

MERCADOS ENERGÉTICOS CONSULTORES



REMUNERACIÓN ANUAL DE REDES DE TRANSMISIÓN Y SUBTRANSMISIÓN ELÉCTRICAS, Y SUS FÓRMULAS DE ACTUALIZACIÓN

COSTOS EFICIENTES DE ADMINISTRACIÓN, OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO

Preparada para:

ur|s|e|a unidad reguladora de
servicios de energía y agua

Diciembre, 2012

M 1355



COSTOS EFICIENTES DE ADMINISTRACIÓN, OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO

CONTENIDO

1.	OBJETIVO	4
2.	MARCO REGULATORIO VIGENTE.....	4
3.	CONCEPTOS GENERALES	5
3.1.	INTRODUCCIÓN.....	5
3.2.	PRODUCTIVIDAD Y EFICIENCIA EN LOS SEGMENTOS DE TRASMISIÓN /SUBTRASMISIÓN.....	5
3.3.	PÉRDIDAS TÉCNICAS Y NO TÉCNICAS	8
4.	CARACTERIZACIÓN DE LOS COSTOS DE EXPLOTACIÓN	8
5.	MÉTODOS DE BENCHMARKING	9
6.	METODOLOGÍA PARA EL ANÁLISIS COMPARATIVO DE EFICIENCIA Y PRODUCTIVIDAD DE TRASMISIÓN /SUBTRASMISIÓN	10
6.1.	LA EXPERIENCIA INTERNACIONAL.....	11
6.2.	METODOLOGÍA PROPUESTA.....	15
7.	APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA PROPUESTA A TRASMISIÓN.....	16
7.1.	INFORMACIÓN DISPONIBLE.....	16
7.2.	MODELOS EMPLEADOS	19
7.3.	RESULTADOS.....	20
8.	APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA PROPUESTA A SUBTRASMISIÓN (SUPERIOR A 24KV – INFERIOR O IGUAL A 72KV).....	22
8.1.	INFORMACIÓN DISPONIBLE.....	22
8.2.	REGULACIÓN COMPARADA.....	22
8.3.	OTRAS EXPERIENCIAS – ESTIMACIÓN PARA LOS ESTADOS UNIDOS (EE:UU).....	22
8.4.	RESUMEN	23
9.	CONCLUSIONES	23

ÍNDICE TABLAS

Tabla 1 - Colombia: CAOM/VNR.....	11
Tabla 2 - Chile: %COMA/VNR.....	12
Tabla 3 - Perú, Zona Costera: CAOM/VNR	12
Tabla 4 - Perú, Zona Sierra: %CAOM/VNR	13
Tabla 5 - Perú, Zona Selva: %CAOM/VNR.....	13
Tabla 6 - Cuadro de Distribución d Costos de trasmisión de UTE – Año 2011	18
Tabla 7 - Primera Fase - resultados de eficiencia de UTE	21
Tabla 8 - Segunda Fase - resultados de eficiencia de UTE.....	21
Tabla 9 - subtrasmisión : %COMA/VNR	22

ÍNDICE FIGURAS

Figura 1 -Eficiencia productiva, técnica y asignativa	7
Figura 2 - Eficiencia productiva, técnica y asignativa II	7

ÍNDICE ANEXOS

ANEXO 1 - RATIO COMA/VNR PARA EMPRESAS SE TRASMISIÓN DE USA	25
ANEXO 2 - RATIO COMA/VNR PARA EMPRESAS DE SUBTRASMISIÓN DE EE.UU.	27
ANEXO 3 - SALIDAS DEL MODELO.....	29
ANEXO 4 - ANALISIS ENVOLVENTE DE DATOS (DEA).....	31

1. OBJETIVO

Este informe forma parte del estudio encomendado por la URSEA con el objetivo de realizar una propuesta para la remuneración de las instalaciones del sistema de transmisión y de subtransmisión que regirá durante el año 2013 y su modalidad de ajuste a futuro. TEI presente Informe determina para las instalaciones de transmisión de energía eléctrica (RT) como para las instalaciones en tensiones de 63 y 31, 5 kV (RST) los costos operacionales eficientes de cada una de dichas actividades.

2. MARCO REGULATORIO VIGENTE

El marco regulatorio vigente en Uruguay establece claramente la metodología que debe ser aplicada para la determinar la remuneración anual de redes de transmisión y subtransmisión, así como sus fórmulas de actualización. El marco regulatorio general se encuentra en la Ley Nº 16.832 de 17 de junio de 1997 (Ley de Marco Regulatorio del Sector Eléctrico), la cual plantea una nueva institucionalidad para la actividad. La Ley de Marco Regulatorio del Sector Eléctrico se desarrolló a través de cuatro reglamentos: Reglamento General (RG), Reglamento del Mercado Mayorista (RM), Reglamento de transmisión (RT) y Reglamento de Distribución (RD).

