



UNIVERSIDAD NACIONAL DE COLOMBIA

Evaluación de eficiencia en el sector de distribución de energía eléctrica en Colombia empleando la metodología de análisis envolvente de datos – DEA

Bernardo Tolosa

Universidad Nacional de Colombia
Facultad de Administración
Maestría en Administración (Perfil Profesional)
Manizales, Colombia
2013

Evaluación de eficiencia en el sector de distribución de energía eléctrica en Colombia empleando la metodología de análisis envolvente de datos – DEA

Bernardo Tolosa

Trabajo de grado presentado como requisito parcial para optar al título de:

Magister en Administración

Director:

Especialista Guillermo Jiménez Lozano

Universidad Nacional de Colombia
Facultad de Administración
Maestría en Administración (Perfil Profesional)
Manizales, Colombia
2013

A mi hijo Mateo, que con su llegada no sólo trajo luz a mi vida sino además una razón adicional para alcanzar mis metas.

Agradecimientos

Especial agradecimiento a Paula Andrea por su crítica constructiva que contribuyó a la versión final de este documento, además de su constante apoyo, amor y comprensión.

Un sincero agradecimiento a Felipe Salazar Pinzón, por su amistad y aliento al desarrollo de este trabajo de grado.

Resumen

Uno de los mayores objetivos de la administración actual es desarrollar herramientas de gestión que sirvan a la dirección de las organizaciones para autoevaluarse y tomar decisiones. El presente trabajo busca contribuir a este logro mediante un procedimiento que permita a las empresas de distribución de energía eléctrica la evaluación de la eficiencia técnica, empleando el Análisis Envolvente de Datos-DEA, con base en información pública y el uso de un software libre, de tal manera que se pueda usar de forma sistemática y continua con fines de benchmarking y soporte para toma de decisiones, sin ningún tipo de restricciones asociadas a los datos o el software a utilizar.

En el trabajo se empleó la información correspondiente al año 2010 para 18 empresas de distribución de energía eléctrica, que sirven a más de 10,7 millones de usuarios localizados en diferentes zonas geográficas de Colombia. Esto se pudo realizar gracias a una de las ventajas más significativas de la metodología DEA y es el de poder emplear variables con diferentes unidades de medida que representan la actividad de distribución de manera global, pero que al mismo tiempo reflejan las características singulares de cada empresa en su propio entorno.

Los resultados obtenidos muestran que aquellas empresas consideradas como líderes del sector se comportan como técnicamente eficientes y que más de la mitad de las empresas evaluadas son ineficientes. Así mismo se pudo determinar el grupo de referencia de las empresas eficientes que debe servir como guía a las ineficientes para definir las estrategias que les permitan mejorar su desempeño.

Palabras clave: Eficiencia, Evaluación de eficiencia, Análisis envolvente de datos, Benchmarking, Distribución de energía eléctrica, Colombia.

Abstract

Efficiency evaluation of the Colombian´s electricity distribution sector applying data envelopment analysis – DEA

One of the major goals of the current administration is to develop managerial tools that serve to the managers of the organizations to self-valuate and to make decisions. This degree work seeks to contribute to this achievement by a procedure that allows the power distribution utilities to evaluate the technical efficiency by using the Data envelopment analysis-DEA, with public information and free software, seeking that it can be used in a systematic and continuous purposes of benchmarking and support for decision making, without any type of restrictions associated with the data or the software to be used.

The information used in this degree work corresponds to the year 2010 of 18 power distribution utilities, serving more than 10.7 million of users located in different geographical areas of Colombia. This was possible by one of the most significant advantages of the DEA methodology that is the possibility of using variables with different measurement units that represent the activity of distribution on a global basis, but at the same time reflect the unique characteristics of each company in its own environment.

The results show that those companies considered as industry leaders behave as technically efficient and that more than half of the companies evaluated are inefficient. The reference group of the efficient companies that should serve as a guide to the inefficient to define strategies that will enable them to improve their performance could also be determined.

Keywords: Efficiency; Efficiency evaluation, Data envelopment analysis; Benchmarking; Power energy distribution; Colombia.

Contenido

RESUMEN	V
ABSTRACT	VI
CONTENIDO.....	VII
LISTADO DE FIGURAS.....	IX
LISTADO DE TABLAS	X
INTRODUCCIÓN	11
1 ASPECTOS RELEVANTES DEL SECTOR ELÉCTRICO Y DE LA ACTIVIDAD DE DISTRIBUCIÓN	15
1.1 ESTRUCTURA DEL SECTOR Y DEL MERCADO ELÉCTRICO COLOMBIANO.....	15
1.2 LA ACTIVIDAD DE DISTRIBUCIÓN EN COLOMBIA.....	18
1.2.1 <i>Expansión del sistema</i>	18
1.2.2 <i>Calidad del servicio</i>	19
1.2.3 <i>Calidad de la potencia eléctrica</i>	19
1.2.4 <i>Pérdidas de energía eléctrica</i>	19
1.2.5 <i>Remuneración de la actividad</i>	20
1.3 MODELO CONCEPTUAL DE LA ACTIVIDAD DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA	21
2 MARCO TEÓRICO Y CONCEPTUAL.....	23
2.1 CONCEPTO DE EFICIENCIA.....	24
2.1.1 <i>Eficiencia técnica</i>	25
2.1.2 <i>Eficiencia Precio</i>	27
2.1.3 <i>Eficiencia Global</i>	28
2.2 MEDICIÓN DE EFICIENCIA	30
2.2.1 <i>Técnicas paramétricas</i>	31
2.2.2 <i>Técnicas no paramétricas</i>	33

2.3	ANÁLISIS ENVOLVENTE DE DATOS (DEA)	35
2.3.1	<i>Modelo DEA-CCR</i>	39
2.3.2	<i>Modelo DEA-BCC</i>	41
2.4	BREVE REVISIÓN DEL ESTADO DEL ARTE	45
3	JUSTIFICACIÓN	55
4	OBJETIVOS.....	59
4.1	OBJETIVO GENERAL.....	59
4.2	OBJETIVOS ESPECÍFICOS	59
5	APLICACIÓN DEL MODELO Y RESULTADOS	61
5.1	MODELO CONCEPTUAL PARA LA EVALUACIÓN	61
5.2	FUENTES DE INFORMACIÓN Y DETERMINACIÓN DE VARIABLES	62
5.3	MODELO DEA Y SOFTWARE A EMPLEAR.....	64
5.4	RESULTADOS OBTENIDOS	71
6	CONCLUSIONES	80
	ANEXO A: GLOSARIO.....	83
	REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	93

Listado de figuras

FIGURA 1: ESQUEMA GENERAL DEL SECTOR ELÉCTRICO EN COLOMBIA	16
FIGURA 2: ESQUEMA GENERAL DEL MERCADO ELÉCTRICO COLOMBIANO	17
FIGURA 3: ESQUEMA GENERAL DE REMUNERACIÓN DE LA ACTIVIDAD DE DISTRIBUCIÓN.....	21
FIGURA 4: MODELO CONCEPTUAL DE LA ACTIVIDAD DE DISTRIBUCIÓN.....	22
FIGURA 5: ISOCUANTA DE PRODUCCIÓN Y LA EFICIENCIA TÉCNICA	27
FIGURA 6: LÍNEA DE ISOCOSTE Y EFICIENCIA PRECIO.....	28
FIGURA 7: ISOCUANTAS DE PRODUCCIÓN E ISOCOSTE Y LA EFICIENCIA GLOBAL.....	29
FIGURA 8: MÉTODOS DE ESTIMACIÓN.....	32
FIGURA 9: ORIENTACIÓN DE LOS MODELOS.....	39
FIGURA 10: FRONTERA DE EFICIENCIA DEA-CCR Y DEA-BCC.....	44
FIGURA 11: MODELO CONCEPTUAL PARA LA EVALUACIÓN DE EFICIENCIA EMPLEANDO DEA.....	62
FIGURA 12: DISPERSIÓN DE LAS EFICIENCIAS MODELO DEA-CCR - ESCENARIOS 1 Y 2	73
FIGURA 13: DISPERSIÓN DE LAS EFICIENCIAS MODELO DEA-BCC - ESCENARIOS 1 Y 2	74

Listado de tablas

TABLA 1: BREVE REVISIÓN ESTADO DEL ARTE	48
TABLA 2: FRECUENCIA DE USO DE LAS VARIABLES EN 15 ESTUDIOS DE EMPRESAS DE DISTRIBUCIÓN	53
TABLA 3: REVISIÓN DE VARIABLES INFORME MME-UPME-ASOCODIS	64
TABLA 4: DATOS VARIABLES PARA LAS EMPRESAS EN EL AÑO 2010	65
TABLA 5: VARIABLES DE ENTRADA Y SALIDA.....	66
TABLA 6: ESTADÍSTICA DESCRIPTIVA DE LOS DATOS DE LAS VARIABLES.....	67
TABLA 7: RELACIÓN DE LAS VARIABLES USUARIOS, LONGITUD DE RED, VENTAS DE ENERGÍA Y TRANSFORMADOR	69
TABLA 8: MATRIZ DE ESCENARIOS-VARIABLES.....	69
TABLA 9: EFICIENCIAS PARA CADA ESCENARIO Y MODELO DEA	72
TABLA 10: INFORMACIÓN GENERAL ANÁLISIS MODELO-ESCENARIOS	73
TABLA 11: EVALUACIÓN DE RETORNOS A ESCALA	75
TABLA 12: CONJUNTO EMPRESAS DE REFERENCIA PARA LAS EMPRESAS INEFICIENTES - ESCENARIO 1	76
TABLA 13: CONJUNTO EMPRESAS DE REFERENCIA PARA LAS EMPRESAS INEFICIENTES - ESCENARIO 2	78
TABLA 14: VALORES OBJETIVO ESCENARIO 1	78
TABLA 15: VALORES OBJETIVO ESCENARIO 2	79

Introducción

El sector eléctrico en Colombia ha evolucionado enormemente desde su aparición a finales del siglo XIX hasta nuestros días, pero especialmente a partir de la constitución de 1991 y de la expedición de las leyes 142 y 143 de 1994, ley de servicios públicos domiciliarios y ley eléctrica, respectivamente, que crearon el marco para cambiar el papel del Estado hacia uno de regulación, control y vigilancia en vez del de propietario y administrador que se traía, para lo cual se adoptó un modelo que privilegia la competitividad y se orienta a la eficiencia económica con cobertura adecuada y calidad del servicio a unos precios razonables.

La evaluación de eficiencia económica en el sector de distribución de energía eléctrica, entendida esta como la eficiencia global que abarca tanto la eficiencia técnica como la eficiencia asignativa o de precio, ha sido realizada por la CREG para determinar los cargos regulados de las empresas en un procedimiento de benchmarking para reconocer a los Operadores de Red sus costos eficientes. Si bien es cierto la CREG emplea toda la información de precios que posee y solicita a las empresas para realizar dichas evaluaciones, para los OR el acceso a este tipo de información es bastante restringido, por lo que se hace necesario desarrollar metodologías alternativas que les permita crear herramientas para realizar correctamente procesos de benchmarking y soporte de toma de decisiones, con el fin de mejorar la eficiencia.

La medición de eficiencia es un tema que ha interesado tanto a la academia como a la industria y para ello se han definido desde ambas orillas múltiples métodos para realizarla. Con el ingreso del Estado en la década del 90 como orientador de política y regulador del sector de servicios públicos del país, se vio aún más la necesidad de definir índices y marcos de referencia con los cuales poder tratar de evaluar en igualdad de condiciones a los diferentes actores del sector, no sólo con el fin de poder definir

esquemas de remuneración que den señales claras de mejora en la eficiencia que permitan trasladar a los usuarios dichas mejoras, sino también para determinar la necesidad de intervención del ente de vigilancia y control sobre una empresa.

Desafortunadamente la medición de eficiencia se ha limitado en el caso colombiano a definir indicadores de gestión de tipo financiero y operativo, que por su misma concepción no logran considerar las características propias de cada empresa y en muchos casos sólo generan distorsión en la medición, impidiendo un adecuado benchmarking entre ellas que les permita orientar sus esfuerzos en procura de alcanzar la excelencia.

Esta situación que no ha sido ajena a otras latitudes, dio como resultado que desde la academia sugirieran métodos alternos de medición de eficiencia los cuales emplean diferentes técnicas, entre ellas las no paramétricas de programación matemática como el DEA, que a nivel mundial vienen siendo empleadas y desarrolladas desde hace más de treinta años, con aplicación en todos los sectores de la industria incluido el de prestación del servicio de energía eléctrica. Sin embargo, en Colombia el empleo de esta metodología ha sido casi exclusivo del ente regulador con fines de definición de costos eficientes de remuneración y es muy escasa la literatura que se encuentra referente a aplicaciones de DEA en medición de eficiencia con fines de benchmarking y toma de decisiones, como herramienta que sirve para relacionar la causalidad de los productos o servicios entregados al usuario final con los insumos o entradas del proceso empleados por las organizaciones.

En este estudio se empleó la metodología DEA como herramienta para evaluar la eficiencia técnica de las empresas de distribución de energía eléctrica en Colombia en el año 2010, tomando como fuente de información el Informe Sectorial elaborado por el Ministerio de Minas y Energía, la UPME y ASOCODIS. Se acude a este informe como fuente de datos para elaborar la evaluación, debido a la dificultad de acceso a información de la gestión empresarial del sector, lo cual es uno de los problemas que tiene la industria al momento de querer realizar ejercicios de benchmarking, a pesar de ser uno de los sectores más regulados en el país y con obligaciones de reporte de información periódica a la SSPD y la CREG.

Este trabajo de investigación se divide en seis capítulos, en el primero se presentan los aspectos más relevantes del sector eléctrico colombiano y de la actividad de distribución de energía eléctrica en particular. En el capítulo segundo se presenta el marco teórico y conceptual, incluyendo una breve revisión del estado del arte, que permite conformar la base teórica para la definición del problema planteado y el logro de los objetivos propuestos en este trabajo de grado, que se plantean en el tercer y cuarto capítulo respectivamente. El capítulo quinto presenta la evaluación de eficiencia y su análisis correspondiente, que es sin lugar a dudas el aporte más significativo de este trabajo. Este incluye el modelo conceptual para realizar la evaluación, la determinación de las variables, así como el modelo DEA y la definición del software libre a emplear y por último, se presentan los resultados obtenidos y su revisión. Finalmente en el capítulo sexto se presentan las conclusiones, limitaciones y recomendaciones; además un futuro trabajo.

1 Aspectos relevantes del sector eléctrico y de la actividad de distribución

A finales del siglo XIX en la ciudad de Bogotá se dieron los primeros pasos para la prestación del servicio de energía eléctrica en el país, como resultado de la iniciativa privada en generar, distribuir y comercializar la electricidad para el alumbrado público. Este servicio pasó rápidamente a los sectores residenciales más adinerados, la industria y el transporte (tranvías), manteniéndose así hasta mediados del siglo pasado. Las presiones políticas y el bajo nivel de inversión realizado por los particulares para la ampliación de la cobertura, originó que la propiedad privada fuera sustituida por el Estado. Con el Estado al frente de la prestación del servicio de energía eléctrica, se crearon en la década de los 60 el ICEL con el fin de impulsar y fortalecer la electrificación regional e ISA con la finalidad de consolidar la interconexión de los sistemas de distribución regionales y crear el SIN.

