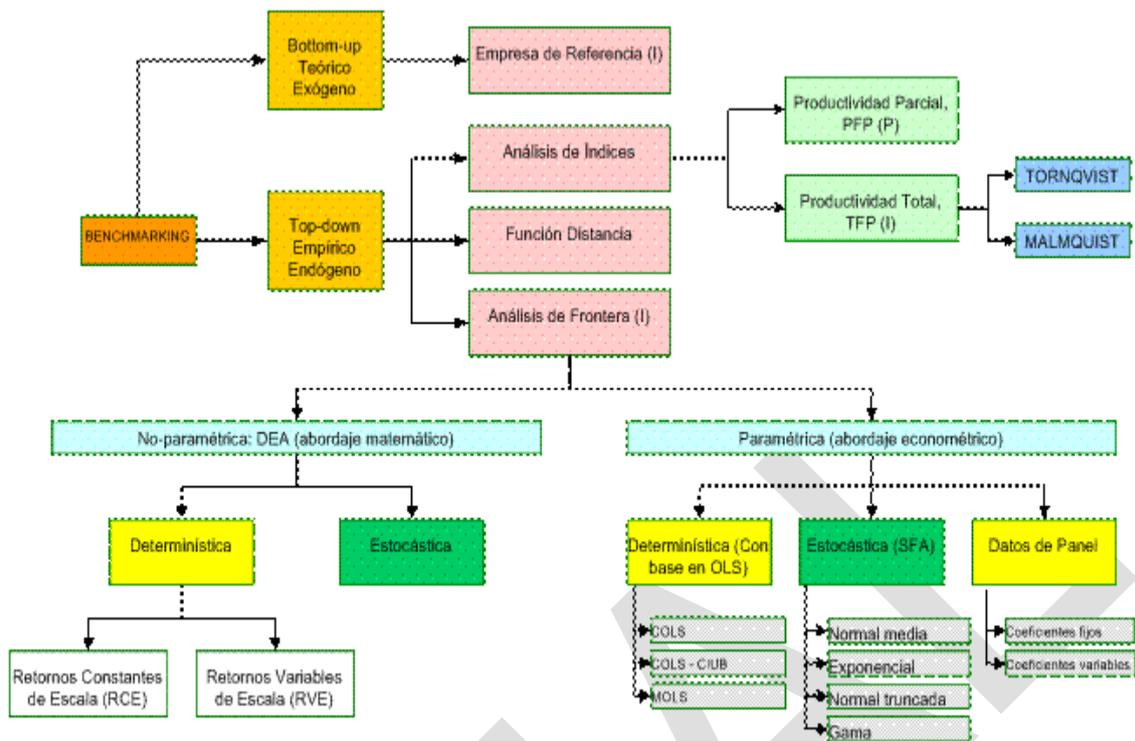
- **Costos de personal:** dentro de este grupo se encuentra la remuneración de los empleados, prestaciones, aportes sociales. Sólo se incluyen los conceptos exigibles por la ley laboral y las prácticas usuales en el sector eléctrico para el segmento de transmisión.

- 
- **Gastos de viajes y viáticos:** Incluye los gastos por viáticos y otros gastos que origina la comisión de servicios fuera de su sede o lugar de trabajo.
  - **Materiales y suministros:** Incluye materiales, elementos y repuestos empleados en el mantenimiento de los equipos que se encuentran en el proceso productivo.
  - **Combustibles y lubricantes:** comprende la compra de combustibles y lubricantes, tales como: gasolina, petróleo, diesel, aceites lubricantes, aditivos, grasas, entre otros.
  - **Mantenimiento y reparaciones:** representa los gastos efectuados con la finalidad de mantener en buen estado los bienes fijos tangibles de la empresa.
  - **Honorarios:** representa el valor de los costos ocasionados por concepto de honorarios por servicios recibidos (asesoría, consultoría y otros similares, en calidad de independiente).
  - **Seguros:** representa el valor de las primas de seguros y franquicias de las pólizas de seguros de automóviles, sustracción, personal de manejo, transporte de valores y en general cualquier tipo de seguros para proteger un bien mueble o inmueble propiedad de la empresa
  - **Servicios públicos:** representa el valor de los gastos originados en el pago de servicios públicos.
  - **Vigilancia y seguridad:** representa los gastos efectuados por vigilancia y seguridad en la empresa.
  - **Publicidad, propaganda, impresos y publicaciones:** representa los gastos efectuados por publicidad, propaganda, impresos y publicaciones en la empresa.
  - **Otros:** Incluye los demás conceptos tales como gastos legales, notarias, registro mercantil, adecuaciones, servicios de telecomunicaciones, donaciones, suscripciones y afiliaciones, aseo, correo, portes y telegramas, entre otros.

#### 4. MÉTODOS DE BENCHMARKING

La siguiente figura resume los principales abordajes de análisis de *benchmarking*.

Figura 3 Métodos de benchmarking



Fuente: elaboración de MEC

Se observa que existen dos métodos principales:

1. **“Bottom-up”**, también conocido como *benchmarking* teórico: se determina a partir de una función teórica especificada con base en la tecnología del proceso productivo, frecuencias y recursos requeridos para ejecución de procesos y actividades comparados.
2. **“Top-down”**, también conocido como *benchmarking* o empírico: se realiza a partir de una función empírica basada en los mejores resultados observados en la práctica.

## 5. METODOLOGÍA PARA EL ANÁLISIS COMPARATIVO DE EFICIENCIA Y PRODUCTIVIDAD DE TRANSMISIÓN/SUBTRANSMISIÓN

Cualquiera sea la metodología a utilizar para un análisis de productividad y eficiencia se distinguen tres etapas:

1. Se debe disponer de la información sobre costos reales actuales incurridos por la empresa que presta el servicio de transmisión, basándose generalmente en los últimos registros contables preparados especialmente para tal fin.
2. A continuación se determinan, por alguno de los métodos aquí discutidos, los costos estándar de referencia (eficientes o típicos) para la empresa en cuestión

- 
3. Se calcula un “indicador de eficiencia” que relacione el costo de referencia con el actual incurrido.

Desde una perspectiva técnica pueden distinguirse dos métodos comúnmente utilizados para medir y comparar el desempeño de empresas de transmisión: 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 (promedio<sup>5</sup>) de la industria.

En los métodos de frontera de desempeño eficiente se estima el valor de referencia tomando 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).

En el siguiente punto se presentan los antecedentes regulatorios que surgen de la experiencia internacional en materia de metodologías y los resultados obtenidos.

## **5.1. La Experiencia Internacional**

### *5.1.1. Comparación con Indicadores Simples de Productividad Parcial*

El modo más simple de estimar costos es basándose en indicadores referenciales que relacionan componentes específicos de esos costos con información o datos concretos, fácilmente verificables, de la empresa evaluada, comúnmente llamados “indicadores de productividad parcial”. Son indicadores de este tipo, por ejemplo, el gasto de mantenimiento de la red de alta tensión expresado como porcentaje del valor nuevo de reposición de las instalaciones.

En los siguientes países se utiliza este cociente simple que expresa los COMA reconocidos como eficientes como un porcentaje fijo sobre el VNR:

---

<sup>5</sup> 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.

**a) Bolivia**

Fija este porcentaje en el 3% del Valor Nuevo de Reemplazo (VNR) de las instalaciones como valor máximo y dicho porcentaje debe ser justificado por la transmisora y avalado por el regulador en cada revisión tarifaria. De esta manera se fijan los costos eficientes de las empresas Transportadora de Electricidad (TDE) e Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. (ISA) - Bolivia, ambas de gestión privada.

**b) Guatemala**

Fija para su Empresa de Transmisión un porcentaje fijo como el COMA eficiente del 3% sobre su VNR.

**c) Colombia**

Según lo establecido por la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) el porcentaje del COMA/VNR reconocido es el siguiente:

**TABLA 1 – COLOMBIA: COMA/VNR**

Año	COMA “Unidad Constructiva” en zona sin contaminación salina	%COMA “Unidad Constructiva” en zona con contaminación salina
2000	3.00%	3.50%
2001	2.75%	3.25%
2002 y Posteriores	2.50%	3.00%

Fuente: elaboración propia con base en información del organismo regulador de Colombia (CREG)

**d) Panamá**

El servicio de transporte de energía en Panamá es provisto por la Empresa de Transmisión Eléctrica (ETESA) en redes de 115 kV y 230 kV. Para la determinación de los costos eficientes del sistema de transmisión el regulador nacional, la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP), estableció un mecanismo de *benchmarking* exógeno basado en una empresa comparadora. En efecto, de acuerdo a lo que establece el Reglamento de Transmisión, “Se selecciona una empresa comparadora con el fin de medir la eficiencia en la gestión de la Empresa de Transmisión Eléctrica, tal como lo establece el Artículo 101 de la Ley Nº 6 del 3 de Febrero de 1997. Se definen indicadores para la empresa comparadora llamados Comparadores. Los Comparadores serán parte de los elementos para el cálculo de los Ingresos Máximos Permitidos de la Empresa de Transmisión Eléctrica.”<sup>6</sup>

<sup>6</sup> Artículo 173 del Reglamento de Transmisión, aprobado mediante resolución JD-535 del 14 de abril de 2005, Título IX “Procedimiento Tarifario por el Uso y Conexión del Sistema de Transmisión”, Tarea 5.1.1- Informes N° 51 y 52, Propuesta de metodología para el análisis comparativo de eficiencia y productividad de Transmisión y Subtransmisión.

Desde la aplicación de esta metodología, en el año 1997, se ha seleccionado a la Empresa de Transporte de Energía Eléctrica por Distribución Troncal de la provincia de Buenos Aires (TRANSBA), como la empresa comparadora para la actividad de transmisión que realiza ETESA. Los comparadores fijados para el presente periodo tarifario (2009-2013) son: *i*) ADMT%i = 1.42% sobre VNR y *ii*) OMT%i = 0.76% sobre VNR por lo que el COMA/VNR totaliza en 2.18%.

**e) Chile**

Hasta el año 2006 en Chile se utilizaban los coeficientes de COMA/VNR que se muestran en la siguiente tabla:

**TABLA 2 – CHILE: %COMA/VNR**

Nivel de tensión kV	COMA Subestaciones (% sobre VNR)	COMA Líneas de transmisión (% sobre VNR)
500	2.70%	1.90%
220	3.00%	2.10%
154	3.30%	2.30%
110	3.60%	2.50%
66	4.00%	2.80%
23-13	4.70%	3.40%

Fuente: elaboración propia con base en información del organismo regulador de Chile (CNE)

**f) Perú**

En el caso de Perú para los sistemas secundarios de transmisión el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (OSINERGMIN) fija los denominados “Porcentajes para Determinar el Costo Anual Estándar de Operación y Mantenimiento de las Instalaciones de Transmisión” según el siguiente detalle:

**TABLA 3 – PERÚ, ZONA COSTERA: COMA/VNR**

Nivel de Tensión	COMA/VNR
Igual o Mayor que 138 kV	3.41%
Mayor que 30 kV y menor que 138 kV	3.32%
Mayor que 1 kV y menor o igual que 30 kV,	3.71%

Fuente: elaboración propia con base en información del organismo regulador de Perú (OSINERG)

Capítulo IX.1 “Determinación de Costos Eficientes”, Sección IX.1.1, “Costos eficientes de administración, Operación y Mantenimiento”.

**TABLA 4 – PERÚ, ZONA SIERRA: %COMA/VNR**

Nivel de Tensión	COMA/VNR
Igual o Mayor que 138 kV	2.95%
Mayor que 30 kV y menor que 138 kV	3.19%
Mayor que 1 kV y menor o igual que 30 kV, (*)	4.48%

Fuente: elaboración propia con base en información del organismo regulador de Perú (OSINERG)

**TABLA 5 – PERÚ, ZONA SELVA: %COMA/VNR**

Nivel de Tensión	COMA/VNR
Igual o Mayor que 138 kV	3.26%
Mayor que 30 kV y menor que 138 kV	3.23%
Mayor que 1 kV y menor o igual que 30 Kv	4.69%

Fuente: elaboración propia con base en información del organismo regulador de Perú (OSINERG)

### **g) Uruguay**

Los valores establecidos por la Unidad Reguladora de Servicios de Energía y Agua (URSEA) son porcentajes fijos por nivel de tensión para transmisión mostrados en la siguiente tabla:

**TABLA 6 – URUGUAY: COMA/VNR**

Instalaciones	COMA/VNR
LINEAS 500 KV	2.20%
ESTACIONES 500 KV	3.10%
LINEAS 150 KV	2.60%
ESTACIONES 150 KV	3.80%

Fuente: elaboración propia con base en información del organismo regulador de Uruguay (URSEA)

### **h) Otras experiencias. Estimación para Estados Unidos (USA)**

A partir del procesamiento de la Forma 1 del Regulador de USA (*Federal Energy Regulatory Commission, FERC*) se obtuvieron los COMA y el valor de los activos de 107 empresas de transmisión de EE:UU para el año 2007. La Forma 1 es completada anualmente por aquellas empresas de transmisión que en los últimos 3 años calendario verifican algunas de las siguientes condiciones:

- Ventas anuales superiores a 1 millón de MWh.
- Reventa anual superior a 100 MWh.
- Intercambios de energía anual superior a 500 MWh.
- Transporte de energía para otros superior a 500 MWh al año.