El RG (Decreto 278/2002) define el contenido general y alcance del marco reglamentario de las actividades de la industria eléctrica, en particular la transmisión y la distribución, donde se ubica el segmento de la sub transmisión. El RG enumera los principios rectores del marco regulatorio general, establece un glosario de términos técnicos, consagra las normas generales relativas a concesiones, protección del ambiente, precios de electricidad, requerimientos de información y sanciones, de aplicación común en el ámbito de los otros tres Reglamentos que integran dicho marco reglamentario. De acuerdo a lo que establece el RG, el Sistema de transmisión está constituido por las instalaciones en Alta Tensión, superiores a 72 kV, destinadas a la interconexión y la transmisión de energía eléctrica entre los centros de producción y de consumo. Incluyen las subestaciones reductoras de Alta a Media Tensión destinadas a dar suministro a las Instalaciones de Distribución y a los Grandes Consumidores. Adicionalmente se consideran de transmisión las líneas dedicadas al servicio exclusivo de un solo cliente, que estén conectadas a la barra de Media Tensión de una subestación reductora de Alta a Media Tensión.

El RT (Decreto Nº 278/002) establece la metodología de remuneración del transportista y de cálculo de los peajes de transmisión. Por las instalaciones existentes, el transmisor recibe como remuneración regulada, un monto anual que cubre la anualidad del Valor Nuevo de Reemplazo (VNR) de la red y los costos anuales eficientes de administración, operación y mantenimiento de la misma. La remuneración incluye además una compensación por el nivel de calidad ofrecido, que será positiva si la calidad resultante es superior al objetivo y negativa si es inferior al mismo. El RT establece que, para la estimación de los costos eficientes de Administración, Operación y Mantenimiento (CAOM), debe considerarse valores de empresas eficientemente operadas a través de un análisis por comparación ("*benchmarking*") internacional de empresas de transmisión. Para ello debe adoptarse como criterio de comparación un coeficiente que calcule los CAOM como un porcentaje del VNR de las instalaciones reales de la empresa. Este coeficiente será ajustado de forma tal de considerar los costos laborales y de los repuestos en el país, así como la productividad de la mano de obra en Uruguay.

El RD (Decreto 277/2002), define a la Subtransmisión como las líneas de Media Tensión de tensión máxima de servicio superior a 24 kV e inferior o igual a 72 kV cuya función principal es conectar un área de distribución con el sistema de transmisión o bien dos áreas de distribución entre sí, que sean calificadas de tales por el Regulador y a las estaciones de

transformación Media-Media Tensión. El RD, en su Capítulo III, establece la metodología de cálculo del Agregado Valor Agregado de Subtransmisión (VAST). El VAST corresponde a los costos eficientes propios de la actividad de transporte prestada a través de instalaciones de subtransmisión del Distribuidor. Para la estimación de los CAOM eficientes se aplican los mismos conceptos que los utilizados para determinar el Valor Agregado de Distribución (VADE), por lo que la remuneración debe reconocer los costos de una empresa eficiente de referencia que actúa en el ámbito local, operando la red de referencia.

3. CONCEPTOS GENERALES

3.1. 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 CAOM de transmisión y subtransmisión de energía eléctrica.

3.2. 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 trabajo¹. 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

¹ Adicionalmente a los dos factores productivos mencionados se requiere de insumos intermedios (repuestos y materiales, combustible, etc.)

no depende de la transmisión ². 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.

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 ³:

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).

β 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 CAOM 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.

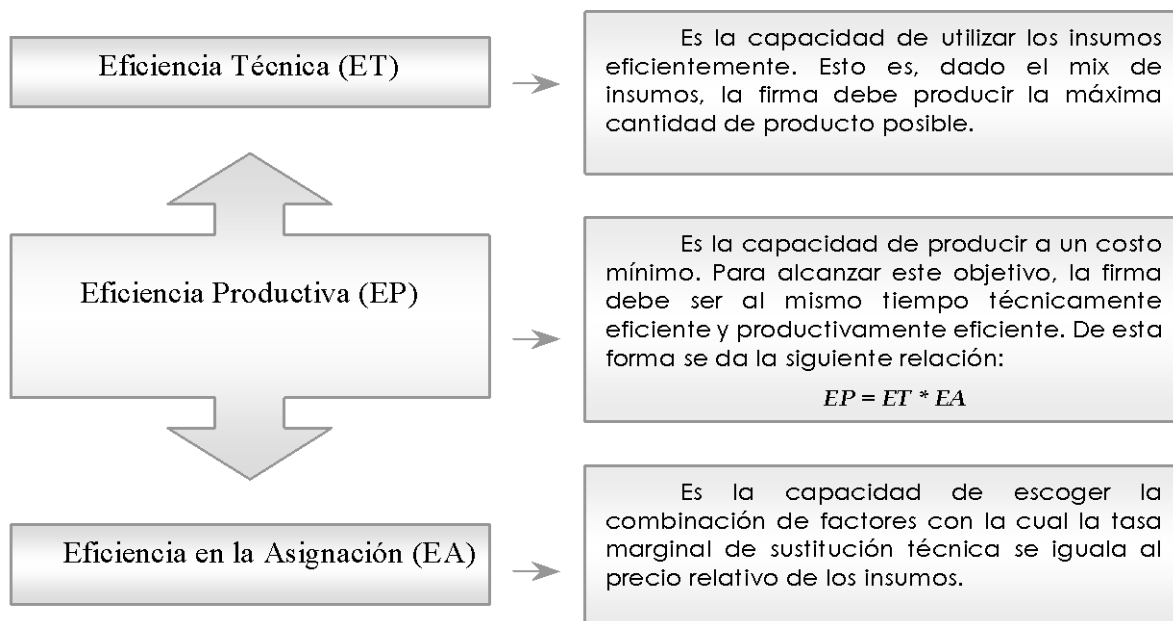
Estando definida la red de transmisión y las restricciones de seguridad y calidad es decir el servicio que debe ser prestado, la eficiencia puede ser medida comparando los recursos utilizados para lograr el producto requerido, es decir, los costos reales incurridos, con otros costos considerados referenciales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

² Suponiendo que no hay restricciones de oferta de generación, es la demanda la que marca en 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.