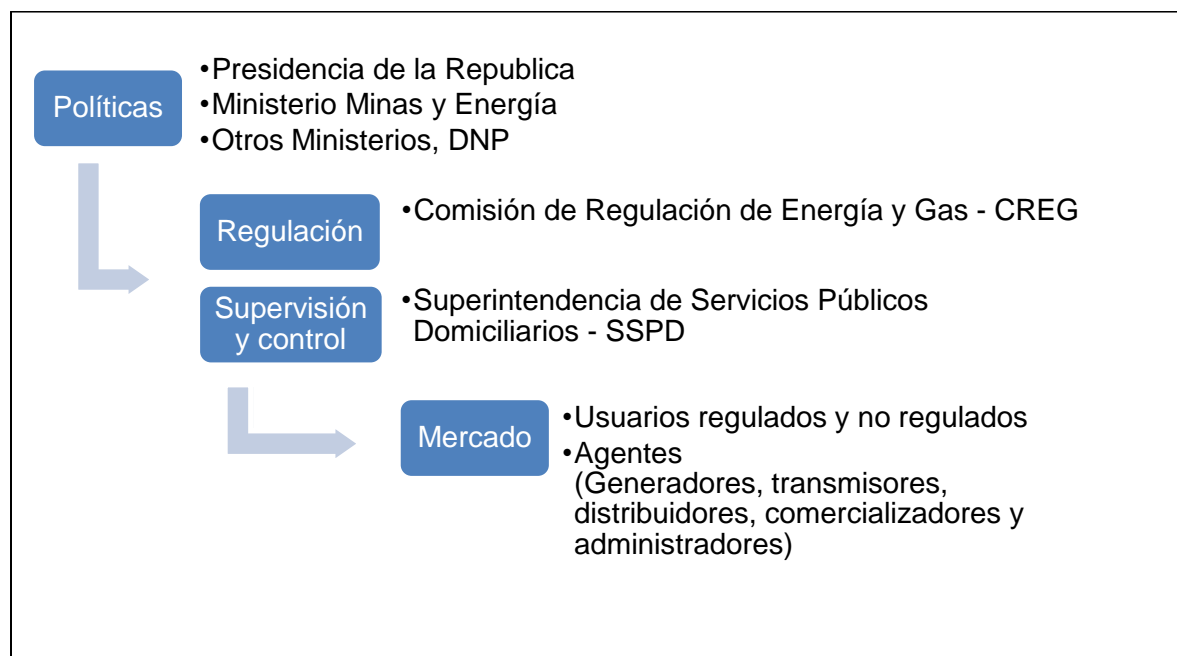
Este sistema de intervención estatal funcionó de manera continua hasta principios de la década del 90, cuando se dieron las grandes transformaciones del sector eléctrico colombiano como fruto del diagnóstico del sector, de la reforma de la constitución y del racionamiento de energía que sufrió todo el país durante los años 1991 y 1992. Esta transformación se dio buscando garantizar la eficiencia en la prestación de los servicios públicos, a través de la promoción de la competencia permitiendo la entrada de agentes no estatales en las diferentes etapas de la prestación del servicio (CREG - Historia en Colombia, 2010).

1.1 Estructura del sector y del mercado eléctrico colombiano

Con el marco jurídico definido en la constitución de 1991 y las leyes 142 y 143 de 1994, se estructuró el esquema del sector eléctrico actual tal como se presenta en la figura 1,

donde se redefinió la función del estado en el sector de los servicios públicos, más como encargado de regular, controlar y vigilar que el de poseer y administrar, y se adoptó un modelo que corresponde a mercados competitivos orientados a la eficiencia económica con cobertura adecuada y calidad del servicio a unos precios razonables, pero sometidos a la definición de políticas, regulación, control y vigilancia por parte del Estado (CREG - Estructura Sector, 2010).

Figura 1: Esquema General del Sector Eléctrico en Colombia

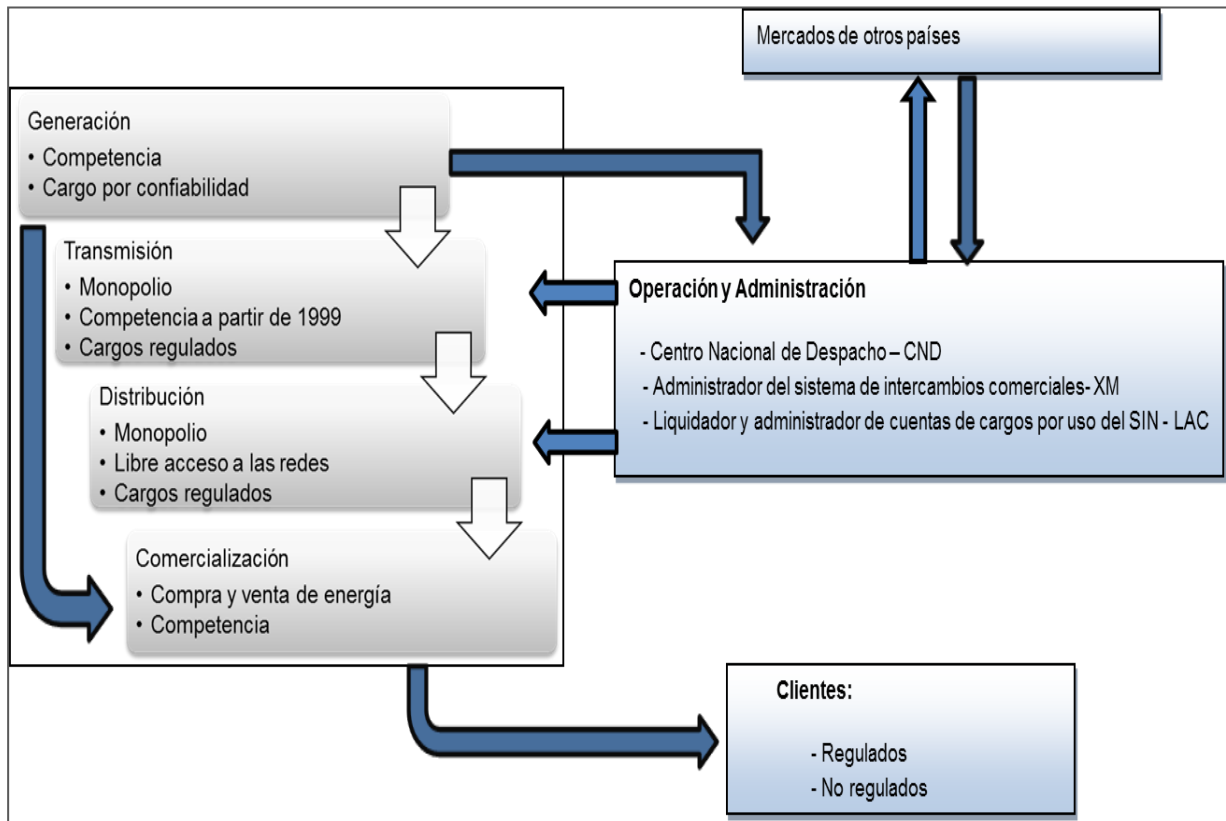


A su vez, el componente del mercado agrupa todos los actores tanto del lado de la producción como de la demanda, incluyendo los diferentes integrantes de la cadena de producción de energía eléctrica desde la generación hasta la comercialización al usuario final y a los otros países con los cuales se tiene intercambio de energía eléctrica (XM, 2010). En la figura 2 se presenta este esquema de funcionamiento del mercado de energía eléctrica en Colombia.

El nuevo esquema del sector eléctrico y su apertura al capital privado, aplicado al sector de distribución de energía, busca generar señales de precio que permitan mejorar los niveles de calidad del servicio, reducir las pérdidas de energía y mantener los niveles de inversión apropiados para reposición de la infraestructura, todo esto dentro de un

marco que promueva el incremento de las eficiencias operativas y financieras de las empresas. En contraste con este objetivo, la medición de productividad y eficiencia en Colombia se ha limitado por parte del ente regulador a la determinación de costos eficientes para remunerar las diferentes actividades en cada uno de los componentes de la cadena de prestación del servicio de energía eléctrica y en la definición de indicadores de gestión.

Figura 2: Esquema General del Mercado Eléctrico Colombiano



Fuente: Elaboración Propia con base en XM (XM, 2010) y CREG (CREG - Estructura Sector, 2010)

Por el contrario, en muchos otros países donde se han presentado procesos de privatización similares a los ocurridos en Colombia, la medición de productividad y eficiencia de los operadores, tanto públicos como privados, se ha convertido en parte esencial del proceso de control de los entes reguladores, que toman como condición del análisis de desempeño el incremento de la eficiencia y la productividad (Yunos & Hawdon, 1997).

Existen multitud de indicadores para medir el desempeño de una empresa o sector, siendo los más empleados la tasa interna de retorno, rentabilidad y los precios (Abbot, 2006). Ahora bien, el sector de distribución de energía en mercados competitivos opera bajo condiciones de control de precios y costos regulados en función de eficiencia operativa y suficiencia financiera, lo cual hace que los indicadores financieros tradicionales de medición de desempeño no permitan determinar con precisión el desempeño real de las empresas ni realizar un adecuado benchmarking dentro del sector y por el contrario pueden inducir distorsiones en la medición (Abbot, 2006).

Actualmente las empresas distribuidoras de energía del SIN no cuentan con herramientas estructuradas de causalidad entre resultado de indicadores y parámetros de entrada que permitan determinar sus niveles de desempeño y eficiencia, bien sea para compararse dentro del sector en un escenario de benchmarking o como instrumento para soportar la toma de decisiones.

1.2 La actividad de distribución en Colombia

La actividad de Distribución en Colombia es ejecutada por los OR, bajo un marco regulatorio que los obliga a prestar el servicio de transporte y entrega de energía eléctrica efectuando las actividades de operación, mantenimiento, planeación de la expansión y ejecución de inversiones, de todo o parte de un STR o SDL, incluidas sus conexiones al STN, con exigencias en continuidad y calidad, y así mismo con unos límites a las pérdidas de energía del sistema.

1.2.1 Expansión del sistema

A partir de la resolución CREG 70 de 1998, conocida como el Reglamento de Distribución de Energía Eléctrica, se definió la expansión de los sistemas de distribución en cabeza de los OR, con el objetivo que estos pudieran garantizar el suministro continuo a los usuarios, teniendo en cuenta los índices de crecimiento de la demanda y los niveles de calidad y continuidad del servicio, todo enmarcado dentro de un escenario de viabilidad financiera para las empresas que repercuta en el mínimo costo en la tarifa de energía a trasladar al usuario final. En la regulación vigente, deben interactuar los OR y

la UPME para estructurar todo el plan de cobertura y planeación de la expansión, la cual corresponde al nivel nacional, incorporando las metas y objetivos definidos sobre cobertura por el Plan Nacional de Desarrollo.

1.2.2 Calidad del servicio

La calidad del servicio se determinará en función de la duración de las indisponibilidades de los activos de cada OR. En el nivel de tensión 4, los OR no deben superar, en una ventana móvil de doce meses, el número de horas de indisponibilidad máximo permitido por la regulación. Para los niveles de tensión 1, 2 y 3, la calidad del servicio de distribución prestado por un OR se evalúa trimestralmente en términos de la calidad media brindada a los usuarios conectados a estos Niveles de Tensión, comparándola con la calidad media de referencia del OR. Dichas calidades medias se expresan como un Índice de Discontinuidad que relaciona la cantidad promedio de Energía No Suministrada (*ENS*) por cada unidad de Energía Suministrada (*ES*) por un OR. En función de las mejoras o desmejoras en la calidad media del servicio prestado, el OR podrá obtener un aumento o disminución de sus cargos por uso y deberá compensar a sus usuarios “peor servidos”.

1.2.3 Calidad de la potencia eléctrica

La regulación vigente la define como el conjunto de calificadores de fenómenos inherentes a la forma de onda de la tensión, que permiten juzgar el valor de las desviaciones de la tensión instantánea con respecto a su forma y frecuencia estándar, así como el efecto que dichas desviaciones pueden tener sobre los equipos eléctricos u otros sistemas.

1.2.4 Pérdidas de energía eléctrica

Las pérdidas de energía eléctrica están definidas en la regulación vigente como la cantidad de energía que se pierde por efectos del transporte y transformación de la energía en los STR y SDL (pérdidas técnicas de energía) y por aquella que se pierde por razones diferentes a las técnicas (pérdidas no técnicas de energía). La suma de estas dos pérdidas se conoce como pérdidas totales de energía.

La CREG actualmente reconoce en la actividad de distribución las pérdidas técnicas¹ en los diferentes niveles de tensión 1, 2, 3 y 4, el reconocimiento corresponde a un porcentaje el cual se tiene en cuenta para calcular la energía útil de cada nivel de tensión, ésta energía útil hace parte del cálculo de los ingresos de los agentes OR.

El efecto de las pérdidas para el agente distribuidor implica que si presenta pérdidas mayores a las reconocidas, le significa un ingreso menor para la infraestructura que posee, lo que corresponde a una menor rentabilidad a su inversión.

1.2.5 Remuneración de la actividad

La remuneración económica de la actividad de distribución de energía eléctrica para el periodo tarifario 2008-2012 se encuentra enmarcada por la resolución CREG 97 de 2008. En esta resolución se determinan las metodologías para remuneración de la infraestructura eléctrica que poseen los OR y los costos de administración, operación y mantenimiento. Para la infraestructura de uso de nivel de tensión 4, la CREG emplea la metodología del ingreso regulado o máximo para definir el ingreso que requiere cada operador para remunerar dichos activos; para los activos de uso de los niveles 1, 2 y 3, la Comisión emplea la metodología de precio máximo para aprobar a cada operador los cargos máximos por unidad de energía transportada en cada uno de dichos niveles en su sistema². En la figura 3 se puede apreciar el esquema general de las metodologías de remuneración utilizadas.

