

**UN MODELO DE INCENTIVOS PARA LAS FUENTES
PRIMARIAS DE ENERGÍA RENOVABLE POR ANÁLISIS
ENVOLVENTE DE DATOS
ALTERACIÓN DE LOS CARGOS DE ACCESO DE LOS GENERADORES EN
UN SISTEMA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA APLICANDO UNA FUNCIÓN
VIRTUAL DE PRODUCCIÓN**

GUSTAVO SCHWEICKARDT¹ - JUAN MANUEL GIMENEZ²

(1) CONICET - Instituto de Economía Energética, Fundación Bariloche - ARGENTINA
(2) CONICET – Universidad Nacional San Juan - Facultad de Ingeniería – Departamento de
Electromecánica - San Juan - ARGENTINA
gustavoschweickardt@conicet.gov.ar - jgimenez@unsj.edu.ar

Fecha Recepción: Febrero 2012 - Fecha Aceptación: Agosto 2012

RESUMEN

En el presente trabajo se describe un Modelo para incentivar la participación de Generadores cuyas Fuentes Primarias de Energía son Renovables, en un Sistema de Transmisión Eléctrica. Se considera especialmente el recurso hidroeléctrico, sin pérdida de generalidad, que requiere del emplazamiento de las unidades de generación donde el recurso está localizado geográficamente. Para ello, se propone una Función Virtual de Producción, cuyos insumos y productos virtuales resultan apropiados conforme el objetivo pretendido. Su tratamiento comparativo se continúa con un Modelo DEA, que arroja eficiencias tales que permiten obtener factores de afectación aplicables a los Cargos de Acceso a las Redes de Transmisión, incentivando, con menores costos, a las unidades hidroeléctricas. Se presentan resultados en un sistema real de transmisión.

PALABRAS CLAVE: DEA – Función virtual de producción – Fuentes renovables de energía – Red de transmisión – Cargos de acceso.

ABSTRACT

In this work, a model to incentive the participation of renewables primary energy sources in generation market on the transmission network, is presented. The hydro resource is especially considered, without loss of generality in the concepts exposed along the work, because the plants must be installed in the place where the hydro resource is located. For this objective, is introduced a Virtual Production Function, with virtual inputs and outputs, in a DEA Model

Wich efficiencies will allow to obtain a vector of factors, that change the access network fees in the direction of desired incentives. In this way, the hydro-electric plants will have lowers access fees respect to their originals costs. An application on a real transmission system is finally presented.

KEYWORDS: DEA – Virtual production function – Renovables energy sources - Transmission networks – Access fees.

1. INTRODUCCIÓN

En el estado del arte, las diversas metodologías para identificar responsabilidades de los agentes generadores en el uso de las redes de transmisión eléctrica, no consideran incentivos provenientes de la renovabilidad de las fuentes primarias de energía empleadas. Existe una razón teórica, que puede abonar tal proceder: *la valoración económica de la variable ambiental*, sobre la que tales generadores impacten, debería ser considerada *aguas arriba* de la transmisión, como un *costo de operación* de las unidades en el proceso de *despacho económico*.

Si bien es cierto, el *despacho económico eléctrico-ambiental*, tampoco está claramente resuelto en el estado del arte y, por caso, puede consultarse una interesante propuesta en (MUELA et. al., 2007), que confronta, metodológicamente, a la imposición de los denominados *permisos transables de emisión*. Los mismos, supuestamente, *sustentan el valor del medioambiente, a través de la creación de un mercado, para implementar su compra-venta*.

No obstante, en la práctica, se observa una tendencia a introducir, *mediante menores costos de acceso a las redes*, las *energías primarias renovables*. Es posible que tal enfoque *complemente* o *sustituya* su consideración en el *despacho económico*, pero la realidad es que pretenden proporcionarse *incentivos* por este mecanismo. En el presente trabajo, se presenta un Modelo de Incentivos, en la dirección descrita, para un sistema de transmisión particular. Pero de ningún modo pierde, por ello, generalidad en las ideas soporte de su desarrollo, si se pretendiesen extender a otros sistemas. Se trata de un *sistema de transmisión radial*, cuyo *centro de carga* o *baricentro de demanda* se encuentra en el extremo oriental, con los generadores fósiles muy próximos a las demandas, y los múltiples aprovechamientos hidroeléctricos y eólicos emplazados en el extremo occidental, muy alejados las mismas.

Por la estructura tarifaria vigente, se intenta valorizar *el uso extensivo de las redes*, perjudicando de manera notable a los emplazamientos de energías primarias limpias, que requieren de grandes distancias eléctricas para llegar a la demanda. Esta situación ocurre en la red de transporte del sistema panameño.

Las ideas aquí propuestas recurren al Análisis Envolvente de Datos (DEA), considerando que cada *unidad de generación* es una *unidad de decisión*, DMU. Se define una Función Virtual de Producción, en la que las mismas “toman” ciertos *insumos* y “producen” ciertos *productos*, ambos, por tanto, *virtuales*. A partir de las *eficiencias* obtenidas, se desarrolla un *vector de factores de afectación* de sus *costos de acceso*, cuyos elementos actúan multiplicativamente sobre los mismos, *incentivando*, por reducción de cargos a sufragar, a las DMU's de *mayor eficiencia*. Al modelo resultante se lo referirá como IDEA (Incentivos por Análisis Envolvente de Datos – DEA).

La *primera* parte del trabajo describe la metodología DEA, los *modelos elegibles*, orientándose hacia el más conveniente para su empleo en esta aplicación. La *segunda* parte, demuestra el desarrollo del Vector de Factores de Incentivos IDEA, previa descripción del Modelo de Seguimiento Eléctrico, MSE, empleado para determinar los *cargos de acceso* a ser afectados, y la *tercera* y última, presenta una aplicación real sobre el sistema de transmisión referido.

2. GENERALIDADES SOBRE EL MÉTODO DEA. MODELOS

2.1 Contexto Histórico de los Desarrollos sobre los Métodos de Fronteras de Eficiencia

El interés por el análisis de las Fronteras de Eficiencia Económica ha crecido rápidamente desde sus planteos primigenios, en la década de 1950/60, existiendo numerosas publicaciones con metodologías y aplicaciones relativas a su estimación/determinación. En forma general, pueden referirse *dos metodologías principales* desarrolladas para medir la *eficiencia*: **a)** aquella sustentada en *técnicas econométricas* y **b)** aquella que recurre a la *programación matemática*. En ambos casos, la *eficiencia de una determinada empresa/unidad productiva proviene de una medida relativa de distancia respecto a una frontera que se asume como límite práctico máximo de eficiencia*.

En el *enfoque econométrico*, se especifica una determinada formulación para la *función de producción*, la cual caracteriza a la unidad productiva evaluada. Luego, *la eficiencia está representada por la cuantía del error en la aproximación que la empresa arroja en su producción, respecto de la forma funcional propuesta*. Cuando la metodología de análisis es *estocástica*, el alejamiento respecto a la *frontera de eficiencia* se considera producto tanto de la *ineficiencia* como del *azar* (por caso, de una mala medición), por lo que el *error especificado en la función de producción* se compone de *dos términos* solidarios a sendas fuentes: un error completamente *aleatorio* y un error que representa la *ineficiencia*.

Para medir tal *ineficiencia*, se separan estas dos componentes del *error total*, imponiendo supuestos específicos relativos a la *función de distribución* de cada una de ellas. Un proceso complejo, como se observa. Por el contrario, *el enfoque de programación matemática no impone una estructura determinada para la frontera y cualquier desviación respecto de la misma es considerada como una ineficiencia de la empresa en estudio*. En cuanto a la *opción metodológica más pertinente de estimación*, ésta no ha estado al margen de polémicas. Algunos investigadores adhieren a los *métodos econométricos*, mientras que otros propugnan por la aplicación de la *programación matemática*.