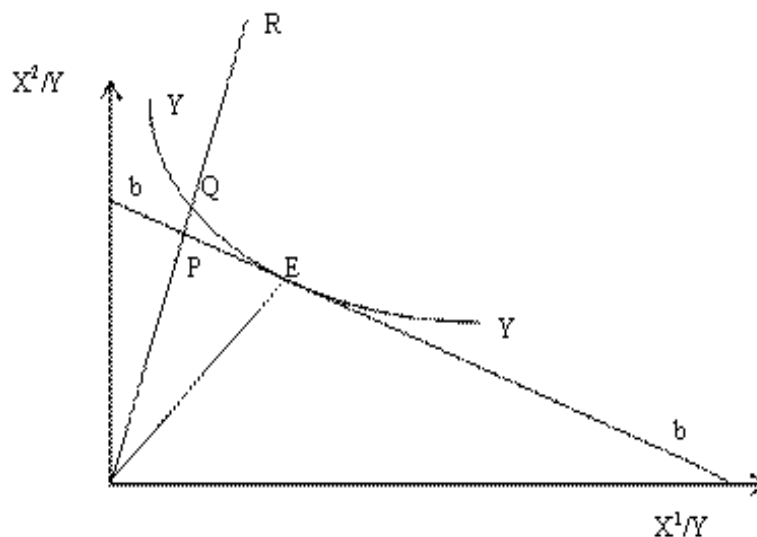
³ El modelo DEA es no paramétrico, no requiere conocer la forma funcional.

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 X1 y X2, 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.

3.3. 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 CAOM.

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

4. CARACTERIZACIÓN DE LOS COSTOS DE EXPLOTACIÓN

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

Los costos que típicamente se incluyen dentro de los CAOM 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

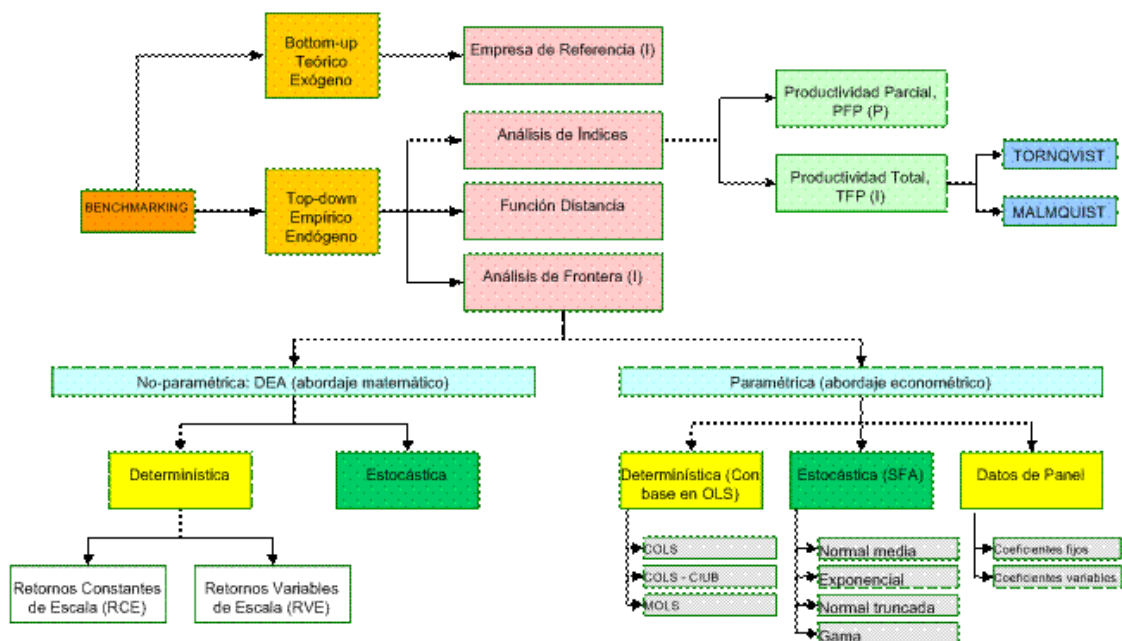
en el mantenimiento de los equipos que se encuentran en el proceso productivo.

- **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.

5. MÉTODOS DE BENCHMARKING

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

Figura 1 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.

6. 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 (promedio⁴) 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.

⁴ 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.