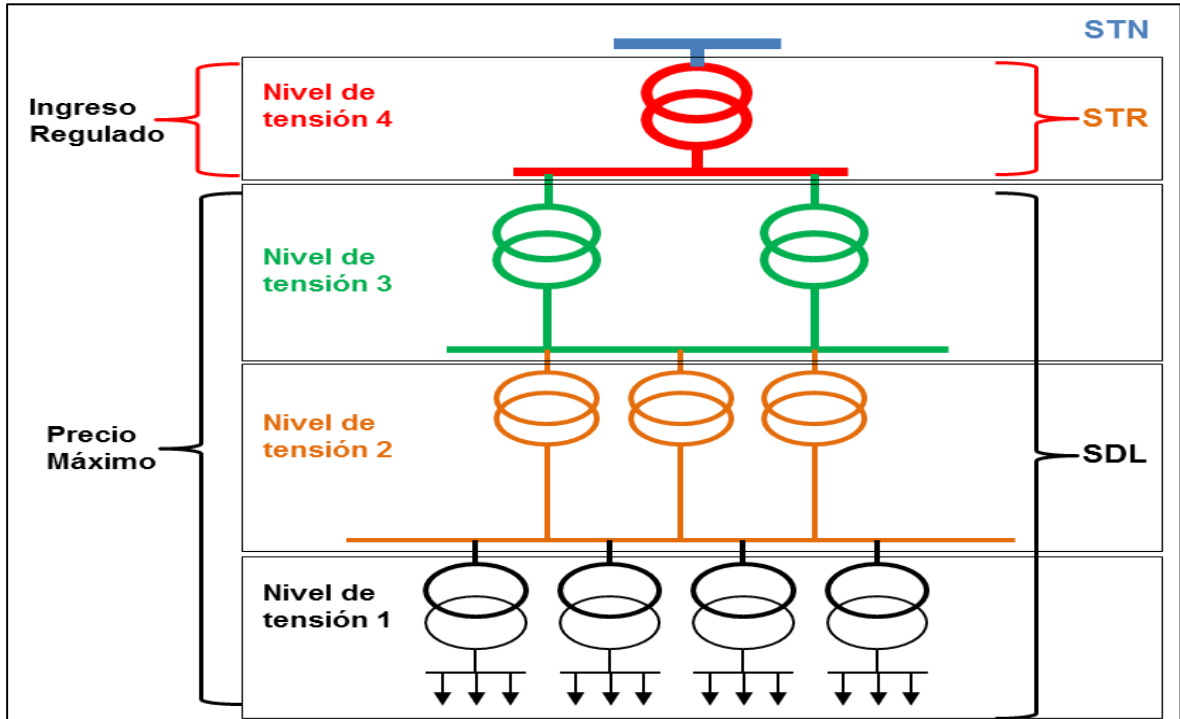
Las empresas de distribución obtienen sus ingresos a partir de la aplicación de los cargos por conexión que se pactan entre la empresa y los usuarios y los cargos por uso de la red que le son aprobados por resolución, los cuales buscan cubrir los costos de inversión en infraestructura en los diferentes niveles de tensión, incluidos los costos de capital, administración, operación y mantenimiento, que se deben dar en condiciones óptimas de calidad y confiabilidad teniendo en cuenta la viabilidad financiera de las empresas. Los cargos se determinan a partir del inventario de activos que reportan los OR a la Comisión como unidades constructivas estándar que define la CREG para este

¹ Resolución CREG 097 de 2008, capítulo 12 del Anexo general, en <http://www.creg.gov.co>

² Resolución CREG 097 de 2008, artículo 1, en <http://www.creg.gov.co>

fin, de la vida útil que se emplea para cada tipo de activos y que puede ir entre 10 y 40 años, de la energía útil que circula a través de los activos en cada nivel de tensión y de la calidad en la prestación del servicio que determina la variación en el porcentaje de AOM a reconocer al OR.

Figura 3: Esquema General de Remuneración de la Actividad de Distribución



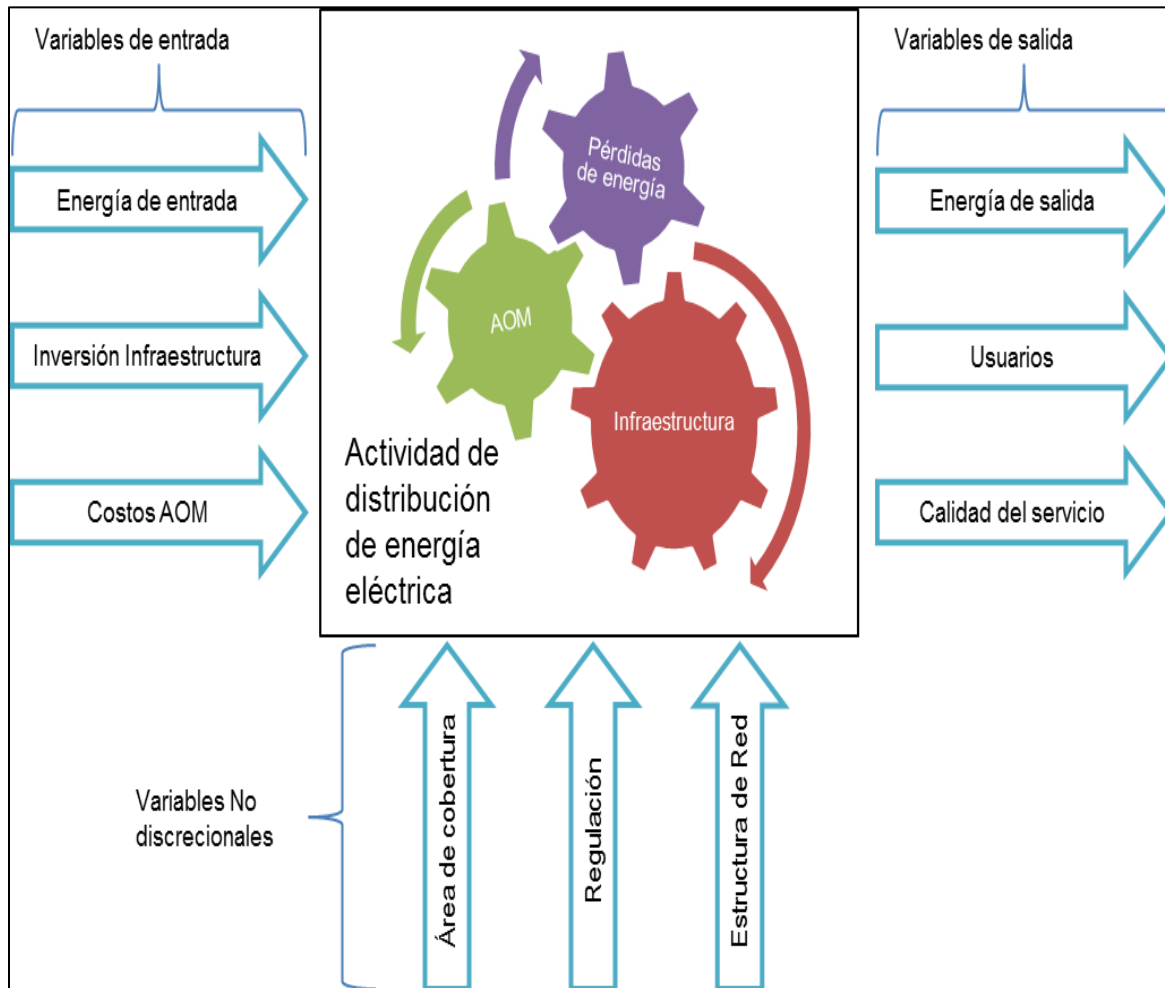
Fuente: Elaboración propia con base en datos de XM (XM, 2010) y CREG (CREG - Estructura Sector, 2010)

1.3 Modelo conceptual de la actividad de distribución de energía eléctrica

El modelo conceptual de la actividad de distribución de energía eléctrica se puede representar como un proceso productivo donde se requiere incurrir en unos costos de inversión y unos costos de funcionamiento para realizar la distribución de la energía eléctrica que se recibe, transportándola a través de la infraestructura de los STR y los SDL con un nivel de pérdidas de energía, para entregarla a un número de puntos de conexión (usuarios de la actividad de distribución) con estándares de calidad, realizando este proceso productivo en presencia de variables no discrecionales que influyen en el desempeño de las empresas, tales como la zona de operación, la presencia de ambiente salino, la estructura de red (aérea/subterránea), la densidad poblacional, área de

cobertura, nivel isocerámico³, regulación de la actividad, longitud de red, etc., que definen y afectan el desempeño de las empresas y los deberes y derechos de los usuarios. La figura 4 presenta el modelo conceptual con las entradas, salidas y las variables no discrecionales.

Figura 4: Modelo Conceptual de la Actividad de Distribución



³ El nivel Isocerámico de un lugar es el número promedio de días al cabo del año en los que hay tormenta. Se considera día con tormenta aquel en el que al menos se oye un trueno, http://es.wikipedia.org/wiki/Nivel_cer%C3%A1mico

2 Marco teórico y conceptual

La medición de eficiencia es un problema que ha interesado tanto a los economistas teóricos como a los reguladores. Los unos y los otros han buscado la manera de determinar cuanto se puede aumentar los resultados, productos o salidas, con solo incrementar su eficiencia, sin que esto implique mayores ingresos o recursos al proceso o la industria (Farrell, 1957).

Sin embargo, la medición en sí de la eficiencia no es tan sencilla, por que a pesar de contar con métodos muy certeros para cuantificar los ingresos o salidas de un proceso, bien sea para una empresa o sector, estos pierden precisión al tratar de combinarlos para determinar la eficiencia subyacente en la relación de los recursos con los productos. Esta dificultad, que aumenta a medida que se introducen más variables internas y externas, ha dado pie a que en la literatura se presenten diferentes conceptos de eficiencia, entendida esta como la capacidad para producir la mayor cantidad de productos o servicios con un determinado nivel de recursos, siendo los más generales los de eficiencia técnica, eficiencia asignativa o de costos y eficiencia productiva o total (Farrell, 1957; Berrío Guzmán & Muñoz Santiago, 2005). Es importante entonces revisar primero el concepto de eficiencia y sus diferentes acepciones para poder enmarcar el alcance de este trabajo antes de ver los métodos de medición de la misma.

Teniendo en cuenta que lo que se presenta en este documento no es un amplio tratado sobre construcción de fronteras de eficiencia y métodos no paramétricos, solo se proporciona material introductorio necesario para comprender el enfoque teórico de este estudio y la interpretación del modelo de medición a emplear. En las referencias bibliográficas se citan artículos y textos que permiten ahondar en la teoría económica y el desarrollo matemático que soportan estos temas.

2.1 Concepto de eficiencia

La teoría económica plantea el concepto de eficiencia a partir del principio de escasez de recursos, entendida ésta como una aplicación de la ley del mínimo medio para aprovechar de la mejor manera posible los recursos escasos, bien sea maximizando los productos o minimizando los costos (Mankiw, 1999; Castaño Tamayo, 1993). En otras palabras, la eficiencia desde el punto de vista de la teoría económica se entiende como el “hacer bien las cosas, es decir, en asegurar una correcta distribución de los medios empleados en relación con los fines obtenidos” (Quindós Morán, Rubiera Morollón, & Vicente Cuervo, 2003, pág. 1).

La eficiencia por definición es un concepto relativo que se obtiene por comparación con otras alternativas disponibles, considerando los recursos empleados, la combinación de insumos, sus proporciones y el nivel de producto, de acuerdo con su proceso productivo y al objetivo de maximizar el beneficio. En este orden de ideas se puede afirmar que una empresa es económicamente eficiente si es capaz de fabricar un producto a un menor costo que el costo que conlleva elaborarlo con el resto de alternativas existentes.

Las empresas deben elegir dentro de todo el conjunto de posibilidades de producción, el nivel de producto que maximice el beneficio, lo cual se logra cuando se produce una cantidad en la que el ingreso marginal es igual al costo marginal. La empresa entonces es eficiente si produce en una escala de tamaño óptima que le permita la menor utilización de insumos posibles para obtener la mayor cantidad de producto (Berrío Guzmán & Muñoz Santiago, 2005).

Ahora bien, la medición de la eficiencia debe tener en cuenta un referente que permita comparar la actuación de las organizaciones contra dicho óptimo, lo cual a pesar de lo simple que parece no lo es tanto en la práctica, pues cada empresa se desenvuelve en un ambiente que tiene demasiadas variables a ser consideradas por el investigador. Además aspectos como la tecnología empleada y las restricciones propias de la industria afectan la obtención del máximo beneficio, por lo tanto un escenario válido para medir la eficiencia en las organizaciones es comparar su desempeño contra el de las

empresas de su mismo sector que producen bienes o servicios similares (Quindós Morán, Rubiera Morollón, & Vicente Cuervo, 2003).

Farrell (1957) es el primer autor que plantea esta idea de comparar las empresas con sus pares de la industria, mediante la definición de frontera eficiente a partir de las mediciones de las empresas, que sirve después como referencia para evaluar la eficiencia relativa de la firma con respecto a dicha frontera.

Partiendo de la explicación de un caso sencillo en el cual una empresa emplea dos entradas para obtener una única salida, Farrell (pág. 254) logra definir los conceptos de eficiencia técnica, eficiencia precio y eficiencia global, teniendo en cuenta los siguientes supuestos de la teoría económica⁴:

1. Las empresas operan bajo condiciones de rendimientos constantes a escala, lo que quiere decir que los incrementos porcentuales de las entradas producirán igual incremento porcentual en las salidas.
2. Que se conoce la función de producción eficiente, o sea se puede determinar la salida que una firma perfectamente eficiente puede obtener de cualquier combinación dada de entradas.
3. La isocuanta que representa la frontera eficiente es convexa al origen y con pendiente no positiva en todos sus puntos, lo cual implica que un incremento en la entrada por unidad de salida de un factor implicará, ceteris paribus, menor eficiencia técnica.

2.1.1 Eficiencia técnica

La eficiencia técnica se puede entender como la combinación factible de recursos y productos, en la cual es imposible de aumentar algún producto o reducir algún recurso sin reducir simultáneamente al menos un producto o aumentar al menos otro recurso, entendidos ambos como unidades físicas. Guio y Monroy (2003) definen la eficiencia técnica como “producir tanto como sea posible con los recursos disponibles, hacer uso de la menor cantidad de insumos admisibles para alcanzar un nivel determinado de productos, o bien, combinar estas alternativas de modo que se obtengan los mejores

⁴ Para mayor detalle sobre los supuestos económicos asumidos por Farrell, se puede consultar autores como Krugman y Wells (2007), Mankiw (1999), Castaño Tamayo (1993), Pulecio y otros (1995)

resultados de esta relación”. Se puede redondear la idea diciendo que una organización es eficiente técnicamente si obtiene un nivel dado de salidas con la mínima cantidad de entradas, o si con una cantidad fija de entradas logra producir la máxima cantidad de salidas respecto a los valores de referencia.

Para mejor comprensión de este concepto veamos el siguiente ejemplo en el cual un grupo de empresas (A, B, C y D) emplean dos entradas (x_1 y x_2) para producir una única salida (y). La figura 5 representa el diagrama isocuanta con las coordenadas de cada par de producción (x_1/y , x_2/y) para cada una de las empresas. La isocuanta SS' representa las posibles combinaciones de los pares de producción que una firma perfectamente eficiente debe emplear para producir una unidad de salida, lo cual implica que todas aquellas que se encuentren por encima de la curva resultan ineficientes. En otras palabras, la eficiencia técnica viene dada por la comparación del valor observado de su unidad de producción contra el valor óptimo que resulta de la frontera de producción estimada.