Los *métodos econométricos* se han criticado por confundir *potenciales estimaciones de eficiencia* con los *errores de especificación*, sumado a su *complejidad*. Por otra parte, el asumir una forma imputable a la *función de producción*, constituye otro de los cuestionamientos *fuertes*, puesto que en tal procedimiento existe, en general, *una adhesión al paradigma económico dominante* (Neo-Clásico).

Es frecuente observar funciones del tipo Cobb-Douglas, típicamente Neo-Clásicas, y luego relevar que el comportamiento de las unidades productivas, *no respeta sus supuestos*, generalmente vinculados a los *rendimientos a escala no crecientes* (en rigor, para la función referida, *constantes*). La *programación matemática*, por otro lado, es *no-paramétrica* y así *menos susceptible a los errores de especificación*. *No requiere de suponer, a priori, una forma de la frontera solidaria a la función de producción en cada unidad productiva*. Se objeta, en cambio, que no es capaz de considerar la *posibilidad de desviaciones* que cada unidad productiva pueda presentar respecto a la *frontera eficiente*, imputables a razones puramente *aleatorias*. Este hecho ha demostrado, en la amplitud y difusión del método, componer una cuestión menor, resoluble con modernas técnicas de tratamiento de la *incertidumbre*, aún la *no estocástica*.

En el análisis basado en *programación matemática* se obtienen *estimaciones puntuales de eficiencia*, sin que se pueda analizar la *precisión de la estimación* y, por tanto, en la comparación entre unidades no es posible saber si la diferencia se debe exclusivamente a *errores en los datos*, generando un problema de fiabilidad de estimación. Para corregir estas deficiencias, se han propuesto variadas alternativas de análisis a efectos de determinar la *sensibilidad de las estimaciones*. Una de la más aceptadas es la realizada a partir de un método que ha sido adaptado recientemente para aproximar la *distribución del estimador de eficiencia*, referido como metodología DEA - Análisis Envolvente de Datos (Data Envelopment Analysis), sustentada en la *programación lineal*. Más allá de todas estas discusiones, es innegable la *facilidad relativa de implementación* del DEA y su *versatilidad*, tal y como se la emplea, desde un *enfoque novedoso*, en el presente trabajo. Por ello se han dejado de lado sus críticas y se han aprovechado sus ventajas.

2.2 Modelos Formales DEA

2.2.1 Modelos Base DEA

El *Análisis Envolvente de Datos* o *Data Envelopment Analysis* (DEA) es una *técnica de optimización* construida para medir la *eficiencia productiva* (conjunto mínimo de insumos requeridos para la producción, con cierta tecnología considerada la mejor disponible) relativa, de un grupo de unidades productivas. En las mismas, referidas mediante el acrónimo DMU (del inglés, Decision Making Units), la presencia de *múltiples insumos* (entradas) y *productos* (salidas), tornan difícil la comparación de su *desempeño*. DEA proporciona así, un método para comparar la *eficiencia* (se omite, de aquí en más, que es *productiva*) sin el conocimiento de la *función de producción*, es decir, *sin necesidad de conocer una relación funcional entre entradas y salidas*. El resultado de *eficiencia* (Ef) en presencia de *múltiples entradas y salidas* se define como el *cociente* entre la Suma Ponderada (SPS) de las Salidas y la Suma Ponderada de las Entradas (SPE):

$$Ef = SPS/SPE \quad (1)$$

Asumiendo que existen n DMUs en el conjunto de estudio, cada una con E entradas y S salidas, el resultado de *eficiencia relativa* de una DMU individual, DMU0, se obtiene resolviendo el siguiente *modelo fraccionario* propuesto por Charnes, Cooper y Rhodes (CHARNES, et. al., 1978):

$$\begin{aligned} & \text{Max} \\ & h_0 = \{ \sum_{(r=1..S)} [v_{r0} \times y_{r0}] \} / \{ \sum_{(i=1..E)} [u_{i0} \times x_{i0}] \} \end{aligned} \quad (2)$$

$$\begin{aligned} & \text{Sujeto a} \\ & h_0 = \{ \sum_{(r=1..S)} [v_{rj} \times y_{rj}] \} / \{ \sum_{(i=1..E)} [u_{ij} \times x_{ij}] \} < 1; \forall j \text{ en } [1..n] \quad (3) \\ & u_i, v_r \geq 0 \quad (4) \end{aligned}$$

siendo: y_r y x_i constantes que representan las cantidades observadas en la r -ésima *salida* y en la i -ésima *entrada*, correspondientemente, para la unidad de *toma de decisión* j (DMU j); v_r y u_i , son *factores ponderadores* que permiten obtener la *medida escalar de eficiencia* buscada; S es el número de *salidas* y E el de *entradas*; el valor h_0 satisface la condición: $0 \leq h_0 \leq 1$, y representa el *valor de eficiencia* correspondiente a la DMU0. Si $h_0 = 1$, se tiene *eficiencia máxima*; luego un valor de $h_0 < 1$ indica el *grado de ineficiencia* de la unidad DMU0. Por otra parte, h_0 resulta *invariante* con las unidades de medida empleadas en las variables de entrada/salida. Es importante observar que el modelo (2)-(4) *puede no tener una solución*, dado que los denominadores *pueden hacerse cero, indefiniendo las cantidades en el mismo*. Por otra parte, si v^* y u^* son solución de (2)-(4), entonces también lo son $(k \times v^*)$ y $(k \times u^*)$, para cualquier $k > 0$. Para excluir las *múltiples soluciones* y los inconvenientes del *programa fraccionario* (2)-(4), el mismo puede convertirse en un modelo de *programación lineal* empleando la siguiente transformación:

$$\begin{aligned} & \text{Max} \\ & \{ \sum_{(r=1..S)} [v_{r0} \times y_{r0}] \} \quad (5) \\ & \text{Sujeto a} \\ & \{ \sum_{(r=1..S)} [v_{rj} \times y_{rj}] \} - \{ \sum_{(i=1..E)} [u_{ij} \times x_{ij}] \} \leq 0; \quad \forall j \text{ en } [1..n] \quad (6-A) \\ & \{ \sum_{(i=1..E)} [u_{ij} \times x_{i0}] \} = 1 \quad (6-B) \\ & u_i, v_r \geq 0 \quad (7) \end{aligned}$$

La solución de este modelo (5)-(7), proporciona los *ponderadores de entrada y de salida que maximizan el resultado de eficiencia* de la DMU0 en evaluación. Para encontrar el resultado de *eficiencia relativa de todas las DMUs*, el problema (5)-(7) *debe resolverse n veces*. Tal solución satisface la denominada *condición de optimalidad de Koopmans* (KOOPMANS, 1951): *una combinación factible de entrada y salida es técnicamente eficiente, si es tecnológicamente imposible aumentar alguna salida y/o reducir alguna entrada sin reducir simultáneamente al menos otra salida y/ o aumentar al menos otra entrada*.

El modelo (5)-(7) tiene una *orientación de salidas* dado que la *búsqueda de eficiencia* se realiza *encontrando los ponderadores que maximizan la salida de la DMU0 o de prueba/referencia*, mientras se mantiene fija la cantidad total de entrada, mediante la imposición de la segunda restricción. Análogamente, puede plantearse un modelo DEA con *orientación de entradas*, es decir, *los ponderadores deberán minimizar la cantidad de entradas, utilizadas para obtener la misma salida*. El modelo resultará, en tal caso:

$$\begin{aligned} & \text{Min} \\ & \{ \sum_{(i=1..E)} [u_{ij} \times x_{i0}] \} \quad (8) \\ & \text{Sujeto a} \\ & \{ \sum_{(r=1..S)} [v_{rj} \times y_{rj}] \} - \{ \sum_{(i=1..E)} [u_{ij} \times x_{ij}] \} \leq 0; \quad \forall j \text{ en } [1..n] \quad (9-A) \\ & \{ \sum_{(r=1..S)} [v_{r0} \times y_{r0}] \} = 1 \quad (9-B) \\ & u_i, v_r \geq 0 \quad (10) \end{aligned}$$