6.1. LA EXPERIENCIA INTERNACIONAL

6.1.1. 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 CAOM reconocidos como eficientes como un porcentaje fijo sobre el VNR:

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 CAOM eficiente del 3% sobre su VNR.

c) **Colombia**

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

Tabla 1 - Colombia: CAOM/VNR

Año	CAOM “Unidad Constructiva” en zona sin contaminación salina	%CAOM “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.¹⁶

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 CAOM/VNR totaliza en 2.18%.

e) Chile

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

Tabla 2 - Chile: %COMA/VNR

Nivel de tensión kV	CAOM Subestaciones (% sobre VNR)	CAOM 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: CAOM/VNR

Nivel de Tensión	CAOM/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)

⁵ 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”, Capítulo IX.1 “Determinación de Costos Eficientes”, Sección IX.1.1, “Costos eficientes de administración, Operación y Mantenimiento”.

Tabla 4 - Perú, Zona Sierra: %CAOM/VNR

Nivel de Tensión	CAOM/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: %CAOM/VNR

Nivel de Tensión	CAOM/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) 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 2008. 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%.

h) 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.

6.1.2. 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.

6.1.3. 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 trasmisión .

6.1.4. EMPRESA COMPARADORA

Es el caso de ETESA, la empresa de trasmisión 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.

6.1.5. 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 trasmisión 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.

6.2. METODOLOGÍA PROPUESTA

6.2.1. TRANSMISIÓN

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 trasmisión (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.

Se propone estimar los COMA eficientes que van a ser incluidos en la determinación de la remuneración del transportista 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 UTE, 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.

6.2.2. SUBTRASMISIÓN

Para el segmento de subtrasmisión , se estimarán los costos de COMA como porcentaje del VNR sobre la base de la comparación con los indicadores de otras empresas reales de

trasmisión (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 subtrasmisión .

7. APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA PROPUESTA A TRASMISIÓN

7.1. 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 116 empresas de trasmisión de energía eléctrica. Adicionalmente a la información de UTE se contó con la información de empresas de Brasil (8) y EE UU (107). 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). Para UTE y las empresas de Brasil se contó, también, con la cantidad de transformadores. 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.

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

UTE es una empresa verticalmente integrada por lo que los Estados Contables que reporta informan sobre el negocio en términos globales. La información desagregada de costos por actividad es crucial a los efectos de asignar correctamente los costos reales asociados a la trasmisión . Este aspecto es aún más importante en una empresa como UTE con elevados costos indirectos asociados a la estructura central de la empresa y con actividades que son reguladas (Trasmisión y Distribución) y otras que no lo son (Generación, Consultoría Externa, etc.).

Como consecuencia de la Ley 17.040 del 20 de noviembre de 1998, que establece los lineamientos para publicar el Balance General a las Empresas Publicas o de propiedad estatal con actividad comercial e industrial, UTE informa anualmente en sus notas al Balance General sobre, entre otros aspectos, los Gastos de Explotación por Actividad, a saber: Generación, Trasmisión, Distribución, Consultoría externa, Compra de energía, Amortización, etc. También reporta los Gastos de Administración y Ventas (que incluyen gastos Comerciales, Administración de operación y mantenimiento, Servicios administrativos de apoyo, etc.), los Cargos financieros netos, los Gastos ajenos a la explotación e Impuestos. Esta información, si bien mejora la que tradicionalmente se reporta en los Balances, es insuficiente porque solo detalla en forma desagregada los costos directos.

Adicionalmente, la empresa ha intentado aplicar la Norma Internacional de Información Financiera N° 8, la cual reporta información desagregada por segmento de operación. De acuerdo a dicha Norma un segmento de operación es un componente de una entidad:

- a) que desarrolla actividades de negocios de las que puede obtener ingresos e incurrir en gastos (incluidos los ingresos y los gastos por transacciones con otros componentes de la misma entidad)
- b) cuyos resultados de operación son revisados de forma regular por la máxima

autoridad en la toma de decisiones de operación de la entidad, para decidir sobre los recursos que deben asignarse al segmento y evaluar su rendimiento y

c) en relación con el cual se dispone de información financiera diferenciada

UTE mantiene una actividad integrada verticalmente desde la generación hasta la comercialización de energía eléctrica, no encontrándose disponible información financiera diferenciada de los ingresos atribuibles a cada segmento, tal como lo requiere la norma, motivo por el cual, todo el ingreso por venta de energía eléctrica se expone dentro del segmento "Comercial". De acuerdo a lo informado en los Estados Contables, los activos, pasivos y resultados de los segmentos incluyen los saldos y transacciones directamente atribuibles a éstos, así como aquellos que pueden ser distribuidos sobre una base razonable. Los saldos y transacciones no distribuidos comprenden principalmente los activos distintos a los activos fijos (de los cuales sí se dispone de información financiera diferenciada), todos los pasivos y los resultados asociados, que no pueden ser directamente atribuibles a los segmentos.

Finalmente, la URSEA ha implementado un Sistema de Información Regulatoria por el cual se cuenta, desde el año 2004, con los costos directos e indirectos desagregados por las principales actividad: generación, transmisión y distribución. El Anexo II reporta el Cuadro de Distribución de Costos de Trasmisión. La siguiente tabla muestra la información reportada por UTE en el Anexo II para el ejercicio 2011 (1 de enero - 31 de diciembre).