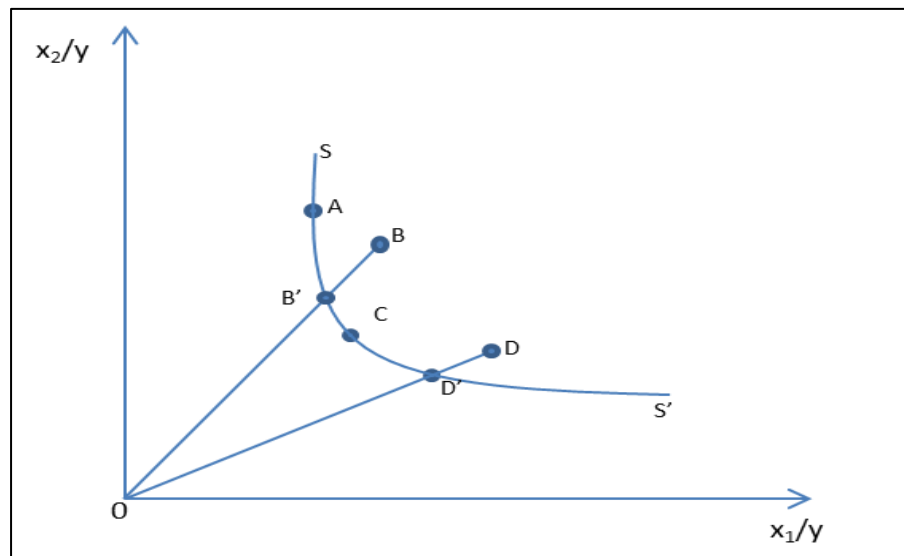
En la figura 5 se puede observar que las empresas A y C son técnicamente eficientes pues se encuentran sobre la frontera eficiente, mientras que las empresas B y D son ineficientes pues ambas podrían reducir sus entradas para producir la misma unidad de salida. Numéricamente esto se puede expresar como la relación entre longitud de la línea desde el origen hasta el punto proyectado sobre la isocuanta eficiente de la empresa y la longitud de la línea desde el origen hasta el valor obtenido por la empresa. Es decir, para la empresa B se obtiene la relación OB'/OB y de manera análoga para la empresa D su eficiencia técnica sería dada por OD'/OD .

Es claro que esta medición de eficiencia toma valores de uno o cien por ciento para una empresa perfectamente eficiente y será infinitesimalmente pequeña si las cantidades de entrada por unidad de salida se vuelven infinitamente grandes. En otras palabras la eficiencia técnica sólo podrá tomar valores comprendidos entre cero y uno, siendo los valores cercanos a cero entendidos como empresas muy alejadas de la isocuanta eficiente y todo lo contrario si el valor se aproxima a uno (Coll & Blasco, s.f).

2.1.2 Eficiencia Precio

La eficiencia precio o asignativa se refiere a la necesidad de medir igualmente el empleo de los diferentes factores de producción en sus óptimas proporciones, teniendo en cuenta sus precios relativos (Farrell, 1957). En otras palabras, es la medición de la utilización adecuada y proporcional de los recursos teniendo en cuenta sus precios, que si bien no garantiza la máxima productividad, si garantiza el mínimo costo de producción. O sea que las empresas deben elegir adecuadamente el nivel de entradas y su combinación de tal forma que se minimice el costo de producción. En otras palabras, se busca la combinación adecuada de entradas en función de sus precios relativos y no de sus cantidades.

Figura 5: Isocuanta de producción y la eficiencia técnica

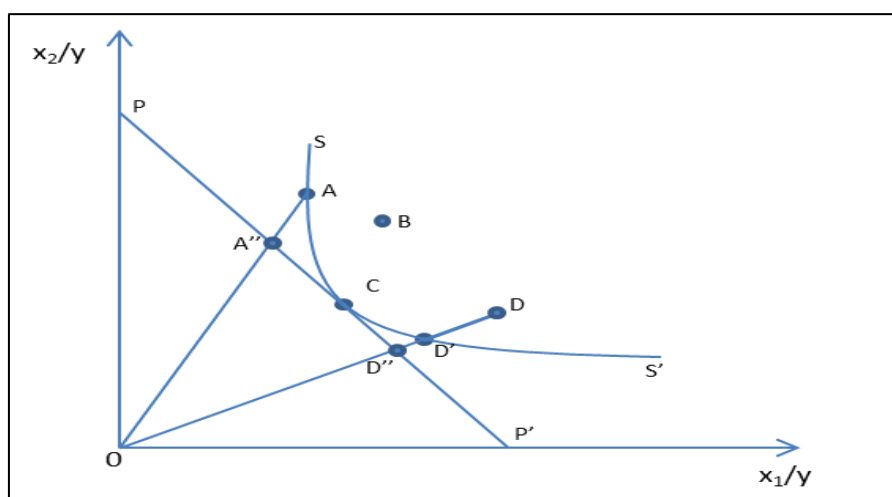


Fuente: Elaboración con base en Coll y Blasco (Evaluación de la eficiencia mediante el Análisis Envolvente de Datos, s.f)

La restricción de los precios relativos de los insumos o entradas limita la capacidad de consumo de las empresas y por lo tanto se convierte en una restricción para la toma de decisiones. Esta restricción significa que la relación entre los precios de los insumos x_1 y x_2 es tal que las empresas van a gastar sus recursos con la idea de maximizar sus beneficios, teniendo en consideración que cuentan con un presupuesto limitado (Pyndyck & Rubinfeld, 1995, págs. 59-81).

Si siguiendo con nuestro ejemplo, si dibujamos una línea tangente al punto más próximo al origen de la isocuanta eficiente, donde las pendientes de las dos curvas son iguales, obtendremos la isocoste PP' que simboliza la restricción presupuestal y cuya pendiente representa la relación entre los precios de las entradas x_1 y x_2 (Coll & Blasco, s.f). En la figura 6 se muestra esta isocoste y como se puede apreciar a pesar que las Empresas A y C son técnicamente eficientes, sólo la C resulta también eficiente en precios.

Figura 6: Línea de isocoste y eficiencia precio



Fuente: Elaboración con base en Coll y Blasco (Evaluación de la eficiencia mediante el Análisis Envolvente de Datos, s.f)

Si la Empresa A quisiera alcanzar también la eficiencia en precio, debería reducir los costos en que incurre en la distancia $A''A$. Entonces numéricamente podemos expresar la eficiencia precio para la Empresa A como el cociente entre la distancia desde el origen hasta el punto proyectado sobre la isocoste (A'') y la distancia desde el origen hasta el punto proyectado sobre la isocuanta eficiente (A), o sea OA''/OA ; por analogía la eficiencia precio para la Empresa D estaría dada por la relación OD''/OD . Al igual que la eficiencia técnica, la eficiencia precio sólo toma valores entre cero y uno, siendo cualquier valor diferente de uno una medida de ineficiencia en precios.

2.1.3 Eficiencia Global

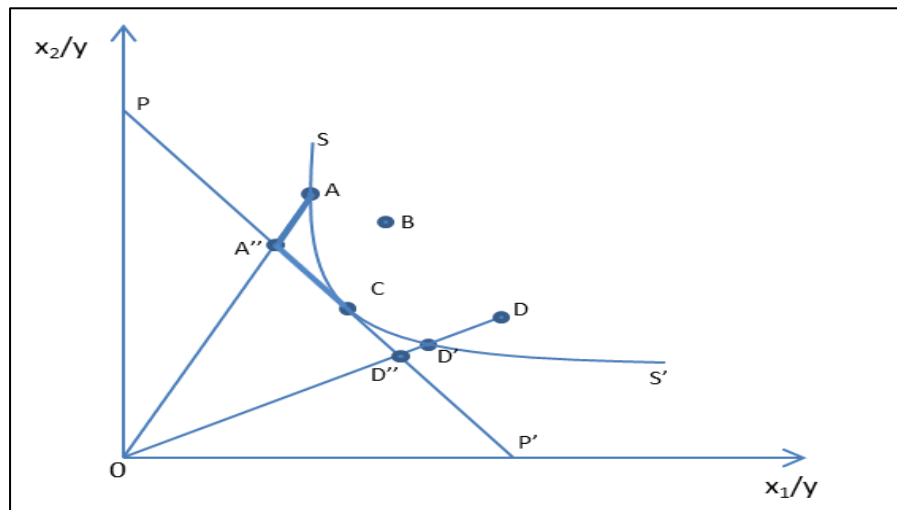
Como su nombre lo indica, la eficiencia global o también conocida como eficiencia económica busca combinar la eficiencia técnica y la de precio de tal manera que se

obtenga el mayor nivel de salidas con el menor valor de entradas al mínimo costo de producción. Tanto esta eficiencia como la de precio es difícil de establecer, debido a la dificultad para determinar el valor económico de los insumos que se magnifica aún más para aquellas variables no cuantitativas que hacen parte de los procesos de producción. Es por esto que en este trabajo se realizaron únicamente evaluaciones de eficiencia técnica.

Farrell (1957, pág. 255) plantea que la eficiencia global es el producto de la eficiencia técnica y la eficiencia precio. Para nuestro ejemplo, la eficiencia global de las Empresas sería representada por el cociente entre la distancia desde el origen hasta el punto que representa el valor proyectado en la isocoste y la distancia desde el origen hasta el valor obtenido por la empresa. En la figura 7, donde se presenta de forma conjunta las fronteras de eficiencia técnica y de precio, se puede apreciar que solamente la unidad C se encuentra ubicada simultáneamente sobre ambas fronteras, siendo por tanto la única que presenta eficiencia global. Por el contrario, la unidad A que presentó eficiencia técnica al igual que la unidad C, debería desplazar su punto de operación a través de la trayectoria señalada para alcanzar su eficiencia global. La siguiente ecuación representa matemáticamente esta definición según lo mostrado en la figura 7, para la unidad D:

$$\text{EFICIENCIA GLOBAL} = \text{EGD} = \text{ET} \times \text{EP} = (\text{OD}'/\text{OD}) \times (\text{OD}''/\text{OD}') = \text{OD}''/\text{OD}$$

Figura 7: Isocuantas de producción e isocoste y la eficiencia global



Fuente: Elaboración con base en Coll y Blasco (Evaluación de la eficiencia mediante el Análisis Envoltente de Datos, s.f)

Al igual que las eficiencias técnicas y de precio, la eficiencia global sólo puede tener valores entre cero y uno.

2.2 Medición de eficiencia

Para tratar de medir la eficiencia relativa de las organizaciones en el ámbito empresarial se han empleado tradicionalmente múltiples indicadores que pretenden reflejar directa o indirectamente la eficiencia de una empresa, tales como los indicadores financieros de rentabilidad, de liquidez, de valor, de rotación de cartera, de capital de trabajo, de endeudamiento, de costo de capital, de valor de la acción, etc., así como indicadores de desempeño como los indicadores de pérdidas, de calidad, de atención al cliente, de nivel de satisfacción del usuario, de reclamaciones, etc. Sin embargo como ya se mencionó en el acápite anterior, la medición de eficiencia se vuelve más compleja a medida que se introducen más variables de entrada y/o salida y mucho más si se introducen los costos de producción.

Es más, la comparación simple de empresas entre sí empleando los indicadores tradicionales conlleva en la mayoría de los casos a distorsionar la medición de los desempeños reales de las empresas y por ende a una inadecuada medición de la eficiencia (Abbot, 2006). Para el caso de empresas de distribución de energía eléctrica en Colombia esto es aún más evidente teniendo en cuenta que operan en un sector altamente regulado que limita tanto los ingresos que se pueden recibir por la prestación del servicio como los costos que se pueden trasladar a la tarifa del usuario, haciendo que los indicadores tradicionales de eficiencia no reflejen adecuadamente el desempeño de las empresas dentro del sector.

Prior et al., 1993, citado por Urueña y Colina (2009), sobre el empleo de datos financieros para medir la eficiencia dijo: “el resultado contable difícilmente puede ser un buen indicador de medición de la eficiencia” (pp.195-196). Esta crítica al empleo de índices financieros como indicadores válidos para determinar la eficiencia relativa de las organizaciones plantea la necesidad de medir la eficiencia más con cantidades físicas que con valores económicos, beneficiando el análisis de la eficiencia técnica sobre la de precio, tal como lo afirma Urueña (pág. 60) al citar a Pedraja, Salinas y Suárez, 2001.

Esta situación ha impulsado el desarrollo de métodos alternativos de medición de la eficiencia que permiten capturar de una manera más precisa el real desempeño de las organizaciones y su comparación contra el de la empresa líder- Benchmarking, aplicando técnicas que permitan comparar y medir las distancias de cada empresa frente al mejor comportamiento registrado en la muestra de las organizaciones comparadas. Este procedimiento permite ubicar a cada unidad en el plano de la frontera de producción, sobre la misma curva si son consideradas eficientes y alejadas de ésta a las que no lo son.

Estas técnicas de comparación de eficiencias relativas basadas en fronteras de producción han sido clasificadas en dos grandes grupos, dependiendo de si requieren o no el especificar la forma de la función que relaciona los valores de entrada y salida: las de frontera paramétrica también conocidas como econométricas y las de frontera no paramétrica o de programación matemática⁵. A su vez cada uno de ellos puede emplear métodos estadísticos o de programación matemática para construir la frontera de eficiencia y ésta puede ser establecida con aproximaciones estocásticas (aleatorias) o deterministas. En la figura 8 se presenta el diagrama desarrollado por Coll y Blasco (s.f, pág. 8) para presentar la agrupación de las metodologías de estimación de frontera y sus mayores representantes.

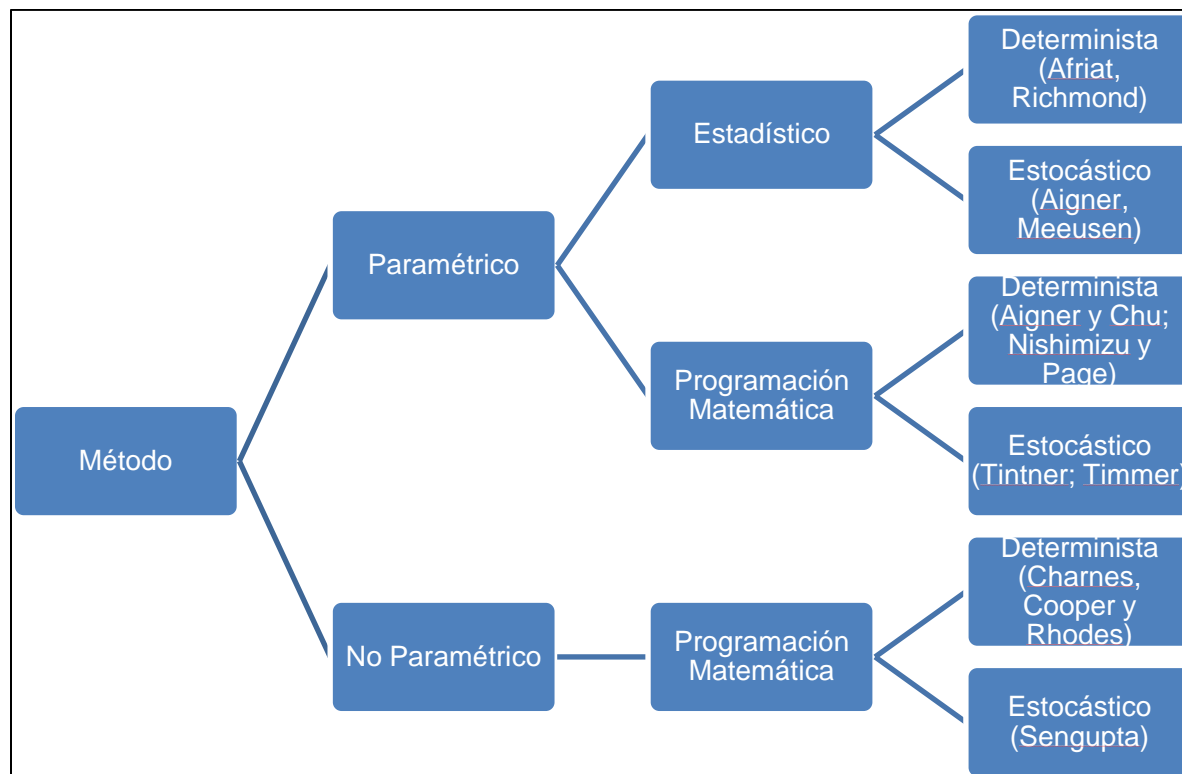
2.2.1 Técnicas paramétricas

Este tipo de metodología parte de información estadística histórica que permita construir una función promedio aplicable a cada unidad productiva, para calcular las medidas de eficiencia a partir de los residuos de una regresión. Esto implica la definición de una forma funcional específica que relacione las variables a emplear, o sea lo que se estima son los parámetros de la función y no la forma de la función en sí misma, de ahí el término de “paramétrico”. Como lo que se busca es elaborar una función que represente de mejor manera los comportamientos de todas las unidades estudiadas, lo que se obtiene es una estimación promedio y no la medición de la mejor práctica, sin

⁵ Algunos de los autores que han hecho esta clasificación son Afanador (2003, pág. 11), Coll y Blasco (s.f, pág. 8), Hattori et al. (2002, pág. 9), Muñoz y Berrío (2005, pág. 3), Perdomo y Mendieta (2007), Pinzón (2003, pág. 14), Quindós et al. (2003, pág. 2), Salazar, Soto y Montoya (2011, pág. 6), Sanhueza (2003), Sengupta (2000, pág. 195), Urueña y Colina (2009, págs. 62-63).

embargo al emplear procedimientos estadísticos esto permite considerar el ruido aleatorio que se puede generar por errores de medición (Berrío Guzmán & Muñoz Santiago, 2005).