Los modelos DEA expresados en (5)-(7) y (8)-(10) son referidos como *Modelos de Multiplicadores*. Por otro lado, a efectos de *comparar eficiencias*, la metodología DEA también puede identificar el *grupo de referencia eficiente* sobre cierto conjunto de DMUs en estudio. Las DMUs *eficientes*, en tal caso, se encuentran resolviendo el *problema dual* de los modelos (5)-(7) y/o (8)-(10). El *problema dual* de (5)-(7) se expresa formalmente como sigue:

$$\begin{aligned} & \text{Min} \\ & \{ \theta_0 \} \quad (11) \\ & \text{Sujeto a} \\ & \{ \sum_{(j=1..n)} [\lambda_j \times x_{ij}] \} \leq \theta_0 \times x_{i0}; \quad \forall j \text{ en } [1..n], \quad \forall i \text{ en } [1..E] \quad (12) \\ & \{ \sum_{(i=1..n)} [\lambda_i \times y_{ri}] \} \geq y_{r0}; \quad \forall j \text{ en } [1..n], \quad \forall r \text{ en } [1..S] \quad (13) \\ & \lambda_j \geq 0; \quad (14) \end{aligned}$$

En este problema, la DMU0 en evaluación se compara con todas las DMUs (*combinación lineal de entradas y salidas*) que produzcan lo mismo o más, consumiendo lo mismo o menos, respectivamente, que la DMU0. De esta manera, si la DMU0 es *eficiente*, el modelo de programación no ha encontrado entre las DMUs una combinación de cantidades de entradas y de salidas con las que se produzca lo mismo o más, y se use lo mismo o menos que la DMU0 y, por tanto, impone a θ_0 el valor uno. Por el contrario, si la DMU0 es *ineficiente*, el modelo de programación ha identificado un conjunto de DMUs cuya combinación de entradas y de salidas definen una DMU ficticia o compuesta, que produce lo mismo o más, y emplea lo mismo o menos que la DMU0. De esta manera, las unidades implicadas en la construcción de la DMU compuesta, pueden utilizarse como máximos de referencia para definir mejoras de eficiencia de la DMU0. De forma similar, el problema dual correspondiente al modelo (8)-(10), se formula en los siguientes términos:

$$\text{Max } \{\beta_0\} \quad (15)$$

Sujeto a

$$\left\{ \sum_{(j=1..n)} [\lambda_j \times x_{ij}] \right\} \leq x_{i0}; \quad \forall j \text{ en } [1..n], \forall i \text{ en } [1..E] \quad (16)$$

$$\left\{ \sum_{(i=1..n)} [\lambda_i \times y_{ri}] \right\} \geq \beta_0 \times y_{r0}; \quad \forall j \text{ en } [1..n], \forall r \text{ en } [1..S] \quad (17)$$

$$\lambda_i \geq 0; \quad (18)$$

En forma análoga a la descripción correspondiente al modelo dual (11)-(14), puede establecerse el mecanismo por el cual el modelo (15)-(18) consigna el grado $\beta_0 = 1$ de *eficiencia* o impone algún grado de *ineficiencia* a la DMU0. Los modelos (11)-(14) y (15)-(18), son referidos como *Modelos Envoltentes*.

2.2.2 Las Eficiencias Fuerte y Débil en los Modelos DEA

Los modelos anteriores proporcionan un resultado de *eficiencia* para la *unidad en evaluación, sosteniendo la misma escala en cada entrada o salida considerada*. De esta manera, resulta posible que en los resultados aparezcan *unidades consignadas como eficientes* (modelo (11)-(14), por caso, $\theta_0 = 1$), las cuales, sin embargo, podrían tomar *menos de alguna entrada* (indicado a través de una *holgura* h_i^-) o *producir más de alguna salida* (indicado a través de una *holgura* h_r^+) en comparación a su correspondiente DMU compuesta (que es la *óptima* del conjunto).

Esto se refleja en cierto *valor de holgura* en las desigualdades presentes en los *modelos duales*, introduciéndose el concepto, en tal sentido, de *ineficiencia de holgura*. Por tal motivo, los modelos envoltentes (11)-(14) y (15)-(18), son caracterizados como de *eficiencia débil*. Para concebir, como contraparte, un modelo que *pondere este efecto* orientado a una *eficiencia fuerte*, se plantean *igualdades* en lugar de *desigualdades*, a través de la incorporación de *variables slacks* (o de *holgura*) asociadas a cada *entrada/salida*, en los *modelos envoltentes*.

Adicionalmente, la reducción de eficiencia por efecto de la holgura no nula, se establece incorporando un término que resta el producto entre un escalar $\varepsilon > 0$ y la sumatoria de las variables slacks solidarias a cada entrada/salida, respectivamente. Típicamente el valor adoptado para este escalar, es $\varepsilon = 10^{-6}$. El modelo (11)-(14) orientado a eficiencia fuerte, se formula, entonces, en los siguientes términos:

$$\text{Min } \{\theta_0 - \varepsilon \times [(\sum_{i=1..E} h_i^-) + (\sum_{r=1..S} h_r^+)]\} \quad (19)$$

$$\text{Sujeto a } \{ \sum_{j=1..n} [\lambda_j \times x_{ij}] - \theta_0 \times x_{i0} + h_i^- = 0; \forall j \text{ en } [1..n], \forall i \text{ en } [1..E] \quad (20)$$

$$\{ \sum_{j=1..n} [\lambda_j \times y_{rj}] - y_{r0} - h_r^+ = 0; \quad \forall j \text{ en } [1..n], \forall r \text{ en } [1..S] \quad (21)$$

$$\lambda_j, h_i^-, h_r^+ \geq 0; \quad (22)$$

Análogamente, puede ser formulado un modelo equivalente orientado a eficiencia fuerte para el modelo (15)-(18). El modelo (11)-(14) es el de interés, por ser uno de los que se consideró en este trabajo.

2.2.3 La Consideración de los Rendimientos a Escala en los Modelos DEA

Los modelos vistos anteriormente permiten medir la eficiencia puramente técnica o productiva, eliminando la influencia que pudiera tener la existencia de economías de escala en la evaluación de las DMUs. En efecto, la medida de eficiencia de una unidad, puede estar condicionada no sólo por la gestión de la misma, sino también por la escala en la que opere, y los modelos anteriores suponen tácitamente la existencia de rendimientos constantes a escala, (CRS).

Esto significa que todas las unidades se comparan como si estuvieran sometidas a rendimientos constantes y no se contempla la posibilidad de existencia de ineficiencias debidas a las diferencias entre las escalas operativas en cada DMU. En (BANKER et. al., 1984) se propone incorporar una restricción adicional al modelo CRS, de manera de acotar la búsqueda de la DMU compuesta más eficiente sobre la envolvente convexa definida para el conjunto de las DMUs. Con ello, la comparación se realiza entre DMUs con características operativas similares. El modelo resultante se conoce como modelo DEA con rendimientos variables a escala, (VRS). Extendiendo tales consideraciones al modelo (11)-(14) se formulan, los siguientes los Modelos:

A) DEA VRS Orientado a Eficiencia Débil:

$$\text{Min } \{\theta_0\} \quad (23)$$

$$\text{Sujeto a } \{ \sum_{j=1..n} [\lambda_j \times x_{ij}] \leq \theta_0 \times x_{i0}; \quad \forall j \text{ en } [1..n], \forall i \text{ en } [1..E] \quad (24)$$

$$\{ \sum_{j=1..n} [\lambda_j \times y_{rj}] \geq y_{r0}; \quad \forall j \text{ en } [1..n], \forall r \text{ en } [1..S] \quad (25)$$

$$\sum_{j=1..n} [\lambda_j] = 1; \quad \forall j \text{ en } [1..n] \quad (26)$$

$$\lambda_j \geq 0; \quad (27)$$

B) DEA VRS Orientado a Eficiencia Fuerte:

Min

$$\{\theta_0 - \varepsilon \times [(\sum_{(i=1..E)} h_i^-) + (\sum_{(r=1..S)} h_r^+)]\} \quad (28)$$

Sujeto a

$$\{\sum_{(j=1..n)} [\lambda_j \times x_{ij}] - \theta_0 \times x_{i0} + h_i^- = 0; \forall j \text{ en } [1..n], \forall i \text{ en } [1..E] \quad (29)$$

$$\{\sum_{(j=1..n)} [\lambda_j \times y_{rj}] - y_{r0} - h_r^+ = 0; \forall j \text{ en } [1..n], \forall r \text{ en } [1..S] \quad (30)$$

$$\sum_{(i=1..n)} [\lambda_i] = 1; \quad \forall j \text{ en } [1..n] \quad (31)$$

$$\lambda_j, h_i^-, h_r^+ \geq 0; \quad (32)$$

A este tipo de modelos VRS, se los suele referir como BCC, atendiendo a las iniciales de sus autores (Banker, Charnes, y Cooper). Del mismo modo, a los anteriores, que consideran *rendimientos constantes a escala*, se los suele referir como CCR (Charnes, Cooper y Rhodes).