Tabla 6 - Cuadro de Distribución d Costos de trasmisión de UTE – Año 2011

Anexo II			
Cuadro de Distribución de Costos de Trasmisión			
Por el ejercicio/periodo comprendido entre el 2011-01 y el 2011-12 (expresado en miles de pesos uruguayos históricos)			
Procesos			
Descripción			
Procesos directos			
Trasmitir Energía			305.102
Gestionar globalmente red Trasmisión	9.872		
Operar la red de Trasmisión	75.247		
Mantener la red de Trasmisión	219.983		
Desarrollar Estrategia			607
Gestión Energética			752
Optimizar y Despachar Energía	0		
Mantener soporte informático DNC	752		
Generar energía			873
Mantener la red de Distribución			3.402
Desarrollar instalaciones eléctricas			121.244
Desarrollar red Trasmisión	117.631		
Desarrollar Sistema de Telecontrol	3.613		0
	Total procesos directos (T1)		431.980
Procesos no directos o de apoyo			
Gestionar el impacto ambiental			2.093
Administrar recursos humanos			64.556
Gestionar recursos económicos-financieros			10.321
Gestionar materiales y servicios			23.954
Gestionar tecnologías de la información			1.150
Gestionar tecnologías de las comunicaciones			0
Gestionar relaciones externas/entorno regulador			613
Gestionar infraestructura no eléctrica			81.098
Administrar Servicios Legales			44
Administrar procesos corporativos			30.559
Administrar procesos diversos			2.513
Gastos Financieros			3
Tributos Nacionales			24
	Total procesos de apoyo (T2)		216.928
Amortizaciones y depreciaciones		(T3)	954.986
Costos Asignados de las Unidades Corporativas y de Administración			
Indirectos			58.013
Corporativos			60.321
Costos Financieros			119.336
	Total Costos asignados de Uds.Corp y de Adm.(T4)		237.670
	Total Costos de Explotación y de Administración y Ventas		1.841.564
Impuesto al Patrimonio			238.424
IRAE			0
	Total General		2.079.988

Fuente: URSEA.

El Consultor analizó cada una de los procesos informados en el Anexo II. Como consecuencia de lo anterior fueron ajustados los datos de COMA de UTE – trasmisión , descontándose algunos costos que no corresponden a la actividad como es Generar energía y Mantener la red de Distribución. Con respecto al proceso Desarrollar red trasmisión fueron realizadas consultas a la URSEA, quien verifico que bajo este proceso no hay costos que eventualmente se pudieran activar, correspondiendo costos de explotación propiamente dichos.

7.2. MODELOS EMPLEADOS

7.2.1. FUNCIÓN DE COSTOS

En primer lugar para estimar la eficiencia de UTE – 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 (ie., minimizarlos) para un nivel de producto dado. Por tal motivo se realiza un análisis a través de una función de costos del tipo:

Ecuación 2

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

Donde: C_i es el costo total de la empresa “i”.

y_i representa el vector de “outputs” (productos).

β es el vector de parámetros a ser estimados.

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

7.2.2. VARIABLES CONSIDERADAS

a) Insumo - 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 financieros y 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 la variable que explica el costo es la cantidad de activos a operar y mantener, medida principalmente por las siguientes variables:

- cantidad de km de red
- cantidad de subestaciones o de transformadores
- capacidad de transformación (MVA)

7.2.3. 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 número de transformadores, 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 274/2009⁶.

7.2.4. MODELO EMPLEADO

Se aplicó el mismo modelo que el utilizado por ANEEL en la última revisión tarifaria de las empresas de transmisión (Segunda Revisión Periódica, 2009 – 2013). ANEEL utilizó el llamado modelo DEA en dos etapas, a saber:

1. **Primera Etapa – Eficiencia pura.** En esta etapa se determina la eficiencia pura (sin considerar las variables ambientales) a través de un modelo DEA con las siguientes características:
 - Verifica Rendimientos No Decrecientes a Escala.
 - Los productos considerados son: la extensión de la red (km), capacidad de transformación (MVA) y cantidad de transformadores (trafos). No fue posible utilizar la variable cantidad de módulos ya que no se dispuso de esta información para el caso de UTE.
 - El insumo considerado es: COMA expresados en Reales Constantes (Junio 2009 = 100).
2. **Segunda Etapa – Incorporación de variables ambientales.** Se incorporan las variables exógenas no controlables por la empresa como es el caso de las diferencias salariales entre regiones a través de un modelo Tobit truncado, partiendo de los resultados de eficiencia de la etapa anterior. La construcción del modelo implica tomar variables con respecto a su valor medio. En consecuencia se ajustarán los valores de eficiencia encontrados en la primera etapa en relación al nivel salarial medio de las empresas. ANEEL también utilizó como variable ambiental el área de cobertura de la red realizada a través de una estimación cartográfica. Esto no fue posible realizarlo para el caso de UTE, por lo que dicha variable no fue considerada.

La aplicación del mismo modelo que el utilizado por ANEEL obedece a:

1. Se trata de un modelo actualizado, con ejemplos de aplicación directa en regulación de empresas públicas.
2. Brasil es en la actualidad en país con mejores avances regulatorios de la región, aplicando regulación en base a fuertes incentivos a la eficiencia con éxito.
3. Próximamente Uruguay tendrá una interconexión muy importante con Brasil (500 MW), con lo cual se viabiliza la integración de ambos mercados.