Figura 8: Métodos de estimación



Fuente: (Coll & Blasco, s.f, pág. 8)

Al ser las técnicas paramétricas métodos que requieren definir a priori la forma de la función y determinar los parámetros de la misma, se tiende a incluir la mayor cantidad de variables relevantes para buscar que el R^2 cuadrado de la regresión sea lo más alto posible y así evitar que se omita alguna variable importante en el análisis. Sin embargo, como lo afirman Afanador (2003) y Hattori et al. (2002), esta tentación de incluir exceso de variables ocasiona que se puedan emplear variables irrelevantes que terminan causando pérdidas de consistencia en los estimadores y riesgos altos de multicolinealidad.

Otro inconveniente que trae la determinación a priori de los parámetros es que se hace necesario suponer que todas las empresas analizadas tienen las mismas tecnologías de producción y son afectadas de igual forma por los factores ambientales

(Coelli, Perelman, & Romano , 1999; Hattori, Jamasb, & Pollitt, 2002), lo cual para el sector de distribución de energía eléctrica en Colombia no es muy cierto pues no hay simetría en las tecnologías empleadas por cada OR, ni homogeneidad en los factores particulares como son las condiciones geográficas, climáticas, el tipo de usuarios atendidos así como su densidad y localización, aspectos que definitivamente afectan la eficiencia de las empresas.

De igual forma, se crítica este método por su heterogeneidad al momento de definir las variables y las formas de la ecuación, tal como lo afirma Salazar et al (2011), al referirse a las desventajas de los métodos paramétricos:

Primero, estos estudios emplean diferentes tipos de variables para sus análisis (explicativas para los modelos econométricos) con lo cual se evidencia que no existe consenso sobre las variables a utilizar. Tampoco se evidencia consenso respecto a la forma funcional de la función de costo del modelo econométrico. Aunque varios trabajos sugieren un modelo Cobb-Douglas, igual se reportan estudios con una función de costos trans-logarítmica [5], cuadrática [9], y latente Cobb-Douglas [4] (pág. 8).

Por último, un aspecto que también ha sido objeto de inconformidad con esta técnica es el que no se puedan realizar análisis con múltiples salidas, tal como lo afirma Quindos et al. (2003, pág. 2).

2.2.2 Técnicas no paramétricas

En contraste con las técnicas paramétricas, la aproximación no paramétrica no implica el imponer a los datos una forma particular a la función. En vez de esto, se emplean técnicas de programación lineal para calcular las medidas de eficiencia técnica y se establecen supuestos de producción bastante flexibles, lo cual implica que no es necesario asumir una forma funcional concreta de la frontera, pues el desempeño de las diferentes unidades de estudio se determina a partir de la razón entre las entradas y las salidas; o sea la medición de eficiencia en esta técnica parte de la forma más básica de comparación: $\text{outputs(salidas)/inputs(entradas)}$, lo cual la hace óptima para medir la eficiencia técnica más que la de precio o la global.

Al no emplear una forma específica de la función de producción, lo que se hace es tomar todos los datos observados de entrada-salida de las diferentes unidades para computarlos en una libre disposición de relaciones causa-efecto con la cual se construye la superficie envolvente o forma convexa de la frontera de eficiencia, que permite ubicar a aquellas unidades eficientes sobre la envolvente y lejos de ella a las no eficientes. Tal como lo afirma Sengupta et al. (2000), esto permite dar una medida específica de la eficiencia técnica de cada firma en vez de una medida promedio, como en el caso de las técnicas paramétricas. Adicionalmente, al lograr ubicar cada empresa en el plano isocuanta de eficiencia, se tiene una medición de cuanto hay que mejorar en cada unidad productiva ineficiente para emular a aquellas de referencia que se ubican mejor en la frontera de eficiencia.

Además de la ventaja de no tener que asumir una función de producción específica, este tipo de técnica permite que las unidades de medida sean diferentes, que se puedan considerar diferentes insumos y productos simultáneamente, particularizar la optimización de cada unidad y permite establecer las unidades y niveles de referencia de eficiencia y de producción o insumos excedentes.

En contraste con su flexibilidad respecto a la forma de la función, unidades de medida y simultaneidad de entradas-salidas, este método presenta problemas de identificación de los errores de medición porque estos pueden llegar a ser vistos como si fueran diferencias de eficiencia. O sea que cualquier error aleatorio será visto simplemente como una ineficiencia de las empresas, que afecta no sólo la medición de su desempeño particular sino también la misma frontera de eficiencia. Esto hace que la metodología sea vista como no estadística y que por lo tanto no se pueda generar ningún tipo de prueba estadística de los resultados de medición, toda vez que la frontera de eficiencia puede llegar a ser distorsionada si los datos tienen ruido estadístico (Bagdadioglu, Waddams Price, & Weyman-Jones, 1996). Esta restricción del modelo impide que se puedan realizar contrastes de hipótesis en parámetros particulares, que los errores de medida y las perturbaciones aleatorias sean confundidos con ineficiencia y que la evaluación por fuera de la muestra no sea posible. Adicionalmente, la sensibilidad del modelo al ruido estadístico hace que la frontera pueda ser influenciada por direccionadores externos u outliers, originando inestabilidad de los parámetros que hacen necesario introducir restricciones al momento de construir el modelo matemático.

A pesar de sus falencias y restricciones, las técnicas paramétricas han sido ampliamente empleadas para medir la eficiencia técnica de las empresas dentro de una industria (Salazar Isaza, Soto Mejía, & Montoya, 2011) y más específicamente en el sector de las empresas de distribución de energía, como lo afirman Bagdadioglu et al. (1996), pues esta metodología se adapta mucho mejor a las características de multi-entrada, multi-salida que tienen este tipo de empresas.

Dentro de las técnicas no-paramétricas más empleadas está el modelo DEA, inicialmente desarrollado por Charnes, Cooper y Rhodes (1978), para determinar la evaluación de la eficiencia relativa de un grupo de entidades o unidades tomadores de decisiones (Decision Making Units, de aquí en adelante DMU), basado en el concepto que la eficiencia de escala refleja el hecho que posiblemente existe un desempeño óptimo relativo de DMU y que no todas las DMU operan en esta escala óptima.

La literatura sobre aplicación del modelo DEA es extensa y su taxonomía está fuera del alcance de este trabajo. Sin embargo, un buen compendio bibliográfico de su aplicación para los primeros treinta años de desarrollo (1978-2007) se puede hallar en Emrouznejad, Parker y Tavares (2008), donde se listan cuatro mil quince publicaciones relacionadas con DEA, de las cuales más de cien corresponden a estudios en el sector de energía eléctrica.

Tanto la característica de no necesitar asumir una función de producción específica con pesos pre-asignados para medir la relatividad de la eficiencia, así como su amplia aplicación a nivel mundial son las razones fundamentales por las cuales esta metodología es la empleada en este trabajo para evaluar la eficiencia técnica de las empresas de distribución en Colombia.

2.3 Análisis Envolvente de Datos (DEA)

El método DEA es una técnica de programación matemática, no-paramétrica y determinista, que permite establecer intuitivamente una superficie envolvente como frontera de eficiencia técnica relativa de un conjunto de DMU organizacionales

homogéneas. Esta técnica no solo permite construir la frontera de eficiencia, pero además medir la eficiencia relativa de cada unidad respecto de la DMU más eficiente.

Fue Charnes et al. (1978), quien primero planteó el DEA como método de medición de eficiencia, tomando como punto de partida la técnica de medición de eficiencia sobre datos observados propuesta por Farrell en 1957. Desde su publicación a la fecha el desarrollo de la metodología ha sido extraordinario y se ha empleado para medir eficiencia relativa en todo tipo de organizaciones, con y sin ánimo de lucro, y en los más diversos sectores de la economía: financiero, seguros, sector salud, fuerzas armadas, tecnología de información, agricultura, servicios públicos, universidades, etc. (Emrouznejad, Parker, & Tavares, 2008).

En el DEA, cada DMU asociada al grupo de datos de entradas-salidas es comparada con las demás DMU y con ella misma, para determinar la superficie envolvente o frontera de producción eficiente, que se construye con aquellas DMU que están sobre la frontera y por tanto la determinan (son las consideradas eficientes), en cambio aquellas que se encuentran fuera de la frontera son consideradas ineficientes y su medida de ineficiencia está dada por la distancia radial desde su ubicación en el plano isocuanta hasta la frontera. Formalmente este resultado de la eficiencia, para el caso de una entrada y una salida, se describe de manera básica como:

$$\text{Eficiencia} = \frac{\text{salida}}{\text{entrada}}$$

En presencia de múltiples entradas y salidas, la ecuación anterior se define como:

$$\text{Eficiencia} = \frac{\text{suma ponderada de las salidas}}{\text{suma ponderada de las entradas}}$$

Ahora bien, en la realidad lo que se tiene son n DMU, con m entradas y s salidas, donde para cada DMU j se tienen las entradas $x_{1j}, x_{2j}, \dots, x_{mj}$, y las salidas $y_{1j}, y_{2j}, \dots, y_{sj}$, y lo que se busca es encontrar la mezcla de DMU que produzca al menos las salidas de las DMU j usando el menor múltiplo de entradas de la DMU j . Si la DMU j es eficiente, sus salidas serán producidas usando todas sus propias entradas, en cuyo caso su radio

de eficiencia es igual a 1 y valores menores que 1 indican ineficiencia de la DMU. Esto se representa por medio del siguiente modelo fraccionario propuesto por Charnes, Cooper y Rhodes (Bagdadioglu, Waddams Price, & Weyman-Jones, 1996):

$$\text{Max}_{v, u} \quad h_0 = \frac{\sum_{r=1}^s u_r y_{r0}}{\sum_{i=1}^m v_i x_{i0}} \quad (2.1)$$

sujeto a:

$$\frac{\sum_{r=1}^s u_r y_{rj}}{\sum_{i=1}^m v_i x_{ij}} \leq 1; \quad \forall j$$

$$u_r; v_i \geq \varepsilon \quad \forall r, i$$

Para cada DMU los valores del vector de entradas $X(x_1, x_2, \dots, x_m)$ representan los m insumos observados que emplea la organización y el vector de salidas $Y(y_1, y_2, \dots, y_s)$ representa los s productos observados que genera; ambos, entradas y salidas deben ser estrictamente positivos. Los factores de multiplicación para las entradas y salidas están dados por los valores v_i y u_r , que son los que determina el modelo para obtener la medida escalar de eficiencia y cuya condición es que deben ser mayores que cero. Los valores x_{i0} y y_{r0} , corresponden a la cantidad de entradas consumidas y salidas producidas, respectivamente, por la DMU evaluada, DMU_0 . Por último, el valor ε corresponde a un número cercano a cero, definido como una restricción de no negatividad, que permite garantizar que ninguna de las entradas o salidas sea eliminada del análisis y a la vez eliminar la posibilidad de problemas de convergencia debido a la posible existencia de divisiones por cero.

Al realizar los cálculos para resolver la ecuación (2.1), el valor de h_0 es el resultado obtenido de la eficiencia que debe estar en el rango de 0 a 1, donde $h_0 = 1$ indica la máxima eficiencia posible y $h_0 < 1$ indica la ineficiencia de la DMU. Cabe resaltar que h_0 es invariante a las unidades de medida empleadas en las variables de entrada y salida (Sanhueza Hormazábal, 2003).

Salazar et al (2011), respecto a las propiedades que deben tener el conjunto de vectores de este modelo afirma que debe ser "1) Convexo, 2) *Free disposal*" y 3) aditivo.

Esta última propiedad permite asumir que al fusionar varias DMU sus entradas y salidas pertenecen al conjunto de producción” (pág. 16). Free disposal por su parte se refiere a que los valores son no negativos (Polemarchakis & Siconolfi, 1993).

Aunque existen múltiples modelos DEA, estos se pueden clasificar en dos vertientes principales, de acuerdo con la métrica empleada para medir la distancia de la frontera: la de rendimientos constantes a escala (de aquí en adelante DEA-CCR por las iniciales de sus desarrolladores) y la de rendimientos de escala variable (de aquí en adelante DEA-BCC por las iniciales de sus desarrolladores). Los primeros miden la eficiencia puramente técnica y la ineficiencia de escala, mientras que los segundos solo evalúan la eficiencia puramente técnica.

A su vez cada una de las vertientes puede tener orientación a la entrada o a la salida, dependiendo de si lo que se busca es reducir el vector de entradas para mantener un nivel dado de salidas o si por el contrario lo que se busca es el incremento del vector de las salidas manteniendo un nivel dado de entradas. Con base en estas orientaciones en 1981 Charnes et al. (Coll & Blasco, s.f, pág. 21), definen que una DMU será considerada eficiente “si, y solo si, no es posible incrementar las cantidades de Output manteniendo fijas las cantidades de Inputs utilizadas ni es posible disminuir las cantidades de Inputs empleadas sin alterar las cantidades de Outputs obtenidas.”