3. LA INTRODUCCIÓN DE INCENTIVOS A LAS ENERGÍAS RENOVABLES SOBRE LOS CARGOS DE ACCESO A LAS REDES DE TRANSMISIÓN. MODELO IDEA (INCENTIVOS DEA)

En el epígrafe 2. han quedado formalizados los *modelos candidatos* a emplearse en la aplicación que aquí se desarrollará. Luego se volverá sobre los mismos, a los efectos de explicar cuál de ellos resultó más apropiado conforme los objetivos pretendidos. En este apartado, deben introducirse las *consideraciones específicas* para el desarrollo de los *factores* IDEA. Se presentan a continuación.

3.1 El Modelo Empleado para definir los Cargos de Acceso a Redes de Transmisión: Seguimiento Eléctrico (MSE)

De los diversos métodos para identificar las *responsabilidades en el uso de la red de transmisión por parte de los agentes generadores*, se introduce aquí uno *novedoso*, desarrollado por quien suscribe. Este modelo, referido como de Seguimiento Eléctrico, MSE, a su vez, tiene impacto en la definición de una de las *entradas* en la Función de Producción Virtual que empleará el Modelo DEA adoptado. Por ello, se describirán sus principales fundamentos, sin ingresar, por cuestiones de espacio y de claridad, sobre los cálculos que se suceden a fin de definir los *cargos de acceso a redes*.

Estos serán considerados, para los desarrollos siguientes, *un dato*. El principio en que sustenta el MSE, asume que cada barra del Sistema de Transmisión, actúa como un “mezclador perfecto” de flujos inyectados/retirados, de modo que resulte imposible conocer “qué electrón particular” se dirige en “qué dirección particular”, fluyendo por las líneas.

De tal modo, el modelo acuerda con el sentido físico implícito en los circuitos, y generalmente aceptado, referido a que la electricidad es *indistinguible*, condición destacable, porque ha sido el punto débil observado para otros métodos existentes en el Estado del Arte que han intentado “medir” el uso físico bajo estas consideraciones. El MSE determina *la contribución de la potencia inyectada por cada generador para cada carga, a través de cada flujo de línea en la red, considerando, eventualmente, las pérdidas individualmente originadas.*

La justificación se sustenta en *dos elementos*: **a)** la denominada primera Ley Kirchhoff (Ley de las Corrientes o Intensidades de un Circuito Eléctrico) y **b)** Las transformaciones de un Circuito Eléctrico a su *equivalente lineal*, aplicando el Principio de Superposición (ARRILLAGA et. al., 1991).

En general se asume que *la intensidad en cada punto de inyección de la red, puede fluir a través de todas las líneas y, de tal modo, alcanzar a todas las demandas.* En tal sentido, si se considera el esquema de la **FIGURA 1**, la demanda que fluye a través de la línea C-E, indicada como I_3 , tiene componentes que provienen desde los puntos de inyección A, B y C, que se indican, correspondientemente, como I_3^A , I_3^B e I_3^C . Cada una de esas componentes, son magnitudes desconocidas del problema (algunas componentes, pueden resultar, lógicamente, nulas). En consecuencia, el número de magnitudes (intensidades) incógnitas, resultará ser:

$$n_i = (n_l + n_c) \times n_g \quad (33)$$

donde: n_l es el número de líneas de la red; n_c el número de barras de carga y n_g el número de puntos de inyección. Cada magnitud incógnita, representa *la intensidad que fluye desde una barra, la cual discurre a través de una línea o se dirige hacia una demanda/carga, y proviene de cierto punto de inyección en el sistema.* De modo que cada intensidad incógnita, *estará compuesta por las contribuciones desde cada inyección proveniente de una línea, hacia una barra, y cuyo origen resulta de cierto generador.*

Para calcular las *componentes* de tal *intensidad*, se aplica el siguiente procedimiento, integrado por los pasos que se enumeran a continuación: **Paso 1)** Se calcula el Estado Eléctrico del Sistema mediante la simulación de un Flujo de Carga en Corriente Alterna; **Paso 2)** Se escoge una barra cuyas componentes de la corriente inyectada, sean conocidas. En la primera ejecución, las únicas barras que satisfarán este requisito, serán aquellas cuyas componentes de intensidad provienen de un generador; **Paso 3)** Se reemplazan aquellas componentes de la intensidad inyectada a la barra, por *fuentes de corriente constante*, cuyas magnitudes son obtenidas desde los resultados del flujo de carga simulado en el **Paso 1)**; **Paso 4)** Se reemplazan aquellas líneas cuyas intensidades son conocidas y que fluyen desde la barra, por impedancias equivalentes cuyos valores son calculados como una función del voltaje de barra y de la intensidad en cada línea.

La invariabilidad de las intensidades y de los voltajes de barra confirman la validez de estas sustituciones desde el punto de vista de la Teoría de Circuitos; **Paso 5)** Se aplica, entonces, el Principio de Superposición para cada *circuito equivalente* (uno por barra). De esta manera, es posible conocer *la composición de cada intensidad fluyendo desde una barra por cada línea o hacia una carga/demanda*; **Paso 6)** Se retorna al **Paso 2)**, recursivamente, repitiéndose el resto de los pasos hasta finalizar el procedimiento para todas las barras del sistema. En la **FIGURA 2** se presenta un ejemplo ilustrativo del algoritmo anterior, mostrando la barra C representada en la FIGURA 1 y su Circuito Equivalente. Cada incógnita que proviene de una barra N, puede ser, entonces, expresada como sigue:

$$I_i^j = \sum_{k=1}^{n_e} \frac{Z_{EQUIV_N}}{Z_i} \times I_k^j \quad (34)$$

En esta ecuación, los subíndices (i) indican la *línea o carga/demanda* a través/hacia la cual la intensidad fluye, mientras que los superíndices (j) indican desde cuál *punto de inyección* proviene tal intensidad, esto es: i es el índice de la *cargas/demandas o líneas* cuyas intensidades fluyen desde la barra N; k es el índice de la *líneas* cuyas intensidades fluyen hacia la barra N; j es el índice de los *puntos de inyección*, y n_e es el *número de intensidades inyectadas* en la barra N (proveniente desde *líneas o generadores*). Además:

$$Z_i = \frac{V_n}{\sqrt{3} \times I_i} \quad (35)$$

$$Z_{EQUIV_N} = \frac{1}{\sum_{i=1}^{n_s} (1/Z_i)} \quad (36)$$

siendo: n_s el *número de cargas o líneas* cuyas intensidades fluyen desde la barra N; V_n el *voltaje* de la barra N e I_i la *Intensidad total* a través de la *línea* i. El conjunto de ecuaciones que se presenta desde la expresión (34), es un Sistema Lineal de Ecuaciones. El término que contiene la intensidad I_k^j para $j = N$, es un término conocido (la intensidad del generador localizado en la barra N, a la que se referirá como I^G), y que resulta un término independiente del sistema de ecuaciones. Si los coeficientes (Z_{EQUIV_N}/Z_i) son indicados como C, entonces se obtiene la siguiente expresión matricial para el sistema:

$$[C] \times [I] = [C \times I^G] \quad (37)$$

donde: $[C]$ es una matriz cuyos elementos son los coeficientes c, de orden $n_i \times n_i$; $[I]$ es el vector de las componentes de las intensidades incógnitas y $[C \times I^G]$ es el vector de términos independientes.