---

Estas 107 empresas representan la mayor parte de la red de transmisión de EE:UU con más de 600,000 kilómetros de red. El valor de los activos reportados en la Forma 1 corresponde al valor original de los activos, sin revaluar. Para cada empresa se obtuvo la relación costos de COMA/VNR. Se realizó una estimación del VNR ajustando el valor original de los activos por un factor que refleja la evolución de precios durante la vida útil media de dichas instalaciones, la cual se supuso de 15 años.

Se estimó la relación costos de COMA/VNR para el total de la muestra, la cual ascendió a 3.23%.

### **i) Resumen**

Esta metodología tiene la ventaja de su simplicidad y de que existe un importante respaldo internacional dado que varias entidades regulatorias lo han aplicado con éxito, en la medida que las empresas reguladas han logrado ese estándar de eficiencia. Cuando se define por primera vez el porcentaje de COMA/VNR, el mismo debería ser respaldado con otra metodología y dicho porcentaje debe ser revisado especialmente cuando existe crecimiento importante de activos o cambios extraordinarios en sus condiciones de operación (por ejemplo la modificación de la normativa de calidad).

Un valor del indicador COMA/VNR del orden del 3.0% tiene significantes antecedentes regulatorios que lo respaldan a nivel internacional.

#### **5.1.2. Metodologías de Fronteras de Eficiencia**

Hay diversas formas de estimar la frontera de eficiencia: a través de métodos no paramétricos (ej. DEA) o a través de métodos econométricos (ej.. OLS, COLS, frontera de eficiencia, etc.). Todas estas herramientas permiten estimar algún tipo de frontera o valor de referencia en donde se ubicarían las empresas eficientes, evidenciando la distancia entre la frontera y el resto de las empresas que no forman parte de la misma. En el caso de la utilización de OLS se trata de una eficiencia 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 suficiente de observaciones.

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 Noruega y Holanda. [Repetitivo con sección 4]

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 (ej. signo de los coeficientes, significancia de cada coeficiente, significancia 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, Brasil comenzó con la aplicación de la metodología de la empresa modelo (“*bottom up*”) y luego cambió por un abordaje tipo “*top down*” (fronteras de eficiencia) basado en una muestra de empresas de transmisión de Brasil constituida por los costos contables y datos de activos de las mismas. Esta metodología tiene la ventaja de que es relativamente simple pero requiere de un gran número de empresas con información homogénea para tener una muestra comparable donde se puedan aplicar las técnicas estadísticas.

### 5.1.3. 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 Chile a través de la Comisión Nacional de Energía (CNE) cuenta con más de 25 años de experiencia en la aplicación de la metodología de la empresa modelo. En el año 2006 realizó con esta metodología la revisión tarifaria de la empresa de transmisión troncal (TRANSELEC) y se obtuvo para el conjunto del Sistema de Transmisión Troncal de TRANSELEC un porcentaje de COMA/VNR de 2.1%. Los tramos que integran el sistema de transmisión troncal de TRANSELEC se extienden a lo largo de 2,900 kilómetros del territorio chileno. Esta empresa atraviesa zonas con diferente densidad de vegetación, accesos complicados por la orografía, zonas con contaminación salina que exigen lavado de aisladores, etc. que implican una gestión de costos muy eficiente para alinear los costos reales con los fijados por la regulación.

Cabe destacar que una estimación de costos eficientes por empresa modelo requiere de experiencia de cálculo y antecedentes en procesos similares y principalmente de un análisis de homologación de resultados del tipo “*top down*” a efecto de verificar que los resultados obtenidos son razonables en el contexto de la industria de la transmisión.

---

#### 5.1.4. Empresa Comparadora

Es el caso de ETESA, la empresa de transmisión de Panamá donde se determinan sus costos eficientes por comparación con una empresa que se demuestra eficiente en el contexto regional y, para el caso fue seleccionada como empresa de referencia TRANSBA de Argentina. Este método es relativamente simple si se dispone de total acceso a la información de la empresa de referencia, pero tiene la desventaja de que se requiere resolver el problema de las asimetrías entre la empresa comparadora y la empresa comparada. En efecto existen asimetrías en la estructura de redes, costos laborales, condiciones de operación que deben ser ajustadas para que la comparación de costos sea válida.

Como resultado de la comparación con TRANSBA le fue reconocido a ETESA un porcentaje de costos eficientes del 2.1% de COMA/VNR. El porcentaje de costos eficientes del 2.1% calculado fue determinado a partir del porcentaje de costos de COMA/VNR de la empresa comparadora TRANSBA.

#### 5.1.5. Otros Casos

En Argentina actualmente no existen reglas para la determinación de COMA eficientes, dado que el proceso de revisión tarifaria integral se encuentra suspendido por el ente regulador, no obstante los costos COMA reales de las empresas de transmisión se encuentran entre el 1.8% y 2.0% del VNR de las instalaciones de las mismas.

Cabe aclarar que cuando los costos son sensiblemente inferiores al 2.0% la experiencia en el análisis de empresas reales, muestra que la empresa se ha desempeñado con significativas restricciones presupuestarias en el período analizado.

### 5.2. Metodología Propuesta

#### 5.2.1. Transmisión – Valor Agregado

La definición de los costos de COMA como porcentaje del VNR sobre la base de la comparación con los indicadores de otras empresas reales de transmisión (método “*top-down*”) tiene como ventaja el hecho de que es objetiva y de simple aplicación. En efecto, su sencillez radica en que se concentra en los aspectos claves del negocio al comparar parámetros globales de eficiencia en la gestión de costos.

Teniendo en cuenta los comentarios antes indicados, se propone estimar los COMA eficientes que van a ser incluidos en la determinación de los CMLPT y CMLPST a partir de un *benchmarking* realizado mediante la metodología de fronteras de eficiencia sobre la base de una muestra de empresas del ámbito internacional comparables a CFE, y, complementarlo con el análisis de antecedentes regulatorios para el reconocimiento de COMA en la región

---

(relación COMA/VNR). La utilización de fronteras de eficiencia como una herramienta complementaria a la aplicación de relaciones (ej. COMA/VNR) asegura mayor robustez en los resultados encontrados. Este efecto es aún más claro cuando se utilizan modelos econométricos cuya bondad de ajuste es estadísticamente contrastada a través de diversos indicadores. A efecto de maximizar la optimización en el uso de los recursos se propone realizar el cálculo de costos eficientes y análisis de eficiencia en forma integral para todo el segmento de transmisión.

#### 5.2.2. Transmisión – Comparación entre Áreas

Para el análisis comparativo de eficiencia y productividad entre las nueve áreas de transmisión de CFE, considerando los costos de operación, mantenimiento y administración, se utilizará el método de DEA ya que el mismo no tiene una exigencia mínima de datos para su aplicación. Asimismo la metodología será complementada con el análisis de indicadores de productividad parcial y los resultados de eficiencia a nivel agregado.

#### 5.2.3. Subtransmisión

Para el segmento de subtransmisión, se estimarán los costos de COMA como porcentaje del VNR sobre la base de la comparación con los indicadores de otras empresas reales de transmisión (método “*top-down*”) y con antecedentes de normativa regulatoria aplicada en países de la región. Como se mencionó anteriormente esta metodología tiene como ventaja el hecho de que es objetiva y de simple aplicación. En efecto, su sencillez radica en que se concentra en los aspectos claves del negocio dado que se comparan parámetros globales de eficiencia en la gestión de costos. En este caso no será posible aplicar frontera de eficiencia, como análisis complementario, ya que no se dispone de información desagregada a nivel de subtransmisión.

---

## 6. APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA PROPUESTA A TRANSMISIÓN – NIVEL AGREGADO

### 6.1. Información Disponible

Un requerimiento fundamental para realizar cualquier análisis de *benchmarking*, y en particular frontera de eficiencia, es contar con una buena base de información de calidad y cantidad. Para el presente análisis se cuenta con una base de datos conformada por 118 empresas de transmisión de energía eléctrica. Adicionalmente a la información de CFE se contó con la información de empresas de Brasil (8), EE UU (107), Chile (1) y Argentina (2). Para cada una de las empresas que conforman la muestra se cuenta con la siguiente información: COMA en dólares estadounidenses del año 2007, longitud de la red por nivel de tensión (en km) y capacidad de transformación (en MVA). En todos los casos se trata de información suministrada por los Organismos Reguladores, por lo que está minimizado el posible manejo estratégico de la información por parte de las empresas. A continuación se detalla el análisis realizado de la información:

**Análisis de consistencia.** Si bien la Base de Datos se elaboró a partir de datos de los organismos reguladores, se realizó un análisis de consistencia de la base de datos a efecto de depurarla de eventuales datos no consistentes con el resto de la muestra. En particular fueron ajustados los datos de COMA de CFE – Transmisión, descontándose Mx\$ 1,451 millones correspondientes al concepto “*Energéticos y Fuerza Comprada*” en el Área Central. Estos costos corresponden a compras de energía de CFE a Luz y Fuerza, por lo que no integran parte de los COMA.

**Homologación de costos.** Los costos COMA pueden descomponerse en dos: *i*) costos de bienes o servicios que se proveen en el mercado doméstico<sup>7</sup> (principalmente costos laborales) y *ii*) costos de que pueden proveerse del mercado externo. Esta distinción es importante ya que mientras la evolución del precio de los primeros se rige por fundamentos de la economía nacional, el precio de los segundos se rige por los fundamentos de la economía global. En otras palabras, se espera que los costos

---

<sup>7</sup> Conocidos en la literatura económica como bienes no transables. Los bienes no transables, son aquellos cuyo consumo sólo se puede hacer dentro de la economía en que se producen, no pueden importarse ni exportarse. Esto se debe a que estos productos tienen costos de transporte muy altos o existe en la economía un alto grado de proteccionismo. En contraposición, los bienes transables son aquellos bienes que se pueden consumir dentro de la economía que los produce, y se pueden exportar e importar. generalmente, tienen bajos costos de transporte y pocos aranceles y cuotas de importación que puedan bloquear el libre flujo de bienes a través de las fronteras nacionales.

laborales entre dos economías sea diferente, mientras que el costo de insumos tales como cables, transformadores, etc. converja a valores internacionales. A efecto de hacer comparable los datos relevados en diferentes países se ha realizado un ajuste de precios de los bienes que se proveen internamente. Este ajuste tiene por objetivo eliminar el efecto de la diferencia en la capacidad de compra de cada moneda para lo cual se ha procedido a homogeneizar estos valores ajustando los costos de los bienes que se proveen internamente (fundamentalmente costos laborales) mediante la aplicación del índice de la Paridad del Poder de Compra (“*Purchasing Power Parity*” o PPP<sup>8</sup>) a efecto de considerar las diferencias en niveles de precios que pueden existir con respecto a México<sup>9</sup>. Para efectuar el ajuste se utilizó la siguiente expresión:

#### ECUACIÓN 2

$$\text{Costo}_{\text{empresa}_{i,j}\text{-baseUSA}} = \frac{\text{Costo}_{\text{empresa}_{i,j}\text{-origen}}}{\left( \frac{PPP_j}{TC_j} \right)}$$

Donde:

$\text{Costo}_{\text{empresa}_{i,j}\text{-baseUSA}}$  son los costos de bienes no transables (fundamentalmente costos laborales) de la empresa “i” del país “j” expresados en dólares norteamericanos y poder de compra USA.

$\text{Costo}_{\text{empresa}_{i,j}\text{-origen}}$  son los costos de bienes no transables (fundamentalmente costos laborales) de la empresa “i” del país “j” expresados en dólares norteamericanos y poder de compra país “j”.

$PPP_j$  es el *Purchasing Power Parity* elaborado por el Banco Mundial del país “j” para el 2007.

$TC_j$  es el Tipo de Cambio promedio del país “j” para el 2007.