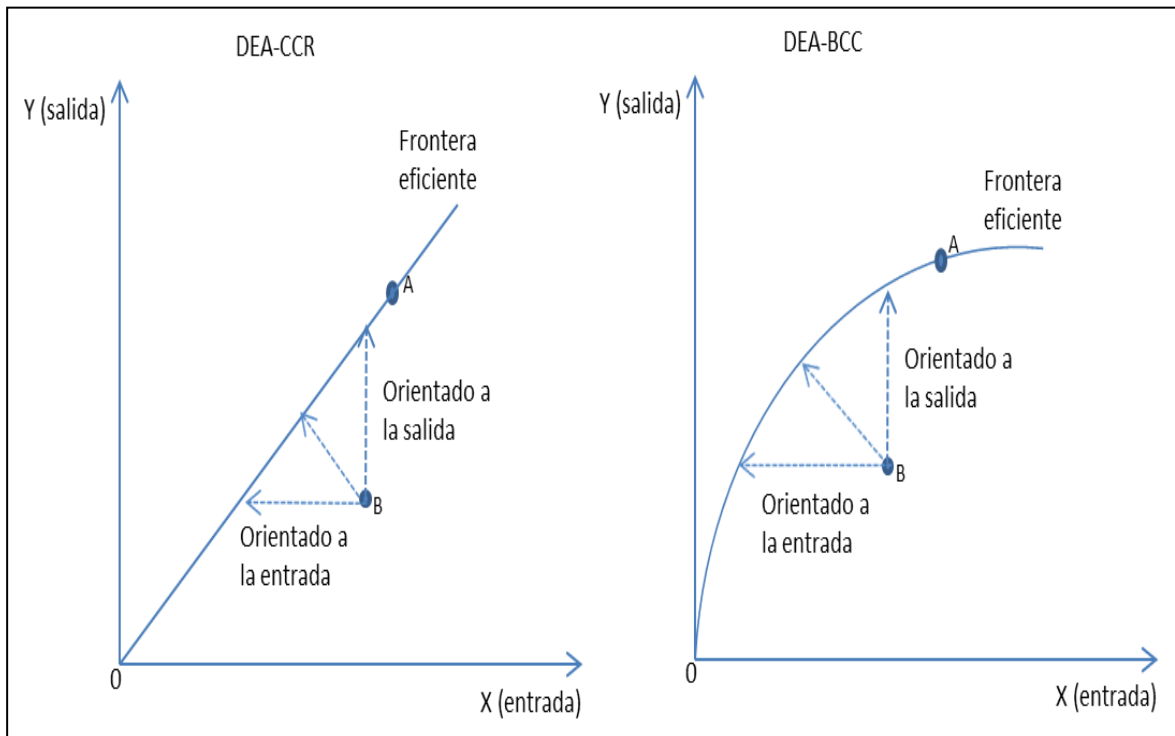
En la figura 9 se presenta gráficamente la explicación de orientación del modelo, partiendo de un caso en el cual dos DMU (A y B) producen un producto (Y) a partir de un insumo (X). La frontera de eficiencia está definida por la DMU A, mientras que la DMU B al no estar sobre la frontera de eficiencia se considera ineficiente. Para lograr mejorar su eficiencia, la DMU B tiene la opción de reducir los niveles de insumo empleados manteniendo el nivel de producto de salida, o aumentar los productos de salida manteniendo constante el nivel de insumos.

Una tercera alternativa es por supuesto modificar simultáneamente las entradas y las salidas, pero esto es poco práctico por la dificultad en controlar simultáneamente las dos variables, es decir, un escenario poco realista como para desarrollar un modelo.

2.3.1 Modelo DEA-CCR

Este fue el primer modelo DEA desarrollado y recibe su nombre en honor a sus desarrolladores Charnes, Cooper y Rhodes. También es conocido en la literatura como modelo CRS o de rendimiento de escala constante. Como su nombre lo implica, se emplea cuando las DMU a evaluar presentan rendimientos constantes a escala tanto para las entradas como para las salidas.

Figura 9: Orientación de los modelos



Fuente: Elaboración con base en Pinzón (2003).

Con este modelo se pueden evaluar las DMU en su forma más básica aplicando la formulación de la expresión (2.1). Dicha ecuación presenta una condición que la hace poco deseable para su cálculo y es el hecho que tal como está planteada daría origen a un número infinito de soluciones, pues al ser v_r y u_i soluciones de la ecuación, lo serían también αv_i y αu_r , para cualquier $\alpha > 0$. Este problema fue resuelto por Charnes et al. (Cook & Seiford, 2009), mediante la linealización del modelo restringiendo el denominador de la función objetivo a la unidad y agregándolo como otra restricción del modelo, empleando el siguiente procedimiento: Se multiplica tanto el numerador como el denominador por un valor $\beta > 0$, lo cual hace que se mantenga la igualdad descrita en la

ecuación. Para ello se definen unas nuevas variables $\mu_r = \beta u_r$ y $v_i = \beta v_i$, con $\beta = (\sum_{i=1}^m v_i x_{i0})^{-1}$, o sea la siguiente formulación:

$$\mu_r = \beta \cdot u_r ; \quad v_i = \beta \cdot v_i ; \quad \beta = \frac{1}{\sum_{i=1}^m v_i x_{i0}}$$

Con esta transformación se obtiene la forma multiplicativa o dual del modelo DEA-CCR, que permite computar múltiples entradas y salidas para cada DMU analizada. Las formas primal y dual, orientadas a las entradas, se pueden entonces formular así⁶:

Primal DEA-CCR	Dual DEA-CCR
<p>Max. $h_0 = \frac{\sum_{r=1}^s u_r y_{r0}}{\sum_{i=1}^m v_i x_{i0}} \quad (2.2)$</p> <p>sujeto a:</p> $\frac{\sum_{r=1}^s u_r y_{rj}}{\sum_{i=1}^m v_i x_{ij}} \leq 1; \quad \forall j$ <p>$u_r, v_i \geq \varepsilon \quad \forall r, i.$</p>	<p>Max $\varpi_0 = \sum_{r=1}^s \mu_r y_{r0} \quad (2.3)$</p> <p>sujeto a:</p> $\sum_{i=1}^m v_i x_{i0} = 1 ;$ $\sum_{r=1}^s \mu_r y_{rj} - \sum_{i=1}^m v_i x_{ij} \leq 0 \quad \forall j$ <p>$\mu_r, v_i \geq \varepsilon \quad \forall r, i.$</p>

Este modelo busca entonces encontrar el máximo valor de ω_0 que permita representar las entradas de la DMU en evaluación a partir de las entradas de otras entidades eficientes, o sea en el caso en el cual la motivación de la evaluación es la necesidad de minimizar las entradas manteniendo constante un nivel dado de salidas. Sin embargo su cómputo se vuelve bastante complejo por el número de problemas de optimización que se deben resolver, es por eso que los programas de software que se

⁶ Para mayor detalle del desarrollo matemático se pueden consultar los trabajos referenciados de Appa y Williams (2006), Banker et al (1984), Cook y Seiford (2009), Cooper, Ruiz y Sirvent (2007), Farrell (1957), Guio y Monroy (2003), Hatami-Marbini, Emrouznejad y Tavana (2011) Khodabakhshi (2010), Sanhueza (2003), Sengupta (2000), , Yang y Lu (2006), Yun y Tanino (2004).

consiguen comercialmente emplean la formulación de la forma envolvente de los modelos de optimización lineal, que incluyen tanto la restricción que v_r y u_i sean positivos como el término adicional para considerar las variables de holgura (S^- y S^+)⁷ (Cooper, Ruiz, & Sirvent, 2007):

$$\text{Min}_{\theta, \lambda} \quad \theta_0 - \varepsilon(\sum_{r=1}^s s_r^+ + \sum_{i=1}^m s_i^-) \quad (2.4)$$

sujeto a:

$$\sum_{j=1}^n \lambda_j x_{ij} + s_i^- = \theta_0 x_{i0}; \quad \forall i$$

$$\sum_{j=1}^n \lambda_j y_{rj} - s_r^+ = y_{r0}; \quad \forall r$$

$$\lambda_j, s_i^-, s_r^+ \geq 0; \quad \forall j$$

donde:

- θ es la eficiencia técnica de la DMU₀
- λ es el vector de intensidades (nx1)
- S^- es el vector de holgura de las entradas
- S^+ es el vector de holgura de las salidas

Con esta formulación, orientada a la entrada⁸, una DMU se considera eficiente si cumple dos condiciones: que el valor de θ_0 sea igual a uno y que las variables de holgura S^- y S^+ sean cero (Yun, Nakayama, & Tanino, 2004, pág. 89), en caso contrario la DMU se considera ineficiente.

2.3.2 Modelo DEA-BCC

Este modelo DEA fue desarrollado por Banker, Charnes y Cooper en 1984 y el aporte que hizo a la metodología planteada por Charnes, Cooper y Rhodes en 1978, consistió en incluir rendimientos variables de escala, de ahí que también sea conocido en la literatura como modelo VRS.

⁷ Las variables de holgura son incluidas en la forma dual para cambiar las desigualdades en las restricciones en igualdades (Bagdadioglu, Waddams Price, & Weyman-Jones, 1996).

⁸ En este documento sólo se va a tratar la modelación orientada a la entrada para simplificar el texto, pero la formulación es similar para los modelos de orientación a la salida.

Esta modificación la plantearon los autores al considerar que los rendimientos a escala según la economía clásica podrían ser crecientes, constantes o decrecientes en cada par de coordenadas de valores (x, y) , teniendo en cuenta si el producto marginal es mayor, igual o menor que el producto promedio, además que la existencia de economías de escala de rendimiento constante es una condición muy restrictiva y difícil de encontrar en la realidad.

Para considerar dicha variación en los rendimientos, se incluye una restricción adicional en el modelo DEA-CCR que permita que las DMU con rendimientos crecientes, constantes o decrecientes, puedan aparecer en la frontera de eficiencia por ser consideradas técnicamente eficientes. Esto implica necesariamente el que se considere que la superficie envolvente debe ser representada por una combinación lineal convexa producto del conjunto de las observaciones de las DMU consideradas, matemáticamente esto se represente con la siguiente ecuación:

$$\sum_{j=1}^n \lambda_j = 1$$

La anterior restricción da como resultado la formulación del modelo DEA-BCC que se presenta a continuación en las ecuaciones (2.5) y (2.6), tanto para la forma primal como para la forma dual (Banker, Charnes, & Cooper, 1984). Para este modelo, la variable u_0 indica las posibilidades a las cuales puede estar operando la DMU, o sea un valor menor que cero ($u_0 < 0$) está asociado a una DMU que opera con rendimiento creciente a escala, para un valor igual a cero ($u_0 = 0$) tenemos una DMU con rendimiento constante a escala y un valor mayor que cero ($u_0 > 0$) implica que la DMU opera con rendimiento decreciente a escala.

Primal DEA-BCC	Dual DEA-BCC
<p>Max $\vartheta_0 = \frac{\sum_{r=1}^s u_r y_{r0} - u_0}{\sum_{i=1}^m v_i x_{i0}}$ (2.5)</p> <p>sujeto a:</p> <p>$\frac{\sum_{r=1}^s u_r y_{rj} - u_0}{\sum_{i=1}^m v_i x_{ij}} \leq 1; \forall j$</p> <p>$u_r, v_i \geq \varepsilon \forall r, i.$</p>	<p>Max $\phi_0 = \sum_{r=1}^s \mu_r y_{r0} - u_0$ (2.6)</p> <p>sujeto a:</p> <p>$\sum_{i=1}^m v_i x_{i0} = 1$</p> <p>$\sum_{r=1}^s \mu_r y_{rj} - \sum_{i=1}^m v_i x_{ij} - u_0 \leq 0 \forall j$</p> <p>$\mu_r, v_i \geq \varepsilon \forall r, i.; \quad u_0$ libre</p>

Al igual que para el modelo DEA-CCR, en este caso se modifica la formulación para incluir el término adicional para considerar las variables de holgura (S^- y S^+), como la nueva restricción de λ . Con esto la ecuación (2.5) puede ser rescrita así:

$$\text{Min}_{\theta, \lambda} \quad \delta_0 - \varepsilon(\sum_{r=1}^s s_i^+ + \sum_{i=1}^m s_i^-) \quad (2.7)$$

sujeto a:

$$\sum_{j=1}^n \lambda_j x_{ij} + s_i^- = \delta_0 x_{i0}; \quad \forall i$$

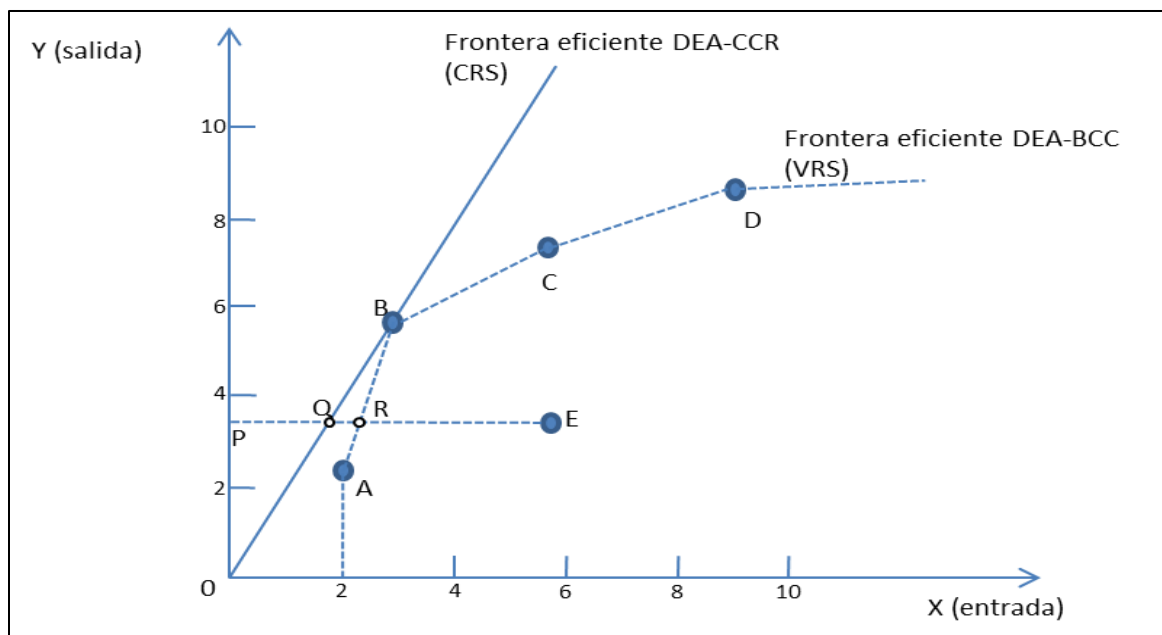
$$\sum_{j=1}^n \lambda_j y_{rj} - s_r^+ = y_{r0}; \quad \forall r$$

$$\lambda_j, s_i^-, s_r^+ \geq 0; \quad \forall j$$

$$\sum_{j=1}^n \lambda_j = 1$$

Para apreciar mejor la diferencia entre la metodología DEA-CCR y DEA-BCC, en la figura 10 se presentan las soluciones para un sencillo caso de cinco DMU (A, B, C, D y E) que emplean una entrada (x) y una salida (y).