Aplicando de forma recursiva los pasos anteriores, **1)** a **6)**, pueden obtenerse *dos resultados muy importantes*: **a)** *Las componente de Intensidad inyectadas por cada generador i-ésimo en el conjunto considerado, [1..nG], donde nG es el número de generadores, circulando por cada línea del sistema, hasta el abastecimiento de una demanda, y b)* *Cuáles Generadores abastecen, y con qué componente de intensidad, a cada demanda del sistema.* El punto **a)**, resuelve un *nuevo concepto* de Áreas de Influencia (AGURTO, 1992), pues determina *por cuales líneas discurre el flujo aportado por un generador del sistema.* Este concepto presenta ventajas múltiples respecto del incremental, utilizado en la Remuneración Marginalista para componer los *cargos de acceso a redes.* La más destacable, es que estas nuevas Áreas de Influencia, son *topológicamente continuas*, situación que *no se presenta* en el concepto solidario a la Remuneración Marginalista (Cargo Complementario obtenido por Áreas de Influencia, tal y como se lo aplica en nuestro país, Argentina, por caso). De manera que se tendrán las Áreas de Influencia MSE, expresadas como una *terna de valores*, para este trabajo:

$$AIG_i = \{I_{ij}, L_j, km_j\} \text{ con } j \text{ en } [1..nL_i]; \forall i \text{ en } [1..nG] \quad (38)$$

donde la terna I_{ij}, L_j, km_j corresponde, en ese orden, a la componente (módulo) inyectada por G_i , circulando por la línea L_j , cuya longitud en [km] es km_j . Cada terna, es un Área (Línea j), y las llaves refieren el conjunto de Líneas asociado a G_i (las Áreas de Influencia MSE de G_i , AIG_i). Entonces si se conoce el Ingreso Máximo Permitido (*anualidad del costo de la línea*) definido regulatoriamente, para una Línea L_j , $IMP(L_j)$, el *costo que debe sufragar* el generador G_i por el uso físico de tal línea, $IMP(G_i, L_j)$, *será el cociente entre su componente de intensidad por ella discurrendo, I_{ij} , dividida la componente total, $\sum_{(i=1..nG)} [I_{ij}]$, multiplicado por el $IMP(L_j)$.* A tal cociente o *prorrata de módulos de intensidades*, se lo referirá como Factor de Uso Extensivo MSE (fue^{MSE}) del generador G_i , sobre la línea L_j . Es decir:

$$fue^{MSE}(G_i, L_j) = I_{ij} / \sum_{(i=1..nG)} [I_{ij}] \quad (39)$$

y se tendrá:

$$IMP(G_i, L_j) = IMP(L_j) \times fue^{MSE}(G_i, L_j) \quad (40)$$

El Cargo de Acceso que debe sufragar un generador individual, G_i , vendrá dado por la sumatoria de los costos de acceso a cada una de sus Áreas de Influencia AIG_i ; siendo nL el número de líneas del sistema, se tiene:

$$IMP(G_i) = \sum_{(j=1..nL)} [IMP(L_j) \times fue^{MSE}(G_i, L_j)] \quad (41)$$

Este *cargo*, (41), viene expresado como *anualidad*, [u\$\$/año]. Para referirlo, como suele hacerse, a la potencia de generación i -ésima, brindando una idea del *uso intensivo* (potencia en circulación) y *extensivo* (extensiones de red empleadas por la unidad i -ésima), se lo divide por la *potencia inyectada* por G_i al sistema, PG_i^{Iny} :

$$\text{IMP}(G_i)^P = \{\sum_{(j=1..nL)} [\text{IMP}(L_j) \times \text{fue}^{\text{MSE}}(G_i, L_j)]\} / \text{PG}_i^{\text{Iny}}, [\text{u}\$/\text{MW-año}] \quad (42)$$

Es claro que estos factores *permiten la recuperación de todos los costos de la red de transmisión*, si se extienden las sumatorias como sigue:

$$\text{IMP} = \sum_{(j=1..nL)} [\text{IMP}(L_j)] = \sum_{(j=1..nL)} [\sum_{(i=1..nG)} (\text{IMP}(G_i, L_j) \times \text{fue}^{\text{MSE}}(G_i, L_j))] \quad (43)$$

Adicionalmente, de la *terna* correspondiente a las Áreas de Influencia MSE del generador *i*-ésimo, $\text{AIG}_i = \{l_{ij}, L_j, \text{km}_j\}$, obtenemos la Distancia de Seguimiento Eléctrico Total, asociada a G_i , $\text{km}(G_i)$, sumando km_j para todas las líneas por donde sus componentes discurren:

$$\text{km}(G_i) = \sum_{(j=1..nL)} [\text{km}_j]; \text{ con } \text{km}_j = 0 \text{ si } l_{ij} = 0 \quad (44)$$

El punto **b)**, *resuelve el vínculo entre generadores del sistema y las demandas que son abastecidas por cada uno, individualmente*. Este resultado, cuyo conjunto de valores se indicará mediante la notación: $\{G_i, \text{DNb}\}$, componente del generador *i* que abastece a la demanda *DNb* ubicada en la barra *Nb*, *permite definir una de las salidas virtuales de la función de producción para el Modelo IDEA aquí propuesto*.

3.2 Cálculo General de los Factores IDEA

Dejando, para la aplicación específica, la *identificación y formación*, si procede, *de las entradas y salidas virtuales* del Modelo IDEA empleado, puede generalizarse la creación de los Factores IDEA. Para ello se suponen conocidos: **a)** el IMP total del sistema que debe ser remunerado mediante los *cargos de acceso*, **b)** los *cargos de acceso individuales* obtenidos por el modelo MSE y **c)** las *eficiencias* del Modelo DEA elegido como pertinente para el objetivo buscado. Lo que se busca es *afectar la expresión* (41), $\text{IMP}(G_i) = \text{CG}_i$ (Cargo de Acceso del Generador G_i), con el Factor IDEA *correspondiente a cada generador, de manera que se siga cumpliendo la ecuación de balance o recuperación exacta de los costos de la redes*. Los pasos para la formación de los Factores IDEA, son los siguientes: **Paso 1)** Se simula el Modelo DEA tipo *envolvente*, según la estructura base formulada en (11)-(14). Se obtiene un Índice de Eficiencia, $0 < \theta_i \leq 1$, para cada Generador G_i del Sistema, con $i \in [1..nG]$; **Paso 2)** En el caso que el Índice de Eficiencia más bajo, θ_i , genere *distorsiones*, por ejemplo *costos exageradamente altos en sentido contrario al objetivo pretendido, se acota a un mínimo, relacionado con el máximo costo de acceso a sufragar por MW-año, para cada Generador G_i del Sistema*. Esta situación, de hecho, se presentó en todos los casos simulados. De modo que a los Programas de Optimización vinculados a los *modelos envolventes*, se les incorporó la restricción $\theta_i \geq \theta_{\text{Min}}$; **Paso 3)** Si el Vector de Eficiencias es, entonces, $[\theta]$, se procede de la siguiente forma: **3-a)** se calculan los *valores*

recíprocos de cada eficiencia: $\beta_i = \frac{1}{\theta_i}$; **3-b)** Si los cargos resultantes para cada Generador del Sistema, son CG_i , y su sumatoria: $\sum_{i=1}^{nG} CG_i = CG = IMP$; se calculan las proporciones $\alpha_i = \frac{CG_i}{CG}$; **3-c)** Se calculan los productos $\delta_i = \alpha_i \times \beta_i$ y la sumatoria: $\Omega = \sum_{i=1}^{nG} \delta_i$; **3-d)** Así son calculados los *ponderadores de afectación* de los Cargos Individualmente sufragados por cada Generador: $\epsilon_i = \frac{\delta_i}{\Omega}$; **3-e)** Dichos Cargos se modifican mediante la expresión: $CG_i^M = CG \times \epsilon_i$. Se cumple la invariancia del Cargo Total sufragar por los Generadores, puesto que: $\sum_{i=1}^{nG} \epsilon_i = \sum_{i=1}^{nG} \frac{\delta_i}{\Omega} = 1 \rightarrow \sum_{i=1}^{nG} CG_i^M = \sum_{i=1}^{nG} CG \times \epsilon_i = CG = IMP$. Entonces los Factores IDEA buscados, se formularán como (desde (41)):

$$fIDEA^{MSE}(G_i) = CG \times \epsilon_i / \sum_{(j=1..nL)} [IMP(L_j) \times fue^{MSE}(G_i, L_j)] \quad (45)$$

$$\text{cumpliéndose que: } \sum_{(i=1..nG)} [IMP(G_i) \times fIDEA^{MSE}(G_i)] = IMP \quad (46)$$