Se dispuso de información de la totalidad de los COMA desagregados por tipo de costo en: i) Remuneraciones y Prestaciones al Personal; ii) Energéticos y Fuerza Comprada; iii) Materiales de Mantenimiento y Consumo; iv) Mantenimiento y Servicios Generales por Contrato; v) Impuestos y; vi) Derechos y Otros Gastos. Para realizar la homologación

<sup>8</sup> Fondo Monetario Internacional,

<http://www.imf.org/external/pubs/ft/weo/2009/01/weodata/weoseladv.aspx?a=&c=273&s=PPPEX>

<sup>9</sup> A modo de ejemplo la capacidad de compra de 1 US\$ se incrementa en casi 50% cuando se utiliza en México.

de costos mencionada previamente, dichos costos fueron clasificados de la siguiente manera:

**TABLA 7 – CLASIFICACIÓN DE LOS COMA PARA SU HOMOLOGACIÓN DE COSTOS**

Tipología de costos	Clasificación
Remuneraciones y Prestaciones al Personal	Bienes no transables
Energéticos y Fuerza Comprada	Bienes no transables
Materiales de Mantenimiento y Consumo	Bienes transables
Mantenimiento y Servicios Generales por Contrato	Bienes no transables
Impuestos y Derechos	Bienes no transables
Otros Gastos	50% Bienes no transables y 50% Bienes transables

Fuente: elaboración de MEC

## 6.2. Modelos Empleados

### 6.2.1. Función de Costos

En primer lugar para estimar la eficiencia de CFE – Transmisión se adoptó una función de costos. Como se mencionó previamente, en el segmento de transmisión la cantidad de recursos de capital a gestionar (líneas, estaciones de transformación, etc.) se puede considerar estable en el corto plazo por lo que el espacio para mejora en la eficiencia se concentra en la gestión de los COMA de los activos disponibles para atender la demanda para un nivel de calidad establecido. En otras palabras, la mejora en la eficiencia en una empresa de transmisión de energía eléctrica se circunscribirá a la gestión de los recursos (ej. minimizarlos) para un nivel de producto dado. Por tal motivo se realiza un Análisis de Frontera Estocástica (AFE) a través de una función de costos del tipo:

#### ECUACIÓN 3

$$C_i = f(y_i; \beta)$$

Donde:  $C_i$  es el costo total de la empresa "i".

$y_i$  representa el vector de "outputs" (productos).

$\beta$  es el vector de parámetros a ser estimados.

$f$  es la función que caracteriza la relación entre  $C$  e  $y$ .

---

## 6.2.2. Variables Consideradas

### a) Costos

La variable costos está representada por los COMA. Los COMA se definen como los costos requeridos para la operación, mantenimiento y administración de la totalidad de las instalaciones de transmisión. En el Punto 3 del presente Informe se realiza una caracterización de los COMA. Es importante resaltar dos aspectos:

1. Los COMA incluyen todos los costos de explotación (salarios, materiales, impuestos, etc.) con excepción de los costos de amortización y depreciación de activos.
2. En el caso de empresas verticalmente integradas, los COMA de transmisión incluyen una parte de los costos corporativos de la empresa (costos indirectos).

### b) Productos

El vector de productos corresponde a las variables explicativas (*drivers*) de la función de costos. En el caso de una empresa de transmisión de energía eléctrica las variables que explican el costo de una empresa son, principalmente:

- la cantidad de activos a operar y mantener, medido a través de la cantidad de km de red y la capacidad de transformación (MVA)
- los costos salariales

Asimismo, los costos dependen del tipo de red que la empresa opera (nivel de tensión). En consecuencia se consideró como variable explicativa la cantidad de kilómetros de red equivalente (KMEQUIV). La variable KMEQUIV toma en cuenta el hecho que las redes de distinta tensión ocasionan costos diferentes. Para considerar dicho efecto se tomaron los factores de ajuste por nivel de tensión utilizados por la CIER<sup>10</sup>, los cuales se presentan a continuación:

**TABLA 8 – FACTOR DE AJUSTE POR NIVEL DE TENSIÓN**

Nivel de tensión	Factor de ajuste
Líneas > 500 kV	2.63
Líneas de 500 kV	1.75
Líneas de 220/230 kV	1.00
Líneas < 220 Kv	0.71

---

<sup>10</sup> Estudio de Referenciamiento de la Estructura y Remuneración de los Gastos de Administración, Operación y Mantenimiento (AOM) empresas de transporte de energía. Proyecto CIER11 GTAOMT. Año 2001

---

Fuente: CIER. [Recomiendo comparen estos resultados con los del COPAR, CFE podría cuestionarlos.]

A partir de los factores ajustes de la tabla anterior se calcula la cantidad de km equivalentes mediante la siguiente expresión:

#### ECUACIÓN 4

$$km_{EQUIV} = \sum km_{RED_i} * FA_i$$

Donde:

$km_{RED_i}$ , kilómetros de red de cada empresa de la muestra

$FA_i$ , Factor de Ajuste para el nivel de tensión

#### c) Economías de escala

Un aspecto importante en los monopolios naturales, como lo es el de transmisión de energía eléctrica, es captar el efecto de las economías de escala en los COMA. Dichas economías tienen relación con el tamaño de la empresa. El tamaño de una empresa de transmisión de energía eléctrica queda determinado, principalmente, por dos aspectos:

1. Por el tipo (nivel de tensión) y longitud de redes que opera, medida a través de los  $km_{EQUIV}$ .
2. Por la capacidad de transformación del sistema, medida en cantidad de MVA.

Tanto en trabajos académicos como en aplicaciones prácticas se observan diferentes formas de incorporar las variables de escala en el análisis. Una opción es captar la influencia de cada variable por separado. Otra opción es construir una variable única que sintetice ambos efectos. Esta última opción fue aplicada por el Regulador inglés (OFGEM)<sup>11</sup> para determinar costos eficientes en el segmento de distribución. Siguiendo por analogía la especificación utilizada por la OFGEM<sup>12</sup>, el presente análisis definió una variable única de escala (ESCALA), a saber:

#### ECUACIÓN 5

$$ESCALA = \left[ \left( km_{EQUIV_{BASE\ 100}} * 0,70 \right) + \left( MVA_{BASE\ 100} * 0,30 \right) \right]$$

---

---

<sup>11</sup> La OFGEM definió una variable de escala con la siguiente composición: número de clientes (50%), energía facturada (25%) y extensión de la red (25%).

<sup>12</sup> Los ponderadores de cada variable surgen de un análisis de regresión simple entre LOPEX y LKEQUIV y LMVA, donde los L denotan logaritmo.

---

### 6.2.3. Muestra

Debido a las considerables diferencias entre los distintos países considerados, fue necesario reducir el análisis de comparación con las empresas de transmisión de Brasil. Se contó con datos para el período 2002-2008 de las ocho grandes empresas de transmisión de ese país: CEEE, CEMIG, CHESF, COPEL, CTEEP, ELETRONORTE, ELETROSUL y FURNAS. Para todas ellas se contó con datos de extensión de líneas por nivel de tensión, capacidad de transformación (MVA) y salarios promedio en la ciudad donde la empresa tiene su sede principal. La Base de Datos para estas empresas brasileñas fue tomada de la Nota Técnica de la ANEEL No 274/2009<sup>13</sup>.

### 6.2.4. Forma Funcional

A la hora de elegir la forma funcional a utilizar en la estimación empírica el objetivo debe ser escoger aquella especificación suficientemente rica en parámetros como para permitir el análisis de todos los aspectos de la función de costos sin imponer restricciones a priori. Los analistas concuerdan que, dada su flexibilidad, la especificación translogarítmica<sup>14</sup>, es la que mejor capta las posibles economías de escala en una función de costos.

Se evaluaron distintas especificaciones de modelos y formas funcionales. Varios parámetros del modelo traslogarítmico resultaron no significativos por lo que se optó por un forma funcional lineal simple en logaritmos.

Finalmente se eligió trabajar con un modelo sencillo que incluye la variable ESCALA y los salarios promedio por región. No fue posible estimar una frontera estocástica de eficiencia, debido a un problema de asimetría de errores (*skewness* negativa) por lo que los resultados corresponden a costos medios.

---

<sup>13</sup> ANEEL Nota Técnica 274/2009: *Benchmarking dos Custos Operacionais das Concessionárias de Transmissão de Energia Elétrica*

<sup>14</sup> La función de costos de tipo translogarítmica (C) es una función cuadrática (expansión de la serie de Taylor de segundo orden) donde las variables se han expresado en logaritmos. A continuación se presenta la forma genérica de la función traslogarítmica en donde  $y$  representan la cantidad de productos,  $w$  el precio de los productos y la variables del alfabeto griego los parámetros a estimar.

$$\ln C = \alpha_0 + \sum_i^m \alpha_i \ln y_i + \sum_i^n \beta_i \ln w_i + \frac{1}{2} \sum_i^m \sum_j^m \delta_{ij} \ln y_i \ln y_j + \frac{1}{2} \sum_i^n \sum_j^n \gamma_{ij} \ln w_i \ln w_j + \sum_i^m \sum_j^n \rho_{ij} \ln y_i \ln w_j$$

---

### 6.3. Resultados

Las estimaciones fueron realizadas con el programa econométrico Limdep Versión 9.0 cuya salida se detalla en el Anexo 2.

A continuación se presentan los resultados de los modelos estimados:

#### ECUACIÓN 6

---

$$\text{Modelo 1} - \ln OPEX_{ppp_i} = 4.05 + 0.975 \ln ESCALA + 0.492 \ln salarios$$

(2,1)\*\*                      (10,1)\*\*\*                      (2,0)\*\*

---

$$n = 55 \text{ (Brasil)} \quad R_{adj}^2 = 0.65$$

---

#### ECUACIÓN 7

---

$$\text{Modelo 2} - \ln OPEX_{ppp_i} = 3.98 + 0.986 \ln ESCALA + 0.495 \ln salarios$$

(2,1)\*\*                      (11,1)\*\*\*                      (2,0)\*\*

---

$$n = 56 \text{ (Brasil + CFE)} \quad R_{adj}^2 = 0.69$$

---

La diferencia entre el Modelo 1 y el 2 es simplemente que en el último se incluyó a CFE en la muestra de empresas brasileñas, Los valores entre paréntesis debajo de los coeficientes estimados es el *t-ratio* (*t-Student*).

Donde:

$\ln OPEX_{ppp}$ , es el logaritmo de los COMA valorizados en dólares de PPP

$\ln ESCALA$ , es el logaritmo de la variable compuesta ESCALA.

El modelo presenta un buen ajuste global, los parámetros son altamente significativos y presentan los signos esperados. La variable ESCALA, que representa el “producto”, verifica un valor menor que uno, sugiriendo que las empresas de la muestra tienen economías crecientes de escala (costos decrecientes de escala). Este resultado es coherente con lo que establece la teoría económica en relación a los monopolios naturales.

Una vez calibrado un modelo para los datos de Brasil, se alimentó con los datos de CFE. Un aspecto fundamental para la estimación del nivel de eficiencia es la variable salario que se considere en el modelo. Dado que la relación de salarios del sector eléctrico es casi 3 veces más alta que el promedio de la economía, se realizó un análisis de sensibilidad utilizando como variable alternativa el salario correspondiente a otro sector productivo que se desempeñe en un ambiente más competitivo. Para no tomar la industria manufacturera, se optó por considerar el sector petrolero que, siendo un salario alto para lo que es el promedio de la economía, es aproximadamente 20% inferior al salario del sector eléctrico. Es importante tener en cuenta que, debido a la diferencia en los costos salariales entre México y Brasil, fue necesario homologar los costos salariales sobre la base de los siguientes supuestos:

- Se consideraron los salarios publicados por la Comisión Nacional de Salarios Mínimos (CONASAMI) para el sector eléctrico y como alternativa los correspondientes para el sector petrolero. Es importante tener en cuenta que los costos salariales del sector eléctrico equivalen a casi tres veces la media nacional
- Se consideró que las cargas sociales representan 35% del salario nominal. Es importante tener en cuenta que el porcentaje de cargas sociales a incorporar en el análisis se debe restringir a lo que es estándar para la economía, por lo que no se deben incluir aquellos beneficios sociales que tiene origen en el carácter monopólica de la empresa y que por ende se pueden trasladar a la demanda final.
- A efecto de la comparación con Brasil se tomó el salario promedio que surge de los salarios reconocidos por el regulador brasileño de energía eléctrica (ANEEL) para aquellas distribuidoras con más de un millón de clientes.
- Se ajustaron los salarios de ambos países por paridad de poder de compra (PPP). Se consideró la relación de salarios estimadas, ya sea con el sector eléctrico o el petrolero, y se aplicó la misma al promedio salarial publicado por la ANEEL.

En la tabla siguiente se muestran los datos correspondientes a CFE utilizados para estimar la función de costos eficientes:

**TABLA 9 – DATOS TOTALES DE CFE USADOS**

Variable	Valor USD
Extensión de red (km)	48,566
Extensión de red (km <sub>EQUIV</sub> )	63,348
MVA	141.688
Salario mensual USD PPP *	3,022

Fuente: CFE; datos de salarios elaborados con base en CONASAMI y FMI.

Nota: \* salario del sector eléctrico;

Los resultados muestran que, en relación con las empresas de transmisión brasileñas, CFE – Transmisión tiene un espacio para mejora de su productividad del orden de 10% a 12%, es decir, que sin alterar el nivel de salarios promedio vigente en el sector eléctrico, se podría bajar por lo menos 10% los COMA sin afectar los servicios prestados

**TABLA 10 – VALOR GLOBAL DE EFICIENCIA ESTIMADA PARA CFE TRANSMISIÓN (USD MILLONES)**

<b>Referencia</b>	<b>Valor</b>	<b>Eficiencia</b>	<b>Ineficiencia</b>
Costos totales en MX\$ millones	6,814.4		
Costos totales en millones dólares corrientes	623.6		
Costos totales a PPP	859		
Costos medios de Brasil*	759	0.88	12%

Fuente: CFE; datos de salarios elaborados con base en CONASAMI y FMI.