Figura 10: Frontera de eficiencia DEA-CCR y DEA-BCC



Fuente: Elaboración con base en Sanhueza (2003)

Como se puede apreciar en la figura 10, la única DMU que está en las dos fronteras es la B, por lo tanto presenta eficiencia técnica y de escala y para el modelo DEA-CCR es la única que se podría considerar eficiente. La DMU A es técnicamente eficiente pero ineficiente a escala, con la característica de ser creciente a escala (IRS) pues un aumento en la entrada origina un incremento proporcionalmente mayor en la salida. Por su parte las DMU C y D presentan rendimientos decrecientes a escala (DRS), o sea, al aumentar la entrada se produce un incremento proporcionalmente menor en la salida, con esto las DMU C y D son al igual que la DMU A, ineficientes a escala.

Para la DMU E, considerada ineficiente en relación con ambas fronteras, su eficiencia a escala se determina con la siguiente relación:

$$h_{CCR} = \frac{PQ}{PE}$$

Y su eficiencia con rendimiento variable a escala es dada por la ecuación:

$$\delta_{BCC} = \frac{PR}{PE}$$

Con lo que se puede concluir que en general, $h_{CCR} \leq \delta_{BCC}$ (2.8)

VARIABLES NO DISCRECIONALES. Tal como se mencionó en el numeral 1.3 donde se planteó el modelo conceptual de la actividad de distribución de energía eléctrica, existen variables que afectan el desempeño de las entidades sobre las cuales no se tiene control y que se denominan variables no discrecionales. Por lo general estas corresponden a factores del entorno que impactan el proceso de producción de las DMU, por lo que es necesario que se vean reflejadas bien sea en las entradas o en las salidas, dependiendo de en donde se dé mayormente su impacto (Coll & Blasco, s.f; Cook & Seiford, 2009).

2.4 Breve revisión del estado del arte

Como el primer paso para establecer qué tipo de modelo, su orientación y las variables a emplear, se revisa de una manera general el actual estado del arte de aplicación del DEA para evaluar la eficiencia técnica de las empresas distribuidoras de energía.

Esta revisión de la literatura respecto de su aplicación en la medición de eficiencia en el sector de distribución de energía eléctrica, sirve además para establecer criterios de selección de las variables a emplear más adelante en el desarrollo de este estudio, teniendo en cuenta aquellas que han sido las más empleadas pero que a la vez se pueda obtener información de ellas para el sector eléctrico de distribución en Colombia.

Como ya se mencionó, la idea de este trabajo no es hacer un estudio exhaustivo de la aplicación del modelo, pero sí tratar de mostrar cómo ésta ha sido ampliamente empleada a nivel mundial para medir la eficiencia de la actividad de distribución de energía eléctrica, incluida Colombia. En la tabla 1 se presenta el resultado de la revisión realizada, donde se incluye el autor, el objeto del estudio, las variables empleadas tanto de entrada como de salida, el número de DMU (empresas o distritos de distribución de electricidad) empleados en el estudio, el método DEA empleado y su orientación. Para un

mayor detalle del estado del arte se pueden consultar los trabajos realizados por Jamasb y Pollitt (2001) y Resende (2002).

La revisión de estos estudios muestra que la metodología DEA ha sido empleada para abordar diferentes aspectos de la actividad de distribución de energía eléctrica, incluyendo la medición de eficiencia en el sector público y privado, benchmarking entre empresas de un solo país y entre países, comparación de eficiencia entre el sector público y privado, medición del desempeño a través del tiempo y análisis de situación ex ante y ex post de los cambios regulatorios, entre otros.

Al revisar estos trabajos se observan varios aspectos interesantes. Primero, la diversidad de variables empleadas tanto para entradas como para salidas, lo cual indica la falta de consenso sobre cuáles son las que mejor caracterizan la actividad de distribución, pues incluso algunas variables son empleadas tanto como entradas como salidas, igualmente esta heterogeneidad está relacionada con la ausencia de datos disponibles. A pesar de esto, se encuentran algunas variables que son comunes en la gran mayoría de los estudios, en la tabla 2 se presentan con mayor detalle y análisis estas variables. Segundo, el amplio rango de empresas empleadas para realizar los estudios, pues va desde tan sólo 12 para el caso del estudio de Pombo y Taborda (2004), hasta 157 en el caso de FØrsund y Kittelsen (1998). Esto parece reafirmar la flexibilidad del modelo respecto del número de DMU que se pueden emplear para realizar los análisis. Tercero, está el uso de los dos modelos -DEA-CCR y DEA-BCC- en la mayoría de los estudios y por lo menos el DEA-CCR en casi todos ellos, lo cual señala una aceptación general por parte de los investigadores respecto a su empleo para medición de la eficiencia técnica. Cuarto, está la orientación de los modelos que en todos los casos es hacia la entrada, lo cual es totalmente coherente con la noción que la actividad de distribución de energía eléctrica tiene mayor control administrativo sobre los insumos de entrada que sobre las salidas, para mejorar la eficiencia, pues el servicio que prestan de distribución y venta de energía eléctrica está fuera de su control, tal como lo plantean Bagdadioglu et al. (1996, pág. 8), Giannakis, Jamasb y Pollit (2005, pág. 2261), Resende (2002, pág. 639), Salazar et al. (2011, pág. 28) y Yang y Lu (2006, pág. 857).

De los estudios presentados en la tabla 1, se extraen los datos para construir la tabla 2 en la cual se presenta la frecuencia con la cual las variables son empleadas,

desagregando su uso bien sea como variable de entrada o de salida. Como se observa en la tabla, las variables más empleadas son el número total de usuarios, las ventas totales de energía, la longitud de red, el número de empleados, las pérdidas de energía, el área de servicio y la capacidad de transformación. A su vez, la longitud de red, el número de empleados, las pérdidas en la red y la capacidad de transformación son las más empleadas como variables de entrada; en contraste, las más usadas como variables de salida son el número total de usuarios, las ventas totales de energía y el área de servicio. Es interesante que este análisis coincida con el realizado por Jamasb y Pollitt (2001, pág. 114), sobre las variables más usadas como entradas: El número de empleados, la capacidad de transformación, la longitud de red y los costos operativos; y en las salidas: Ventas de energía, número de usuarios y área de servicio.

Tabla 1: Breve revisión estado del arte

Autor	Objeto del estudio	VARIABLES	Número de DMU	Método DEA	Orientación
Bagdadioglu et al. (1996)	Benchmarking entre las empresas públicas y privadas midiendo la eficiencia relativa en sector de distribución de energía eléctrica en Turquía en 1991	E1-Empleados; E2-Capacidad de transformación (MVA); E3-Longitud de red (km); E4-Gastos Generales (Millones de liras turcas); E5-Pérdidas en la red (MWh) S1-Número de usuarios; S2-Ventas (MWh); S3-Demanda máxima (MW); S4-Área de servicio (km ²);	70	CCR y BCC	Entrada
Chen (2002)	Comparar la eficiencia técnica y la eficiencia cruzada del sector de distribución de electricidad en Taiwán en 1997/98	E1-Capacidad total de transformación (MVA); E2-Longitud de red (km); E2-Gastos generales S1-Número de usuarios residenciales; S2-Número de usuarios no residenciales; S3-Ventas sector residencial (MWh); S4-Ventas sector no residencial (MWh); S5-Demanda máxima (MW); S6-Ingresos totales por energía vendida; S7-Número de empleados;	22	CCR	Entrada
Edvardsen y Førsun (2003)	Medición de eficiencia técnica e índice de productividad de Malmquist ⁹ para comparar internacionalmente el sector de distribución entre los países de Dinamarca, Finlandia, Noruega, Suiza y Holanda en el año 1997	E1-Costo de nómina (francos suizos); E2-Costo total de operación y mantenimiento (francos suizos); E3-Valor de reposición (coronas noruegas); E4-Pérdidas (MWh); S1-Ventas de energía (MWh); S2-Número de usuarios	N.D.	CCR	Entrada

⁹ Caves en 1982, citado por Edvard (2003, pág. 357), definió el índice de productividad de Malmquist como una comparación binaria de la productividad de dos unidades, generalmente la misma DMU, en diferentes puntos del tiempo, pero también puede ser empleado para comparar diferentes DMU en el mismo instante de tiempo.

Tabla 1: (Continuación)

Autor	Objeto del estudio	Variables	Número de DMU	Método DEA	Orientación
Estellita, Vervolet, Calôba y Moreira da Silva (2007)	Comparar la eficiencia de empresas distribuidoras de Brasil en el año 2000, para diseñar una herramienta que permita a las Empresas escoger sus propios objetivos con el fin de poder discutir con el Regulador el próximo periodo regulatorio	E1-Costos operacionales (R\$/MWh); E2-Número total empleados; E3-Pérdidas de energía (%); E4-SAIDI (No. Int. /año) ¹⁰ ; E5-SAIFI (horas/año); E6-Longitud de red(miles de km); S1-Número de usuarios; S2-Ventas de energía(GWh/año); S3-Área de servicio(km2)	18	BCC	Entrada
Førsund y Kittelsen (1998)	Estudiar el desarrollo del factor de productividad total de empresas de distribución en Noruega entre los años 1983 y 1989	E1-Número de empleados; E2-Pérdidas de energía (MWh); E3-Materiales (miles coronas noruegas); E4-Capital (miles coronas noruegas); S1-Índice de distancia ¹¹ ; S2-Número de usuarios; S3-Ventas totales de energía(MWh)	157	CCR	Entrada
Giannakis et al. (2005)	Análisis de las empresas de distribución del Reino Unido para determinar si es deseable incorporar la calidad del servicio dentro del incentivo regulatorio de la red eléctrica, en el periodo 1991, 1992, 1998 y 1999	E1-Opex ¹² ; E2-Totex; E3-NINT; E4-TINT; S1-Número total de usuarios; S2-Energía vendida; S3-Longitud total de red	14	CCR y BCC	Entrada

¹⁰ SAIDI: índice promedio de la duración de la interrupción del sistema, mide la media de la interrupción de tiempo en horas que sufren los usuarios por año. SAIFI: índice promedio de la frecuencia de la interrupción del sistema, mide la media del número de interrupciones en horas que sufre el sistema en el año.

¹¹ Índice de distancia: tiempo promedio de viaje de la población a los centros municipales.

¹² Opex: gastos operacionales; Totex: Gastos totales, definidos como la suma de gastos operacionales, inversiones en infraestructura y gastos de capital no operacionales; NINT: Número total de interrupciones; TINT: tiempo total sin servicio a las usuarios por causa de las interrupciones.

Tabla 1: (Continuación)

Autor	Objeto del estudio	Variables	Número de DMU	Método DEA	Orientación
Gonzalez (2010)	Establecer índices de productividad que permitan encontrar valores de eficiencia, con el fin de establecer escalas de remuneración por concepto de gastos AOM en Colombia durante los años 2004 y 2005.	E1-Gastos de administración S1-Longitud de red S2-Propiedad planta y equipo	24	CCR y BCC	Entrada
Hattori et al. (2002)	Análisis de la eficiencia relativa de la distribución de electricidad en el Reino Unido y Japón durante el periodo 1985-1998 con el fin de proveer otro posible ejemplo de comparación internacional	E1-Opex ¹³ ; E2-Totex; E3-Densidad de usuarios; E4-Ventas totales por potencia; S1-Número total de usuarios; S2-Energía vendida (MWh); S3-Energía vendida sector residencial (MWh); S4-Energía vendida sector no residencial(MWh); Longitud total de red	N.D.	CCR y BCC	Entrada
Miliotis (1992)	Obtener la medición de eficiencia para los 45 distritos de distribución de electricidad de la Corporación Pública de Energía de Grecia	E1-Longitud total de red (km); E2-Capacidad total de transformación instalada (KVA); E3-Gastos generales(dracmas); E4-Horas laborales administrativas; E5-Horas laborales técnicas; S1-Número de usuarios; S2-Ventas de energía(kWh); S3-Área total(km2)	45	CCR	Entrada
Pacudan y De Guzman (2002)	Analizar el efecto de las políticas de eficiencia energética sobre la eficiencia técnica de la industria de distribución de electricidad en Filipinas	E1-Número de empleados; E2-Longitud de red(km); E3-Pérdidas en la red(GWh); S1-Número de usuarios; S2-Ventas de energía(GWh); S3-Área de servicio(km2)	15	CCR y BCC	Entrada

¹³ Opex: gastos operacionales; Totex: Gastos totales, definidos como la suma de gastos operacionales y de capital no operacionales; Densidad de usuarios: usuarios por longitud de red; Ventas totales por potencia: ventas totales relativas a la demanda máxima.

Tabla 1: (Continuación)

Autor	Objeto del estudio	Variables	Número de DMU	Método DEA	Orientación
Pombo y Taborda (2004)	Evaluar el desempeño y la eficiencia para el sistema de distribución de energía de Colombia después de la reforma regulatoria de 1994.	E1-Número de empleados en distribución; E2-Longitud de red(km); E3-Transformadores; S1-Número de usuarios; S2-Ventas de energía(GWh); S3-Área de servicio urbana(km2)	12	CCR y BCC	Entrada
Resende (2002)	Medición de eficiencia para la distribución de electricidad en Brasil en los años 1997 y 1998	E1-Número de empleados; E2-Capacidad de transformadores (MVA); E3-Extensión de red (km); S1-Área de concesión (km2); S2-Número de usuarios; S3-Ventas sector industrial (MWh); S4-Ventas sector residencial (MWh);	24	CCR y BCC	Entrada
Salazar et al. (2011)	Estudio de la fusión de mercados de comercialización y su consecuencia en la cobertura y costos de comercialización y distribución en Colombia	E1-Capacidad promedio de transformadores; E2-Longitud de red; E3-Gastos de AOM más inversiones en red; E4-Índice urbano (# usuarios urbanos/total usuarios); S1-Ventas de electricidad	28	CCR y BCC	Entrada
Thakur, Deshmukh y Kaushik (2006)	Explorar las ineficiencias de las empresas de electricidad de propiedad estatal de India, con el fin de delinear e identificar las causas subyacentes de los inadecuados desempeños del sector	E1-Costos totales (Rs millones); E2-Número de empleados; E3-Extensión de red (km); S1-Número de usuarios; S2-Ventas energía (MWh);	26	CCR y BCC	Entrada

Tabla 1: (Continuación)

Autor	Objeto del estudio	VARIABLES	Número de DMU	Método DEA	Orientación
Yang y Lu (2006)	Propuesta de un método DEA alternativo para explorar la eficiencia, la localización de recursos y el benchmarking de los distritos de distribución de la Compañía Eléctrica de Taiwán en el 2003	E1-Costos de nómina; E2-Costos operacionales; E3-Activos fijos; E4-Extensión de red (km); E5-Capacidad de transformadores; S1-Número de usuarios; S2-Ventas energía (MWh); S3-Porcentaje de pérdidas de energía	24	CCR y BCC	Entrada

Tabla 2: Frecuencia de uso de las variables en 15 estudios de empresas de distribución

Variable	Total	Como entrada	Como salida
Número total de usuarios	12		12
Ventas totales de energía	12		12
Longitud de red	11	9	2
Número de empleados	7	6	1
Pérdidas en la red	6	5	1
Área de servicio	6		6
Capacidad de transformación	5	5	
Costos operacionales	4	4	
Costo total de operación y mantenimiento	3	3	
Costo de nomina	2	2	
Gastos Generales	2	2	
Gastos de administración	1	1	
SAIDI	2	2	
SAIFI	2	2	
Número de usuarios residenciales	2		2
Número de usuarios no residenciales	2		2
Ventas de energía sector residencial	2		2
Ventas de energía sector no residencial	2		2
Demanda máxima de potencia	2		2
Número de empleados en distribución	1	1	
Número de transformadores	1	1	
Horas laborales administrativas	1	1	
Horas laborales técnicas	1	1	
Costos totales	1	1	
Gastos de AOM más inversión en red	1	1	
Valor de reposición	1	1	
Materiales	1	1	
Activos fijos	1	1	
Capital	1	1	
Propiedad planta y equipo	1		1
Índice urbano	1	1	
Densidad de usuarios	1	1	
Ventas totales por potencia	1	1	
Ingresos totales por energía vendida	1		1
Índice de distancia	1		1

3 Justificación

Las leyes 142 y 143 de 1994 establecieron un nuevo marco legal para los Servicios Públicos Domiciliarios y las empresas que los prestan, definiendo para las actividades los principios básicos que deben regir su actividad: eficiencia, calidad, continuidad, adaptabilidad, neutralidad, solidaridad y equidad. Así mismo las leyes 142 en su artículo 73.3 y la 689 en su artículo 7, disponen como función de las Comisiones de Regulación el definir los criterios de eficiencia, el desarrollo de indicadores y modelos para evaluar la gestión y resultados y los niveles de riesgo de las empresas de servicios públicos, con el fin de determinar cuáles de ellas requieren de una inspección y vigilancia especial o detallada por parte de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios.