3.3 Definición del Modelo IDEA pertinente. Formación de las Entradas y Salidas Virtuales en la Función de Producción

Para el Modelo IDEA se ha empleado el término Función Virtual de Producción. La razón estriba en que la misma no toma *insumos reales* para obtener *productos reales*, como en una *cadena insumo producto*. El vector de *insumos o entradas virtuales*, se compone de *índices o magnitudes* que se requieren, por parte de las DMUs, *para lograr beneficiar al sistema*.

Este *beneficio* es ponderado comparativamente a través de un *vector de productos o salidas virtuales*, cuyos elementos *son parámetros que miden los impactos positivos que cada generador-DMU tiene sobre el sistema de transporte*.

Las *entradas* consideradas para comparar los *procesos virtuales de producción*, están dadas por el vector **[E] = {Costo de Capital por tipo de central [kU\$/MWh]; Costo Total, incluyendo combustible, operación y mantenimiento [U\$/MWh]; Porcentaje del Costo Total en Moneda Extranjera [U\$/MWh]}**, todos *indicadores económicos*, que incorporan aspectos *que diferencian a las centrales de combustible fósil de las centrales*

hidroeléctricas, tomadas éstas últimas, en la simulación, como representativas y sin pérdida de generalidad, de aquellas cuya energía primaria es renovable.

La conformación del *vector de entradas virtuales [E]*, responde a las siguientes consideraciones: **1)** Costo en divisas/MWh generado (referido al costo del consumo de combustible importado); **2)** MWh Hídricos *medios* generados/Demanda de energía. Es la participación de la Generación hidro/demanda total y proporciona una idea de la renovabilidad de la oferta eléctrica; **3)** Factor de Planta Medio. Horas de utilización (medio) de las plantas hidroeléctricas, que proporciona una idea sobre si la central es de *pasada* o de *embalse* y, por lo tanto, *el verdadero aporte de este tipo de generación (capacidad de regular la potencia*, para que se disponga de la misma en el momento que el sistema lo requiera); **4)** Antigüedad/Vida útil. Proporciona una idea del grado de obsolescencia del parque de generación, y por lo tanto de su sustentabilidad futura y de su eficiencia; **5)** Participación del Costo del Capital/MW instalado en el costo total del sistema. Permite tener una referencia del costo de inversión directo de cada tecnología utilizada; **6)** Participación del Costo de O&M³/MWh en el costo total sistema. Idem anterior, pero referido a los costos de operación y mantenimiento de las distintas centrales; **7)** Insumos locales, U\$\$/MWh, generados. Intenta captar la utilización de recursos locales para la producción de electricidad; **8)** Precio final de la Generación por tecnología (precio compuesto entre el costo del capital invertido y la operación y mantenimiento de cada unidad generadora por tipo de tecnología) y **9)** Participación del Costo de la electricidad en el costo total de producción (industria). Mide el impacto en la estructura de costo del sector; Corresponde, ahora, analizar el *vector de salidas virtuales [S]*:

Las *salidas* son dos: **[S] = {Energía con Factor Renovable y de Escala [MWh]; Participación en Abastecimiento de Demanda con Factor Renovable y de Escala}**.

A continuación se describe cada una. La *primera salida*, refiere a la *energía que cada unidad entrega, afectada de dos índices*. El primero, un *factor de impacto que pondera la renovabilidad de la fuente primaria empleada, siendo un multiplicador menor que uno para las unidades de producción basadas en combustibles fósiles*.

El segundo, un *factor de escala de producción, mayor que uno para las producciones pequeñas, y que surge de simular un modelo DEA BCC (con rendimientos no constantes a escala)*. El primer índice es un *ponderador subjetivo, relacionado con las emisiones en equivalente de CO₂⁴ promedio*.

³ Operación y Mantenimiento

⁴ Emisiones Equivalentes en Dióxido de Carbono, causantes del impacto ambiental por efecto invernadero

El *segundo índice*, surge de comparar *grupos de eficiencias similares*, según un *proceso productivo con rendimientos variables a escala*, situación que contempla específicamente el modelo DEA BCC orientado a *eficiencia débil*, ecuaciones (23)-(27), pues no fue necesario apelar al modelo de *eficiencia fuerte*, ecuaciones (28)-(32).

La *segunda salida*, constituye factor que mide la participación que cada unidad de producción (generador) tiene en el abastecimiento diversificado de la demanda. Mientras mayor sea el número de demandas en las cuales cierto generador participe con una componente de su inyección en barras del sistema de transporte, mayor será tal factor. Pretende reflejar el emplazamiento inamovible del recurso energético primario renovable, por caso el agua. El agua está en donde está, y la central hidroeléctrica no puede, sino, instalarse allí. No ocurre lo mismo con las centrales fósiles, que tienen posibilidad de elegir su emplazamiento. De hecho, están muy próximas al centro de carga en el sistema para el cual se desarrolló el Modelo IDEA, el panameño. Además, estos recursos hídricos están en el extremo occidental del sistema, y por su ubicación topológica, las centrales que los explotan participan, con alguna componente de intensidad, en todas las demandas. Al incorporar esta salida, se favorece o incentiva la participación que las mismas tienen en el abastecimiento de las demandas, frente a un alto cargo por uso extensivo de las redes, respecto de las centrales fósiles.

De igual modo que para la primera entrada, participan, en el mismo sentido explicado, el factor de impacto que pondera la renovabilidad de la energía inyectada y el factor de escala de la planta. Los cálculos para esta entrada, se sustentan en el Modelo de Seguimiento Eléctrico, evaluando cuál componente activa de intensidad discurre desde cada unidad generadora, a cada punto de abastecimiento o demanda, tal y como se explicó en la parte final del epígrafe 3.1. Se calcula, por prorrateo, un factor de participación en el abastecimiento (referido en los cálculos como Factor de Abastecimiento, FA) de cada generador sobre cada demanda.

Luego se multiplica tal factor por el número de demandas abastecidas, para dar una idea de diversificación del abastecimiento de cada generador en la red de transporte. Para determinar el Factor de Abastecimiento, FA, de cada Generador, se ha empleado la siguiente nomenclatura: G_i , indica el Generador que se está evaluando; $I_{re}\{G_i, N_b\}$, indica la *componente real de la intensidad*, expresada en [pu], que discurre desde el generador G_i , a través del sistema, hasta la barra de demanda N_b ; $FA\{G_i, DN_b\}$, indica Factor de Abastecimiento del Generador G_i , sobre la Demanda DN_b ; G_{Total} corresponde a la suma de las componentes reales de las intensidades de todos los generadores del sistema que aportan al abastecimiento de la demanda ubicada en la barra N_b . Entonces, el Factor de Abastecimiento $FA\{G_i, DN_b\}$, se calcula como:

$$FA\{G_i, DN_b\} = I_{re}\{G_i, N_b\} / G_{Total} \quad (47)$$

cumpléndose que:

$$\sum_{i=1}^{\{nG, Nb\}} \{ FA\{Gj, DNb\} = 1 \quad (48)$$

El siguiente paso, consiste en calcular el Factor de Abastecimiento Total de cada Generador para todas las demandas vinculadas con el mismo, $FA\{Gi\}$, que es la salida a considerar en el Modelo IDEA.