Nota: \* salario del sector eléctrico;

Los costos eficientes estimados se ubican en el rango de \$ Mx [5,500-6,000] millones (a valores del año 2007), dependiendo del nivel de salarios que se considere.

Con base en los resultados presentados anteriormente, y considerando que el VNR de las instalaciones de CFE es de aproximadamente USD16,000 millones los costos eficientes estimados de COMA para CFE transmisión se encuentran entre 3.2% y 3.5% del VNR. Vale considerar que si se fijaría un objetivo de eficiencia regulatoria, en vez de evaluar los valores medios, se adoptaría un valor medio ajustado por la empresa más eficiente de la muestra empleada en el análisis. En este caso la observación que muestra la mayor distancia entre el valor observado y el medio (la más eficiente) es un 10% menor.

## 7. APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA PROPUESTA A TRANSMISIÓN – COMPARATIVO ENTRE ÁREAS

### 7.1. Información Disponible

Se contó con la información del Costo de Explotación de CFE – Transmisión para el año 2007 desagregada en los siguientes 13 centros de costos:

**TABLA 11 – CFE TRANSMISIÓN: INFORMACIÓN POR CENTRO DE COSTOS**

Centro de Costo (Código #)	Centro de costo
1631	Gerencia de Estudios de Ingeniería Civil
3001	Subdirección Transmisión y Transformación
3009	Área TyT Baja California
3013	Área TyT Noroeste
3021	Área TyT Norte
3028	Área TyT Noreste
3038	Área TyT Occidente
3045	Área TyT Central
3054	Área TyT Oriente
3062	Área TyT Sureste
3068	Área TyT Peninsular
3900	Fibra óptica
5000	Control

Fuente: CFE.

El Costo de Explotación incluye los siguientes conceptos:

- Remuneraciones y Prestaciones al Personal
- Energéticos y Fuerza Comprada
- Materiales de Mantenimiento y Consumo
- Mantenimiento y Servicios Generales por Contrato
- Impuestos y Derechos
- Otros Gastos

Nueve de los 13 centros de costos corresponden a los costos directos de las áreas de transmisión: Baja California, Noroeste, Norte, Noreste, Occidente, Central, Oriente, Sureste y Peninsular. Los 4 centros de costos restantes corresponden a costos corporativos de la actividad de transmisión (Gerencia de Estudios de Ingeniería Civil, Subdirección Transmisión y Transformación, Fibra óptica y Control).

A continuación se detalla el análisis realizado de la información:

**Análisis de consistencia.** Se realizó un análisis de consistencia de la información comparando los valores contables agregados presentados en el Balance de Situación al 31 de diciembre de 2007, con los valores

---

desagregados por Áreas presentados en medio magnético por CFE. La suma de los COMA por Áreas es aproximadamente igual al valor presentado en el Balance<sup>15</sup>. Al contar con cifras desagregadas por Área y tipo de costo fue posible detectar que los costos de "Energéticos y Fuerza Comprada" en el Área Central son llamativamente altos (MX\$ 1.451 millones). Se comprobó que dichos costos corresponden a compras de energía de CFE a Luz y Fuerza, por lo que no deben incorporarse a los COMA. En consecuencia, fueron ajustados los COMA del Área Central, descontándose los costos de "Energéticos y Fuerza Comprada".

**Homologación de costos.** Los COMA de cada Área no son comparables uno a uno debido a que buena parte de los COMA reflejan diferencias en los costos salariales existentes dentro de México. Por tal razón fueron ajustados los siguientes conceptos de los COMA: *i)* Remuneraciones y Prestaciones al Personal; *ii)* Mantenimiento y Servicios Generales por Contrato y; *iii)* Otros Gastos (50%). Como base del ajuste se consideró al Área Central (Área Central = 100) ) [No se entiende el ajuste que hicieron, hace falta una explicación]. México cuenta con 32 Entidades Federativas. Se dispone de información sobre salarios medios para el año 2007 para cada Entidad. Se dispuso de información oficial<sup>16</sup> sobre el valor promedio de salarios para cada Entidad Federativa. Cada una de las nueve Áreas de transmisión fue asociada a las 32 Entidades Federativas. El nivel de salarios promedio de cada Área surge de ponderar, en base a la población, los niveles de salario de cada Entidad Federativa componente de dicha Área. En el Anexo 4 se detalla la estimación de los salarios promedio para cada Área para el año 2007.

## 7.2. Modelo Empleado

En forma similar al análisis realizado a nivel agregado, para el análisis de eficiencia entre Áreas se adoptó una función de costos. Las variables consideradas a nivel de áreas son las mismas que las utilizadas a nivel agregado (ver Punto 6.2).

---

<sup>15</sup> La suma total de COMA por Áreas asciende a MX\$ 7.595 millones, mientras que el monto que surge del Balance [¿Cuál balance?] es de MX\$ 7.941 millones.

<sup>16</sup> Sistema Estatal de Información Jalisco (SEI-JAL) con base en datos proporcionados por la Secretaría de Trabajo y Previsión Social.

### 7.3. Resultados

#### 7.3.1. Indicadores de Productividad Parcial

La siguiente tabla caracteriza cada una de las Áreas de transmisión en cuanto a tamaño de la red operada y COMA incurridos durante el año 2007. Se calcula la relación entre los COMA, a precios homogéneos, y los KMEQUIV de red operada por cada Área. Esta relación es un indicador de productividad parcial y representa una primera aproximación a la eficiencia relativa entre Áreas.

**TABLA 12 – CFE TRANSMISIÓN: INDICADOR DE PRODUCTIVIDAD PARCIAL (COMA/KMEQUIV\_AÑO)**

Área	COMA		230kv	400kv	KMEQUIV	COMA/KMEQUIV_AÑO (2)	Ranking (#)
	Valores corrientes (1)	Valores homologados (Área Central = 100)					
Noreste	594	586	1.752	4.106	8.938	5.995	1
Occidente	930	1.021	4.082	5.418	13.563	6.887	2
Norte	428	484	4.762	744	6.064	7.306	3
Oriente	880	992	1.583	5.171	10.632	8.538	4
Noroeste	672	756	6.210	340	6.806	10.171	5
Central	1.031	1.031	3.327	2.858	8.329	11.332	6
Sureste	523	632	1.850	1.726	4.872	11.866	7
Peninsular	586	663	3.067	0	3.067	19.776	8
Baja California	499	506	1.460	0	1.460	31.688	9
<b>Total</b>	<b>6.143</b>	<b>6.671</b>	<b>28.093</b>	<b>20.363</b>	<b>63.731</b>		
Promedio	<b>683</b>	<b>741</b>	<b>3.121</b>	<b>2.263</b>	<b>7.081</b>	<b>12.618</b>	
Desvío	213	221	1.651	2.199	3.764	8.251	

Fuente: elaboración propia sobre la base de CFE

Notas:

(1) Millones de pesos mexicanos del año 2007 (Área Central = 100).

(2) COMA a valores homologados. USD del año 2007, Tipo de cambio = 10.93.

Del análisis de la tabla anterior se observa que:

- El tamaño (escala) promedio se ubica en los 7,000 km<sub>EQUIV</sub>. El Área de Baja California y el Área Peninsular tienen peor escala relativa (1,400 y 3,000 km<sub>EQUIV</sub>). Por otra parte, el Área Occidente y el Área Oriente tienen mejor escala relativa (13,600 y 10,600 km<sub>EQUIV</sub>).
- Los COMA/ km<sub>EQUIV</sub>, a costos homologados base Área Central promedio al año se ubica en 12,600 USD. El desempeño de las Áreas se pueden agrupar en función de los valores del indicador COMA/ km<sub>EQUIV</sub> \_año:

**Grupo 1**, Áreas con un indicador bajo, ubicadas en un rango entre 6,000 – 8,500 US\$/km<sub>EQUIV</sub> \_año. En este grupo se ubican las Áreas Noreste, Occidente, Norte y Oriente. Dos de estas Áreas (Occidente y Oriente) tienen mejor escala relativa [mejor con respecto a?].

**Grupo 2**, Áreas con un indicador medio, ubicadas en un rango entre 10.000 – 12.500 US\$/km<sub>EQUIV</sub> \_año. En este grupo se ubican las Áreas Noroeste, Central y Sureste. Mientras que las Áreas Noroeste y Central están ubicadas en el rango de escala media, el Área Sureste tiene una peor escala relativa.

**Grupo 3**, Áreas con un indicador alto, ubicadas por encima de los 19.000 US\$/km<sub>EQUIV</sub> \_año. En este grupo se ubican las Áreas Peninsular y Baja California. Estas dos Áreas tienen peor escala relativa.

### 7.3.2. Modelo DEA

En función de la información disponible fue posible aplicar un modelo DEA. Como producto se consideró a la variable km<sub>EQUIV</sub> y como insumo la variable COMA a valores homologados. Se optó por un modelo orientado a insumos con rendimientos variables a escala.

Los cálculos fueron realizados con el programa econométrico Limdep Versión 9.0 cuya salida se detalla en el Anexo 3. A continuación se detallan los principales resultados del análisis.

**TABLA 13 – CFE TRANSMISIÓN: EFICIENCIA POR ÁREAS DE ACUERDO AL ANÁLISIS DE DEA**

Área	DEA	
	Valor	Ranking (#)
Noreste	1,00	1
Occidente	1,00	1
Norte	1,00	1
Baja California	0,83	4
Sureste	0,77	5
Oriente	0,75	6
Peninsular	0,73	7
Noroeste	0,67	8
Central	0,55	9
<b>Promedio</b>	<b>0,83</b>	
<b>Desvío</b>	<b>0,17</b>	

Fuente: elaboración de MEC con base en Limdep 9.0

De acuerdo al análisis de DEA, la ineficiencia promedio se ubica en el orden del 17%. A nivel agregado la ineficiencia se ubica en (10%-19%), estimada a nivel agregado a través de un análisis de costos medios con 8 empresas brasileñas; la eficiencia a nivel de Áreas, por su parte, se estimó con un modelo DEA sobre 9 Áreas de transmisión de CFE..

El desempeño de las Áreas se puede agrupar en función de los valores obtenidos a través del modelo DEA:

**Grupo 1**, Áreas con desempeño relativo eficiente. En este grupo se ubican las Áreas Noreste, Occidente y Norte. Estas Áreas aparecen como eficientes (valor 1) a través del modelo DEA.

**Grupo 2**, Áreas con desempeño relativo medio. En este grupo se ubican las Áreas de Baja California, Sureste y Oriente. Estas Áreas aparecen con una ineficiencia relativa promedio (valor cercano a 0.83) a través del modelo DEA. Mientras que el Área Oriente tiene una mejor escala relativa, el Área Sureste tiene una peor escala relativa.

**Grupo 3**, Áreas con desempeño relativo bajo. En este grupo se ubican las Áreas Peninsular, Noroeste y Central. Estas Áreas aparecen con una ineficiencia relativa mayor (valor por debajo del promedio de 0.83) a través del modelo DEA. Áreas con un indicador alto, ubicadas por encima de los 19.000 US\$/km<sub>EQUIV</sub> \_año. En este grupo se ubican las Áreas Peninsular y Baja California. Estas dos Áreas tienen la peor escala relativa.

### 7.3.3. Resumen

A continuación se sintetizan los resultados encontrados a través del modelo DEA y del Indicador de productividad parcial COMA en US\$/km<sub>EQUIV</sub>.

**TABLA 14 – CFE TRANSMISIÓN: EFICIENCIA POR ÁREAS**

Área	Modelo DEA		Indicador de productividad parcial	
	Valor	Ranking (#)	US\$/km <sub>EQUIV</sub>	Ranking (#)
Noreste	1.00	1	5,995	1
Occidente	1.00	1	6,887	2
Norte	1.00	1	7,306	3
Baja California	0.83	4	31,688	9
Sureste	0.77	5	11,866	7
Oriente	0.75	6	8,538	4
Peninsular	0.73	7	19,776	8
Noroeste	0.67	8	10,171	5
Central	0.55	9	11,332	6
<b>Promedio</b>	<b>0.83</b>		<b>12,618</b>	
<b>Desvío</b>	<b>0.17</b>		<b>8,251</b>	

Fuente: elaboración de MEC con base a Limdep 9.0

Inequívocamente a través de los dos análisis realizados se concluye que:

- **Áreas eficientes en términos relativos.** Corresponde a las Áreas **Noreste**, **Occidente** y **Norte**. Estas Áreas confirman ser eficientes (valor 1) a través del

modelo DEA y, con respecto al Índice de productividad parcial, se ubican en el rango de menor valor (entre 6,000 – 8,500 US\$/km<sub>EQUIV</sub>\_año).