7.3. RESULTADOS

Las estimaciones fueron realizadas con el programa econométrico NLOGIT versión 4.0.1 cuyas salidas se detallan en el Anexo 3. Con respecto a la eficiencia pura (sin considerar variables ambientales) UTE muestra un desempeño promedio del periodo de 0,90; estimándose, por ende, la ineficiencia en aproximadamente 10%.

⁶ ANEEL Nota Técnica 274/2009: *Benchmarking dos Custos Operacionais das Concessionárias de Transmissão de Energia Elétrica*

Tabla 7 - Primera Fase - resultados de eficiencia de UTE

Año	Valor
2004	1,00
2005	0,87
2006	0,87
2007	0,87
2008	0,88
2009	1,00
2010	0,84
Promedio	0,90

Fuente: elaboración propia con base NLOGIT.

El modelo tobit truncado de la segunda etapa ajusta adecuadamente. La variable dependiente (LSALA2) tiene un coeficiente de -0,28 lo que significa que ante un incremento del 10% en el valor medio de los salarios el nivel de eficiencia cae en casi 3%. El efecto de la variable salario en el nivel de eficiencia de UTE es leve para pasado a un desempeño promedio del periodo de 0,89.

Tabla 8 - Segunda Fase - resultados de eficiencia de UTE

Año	Valor
2004	0,97
2005	0,84
2006	0,86
2007	0,87
2008	0,86
2009	0,98
2010	0,82
Promedio	0,89

Fuente: elaboración propia con base NLOGIT.

Los resultados finales muestran que, en relación con las empresas de transmisión brasileñas, UTE – transmisión tiene un espacio para mejora de su productividad del orden de 11%. En el proceso de estimación de la eficiencia de UTE fueron adoptados, en todos los casos, supuestos favorables a la empresa (e.g. extensión de red sin homologar por tipo de tensión, nivel salarial de UTE similar al de la ciudad de Porto Alegre, etc.) por lo que puede establecerse, sin dudas, que el nivel de ineficiencia estimado representa el nivel inferior. Considerando que los COMA actuales (ejercicio económico 2011) fueron de 38,3 MMUS\$, los COMA eficientes se ubicaría en el entorno de 34,1 MMUS\$, lo cual representa 2,8% del VNR propuesto por el Equipo Consultor (1.234 MMUS\$). Este valor conjunto está dentro del rango de valores posibles cuando se aplican los coeficientes por tipo de equipamiento propuesto por UTE. En otras palabras, el ejercicio de *benchmarking* realizado verifica que los valores propuestos por la empresa son razonables, por lo que se recomienda su utilización.

8. APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA PROPUESTA A SUBTRASMISIÓN (SUPERIOR A 24KV – INFERIOR O IGUAL A 72KV)

8.1. INFORMACIÓN DISPONIBLE

No se dispone de información de COMA de UTE desagregado para la actividad de subtrasmisión, por lo cual, no fue posible realizar un ejercicio de benchmarking con otras empresas, similar al realizado con la actividad de trasmisión. Si embargo se cuenta con información de valores regulatorios aplicados en otros países y de información sobre empresas norteamericanas, aspectos que serán analizados a continuación.

8.2. REGULACIÓN COMPARADA

En Uruguay el segmento de subtrasmisión se define para tensiones mayores o iguales a 24 kV hasta 72 kV (incluido). A continuación se detallan los valores regulatorios, específicos para el segmento de subtrasmisión, de acuerdo a la definición aplicada en Uruguay, utilizados en países de la región:

Tabla 9 - subtrasmisión : %COMA/VNR

País	Nivel de tensión kV	COMA Subestaciones (% sobre VNR)	COMA Líneas de trasmisión (% sobre VNR)
Chile	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

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

Se observa que los valores dependen el nivel de tensión, tipo de instalaciones (subestaciones y líneas de trasmisión) 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 3.2% y 4.0%. Asimismo, el valor de COMA/VNR para líneas de trasmisión varía, dependiendo del nivel de tensión, entre 2.8 y 3.3%.

8.3. 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 trasmisión de EE:UU para el año 2008. La Forma 1 es completada anualmente por aquellas empresas de trasmisión 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 trasmisión 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 UTE – 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%.

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

9. CONCLUSIONES

UTE propone estimar los CAOM eficientes como un porcentaje del VNR. Esta forma de determinación de costos eficientes es muy utilizada por los reguladores en el segmento de transmisión , por lo que no es de extrañar que la regulación uruguaya lo considere explícitamente (Reglamento de transmisión). 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.

No ocurre lo mismo en el segmento de Sub transmisión , en donde el Reglamento de Distribución determina otra herramienta para la determinación de los costos eficientes (empresa de referencia). Sin embargo en esta oportunidad nos parece acertada la propuesta de UTE ya que la aplicación del modelo de empresa de referencia implica mayores recursos materiales, sin asegurar mejores resultados.