Para ello, se extiende la sumatoria de los FA para cierto Generador i , en la totalidad de las demandas, nD ; luego, tal sumatoria, para dar una idea de la diversificación del abastecimiento que puede imputársele a cada generador Gi , se multiplica por el número de *puntos de abastecimiento* o *demandas a las que llegan sus componentes reales de intensidad*, $\{nDGi\}$. Por cuestiones internas del cómputo en los Programas Lineales iterativos que requiere el DEA, se multiplica este factor, $FA\{Gi\}$, por un *factor de escala*, por ser algunos valores pequeños y de tratamiento computacional dificultoso en el logro de una convergencia para los Programas Matemáticos. Esa *constante de escala*, K , se ha adoptado como $K=100$. Entonces se tiene, finalmente, la expresión para la segunda de las salidas del IDEA, en cada generador Gi :

$$FA\{Gi\} = \{nDGi\} \times K \times \sum_{i=1}^{\{Gi, nD\}} \{ FA\{Gi, DNbi\} \quad (49)$$

4. SIMULACIONES Y RESULTADOS PARA EL MODELO IDEA

El sistema considerado para la simulación del Modelo de Incentivos DEA, se corresponde con una buena parte del sistema de transmisión de la República de Panamá. Los incentivos IDEA deben darse a las centrales hidroeléctricas, cuyo recurso se emplaza, casi en su totalidad, en occidente, limitando con Costa Rica. Es imposible aquí presentar tanto el esquema unifilar del sistema de transmisión, como el resto de los datos que requieren las simulaciones mediante las que se obtienen los Cargos de Acceso MSE. Lo mismo ocurre con las simulaciones que conducen a la *salida virtual* Factor de Abastecimiento Total de cada Generador, expresiones (47)-(49), pues dependen del MSE. Tampoco es necesario, a efectos de mostrar la aplicación del Modelo IDEA propuesto, pues sólo basta con comparar cómo se alteran los mismos para cada generador, antes y después de su aplicación.

Más allá de lo dicho en el epígrafe anterior, respecto de la aplicación del Modelo Envolvente DEA BCC orientado a *eficiencia débil*, para obtener *factores de escala* y la *restricción de eficiencia mínima* externamente impuesta, $\theta_i \geq \theta_{Min}$, el Modelo DEA de los presentados en 2.2, que mejor satisfizo el objetivo pretendido, agregando simplicidad, fue el Modelo CCR orientado a *eficiencia débil* (11)-(14). Los rendimientos son considerados Constantes a Escala, pues se introduce el Factor de Escala BCC, como se explicó.

De modo que se presentan: **CUADRO 1:** Entradas, $[E1, E2, E3]$, y Salidas, $[S1, S2]$, por cada DMU-generator, y Eficiencias CCR, $\theta(\text{CCR})$, y CCR Restringidas por $\theta_i \geq \theta_{\text{Min}} = 0.1$, $\theta(\text{CCR})$ Restr. No pueden darse los nombres reales de las empresas generadoras, DMUs, por razones de protección de datos; **CUADRO 2:** Costos de Acceso MSE, CA^{MSE} [u\$\$/año] = $\text{IMP}(G_i)$, Vectores de Formación de los Factores IDEA, $[\beta]$, $[\alpha]$, $[\delta]$, y $[\epsilon]$, Costos de Acceso con Incentivos IDEA, $\text{CA}^{\text{MSE}}_{\text{IDEA}}$ [u\$\$/año] = $\text{IMP}(G_i) \times \text{fIDEA}^{\text{MSE}}(G_i)$, Factores IDEA, $\text{fIDEA}^{\text{MSE}}$ y Costos Medios por MW, $\text{IMP}(G_i)^P$ [u\$\$/año-MW]. En la primera columna de ambos **CUADROS**, se agrega al acrónimo DMU, separado de un guión, otro acrónimo que indica el tipo de unidad de generación de que se trata, atendiendo a su fuente primaria combustible. Así se tienen: **H:** Hidro, **TV:** Turbo Vapor, **CC:** Ciclo Combinado y **M:** Motores (nombre propio para máquinas de combustible fósil reversibles, como se las denomina en el país de referencia).

5. CONCLUSIONES

1ra) Se ha presentado un novedoso Modelo de Incentivos, sustentado en una aplicación DEA, para modificar los Cargos de Acceso a Redes de Transmisión Eléctrica, obtenidos por un método, también desarrollado por quien suscribe y del que aquí sólo se dan sus lineamientos teóricos, alternativo a los existentes en el estado del arte. El Método de Seguimiento Eléctrico, tiene la particularidad de definir Áreas de Influencia alternativas a las del método incremental homónimo, con claras ventajas. Se continúa, tanto en la definición de los Cargos de Acceso MSE como su afectación por incentivos IDEA, con la dirección hacia un cambio de paradigma, abandonando las supuestas “bondades” del Paradigma Marginalista.

Se observa que los costos son *medios*, no *marginales*, la *utilización económica es la física*, y la Función de Eficiencia o Producción, si bien *virtual*, *mide aspectos que benefician al conjunto de usuarios del sistema de transporte*, *introduciendo parámetros que no han sido considerados por otros modelos de incentivos a las fuentes renovables, adscritos al paradigma marginalista*. Ellos tratan con el *mercado de permisos transables de emisión*, como se dijo; **2da)** El desarrollo completo del Modelo Teórico, es complejo, *pero su aplicación es simple*. Pueden establecerse otros *vectores virtuales* de Entradas y Salidas, conforme la información que se tenga disponible en términos de los incentivos a otros tipos de fuentes de energía primaria renovables; **3ra)** Como se dijo en la introducción, el Modelo IDEA aplicado sobre los Cargos de Acceso a las redes de Transmisión, *puede sustituir o complementar un despacho económico eléctrico-ambiental*. Sería interesante profundizar las líneas de investigación que permitan *acoplar modelos de despacho y de cálculo de cargos de acceso, de manera que resulten complementarios*.

La explotación de fuentes primarias renovables es costosa. Su introducción en el mercado requiere bien de subsidios, o bien de una base teórico-metodológica que favorezca sus beneficios ambientales y de sustentabilidad energética. Aquí se ha intentado proponer una alternativa teórico-metodológica, relativa al acceso a redes; **4ta)** Hay un vastísimo campo de investigación asociado a los Modelos DEA que podrían resultar apropiados para este tipo de aplicaciones.

Una línea muy interesante para abordar, sería la de un *MODELO IDEA* que permita ponderar tanto las entradas como las salidas, según juzguen los agentes del sistema y la autoridad regulatoria, incorporando incertidumbres no estocásticas en las preferencias. Los modelos dejarían de ser determinísticos, para pasar a ser difusos, y su solución numérica requiere, cuanto menos, de una programación iterativa cuadrática en lugar de lineal. Este enfoque, investigado en pequeña escala por quien escribe, primer autor del trabajo, ha producido muy buenos resultados cuando las soluciones de los modelos de programación no lineal (cuadrática, por caso) son resueltos mediante *metaheurísticas*; **5ta)** Por último, el Modelo MSE + IDEA, está siendo implementado como ensayo por el Ente Regulador de la República de Panamá. Por ello los datos presentados, así como los resultados obtenidos, pertenecen al sistema de transporte panameño.