- **Áreas con ineficiencia promedio en términos relativo.** Corresponde al Área **Sureste** y **Oriente**. Estas Áreas verifican un nivel de ineficiencia media (valor 0.83) a través del modelo DEA y, con respecto al Índice de productividad parcial, se ubican en el rango de valor medio (entre 10,000 – 12,500 US\$/km<sub>EQUIV</sub>\_año).
- **Área con alta ineficiencia en términos relativo.** Corresponde al Área **Peninsular**. Esta Área verifica un nivel de ineficiencia inferior a la media (valor 0.73) a través del modelo DEA y, con respecto al Índice de productividad parcial, se ubica en el rango de mayor valor (mayor a 19,000 US\$/km<sub>EQUIV</sub>\_año).

Hay tres Áreas en donde los resultados de ambos análisis no convergen totalmente, debido a problemas de factores de escala:

- **Baja California – Área con ineficiencia promedio en términos relativos.** De acuerdo al modelo DEA se ubica como un área de ineficiencia media (valor 0.83) si bien en el con respecto al Índice de productividad parcial, se ubica en el rango de mayor valor (mayor a 19,000 US\$/km<sub>EQUIV</sub>\_año), debido a factores de diseconomías de escala
- **Noreste y Central -- Áreas con alta ineficiencia en términos relativos.** De acuerdo al modelo DEA se ubica como un área de alta ineficiencia media (valores menores a 0.70) si bien en el con respecto al Índice de productividad parcial, se ubica en el rango de valor medio (entre 10,000 – 12,500 US\$/km<sub>EQUIV</sub>\_año).

La siguiente tabla sintetiza la eficiencia de cada Área en relación al modelo DEA y al Índice de productividad parcial.

**TABLA 15 – CFE TRANSMISIÓN: EFICIENCIA SEGÚN DEA**

<b>Área</b>	<b>De acuerdo al modelo DEA</b>
<b>Noreste</b>	Eficiente
<b>Occidente</b>	Eficiente
<b>Norte</b>	Eficiente
<b>Baja California</b>	Ineficiencia media
<b>Sureste</b>	Ineficiencia media
<b>Oriente</b>	Ineficiencia media
<b>Peninsular</b>	Alta ineficiencia
<b>Noroeste</b>	Alta ineficiencia
<b>Central</b>	Alta ineficiencia

Fuente: elaboración de MEC con base a Limdep 9.0

El análisis de eficiencia por áreas de transmisión para CFE se enriquecería notoriamente si se contara con información de costos para otros años (e.g. 2008) e información de otras variables (e.g. calidad de servicio, cantidad de empleados, etc.).

## 8. APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA PROPUESTA A SUBTRANSMISIÓN (69KV, 115KV, 138KV Y 161KV)

### 8.1. Regulación Comparada

En México el segmento de subtransmisión se define para tensiones mayores o iguales a 69 kV hasta 161 kV (incluido). A continuación se detallan los valores regulatorios, específicos para el segmento de subtransmisión, de acuerdo a la definición aplicada en México, utilizados en países de la región:

TABLA 16 – SUBTRANSMISIÓN: %COMA/VNR

País	Nivel de tensión kV	COMA Subestaciones (% sobre VNR)	COMA Líneas de transmisión (% sobre VNR)
Chile	154	3.30%	2.30%
	110	3.60%	2.50%
	66	4.00%	2.80%
Perú	> 30 kV y < que 138 kV	3.19% Zona de sierra	3.19% Zona de sierra
		3.23% Zona de selva	3.23% Zona de selva
		3.32% Zona de costa	3.32% Zona de costa
Uruguay	150	3.80%	2.60%

Fuente: elaboración de MEC a con base en los organismos reguladores de Chile (CNE), Perú (OSINERGMIN) y Uruguay (URSEA).

Se observa que los valores dependen el nivel de tensión, tipo de instalaciones (subestaciones y líneas de transmisión) y, en el caso de Perú, de las condiciones geográficas (sierra, selva y costa). El valor de COMA/VNR para subestaciones varía, dependiendo del nivel de tensión, entre 3.3% y 4.0%. Asimismo, el valor de COMA/VNR para líneas de transmisión varía, dependiendo del nivel de tensión, entre 2.3 y 2.8%.

### 8.2. Otras Experiencias – Estimación para los Estados Unidos (EE:UU)

A partir del procesamiento de la Forma 1 del Regulador de EE:UU (*Federal Energy Regulatory Commission*, FERC) se obtuvieron costos de COMA y el valor de los activos de 107 empresas de transmisión de EE:UU para el año 2007. La Forma 1 es completada anualmente por aquellas empresas de transmisión que en los últimos 3 años calendario verifican algunas de las siguientes condiciones:

- Ventas anual superior a 1 millón de MWh.

- 
- Reventa anual superior a 100 MWh.
  - Intercambios de energía anual superior a 500 MWh.
  - Transporte de energía para otros superior a 500 MWh al año.

Estas 107 empresas representan la mayor parte de la red de transmisión de EE:UU con más de 600,000 kilómetros de red. El valor de los activos reportados en la Forma 1 corresponde al valor original de los activos, sin revaluar. Para cada empresa se obtuvo la relación costos de COMA/ VNR. Se realizó una estimación del VNR ajustando el valor original de los activos por un factor que refleja la evolución de precios durante la vida útil media de dichas instalaciones, la cual se supuso de 15 años.

De la base de las empresas anteriormente mencionada se obtuvo una muestra de empresas con un perfil similar a CFE – Sub-transmisión. En efecto, fueron consideradas aquellas empresas cuya longitud de redes, con una tensión menor a 161 kV, representan más del 50% del total. Esta muestra está constituida por 56 empresas. En el Anexo 3 se detallan las empresas de la muestra y sus principales características. Finalmente se estimó la relación costos de COMA/VNR para el total de la muestra de empresas de subtransmisión, la cual ascendió a 3.6%.

### **8.3. Resumen**

Esta metodología tiene la ventaja de su simplicidad y de que existe un importante respaldo dado que varias entidades regulatorias lo han aplicado con éxito y las empresas han logrado ese estándar de eficiencia. Cuando se define por primera vez el porcentaje de COMA/VNR se debe respaldar con otra metodología y dicho porcentaje debe ser revisado, especialmente cuando existe crecimiento importante de activos o cambios extraordinarios en sus condiciones de operación (por ejemplo la modificación de la normativa de calidad).

Un indicador COMA/VNR del orden del 4% es un valor con significantes antecedentes regulatorios a nivel internacional que lo respalda.

## **9. CONCLUSIONES**

### **9.1. Eficiencia de CFE-Transmisión a Nivel Agregado**

**1. Información disponible.** Se contó con una base de datos conformada por 118 empresas de transmisión de energía eléctrica: Brasil (8), EE:UU (107), Chile (1), y Argentina (2). En todos los casos se trata de información suministrada por los Organismos Reguladores, por lo que está minimizado el posible manejo estratégico de la información por parte de las empresas. Previamente a su utilización se realizó un análisis de consistencia de la información y la homologación de costos entre áreas.

---

**Análisis de consistencia.** Se realizó un análisis de consistencia de la base de datos a los efectos de depurarla de datos no consistentes. En particular fueron ajustados los datos de COMA de CFE – Transmisión, descontándose los gastos correspondientes al concepto “Energéticos y Fuerza Comprada” en el Área Central. Estos costos corresponden a compras de energía de CFE a ex-LFC, por lo que no integran parte de los COMA.

**Homologación de costos.** A efecto de hacer comparable los datos relevados en diferentes países, se ha realizado un ajuste de precios de los bienes que se proveen internamente mediante la aplicación del índice de la Paridad del Poder de Compra (“Purchasing Power Parity” o PPP).

**2. Métodos utilizados.** Se estimaron los COMA eficientes a partir de un *benchmarking* realizado mediante la metodología de costos medios con base en una muestra de empresas de Brasil comparables a CFE. Dicho análisis fue complementado con antecedentes regulatorios para el reconocimiento del COMA en la región (ratio COMA/VNR). La utilización de métodos econométricos como herramienta complementaria a la aplicación de proporciones (ej. COMA/VNR) asegura mayor robustez en los resultados encontrados. Las variables empleadas fueron la escala en que opera la empresa y el nivel de salarios. Para aproximar la escala se utilizó una variable compuesta entre  $km_{EQUIV}$  y  $MVA$ . Esta opción permitió concentrar en una sola variable el efecto de escala, simplificando el análisis de los resultados.

**3. Resultados.** El modelo estimado presentó un buen ajuste global, los parámetros resultaron altamente significativos y con los signos esperados para los parámetros. La variable *ESCALA* verificó un valor menor que uno, sugiriendo que las empresas de la muestra tienen economías crecientes de escala (costos decrecientes de escala). Este resultado es coherente con lo que establece la teoría económica en relación a los monopolios naturales.

Los resultados muestran, en primera instancia, que CFE – Transmisión tiene un espacio para mejora de su productividad de por lo menos 10%. Los costos eficientes COMA estimados se ubican en el rango de MX\$[5,500-6,000] millones (a valores del año 2007), dependiendo del nivel de salarios que se considere.

Con base en los resultados presentados anteriormente, y considerando que el VNR de las instalaciones de CFE es de aproximadamente USD 16,000 millones los costos eficientes estimados de COMA para CFE transmisión se encuentran entre 3.2% y 3.5% del VNR. Este indicador se encuentra dentro del rango de razonabilidad que se constata tanto a nivel de regulación comparada como de desempeño de empresas del sector.

---

En efecto:

- Un indicador regulatorio representativo para la región es COMA igual al 3.0% del VNR (indicador que puede ser considerado una práctica prudente de un nivel de eficiencia que ha sido aplicado por muchos reguladores).
- Un indicador medio eficiente de 96 empresas que representan la mayor parte de la red de transmisión de los EE:UU con casi 570,000 kilómetros de red se estimó la relación costos de COMA/VNR para el total de la muestra, la cual ascendió a 2.9%.

Se puede considerar que:

- El indicador de COMA/VNR es un indicador robusto empleado por los reguladores de muchos países y cuyos resultados pueden ser trasladados entre países con las adecuadas correcciones.
- El análisis para el conjunto total de las empresas de EE:UU, que se desempeñan en un mismo ambiente económico, da un valor cercano al 3%.
- El análisis de varias empresas del ámbito internacional, sujeto a una homogenización del nivel de tensión de la transmisión y del *Purchasing Power Parity* da un indicador menor al 3%, con las dificultades que agrega la homogenización.
- La mayoría de los reguladores reconoce costos de operación y mantenimiento eficientes correspondientes a valores de COMA/VNR cercanos al 3%.
- El tamaño del sistema de transmisión no produce beneficios de escala importantes, a diferencia de lo que sucede en distribución. Los mismos se limitan al poder de compra y al dimensionado de las áreas de administración.
- Es necesario ser prudente en la aplicación de los resultados del benchmarking, tomando en cuenta las diferentes características de los sistemas de transmisión y el entorno económico en que actúa la empresa.

Se propone adoptar como nivel eficiente un valor de los COMA para el segmento de transmisión igual al 3% del VNR de la red.

## **9.2. Comparativo de Eficiencia entre Áreas de Transmisión**

**1. Información disponible.** Se contó con la información del Costo de Explotación de CFE – Transmisión para el año 2007, desagregada en 13 centros de costos. Nueve de los 13 centros de costos corresponden a los costos directos de las áreas de transmisión: Baja California, Noroeste, Norte, Noreste, Occidente, Central, Oriente, Sureste y Peninsular. Los 4 centros de costos restantes corresponden a costos corporativos de la actividad de transmisión (Gerencia de Estudios de Ingeniería Civil, Subdirección Transmisión y Transformación, Fibra óptica y Control). Los costos corporativos fueron asignados a cada

---

una de las áreas de acuerdo a la participación de los costos directos de cada área en el total. Previamente a su utilización se realizó un análisis de consistencia de la información y la homologación de costos entre áreas.

**Análisis de consistencia.** Se constató que no hay diferencias significativas entre la información agregada que surge del Balance de Situación, al 31 de diciembre de 2007, con los valores desagregados por Áreas presentados en medio magnético por CFE. Asimismo fueron ajustados los COMA del Área Central, descontándose los costos de "Energéticos y Fuerza Comprada" ya que no son compras de energía de CFE a ex-LFC.

**Homologación de costos.** Los COMA de cada Área no son comparables uno a uno debido a que buena parte de los COMA reflejan diferencias en los costos salariales existentes dentro de México. Fueron ajustados los siguientes conceptos de los COMA: *i)* Remuneraciones y Prestaciones al Personal; *ii)* Mantenimiento y Servicios Generales por Contrato y; *iii)* Otros Gastos (50%). Como base del ajuste se consideró al Área Central (Área Central = 100). Para realizar el ajuste fueron estimados el valor promedio de salarios para cada área, en base a la información del valor promedio de los salarios de las 32 Entidades Federativas que componen el país y de la población de cada área.