El Equipo Consultor realizó estimaciones independientes sobre los costos eficientes, en el caso de transmisión a través de diferentes técnicas de comparación (*benchmarking*) utilizando la base de información utilizada por ANEEL, el regulador sectorial de Brasil, de las empresas de transporte de dicho país y valores regulatorios utilizados en la región. A los efectos de realizar una comparación adecuada fueron homologados los costos entre las empresas de Brasil y UTE, así como la homologación de líneas de transmisión de acuerdo a su nivel de tensión (criterio CIER). En el caso de Sub transmisión , al no contar con información contable desagregada de UTE, se realizó solo un análisis de regulación comparada.

Los resultados obtenidos permiten concluir que los coeficientes propuestos por UTE son razonables ya que los mismos representan valores con significativos antecedentes regulatorios y de empresas eficientes a nivel internacional que los respaldan. En consecuencia, se propone utilizar los siguientes coeficientes técnicos para a estimación del CAOM eficiente del segmento de transmisión y del segmento de Sub transmisión .

Equipamiento de transmisión

Tipo de equipamiento	% CAOM sobre VNR
Estaciones de 500 kV	3,11%
Estaciones de 500 kV	3,73%
Líneas de 500 kV	2,60%
Líneas de 150 kV	2,60%

Equipamiento de Sub transmisión

Tipo de equipamiento	% CAOM sobre VNR
Líneas y Cables	3,36%
Estaciones de Transformación	4,48%

ANEXO 1 - RATIO COMA/VNR PARA EMPRESAS SE TRASMISIÓN 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
Entergy Arkansas, Inc.	1.419	31	2,20%	7.671
Entergy Gulf States Louisiana, L.L.C.	929	43	4,59%	8.423
Entergy Louisiana, LLC	1.095	27	2,43%	4.328
Entergy 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
Total	113.541	3.305	2,91%	569.603

Promedio simple		2,87%
Promedio ponderado		2,91%
Desvío standard		1,33%

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

Notas:

(1) Son US\$ de 2008. 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 2008. Incluye cuota parte de Gastos de Administración (Form 1) correspondientes al segmento de transmisión.

ANEXO 2 - RATIO COMA/VNR PARA EMPRESAS DE SUBTRASMISIÓN 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%
Total	67.275	2.426	3,61%

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

Notas:

(1) Son US\$ de 2008. 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 2008. Incluye cuota parte de Gastos de Administración (*Form 1*) correspondientes al segmento de transmisión .

ANEXO 3 - SALIDAS DEL MODELO

Segunda Etapa – Modelo Tobit truncado

```

+-----+
| Limited Dependent Variable Model - CENSORED |
| Maximum Likelihood Estimates           |
| Model estimated: Oct 26, 2012 at 06:46:13PM.|
| Dependent variable      EFDEA  |
| Weighting variable      None  |
| Number of observations   63  |
| Iterations completed    3  |
| Log likelihood function  2.141406 |
| Number of parameters    3  |
| Info. Criterion: AIC = .02726  |
| Finite Sample: AIC = .03371  |
| Info. Criterion: BIC = .12931  |
| Info. Criterion:HQIC = .06740  |
| Threshold values for the model:      |
| Lower= .0000  Upper= 1.0000  |
| ANOVA based fit measure = .013140  |
| DECOMP based fit measure = .457770  |
+-----+
+-----+-----+-----+-----+-----+
|Variable| Coefficient | Standard Error |b/St.Er.|P[|Z|>z]| Mean of X|
+-----+-----+-----+-----+-----+
-----+Primary Index Equation for Model
Constant| .54418252  .02827405  19.247  .0000
LSALA2  | -.29232241  .13601227  -2.149  .0316  -.02058413
-----+Disturbance standard deviation
Sigma   | .22288666  .02038835  10.932  .0000

+-----+
| Partial derivatives of expected val. with |
| respect to the vector of characteristics. |
| They are computed at the means of the Xs. |
| Observations used for means are All Obs.  |
| Conditional Mean at Sample Point  .5271  |
| Scale Factor for Marginal Effects  .9714  |
+-----+
+-----+-----+-----+-----+-----+
|Variable| Coefficient | Standard Error |b/St.Er.|P[|Z|>z]| Mean of X|
+-----+-----+-----+-----+-----+
Constant| .52863206  .02621202  20.168  .0000
LSALA2  | -.28396906  .13220866  -2.148  .0317  -.02058413
Sigma   | .000000  .....(Fixed Parameter).....