6. FIGURAS Y TABLAS

FIGURA 1: Composición de Intensidades de Barra

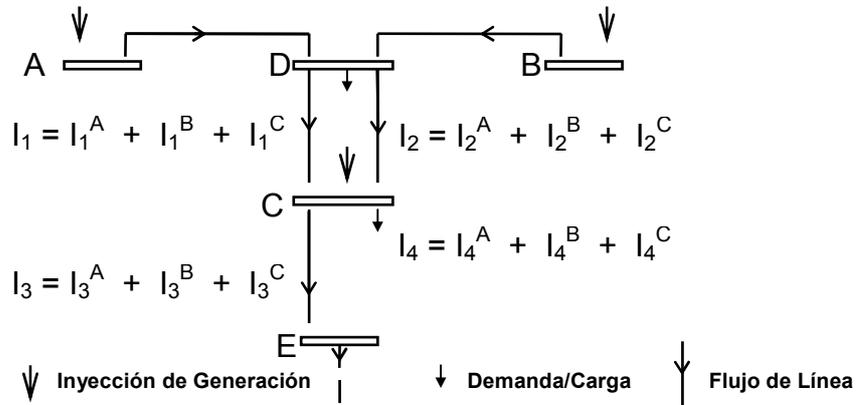
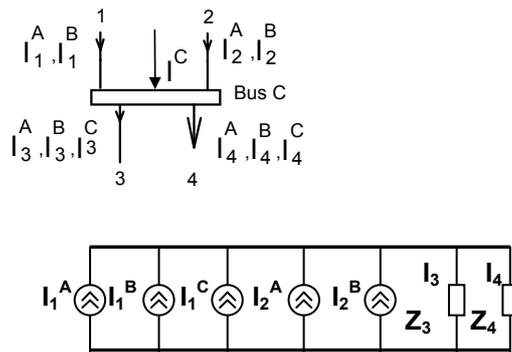


FIGURA 2: El Esquema Circuitual Equivalente de la Barra o Bus C



CUADRO 1: Entradas, Salidas y Eficiencias CCR y CCR Restringidas

DMU	E1	E2	E3	S1	S2	$\theta(\text{CCR})$	$\theta(\text{CCR})$ Restr
1-H	57.26	59.26	71	495.22	801.56	0.513	0.513
2-H	57.26	59.26	71	495.22	801.56	0.513	0.513
3-H	57.26	59.26	71	495.22	801.56	0.513	0.513
4-H	57.26	59.26	71	600.42	1305.39	0.835	0.835
5-H	57.26	59.26	71	232.94	1215.61	0.778	0.778
6-H	57.26	59.26	71	283.34	1215.61	0.778	0.778
7-H	57.26	59.26	71	824.52	434.31	0.782	0.782
8-H	57.26	59.26	71	824.52	434.31	0.782	0.782
9-H	57.26	59.26	71	824.52	434.31	0.782	0.782
10-TV	37.54	158.51	96	2.16	30.66	0.029	0.100
11-TV	37.54	158.51	96	2.16	30.66	0.029	0.100
12-TV	37.54	158.51	96	2.16	30.66	0.029	0.100
13-CC	48.25	128.58	94	189.22	2.59	0.213	0.213
14-M	25.71	154.22	97	4.76	2.57	0.010	0.100
15-CC	25.71	154.22	97	33.57	2.59	0.070	0.100
16-C	25.71	154.22	97	5.57	6.79	0.011	0.100
17-H	57.26	59.26	71	59.34	1215.61	0.778	0.778
18-H	57.26	59.26	71	113.44	1215.61	0.778	0.778
19-H	57.26	59.26	71	1053.6	1562.19	1.000	1.000
20-H	57.26	59.26	71	972.80	1562.19	1.000	1.000
21-CC	48.25	128.58	94	187.09	4.64	0.210	0.210
22-H	57.26	59.26	71	119.03	1305.39	0.835	0.835
23-H	57.26	59.26	71	227.67	838.92	0.537	0.537

CUADRO 2: Costos de Acceso MSE, Vectores de Formación de los Factores IDEA, Costos de Acceso con Incentivos IDEA, Factores IDEA y Costos Medios por MW

DMU	CA ^{MSE}	[β]	[α]	[δ]	[ε]	CA ^{MSE} _{IDEA}	fIDEA ^{MSE}	IMP(Gi) ^P
1-H	3403.22	1.949	0.106	0.207	0.091	2944.19	0.865	29.44
2-H	3403.22	1.949	0.106	0.207	0.091	2944.19	0.865	29.44
3-H	3403.22	1.949	0.106	0.207	0.091	2944.19	0.865	29.44
4-H	6477.59	1.197	0.202	0.242	0.107	3441.02	0.531	28.67
5-H	1181.06	1.285	0.037	0.047	0.021	673.73	0.570	13.03
6-H	1370.22	1.285	0.043	0.055	0.024	781.64	0.570	13.03
7-H	505.49	1.278	0.016	0.020	0.008	286.75	0.567	3.30
8-H	505.49	1.278	0.016	0.020	0.008	286.75	0.567	3.30
9-H	499.68	1.278	0.016	0.019	0.008	283.45	0.567	3.30
10-TV	176.42	10.000	0.006	0.055	0.024	783.11	4.438	26.94
11-TV	176.42	10.000	0.006	0.055	0.024	783.11	4.438	26.94
12-TV	176.42	10.000	0.006	0.055	0.024	783.11	4.438	26.94
13-CC	979.96	4.692	0.031	0.143	0.063	2041.24	2.082	26.28
14-M	163.33	10.000	0.005	0.051	0.022	724.99	4.438	13.54
15-CC	534.07	10.000	0.017	0.166	0.074	2370.69	4.438	56.01
16-C	178.40	10.000	0.006	0.055	0.024	791.91	4.438	15.68
17-H	246.72	1.285	0.008	0.009	0.004	140.74	0.570	13.03
18-H	494.19	1.285	0.015	0.019	0.008	281.91	0.570	13.03
19-H	1585.86	1.000	0.050	0.049	0.021	703.96	0.443	39.60
20-H	792.89	1.000	0.025	0.024	0.011	351.96	0.443	39.60
21-CC	2586.57	4.746	0.081	0.383	0.170	5449.11	2.106	36.33
22-H	1360.27	1.197	0.042	0.050	0.022	722.60	0.531	28.67
23-H	1808.91	1.862	0.057	0.105	0.091	1495.24	0.826	28.53
Σ	32009.60		1.0	2.25	1.00	32009.60		

REFERENCIAS

- AGURTO R. (1992): "CARGOS POR USO DE LA TRANSMISIÓN EN CHILE: ANÁLISIS DEL CONCEPTO DE ÁREAS DE INFLUENCIA". 6° Congreso de América Latina y el Caribe sobre Economía de la energía eléctrica, Mendoza, Argentina.
- ARRILLAGA J., ARNOLD C., HARKER B. (1991): "COMPUTER MODELLING OF ELECTRICAL POWER SYSTEMS". John Wiley & Sons, pgs 90-123. ISBN 0-47-110406-X.
- CHARNES A., COOPER W. Y RHODES E. (1978): "MEASURING THE EFFICIENCY OF DECISION MAKING UNITS". European Journal of Operational Research, Vol. 2(6) – pps. 429, 444.
- BANKER R.D., CHARNES A., COOPER W.W. (1984). "SOME MODELS FOR ESTIMATING TECHNICAL AND SCALE EFFICIENCIES IN DATA ENVELOPMENT ANALYSIS". Management Science. Vol. 30- pps. 1078, 1092.
- FARREL, M.J. (1957): "THE MEASUREMENT OF PRODUCTIVE EFFICIENCY". Journal of the Royal Statistical Society. Series A-Part III-Vol. 120-pps. 253, 290.
- KOOPMANS T.C. (1951): "AN ANALYSIS OF PRODUCTION AS AN EFFICIENT COMBINATION OF ACTIVITIES". In: KOOPMANS, T. C, Activity analysis of production and allocation. Cowles Commission for Research in Economics. Monograph nro. 13. NY, JWS.
- MUELA E., SCHWEICKARDT G., GARCÉS F. (2007): "FUZZY POSSIBILISTIC MODEL FOR MEDIUM-TERM POWER GENERATION PLANNING WITH ENVIRONMENTAL CRITERIA". ENERGY POLICY. ELSEVIER. Vol. 35, pps. 5643,5655.