**2. Métodos utilizados.** En forma similar al análisis realizado a nivel agregado, para el análisis de eficiencia entre Áreas, se adoptó una función de costos con las mismas variables que las definidas anteriormente. Se calculó la relación entre los COMA, a precios homogéneos y los  $km_{EQUIV}$  de red operada por cada Área. Esta relación es un indicador de productividad parcial y representa una primera aproximación a la eficiencia relativa entre Áreas. Asimismo, y en función de la información disponible, fue posible aplicar un modelo DEA. Como producto se consideró a la variable  $km_{EQUIV}$  y como insumo la variable COMA a valores homologados. Se optó por un modelo orientado a insumos con rendimientos variables a escala. Es importante destacar que el análisis de eficiencia por Áreas de transmisión para CFE se enriquecería notoriamente si se contara con información de costos para otros años (e.g. 2008) e información de otras variables (e.g. calidad de servicio, cantidad de empleados, etc.).

**3. Resultados.** Del análisis de los Índices de Productividad Parcial se observa que:

- El tamaño (escala) promedio se ubica en los 7,000  $km_{EQUIV}$ . El Área de Baja California y el Área Peninsular tienen peor escala relativa (1,400 y 3,000  $km_{EQUIV}$ ). Por otra parte, el Área Occidente y el Área Oriente tienen mejor escala relativa (13,600 y 10,600  $km_{EQUIV}$ ).

- 
- Los COMA/ km<sub>EQUIV</sub>, a costos homologados base Área Central, promedio al año se ubica en USD12,600. El desempeño de las Áreas se pueden agrupar en función de los valores del indicador COMA/ km<sub>EQUIV</sub> \_año:

**Grupo 1**, Áreas con un indicador bajo, ubicadas en un rango entre 6,000 – 8,500 USD/ km<sub>EQUIV</sub> \_año. En este grupo se ubican las Áreas Noreste, Occidente, Norte y Oriente. Dos de estas Áreas (Occidente y Oriente) tienen mejor escala relativa.

**Grupo 2**, Áreas con un indicador medio, ubicadas en un rango entre 10,000 – 12,500 USD/ km<sub>EQUIV</sub> \_año. En este grupo se ubican las Áreas Noroeste, Central y Sureste. Mientras que las Áreas Noroeste y Central están ubicadas en el rango de escala media, el Área Sureste tiene una peor escala relativa.

**Grupo 3**, Áreas con un indicador alto, ubicadas por encima de los 19,000 USD/ km<sub>EQUIV</sub> \_año. En este grupo se ubican las Áreas Peninsular y Baja California. Estas dos Áreas tienen peor escala relativa.

De acuerdo al análisis de DEA, la ineficiencia promedio se ubica en el orden de 17%. Es importante comparar este resultado con el resultado a nivel agregado (10%-19%). En primer término hay que destacar que se están comparando dos herramientas diferentes sobre muestras también distintas: mientras que la eficiencia a nivel agregado se estimó a través de un análisis de costos medios sobre una muestra de 8 empresas, la eficiencia a nivel de Áreas se estimó con un modelo DEA sobre 9 Áreas de transmisión. A pesar de ello los resultados encontrados se encuentran dentro de un rango de razonabilidad.

El desempeño de las Áreas se puede agrupar en función de los valores obtenidos a través del modelo DEA:

**Grupo 1**, Áreas con desempeño relativo eficiente. En este grupo se ubican las Áreas Noreste, Occidente y Norte. Estas Áreas aparecen como eficientes (valor 1) a través del modelo DEA.

**Grupo 2**, Áreas con desempeño relativo medio. En este grupo se ubican las Áreas de Baja California, Sureste y Oriente. Estas Áreas aparecen con una ineficiencia relativa promedio (valor cercano a 0,83) a través del modelo DEA. Mientras que el Área Oriente tiene una mejor escala relativa, el Área Sureste tiene una peor escala relativa.

**Grupo 3**, Áreas con desempeño relativo bajo. En este grupo se ubican las Áreas Peninsular, Noroeste y Central. Estas Áreas aparecen con una ineficiencia relativa mayor (valor debajo al promedio de 0.83) a través del modelo DEA. Áreas con un indicador alto, ubicadas por encima de los 19,000

---

USD/ km<sub>EQUIV</sub> \_año. En este grupo se ubican las Áreas Peninsular y Baja California. Estas dos Áreas tienen peor escala relativa.

A través de los dos análisis realizados se concluye que:

**Áreas eficientes en términos relativos.** Corresponde a las Áreas **Noreste, Occidente y Norte**. Estas Áreas confirman ser eficientes (valor 1) a través del modelo DEA y, con respecto al Índice de productividad parcial, se ubican en el rango de menor valor (entre 6,000 – 8,500 USD/ km<sub>EQUIV</sub> \_año).

**Áreas con ineficiencia promedio en términos relativo.** Corresponde al Área **Sureste y Oriente**. Estas Áreas verifican un nivel de ineficiencia media (valor 0,83) a través del modelo DEA y, con respecto al Índice de productividad parcial, se ubican en el rango de valor medio (entre 10,000 – 12,500 USD/ km<sub>EQUIV</sub> \_año).

**Área con alta ineficiencia en términos relativo.** Corresponde al Área **Peninsular**. Esta Área verifica un nivel de ineficiencia inferior a la media (valor 0.73) a través del modelo DEA y, con respecto al Índice de productividad parcial, se ubica en el rango de mayor valor (mayor a 19,000 USD/ km<sub>EQUIV</sub> \_año).

Hay tres Áreas en donde los resultados de ambos análisis no convergen totalmente, debido a los factores de escala:

**Baja California – Área con ineficiencia promedio en términos relativos.** De acuerdo al modelo DEA se ubica como un área de ineficiencia media (valor 0.83) si bien en el con respecto al Índice de productividad parcial, se ubica en el rango de mayor valor (mayor a 19,000 USD/ km<sub>EQUIV</sub> \_año).

**Noreste y Central – Áreas con alta ineficiencia en términos relativos.** De acuerdo al modelo DEA se ubica como un área de alta ineficiencia media (valores menores a 0,70) si bien en el con respecto al Índice de productividad parcial, se ubica en el rango de valor medio (entre 10,000 – 12,500 USD/ km<sub>EQUIV</sub> \_año).

La siguiente tabla sintetiza la eficiencia de cada Área en relación al modelo DEA

---

**TABLA 17 – CFE TRANSMISIÓN: EFICIENCIA POR ÁREAS SEGÚN DEA**

Área	De acuerdo al modelo DEA
Noreste	Eficiente
Occidente	Eficiente
Norte	Eficiente
Baja California	Ineficiencia media
Sureste	Ineficiencia media
Oriente	Ineficiencia media
Peninsular	Alta ineficiencia
Noroeste	Alta ineficiencia
Central	Alta ineficiencia

Fuente: elaboración de MEC .

### 9.3. Eficiencia de CFE - Subtransmisión

**1. Información disponible.** Se dispuso de una base de comparación conformada con los indicadores de otras empresas reales de subtransmisión y con antecedentes de normativa regulatoria aplicada en países de la región.

**2. Métodos utilizados.** En consecuencia se estimaron los costos de COMA como un porcentaje del VNR. Esta metodología tiene como ventaja el hecho de que es objetiva y de simple aplicación. Su sencillez radica en que se concentra en los aspectos claves del negocio dado que se comparan parámetros globales de eficiencia en la gestión de costos. En este caso no es posible aplicar frontera de eficiencia, como análisis complementario, ya que no se dispone de información desagregada a nivel de subtransmisión.

**3. Resultados.** Se encontraron antecedentes de normativa regulatoria aplicada al segmento de subtransmisión, de acuerdo a la definición que se aplica en México, en los reguladores sectoriales de Chile (CNE), Perú (OSINERGMIN) y Uruguay (URSEA). Se observa que los valores dependen el nivel de tensión, tipo de instalaciones (subestaciones y líneas de transmisión) y, en el caso de Perú, de las condiciones geográficas (sierra, selva y costa). El valor de COMA/VNR para subestaciones varía, dependiendo del nivel de tensión, entre un máximo es de 4.0% y un mínimo de 3.3%. Asimismo, el valor de COMA/VNR para líneas de transmisión varía, dependiendo del nivel de tensión, entre un máximo es de 2.8% y un mínimo de 2.3%. Por otra parte el Consultor contó con información regulatoria de 107 empresas de EE:UU que representan la mayor parte de la red de transmisión de dicho país con más de 600,000 kilómetros de red. Se obtuvo una muestra de empresas con un perfil similar a CFE – Sub-transmisión al considerar aquellas empresas cuya longitud de redes, con una tensión menor a 161 kV, representan más del 50% del total. Esta muestra está

---

constituida por 56 empresas. Finalmente se estimó la relación costos de COMA/VNR para el total de la muestra de empresas de subtransmisión, la cual ascendió a 3.6%.

En base a lo detallado anteriormente, se recomienda un valor de COMA/VNR del orden del 4,0% ya que dicho valor cuenta con significantes antecedentes regulatorios y operativos a nivel internacional que lo respalda.

EFEMSA

## ANEXO 1 – RATIO COMA/VNR PARA EMPRESAS SE TRANSMISIÓN DE USA

Empresa	VNR estimado (MMUS\$)	Costos de O&M (MMUS\$)	Costos O&M/VNR	Red (km)
AEP Texas Central Company	1.251	28	2,26%	7.657
AEP Texas North Company	447	13	2,94%	6.869
ALABAMA POWER COMPANY	3.165	78	2,47%	16.379
ALLETE, Inc.	285	14	4,81%	3.191
American Transmission Company LLC	3.118	120	3,85%	14.179
American Transmission Systems, Incorporated	1.860	65	3,51%	10.810
Appalachian Power Company	2.174	38	1,76%	10.277
Aquila, Inc.	401	12	2,92%	7.360
Arizona Public Service Company	1.972	25	1,24%	9.246
Atlantic City Electric Company	707	9	1,27%	3.167
Avista Corporation	577	10	1,75%	3.445
Baltimore Gas and Electric Company	786	23	2,95%	1.465
Black Hills Power, Inc.	92	2	2,20%	805
Carolina Power & Light Company	1.766	42	2,37%	9.373
CenterPoint Energy Houston Electric, LLC	1.864	54	2,92%	6.090
CENTRAL HUDSON GAS & ELECTRIC CORPORATION	234	9	3,85%	1.006
Central Illinois Public Service Company	446	6	1,34%	3.637
Central Maine Power Company	444	18	3,98%	4.105
Chugach Electric Association, Inc.	335	9	2,62%	889
Cleco Power LLC	490	8	1,61%	1.983
Cleveland Electric Illuminating Company, The	528	8	1,53%	3.431
Commonwealth Edison Company	3.421	261	7,62%	8.830
Connecticut Light and Power Company, The	1.628	44	2,68%	2.704
Delmarva Power & Light Company	822	11	1,34%	3.031
Duke Energy Carolinas, LLC	2.877	57	1,96%	13.167
Duke Energy Indiana, Inc	1.156	49	4,23%	8.594
Duke Energy Ohio, Inc.	799	22	2,78%	3.556
Duquesne Light Company	575	9	1,63%	1.083
El Paso Electric Company	389	12	3,04%	2.785
Energy Arkansas, Inc.	1.419	31	2,20%	7.671
Energy Gulf States Louisiana, L.L.C.	929	43	4,59%	8.423
Energy Louisiana, LLC	1.095	27	2,43%	4.328
Energy Mississippi, Inc.	865	19	2,16%	4.477
Florida Power & Light Company	4.074	51	1,24%	10.613
Florida Power Corporation	1.712	44	2,58%	7.815
Georgia Power Company	4.648	117	2,51%	5.648
Gulf Power Company	367	13	3,63%	2.551
Hawaiian Electric Company, Inc.	765	12	1,56%	1.252
Idaho Power Company	889	21	2,41%	7.504
Indiana Michigan Power Company	1.401	28	2,00%	6.513
Indianapolis Power & Light Company	277	9	3,39%	1.328
International Transmission Company	1.511	64	4,26%	4.425
Jersey Central Power & Light Company	1.043	28	2,71%	3.415
Kansas City Power & Light Company	494	19	3,79%	2.844
Kentucky Power Company	523	10	1,85%	2.028
Kentucky Utilities Company	676	17	2,55%	6.448
Louisville Gas and Electric Company	331	10	3,14%	1.431
MDU Resources Group, Inc.	169	8	4,91%	4.888
Metropolitan Edison Company	369	16	4,34%	2.251
Michigan Electric Transmission Company LLC (10/06)	821	65	7,96%	9.214
MidAmerican Energy Company	727	13	1,78%	3.811
Mississippi Power Company	471	9	1,95%	3.390
MONONGAHELA POWER COMPANY	385	10	2,56%	2.684