```

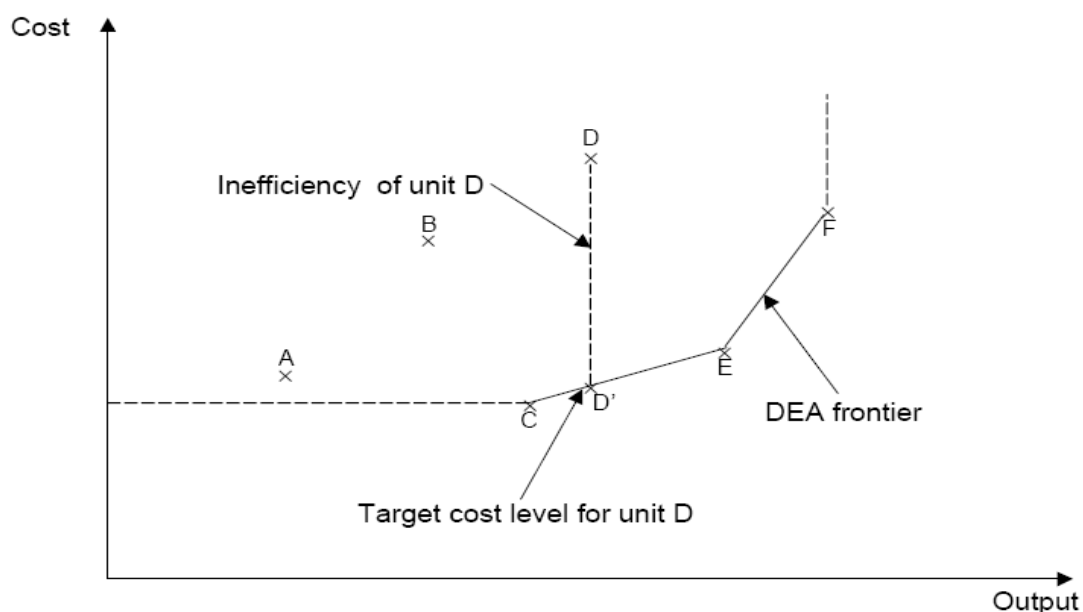
Fuente: NLOGIT Version 4.0.1 (January 1, 2007).

ANEXO 4 - ANALISIS ENVOLVENTE DE DATOS (DEA)

A continuación se realiza una breve descripción del método aplicado en el presente trabajo: Análisis Paramétrico y Análisis Envoltente de Datos, más conocido por su denominación en inglés DEA (*Data Envelopment Analysis*).

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 países, e.g Noruega, Australia (varios Estados), Holanda, Dinamarca, Colombia, Jamaica, etc.

Figura 2 DEA



Fuente: elaboración de MEC

El modelo DEA permite dos especificaciones posibles:

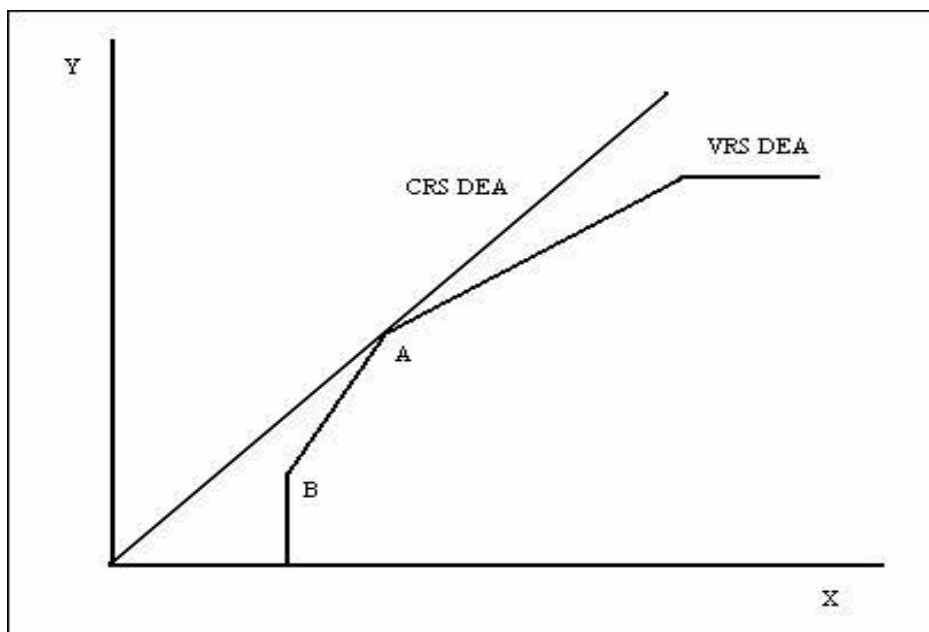
1. *Rendimientos Constantes a Escala* (RCE). Esta especificación es adecuada cuando todas las empresas están operando en una escala óptima de producción o cuando las empresas pueden elegir su escala de producción. En estos casos la ineficiencia de escala puede atribuirse a la mala gestión de largo plazo de la empresa.
2. *Rendimientos Variables a Escala* (RVE). Esta especificación permite estimar la eficiencia técnica sin los efectos de la eficiencia de escala (eficiencia técnica pura).

Eficiencia de escala

La eficiencia técnica puede descomponerse en eficiencia técnica pura y eficiencia de escala. Una empresa tiene RCE cuando el incremento en el nivel de producto es estrictamente proporcional al incremento en los insumos utilizados. Si la empresa obtiene un incremento

en el producto más que proporcional que en los insumos tiene rendimientos crecientes a escala. Inversamente, si el incremento de producto es proporcionalmente menor al incremento en los insumos la empresa verifica un proceso productivo de rendimientos decrecientes a escala. En la siguiente grafica se observa que la empresa B está sobre la frontera de RVE (en inglés, VRS) pero es ineficiente con respecto a la frontera de RCE (en inglés, CRS). La diferencia entre ambas es la ineficiencia de escala.

Figura 3 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*”.