Empresa	VNR estimado (MMUS\$)	Costos de O&M (MMUS\$)	Costos O&M/VNR	Red (km)
New England Power Company	1.535	43	2,80%	3.698
New York State Electric & Gas Corporation	875	23	2,67%	7.021
Niagara Mohawk Power Corporation	2.038	75	3,67%	16.952
Northern Indiana Public Service Company	1.022	18	1,79%	5.122
Northern States Power Company (Minnesota)	1.865	85	4,55%	7.574
Northern States Power Company (Wisconsin)	469	37	7,83%	3.835
NorthWestern Corporation	714	18	2,52%	12.991
NSTAR Electric Company	1.247	40	3,21%	1.444
Ohio Edison Company	342	9	2,71%	1.131
Ohio Power Company	1.384	17	1,20%	8.797
Oklahoma Gas and Electric Company	940	29	3,04%	7.400
Oncor Electric Delivery Company LLC	4.402	89	2,03%	23.459
Orange and Rockland Utilities, Inc.	189	9	4,73%	825
Otter Tail Corporation	249	11	4,56%	8.414
PACIFIC GAS AND ELECTRIC COMPANY	6.166	201	3,26%	29.604
PacifiCorp	3.736	54	1,43%	26.034
Pennsylvania Electric Company	439	17	3,81%	4.303
Portland General Electric Company	427	13	3,06%	1.803
Potomac Electric Power Company	928	24	2,59%	1.242
PPL Electric Utilities Corporation	1.406	40	2,82%	6.452
Public Service Company of Colorado	1.314	18	1,37%	6.644
Public Service Company of New Hampshire	345	12	3,49%	1.605
Public Service Company of New Mexico	590	15	2,50%	5.060
Public Service Company of Oklahoma	740	22	2,94%	5.878
Public Service Electric and Gas Company	2.030	50	2,46%	4.559
Puget Sound Energy, Inc.	435	8	1,74%	1.438
Rochester Gas and Electric Corporation	451	12	2,60%	2.041
Sierra Pacific Power Company	769	9	1,21%	3.390
South Carolina Electric & Gas Company	904	21	2,29%	5.419
Southern California Edison Company	6.050	324	5,35%	19.576
Southern Indiana Gas and Electric Company	310	5	1,60%	1.485
Southwestern Electric Power Company	959	24	2,50%	6.074
Southwestern Public Service Company	992	20	1,97%	10.138
Tampa Electric Company	576	14	2,46%	2.095
The Dayton Power and Light Company	490	13	2,64%	3.846
The Empire District Electric Company	249	4	1,71%	2.154
THE POTOMAC EDISON COMPANY	447	8	1,87%	1.991
Tucson Electric Power Company	754	10	1,32%	3.963
UNION ELECTRIC COMPANY	737	29	3,88%	4.128
Vermont Electric Power Company, Inc.	393	15	3,83%	985
VIRGINIA ELECTRIC AND POWER COMPANY	2.504	64	2,57%	9.746
WEST PENN POWER COMPANY	436	13	3,00%	2.708
Wolverine Power Supply Cooperative, Inc.	122	5	3,89%	2.513
<b>Total</b>	<b>113.541</b>	<b>3.305</b>	<b>2,91%</b>	<b>569.603</b>
<b>Promedio simple</b>			<b>2,87%</b>	
<b>Promedio ponderado</b>			<b>2,91%</b>	
<b>Desvío standard</b>			<b>1,33%</b>	

Fuente: elaboración propia con base a la FERC (Form 1). [desvío standard cambiar por desviación estándar]

Notas:

- (1) Son US\$ de 2007. Los valores de los activos originales (Form 1) fueron ajustados por el incremento de precios durante la vida útil promedio de las instalaciones la cual se supuso en 15 años.
- (2) Son US\$ de 2007. Incluye cuota parte de Gastos de Administración (Form 1) correspondientes al segmento de transmisión.

## ANEXO 2 – SALIDA DEL MODELO ECONOMETRICO

```

+-----+
| Ordinary      least squares regression      |
| Model was estimated Feb 18, 2010 at 00:22:07PM |
| LHS=LOPEX_P  Mean                          = 11.95104 |
|              Standard deviation            = .6609546 |
| WTS=none     Number of observs.           = 55 |
| Model size   Parameters                    = 3 |
|              Degrees of freedom           = 52 |
| Residuals   Sum of squares                 = 7.877506 |
|              Standard error of e          = .3892178 |
| Fit         R-squared                      = .6660729 |
|              Adjusted R-squared           = .6532295 |
| Model test   F[ 2, 52] (prob)             = 51.86 (.0000) |
| Diagnostic   Log likelihood                = -24.60027 |
|              Restricted(b=0)              = -54.76316 |
|              Chi-sq [ 2] (prob)          = 60.33 (.0000) |
| Info criter. LogAmemiya Prd. Crt.         = -1.834122 |
|              Akaike Info. Criter.       = -1.834231 |
| Autocorrel  Durbin-Watson Stat.          = .7866082 |
|              Rho = cor[e,e(-1)]          = .6066959 |
+-----+

```

```

+-----+-----+-----+-----+-----+-----+
|Variable| Coefficient | Standard Error |t-ratio |P[|T|>t]| Mean of X|
+-----+-----+-----+-----+-----+-----+
Constant| 4.05341609 | 1.94217875 | 2.087 | .0418 |
LESC_2 | .97540819 | .09625449 | 10.134 | .0000 | 4.44422207
LSAL_P | .49186909 | .24465548 | 2.010 | .0496 | 7.24316510

```

Predicted Values (\* => observation was not in estimating sample.)

Observation	Observed Y	Predicted Y	Residual	95% Forecast Int.
1	11.296	11.100	.1953	10.2948 11.9062
2	11.126	11.079	.0468	10.2715 11.8874
3	10.957	11.100	-.1425	10.2938 11.9061
4	11.103	11.098	.0056	10.2913 11.9042
5	11.176	11.134	.0427	10.3291 11.9379
6	11.293	11.150	.1435	10.3457 11.9535

7	11.311	11.165	.1454	10.3620	11.9685
8	11.392	11.573	-.1809	10.7775	12.3687
9	11.357	11.557	-.2000	10.7596	12.3549
10	11.551	11.564	-.0131	10.7666	12.3612
11	11.456	11.570	-.1140	10.7736	12.3666
12	11.273	11.610	-.3363	10.8173	12.4022
13	11.322	11.666	-.3434	10.8758	12.4561
14	11.066	11.667	-.6004	10.8766	12.4568
15	12.714	12.244	.4704	11.4335	13.0541
16	12.652	12.210	.4426	11.3872	13.0322
17	12.363	12.163	.1996	11.3263	13.0000
18	12.493	12.239	.2537	11.4214	13.0573
19	12.422	12.271	.1506	11.4582	13.0843
20	12.287	12.294	-.0070	11.4844	13.1032
21	12.288	12.303	-.0153	11.4939	13.1129
22	10.873	11.429	-.5550	10.6337	12.2233
23	11.092	11.402	-.3098	10.6057	12.1981
24	11.284	11.385	-.1016	10.5879	12.1829
25	11.292	11.477	-.1850	10.6831	12.2709
26	11.423	11.491	-.0679	10.6975	12.2846
27	11.198	11.504	-.3054	10.7105	12.2968
28	11.315	12.580	-1.2649	11.7776	13.3815
29	11.720	12.554	-.8338	11.7554	13.3522
30	11.892	12.541	-.6486	11.7435	13.3377
31	12.963	12.515	.4481	11.7194	13.3112
32	12.962	12.615	.3470	11.8130	13.4168
33	12.817	12.646	.1716	11.8420	13.4497
34	12.826	12.656	.1703	11.8517	13.4600
35	12.702	11.734	.9680	10.9329	12.5360
36	12.427	11.801	.6253	11.0006	12.6021
37	12.295	11.811	.4840	11.0107	12.6114
38	12.288	11.816	.4715	11.0151	12.6175
39	12.210	11.854	.3561	11.0455	12.6620
40	12.082	11.916	.1655	11.0980	12.7346
41	12.034	11.931	.1027	11.1126	12.7492
42	12.070	11.865	.2048	11.0757	12.6553
43	12.055	11.832	.2231	11.0438	12.6208
44	12.008	11.866	.1424	11.0770	12.6542
45	11.831	11.871	-.0398	11.0821	12.6592
46	11.803	11.963	-.1595	11.1716	12.7542
47	11.630	12.010	-.3798	11.2164	12.8036

---

48	11.584	12.035	-.4501	11.2409	12.8283
49	13.039	12.739	.3005	11.9353	13.5418
50	13.073	12.708	.3654	11.9048	13.5108
51	12.957	12.738	.2192	11.9343	13.5410
52	12.850	12.773	.0774	11.9680	13.5773
53	12.624	12.801	-.1773	11.9955	13.6069
54	12.458	12.847	-.3883	12.0380	13.6553
5	12.727	12.847	-.1195	12.0380	13.6553

Fuente: Programa Limdep 9.0.

EFEMVA

## ANEXO 3 – RATIO COMA/VNR PARA EMPRESAS DE SUBTRANSMISIÓN DE EE.UU.

Empresa	Valor de los activos (1)	Costos de O&M (2)	Costos O&M/VNR
AEP Texas Central Company	1.348	28	2,10%
AEP Texas North Company	482	13	2,72%
ALABAMA POWER COMPANY	3.410	78	2,29%
ALLETE, Inc.	307	14	4,46%
American Transmission Company LLC	3.359	120	3,57%
American Transmission Systems, Incorporated	2.004	65	3,26%
Aquila, Inc.	432	12	2,71%
Baltimore Gas and Electric Company	847	23	2,74%
CenterPoint Energy Houston Electric, LLC	2.008	54	2,71%
CENTRAL HUDSON GAS & ELECTRIC CORPORATION	252	9	3,57%
Central Maine Power Company	478	18	3,70%
Central Vermont Public Service Corporation	82	6	7,74%
Chugach Electric Association, Inc.	361	9	2,43%
Commonwealth Edison Company	3.686	261	7,08%
Connecticut Light and Power Company, The	1.753	44	2,49%
Duke Energy Indiana, Inc	1.246	49	3,92%
Duke Energy Ohio, Inc.	861	22	2,58%
Entergy Gulf States Louisiana, L.L.C.	1.001	43	4,26%
Entergy Louisiana, LLC	1.180	27	2,26%
Entergy Mississippi, Inc.	932	19	2,00%
Gulf Power Company	395	13	3,37%
Idaho Power Company	958	21	2,23%
International Transmission Company	1.628	64	3,96%
Jersey Central Power & Light Company	1.123	28	2,51%
Kentucky Utilities Company	728	17	2,37%
Louisville Gas and Electric Company	356	10	2,92%
MDU Resources Group, Inc.	182	8	4,55%
Metropolitan Edison Company	397	16	4,03%
Michigan Electric Transmission Company LLC (10/06)	884	65	7,39%
MONONGAHELA POWER COMPANY	415	10	2,38%
New England Power Company	1.654	43	2,60%
New York State Electric & Gas Corporation	943	23	2,48%
Niagara Mohawk Power Corporation	2.195	75	3,40%
Northern States Power Company (Minnesota)	2.009	85	4,22%
Northern States Power Company (Wisconsin)	505	37	7,27%
NorthWestern Corporation	769	18	2,34%
NSTAR Electric Company	1.343	40	2,98%
Ohio Edison Company	368	9	2,51%
Oklahoma Gas and Electric Company	1.012	29	2,82%
Orange and Rockland Utilities, Inc.	203	9	4,39%
Otter Tail Corporation	268	11	4,23%
PACIFIC GAS AND ELECTRIC COMPANY	6.642	201	3,03%
Pennsylvania Electric Company	473	17	3,53%
PPL Electric Utilities Corporation	1.514	40	2,62%
Public Service Company of New Hampshire	372	12	3,24%
Public Service Company of Oklahoma	798	22	2,73%
Rochester Gas and Electric Corporation	486	12	2,41%
San Diego Gas & Electric Company	1.922	148	7,71%
South Carolina Electric & Gas Company	974	21	2,12%
Southern California Edison Company	6.518	324	4,97%
Southwestern Electric Power Company	1.033	24	2,32%
Tampa Electric Company	620	14	2,28%
The Dayton Power and Light Company	527	13	2,45%
Vermont Electric Power Company, Inc.	423	15	3,56%
WEST PENN POWER COMPANY	470	13	2,79%
Wolverine Power Supply Cooperative, Inc.	132	5	3,61%
<b>Total</b>	<b>67.275</b>	<b>2.426</b>	<b>3,61%</b>

Fuente: elaboración propia con base en la FERC (*Form 1*).

**Notas:**

(1) Son US\$ de 2007. Los valores de los activos originales (*Form 1*) fueron ajustados por el incremento de precios durante la vida útil promedio de las instalaciones la cual se supuso en 15 años.

(2) Son US\$ de 2007. Incluye cuota parte de Gastos de Administración (*Form 1*) correspondientes al segmento de transmisión.

## ANEXO 4 – COSTOS SALARIALES POR ÁREA DE TRANSMISIÓN

Entidades Federativas	Área de transmisión	Población		Salario promedio año 2007		
		Entidad Federativa (en miles)	Área de transmisión (en miles)	Entidad Federativa (1)	Área de transmisión (1)	Área de transmisión (Área Central = 100)
Baja California	Baja California	2.487		212		
Baja California Sur	<b>Baja California</b>	424	2.911	198	210	98
Distrito Federal	Central	8.605		282		
Guerrero	Central	3.080		170		
Hidalgo	Central	2.236		174		
México	Central	13.097		210		
Michoacán de Ocampo	Central	3.986		175		
Morelos	Central	1.555		203		
Puebla	<b>Central</b>	5.077	37.635	193	215	100
Coahuila de Zaragoza	Noreste	2.298		191		
Nuevo León	<b>Noreste</b>	3.834	6.132	237	220	102
Sinaloa	Noroeste	2.537		154		
Sonora	Noroeste	2.217		171		
Tamaulipas	<b>Noroeste</b>	2.753	7.507	195	174	81
Chihuahua	Norte	3.053		189		
Durango	<b>Norte</b>	1.449	4.502	149	176	82
Aguascalientes	Occidental	944		184		
Guanajuato	Occidental	4.663		174		
Querétaro Arteaga	Occidental	1.404		234		
Zacatecas	Occidental	1.354		163		
Colima	Occidental	543		178		
Jalisco	Occidental	6.322		193		
Nayarit	Occidental	920		158		
San Luis Potosí	<b>Occidental</b>	2.299	18.449	182	185	86
Tlaxcala	Oriental	963		170		
Veracruz de Ignacio de la Llave	<b>Oriental</b>	6.909	7.872	176	175	81
Campeche	Peninsular	691		230		
Quintana Roo	Peninsular	875		173		
Yucatán	<b>Peninsular</b>	1.658	3.224	153	175	81
Chiapas	Sureste	3.921		148		
Oaxaca	Sureste	3.439		165		
Tabasco	<b>Sureste</b>	1.892	9.251	179	161	75
<b>Total</b>		<b>97.483</b>	<b>97.483</b>		<b>181</b>	<b>84</b>

Fuente: elaboración propia con base al XII Censo de Población y Vivienda (año 2000) y al Sistema Estatal de Información Jalisco (SEI-JAL) con base en datos proporcionados por la Secretaría de Trabajo y Previsión Social.

Nota:

(1) Salario promedio diario anual (año 2007) en pesos mexicanos.

## ANEXO 5 – SALIDA DEL MODELO DEA

```

--> frontier;lhs=kmequiv;rhs=opex;alg=dea;list$.0.
+-----+
| Data Envelopment Analysis          |
| Output Variables: KMEQUIV          |
| Input Variables: OPEX              |
| Underlying Technology assumes VARIABLE Returns to Scale.          |
+-----+
| Estimated Efficiencies:  Mean   Std.Deviation  Minimum  Maximum |
| Technical Efficiency  =====  =====  =====  ===== |
|   Input Oriented      .8252    .1685     .5468    1.0000 |
|   Output Oriented    .6776    .2962     .2188    1.0000 |
| Sample Size:          222 Observations.    9 Complete observations |
| Efficiencies saved as variables DEAEFF_O, DEAEFF_I and DEAEFF_E    |
| Efficiencies saved as matrices DEA_EFFO, DEA_EFFI and DEA_EFFE      |
| Incomplete observations are filled with zeros for efficiency values. |
+-----+
Estimated Efficiency Values for Individual Decision Making Units
(Results are listed only for complete observations)
=====
Observation | Input Oriented| Output Oriented| Economic | Allocative
Sample Data | Rank  Value| Rank  Value| Rank  Value| Rank  Value
=====+=====+=====+=====+=====
| 1 R= 1| 4 .95739| 9 .21878| 0 .00000| 0 .00000
| 2 R= 2| 9 .54685| 6 .61406| 0 .00000| 0 .00000
| 3 R= 3| 1 1.00000| 1 1.00000| 0 .00000| 0 .00000
| 4 R= 4| 8 .67461| 5 .63281| 0 .00000| 0 .00000
| 5 R= 5| 1 1.00000| 1 1.00000| 0 .00000| 0 .00000
| 6 R= 6| 1 1.00000| 1 1.00000| 0 .00000| 0 .00000
| 7 R= 7| 6 .75095| 4 .80198| 0 .00000| 0 .00000
| 8 R= 8| 7 .73044| 8 .31425| 0 .00000| 0 .00000
| 9 R= 9| 5 .76643| 7 .51665| 0 .00000| 0 .00000

```

Fuente: Programa Limdep 9.0.

---

## ANEXO 6 – MÉTODOS DE BENCHMARKING

A continuación se realiza una breve descripción de los métodos que serán aplicados en el presente trabajo: Análisis Paramétrico y Análisis Envolvente de Datos, más conocido por su denominación en inglés DEA (*Data Envelopment Analysis*). Dentro del análisis paramétrico se realizarán Análisis de Frontera Estocástica (SFE, por sus siglas en inglés) y análisis determinísticos de costos medios.

### 1.1. Análisis de Frontera Estocástica (SFE)

En los modelos determinísticos (e.g. OLS, COLS, MOLS), el desempeño de las empresas queda determinado por la diferencia entre el valor real y el valor estimado por el modelo. Dicho desempeño se estima en relación al desempeño medio de la industria. El SFE procura separar el nivel de eficiencia de las empresas de otros factores. La lógica económica del SFE es que el proceso de producción está sujeto a dos tipos de perturbaciones económicas distinguibles, con diferentes características:

- Por un lado, hay perturbaciones debido a factores aleatorios, por ejemplo, el clima, o a eventos de fuerza mayor que afectan la producción y por lo tanto los costos operacionales.
- Por otro lado, hay perturbaciones debido a acciones o factores gerenciables por las empresas, o sea, ineficiencias.

La frontera puede variar de forma aleatoria entre las empresas, por eso es estocástica y no determinística.

El SFE se basa en el análisis clásico de regresión que incorpora una perturbación asimétrica no normal. El modelo fue desarrollado por Aigner, Lovel, e Schmidt, P. (1977). La formulación general es:

#### ECUACIÓN 8

$$y_i = f(x_i; \beta) + \varepsilon_i \quad i = 1, \dots, N$$

$$\varepsilon_i = v_i + |u_i| \quad i = 1, \dots, N$$

donde  $y_i$  son los costos,  $x_i$  son los factores determinantes, e  $\beta_i$  son los parámetros a estimar, e  $v_i$  e  $|u_i|$  son las perturbaciones y la ineficiencia respectivamente.

El componente de error  $v_i$  representa una perturbación simétrica. Se asume que  $\{v_i\}$  tiene un comportamiento normal clásico. Asimismo se asume que el componente de ineficiencia  $u_i$

tiene una distribución independiente de  $v_i$ , y cumple  $u_i \geq 0$ . Hay diferentes especificaciones para la distribución del término  $u_i$ , siendo las más utilizadas las distribuciones semi-normal e exponencial:

**ECUACIÓN 9**

---


$$\begin{aligned} \text{semi-normal} \quad u &= |U|, U \sim N(0, \sigma_u^2) \\ \text{exponencial} \quad f(u) &= \theta \cdot \exp(-\theta \cdot u), \theta = \frac{1}{\sigma_u} \end{aligned}$$


---

Las funciones de densidad del error dependen de los parámetros a estimar (ver siguientes figuras). Sin embargo, y de acuerdo a lo que establece Greene (2000), los parámetros de dichas distribuciones tienen una importancia secundaria en el proceso de estimación. El aspecto más importante en el SFE es que aislar el componente de ineficiencia que resulta del modelo y la estimación de parámetros que permitan la comparación entre empresas en la muestra.

El componente no negativo  $u_i$  refleja el hecho que los costos se deben situar en la frontera o encima de ella  $[f(x_i; \beta) + v_i]$ . Todo desvío es el resultado de factores bajo el control de la empresa. Sin embargo la frontera varía de forma aleatoria a través del coeficiente  $v_i$ , por ese motivo es que es una frontera es estocástica y no determinística.

La estimación de la eficiencia productiva a través del SFE queda determinada a través del cociente  $[f(x_i; \beta) + v_i] / y_i$ , ó  $\frac{\text{costos eficientes}}{\text{costos reales}}$ , en vez de  $[f(x_i; \beta)] / y_i$ .

La ineficiencia es entonces:

**ECUACIÓN 10**

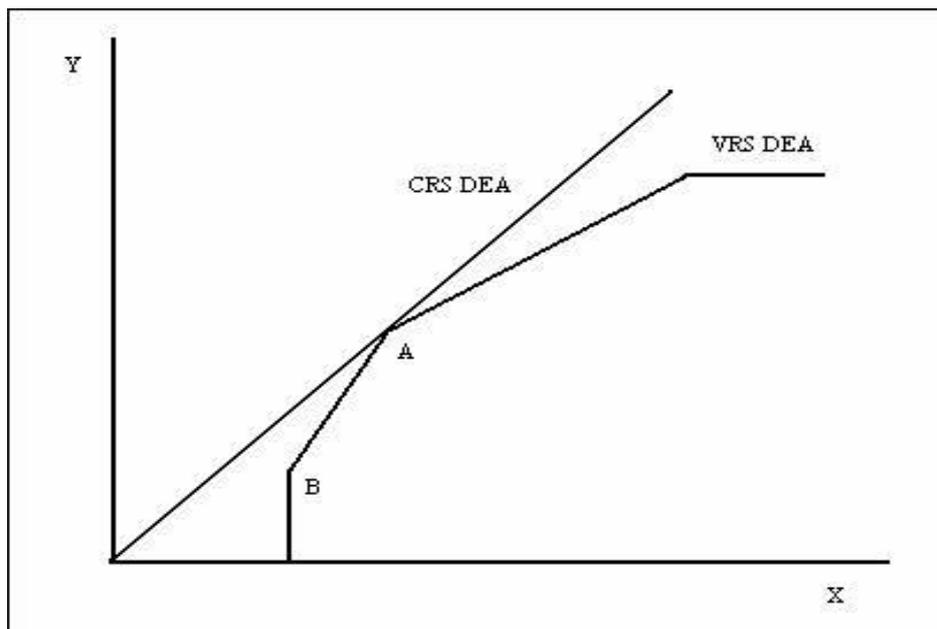
$$\text{Ineficiencia} = 1 - \frac{\text{costos eficientes}}{\text{costos reales}}$$

**1.2. Análisis Envolvente de Datos (DEA)**

El modelo DEA realiza una estimación no paramétrica de la Frontera de Eficiencia (FE) utilizando programación lineal, la cual permite la iteración simultánea entre múltiples *insumos* utilizados y *productos* producidos. Al igual que en las demás herramientas de *benchmarking* práctico, el desempeño de cada empresa se mide en relación al desempeño del total de empresas de la muestra a través de un Puntaje de Eficiencia (PE). Las empresas que componen la FE tienen un PE técnico igual a uno, indicando que las mismas utilizan la mínima cantidad de para obtener la misma cantidad de que empresas similares. Para las empresas que no se ubican en la FE, el PE indica la reducción proporcional de los *inputs* para alcanzar la frontera de eficiencia. Esta herramienta se ha aplicado en varios



FIGURA 5 DEA: RENDIMIENTOS A ESCALA



Fuente: elaboración de MEC

A continuación se enumeran las principales ventajas y desventajas del modelo.

#### Ventajas:

- *Identificación de empresas comparadoras.* A cada una de las empresas que no conforman la FE es posible asignarle una empresa comparadora (*peer*).
- *Permite la incorporación de variables ambientales* que están fuera del control en la gestión de una empresa (i.e. características climáticas, topográficas, densidad, etc.). La consideración de variables ambientales puede realizarse directamente en el modelo DEA o a través de un método en dos etapas, en donde se utilizan los valores del modelo DEA en una regresión OLS.
- *Sencillo de aplicar* (programas académicos disponibles gratuitamente)
- *Método más transparente.* Por lo general los resultados de los modelos econométricos son vistos con mayor desconfianza por parte de las empresas sobre todo cuando se utilizan formas funcionales complejas.

#### Desventajas:

- *Es un modelo no evaluable estadísticamente.* No es posible evaluar estadísticamente la bondad del modelo al ser DEA un modelo no paramétrico.
- *Sesgo a sobredeterminar la eficiencia de las empresas.* Cuando en la muestra se detectan datos que no son comparables con el resto de la información, dichos casos son determinados eficientes por *default*.

- 
- El método no permite la utilización de factores estocásticos. Esta deficiencia ha llevado que, en la práctica, algunos Reguladores han impuesto en forma arbitraria algunas restricciones para evitar puntajes de eficiencia muy bajos (e.g. Noruega y Holanda).
  - Los puntajes de eficiencia tienden a ser sensibles a los insumos y productos definidos.

El modelo DEA no está exento de “*gaming*” (juego o comportamiento estratégico por parte de las empresas cuando éstas brindan información). El problema central es que el “*gaming*” de ciertas empresas puede afectar en forma considerable a las empresas que no hacen “*gaming*”.