Con base en esta obligación, la CREG emitió la resolución 072 del 2002 en la cual definió indicadores financieros, técnicos, administrativos, de calidad y medición de riesgo para evaluar la gestión de las empresas del sector eléctrico y de gas. Estos parámetros, así como sus referentes, son empleados anualmente por las Auditorías Externas para rendir un informe a la SSPD sobre la gestión de las empresas, el cual se hace de forma individual para cada empresa y se basa en la revisión de cumplimiento o no de los referentes definidos para cada indicador. Este tipo de indicadores, si bien sirven como herramientas para evaluar la gestión de las empresas, se quedan cortos para determinar la variación en la productividad y eficiencia de las empresas de energía eléctrica, así como para soportar ejercicios de medición de benchmarking dentro del sector.

Adicionalmente, la CREG ha empleado la evaluación de eficiencia económica utilizando DEA para determinar los cargos regulados que deben remunerar los costos eficientes de las empresas de distribución de energía eléctrica. Esta evaluación y determinación de cargos es realizada por la Comisión para cada quinquenio empleando la información que posee, la que reportan las empresas a la SSPD y toda la demás que

requiera, la cual se solicita directamente a las empresas. Este volumen de información le permite a la CREG hacer una evaluación de eficiencia global que incluye la asignativa o de precios, pues conoce o solicita de todos y cada uno de los agentes la información completa de precios de las entradas y salidas necesarias y suficientes para realizar la evaluación. Dicha condición de acceso a información es completamente diferente para los OR, pues está restringida a datos técnicos que se reportan a la SSPD, y que en su gran mayoría son de libre consulta, mientras que se posee poco o ningún acceso a la información de precios, sobre todo de variables de entrada de las otras empresas, por lo que terminan haciendo unos procesos de benchmarking basados únicamente en comparación de indicadores generales tanto técnicos como financieros. Por lo tanto, un gran paso hacia una mejor técnica de benchmarking es la evaluación de eficiencia técnica con base en información pública que permita a las empresa comparar lo que hacen contra un óptimo determinado en función de lo que hacen todas las empresas de su sector.

El nuevo esquema del sector eléctrico y su apertura al capital privado, aplicado al sector de distribución de energía, busca generar señales de precio que permitan mejorar los niveles de calidad del servicio, reducir las pérdidas de energía y mantener los niveles de inversión apropiados para reposición de la infraestructura y su administración, operación y mantenimiento, todo esto dentro de un marco que promueva el incremento de las eficiencias operativas y financieras de las empresas. En contraste con este objetivo, la medición de productividad y eficiencia en Colombia se ha limitado por parte del ente regulador a la determinación de costos eficientes para remunerar las diferentes actividades en cada uno de los componentes de la cadena de prestación del servicio de energía eléctrica y en la definición de indicadores de gestión.

Por el contrario, en muchos otros países donde se han presentado procesos de privatización similares a los ocurridos en Colombia, la medición de productividad y eficiencia de los operadores, tanto públicos como privados, se ha convertido en parte esencial del proceso de control de los entes reguladores, que toman como condición del análisis de desempeño el incremento de la eficiencia y la productividad (Yunos & Hawdon, 1997).

Existen multitud de indicadores para medir el desempeño de una empresa o sector, siendo los más empleados la tasa interna de retorno, rentabilidad y los precios (Abbot, 2006). Ahora bien, el sector de distribución de energía en mercados competitivos opera bajo condiciones de control de precios y costos regulados en función de eficiencia operativa y suficiencia financiera, lo cual hace que los indicadores financieros tradicionales de medición de desempeño no permitan determinar con precisión el desempeño real de las empresas ni realizar un adecuado benchmarking dentro del sector y por el contrario pueden inducir distorsiones en la medición (Abbot, 2006).

Actualmente las empresas distribuidoras de energía del SIN no cuentan con herramientas estructuradas de causalidad entre resultado de indicadores y parámetros de entrada que permitan determinar sus niveles de desempeño y eficiencia, bien sea para compararse dentro del sector en un escenario de benchmarking o como instrumento para soportar la toma de decisiones. Es entonces la metodología DEA una herramienta de análisis de eficiencia que por su simplicidad de aplicación, a pesar del fuerte soporte teórico que la respalda, se convierte en un buen instrumento que pueden emplear los OR para realizar continuamente un proceso de autoevaluación de eficiencia técnica frente a sus pares.

A nivel nacional son escasos los estudios en el sector de distribución de energía eléctrica que tengan este alcance y objetivo aplicando la metodología DEA, pues generalmente están enfocados a análisis de impacto regulatorio o como instrumento de determinación de eficiencias globales para definir los ingresos regulados de los OR. Sin embargo, es importante mencionar que a pesar del poco empleo que ha tenido la metodología DEA en nuestro país y en particular en el sector eléctrico, esta sí ha sido ampliamente utilizada en muchas partes del mundo tanto en el sector eléctrico como en otros sectores de la industria, existiendo hoy compilaciones bibliográficas que relacionan más de 4.000 trabajos (Emrouznejad, Parker, & Tavares, 2008).

Por lo tanto, ante la restricción y asimetría de acceso a la información que permita un proceso de benchmarking más detallado y no sólo basado en parámetros contables, la necesidad cada vez mayor de las empresas de autoevaluarse contra sus pares de la industria en cumplimiento de un proceso de mejora continua y la necesidad de formular nuevas herramientas para la toma de decisiones por parte de los administradores, surge

este trabajo en el cual se pretende plantear y desarrollar una evaluación de la eficiencia técnica de las empresas distribuidoras de energía en Colombia, a través de un procedimiento metodológico matemático generalizado y sistemático que permita determinar la frontera de eficiencia y las eficiencias relativas de las empresas, empleando la técnica paramétrica, no-determinista del Análisis Envolvente de Datos- DEA, que por su simplicidad y posibilidad de acceso a información pública y software libre, puede llegar a ser utilizada como herramienta de benchmarking y/o toma de decisiones de uso continuo en las empresas de distribución de energía eléctrica en el país para mejorar los niveles de eficiencia con el fin de permanecer en el mercado y cumplir a la vez con el mandato legal.

Adicionalmente, se busca que este trabajo contribuya al acercamiento que la Universidad Nacional siempre ha promovido entre la academia y la industria, en la búsqueda por eliminar esa brecha de la cual se lamenta Hambrick al plantear “la falta de influencia de los estudios de la organización en el mundo de la práctica y su correspondiente carencia de poder y atención disciplinaria.” (Pfeffer, 2000, pág. 262).

4 Objetivos

4.1 Objetivo general

Evaluar la eficiencia técnica relativa de las empresas distribuidoras de energía eléctrica en Colombia, empleando el Análisis Envolvente de Datos-DEA.

4.2 Objetivos específicos

Como objetivos específicos se tienen los siguientes:

1. Determinar las variables de entrada y salida que permitan una medición y evaluación de la eficiencia técnica relativa de las empresas distribuidoras de energía eléctrica en Colombia, a partir de trabajos anteriores, información pública y conocimiento del sector.
2. Determinar el modelo o modelos DEA que mejor se adapten a las características propias del sector de distribución en Colombia, a partir del marco teórico, estado del arte y acceso a software libre.
3. Aplicar la metodología empleando un software libre que permita a las empresas de distribución de energía su uso de manera continua, con fines de benchmarking y soporte para toma de decisiones, así como para determinar su conjunto de referencia para mejorar la eficiencia.

5 Aplicación del modelo y resultados

La evaluación de las empresas de distribución comienza por definir conceptualmente el proceso a seguir para la aplicación de la metodología DEA, teniendo en cuenta las fuentes de información disponibles, el software a emplear y el análisis de los resultados obtenidos; todo enmarcado dentro del marco teórico y la revisión realizada sobre el estado del arte.

5.1 Modelo conceptual para la evaluación

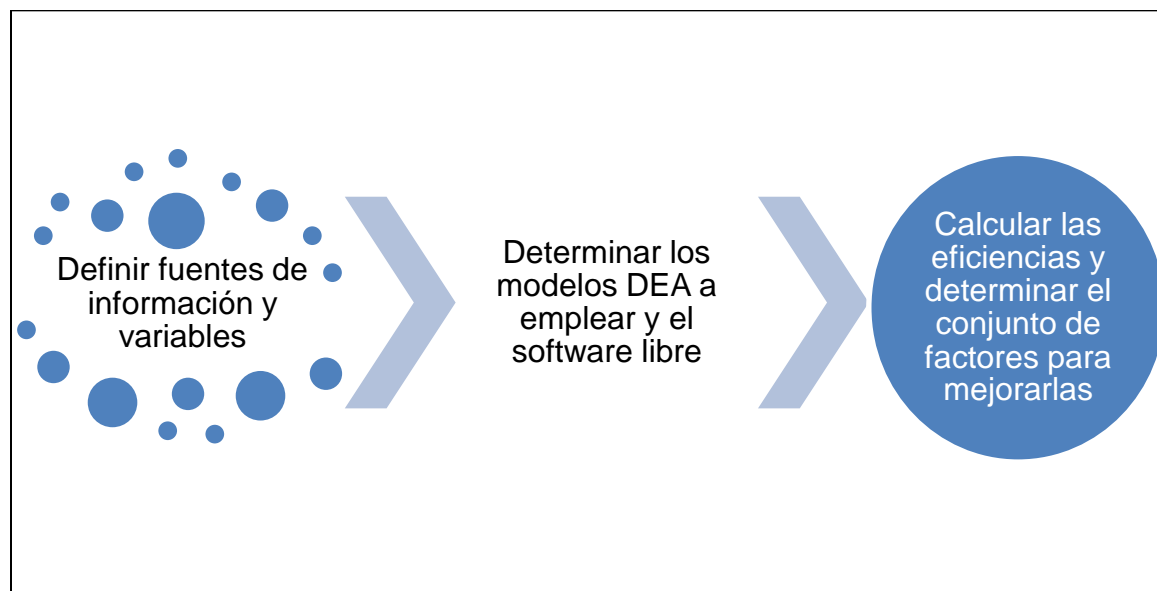
En la figura 11 se presenta el esquema del modelo conceptual propuesto para realizar la evaluación de la eficiencia de las empresas de distribución de energía eléctrica en Colombia.

En este modelo conceptual las fuentes de información son el primer aspecto a considerar, toda vez que el acceso a la información de las empresas de distribución de energía eléctrica en Colombia es bastante restringido para el público e incluso para las demás empresas del sector. En este punto igualmente se define el periodo temporal a analizar, el cual depende de la información disponible.

Una vez definidas las fuentes de información y por ende las variables, se determinan los modelos DEA a emplear para la evaluación. Teniendo en cuenta lo descrito en el marco teórico y la revisión del estado del arte se define así mismo el software a emplear, que es un aspecto relevante en este trabajo toda vez que se pretende sea un software de acceso libre para que, de la mano con información pública, se pueda realizar esta evaluación por parte de las empresas en forma sistemática en el futuro sin ningún tipo de restricción.

Con las variables, modelos DEA y software definidos, se procede a determinar las eficiencias de cada una de las empresas (DMU) incluidas en el análisis para realizar el benchmarking entre ellas y poder así establecer el correspondiente conjunto de empresas de referencia para mejorar la eficiencia.

Figura 11: Modelo conceptual para la evaluación de eficiencia empleando DEA



5.2 Fuentes de información y determinación de variables

El Sistema Único de Información de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios - SUI, es el sitio primario al cual hay que acudir en busca de información del sector de energía eléctrica, pues por normatividad todas las empresas de servicios públicos domiciliarios, entre las que se encuentran las empresas de distribución de energía eléctrica, deben cargar en la página web¹⁴ de la entidad la información comercial, financiera, administrativa y técnica, de acuerdo con los requerimientos definidos por el ente de supervisión. Se considera para todos los efectos legales que la información cargada al portal por parte de las empresas es su información oficial.

¹⁴ www.sui.gov.co

Al realizar la revisión de la información disponible en el SUI se pudo verificar que los datos disponibles no eran los suficientes, no estaban completos, ni se tenían para todas las empresas. Esta dificultad hizo necesario el buscar alternativas diferentes para acceder a información oficial y actualizada que permitiera el desarrollo de este trabajo, por lo cual se consultaron otras posibles fuentes como fueron la CREG, la UPME, el Ministerio de Minas y Energía y ASOCODIS.

Esta búsqueda de alternativas de fuentes de información dio como resultado la consecución del Informe Sectorial sobre la Evolución de la Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica en Colombia (MME - UPME - ASOCODIS, 2011), elaborado y editado por el Ministerio de Minas y Energía, la UPME y ASOCODIS. Dicho Informe presenta los resultados financieros, comerciales, administrativos y técnicos, además de otras variables, correspondientes a la gestión de 24 empresas distribuidoras-comercializadoras de energía eléctrica en Colombia para el periodo comprendido entre 1998 y 2010.

Con el fin de determinar las variables correspondientes al año 2010 que se podían tomar del Informe, se procedió a verificarlas contra las que arrojó la revisión del estado del arte realizado en el capítulo segundo. En la tabla 3 se presenta esta revisión y se puede observar que de las ocho¹⁵ variables más empleadas, según la revisión del estado del arte realizada, cinco de ellas se encuentran con datos dentro del Informe: Número total de usuarios, ventas totales de energía, longitud de red, número de empleados y pérdidas en la red; otra variable no muy empleada también tiene datos en el Informe: Número de transformadores; por último, tres de las más empleadas no tiene ningún dato en el Informe: Área de servicio, capacidad de transformación y costos operativos.

De las seis variables identificadas, dos se corresponden con las más empleadas como salidas según la revisión del estado del arte y de las otras cuatro, tres se corresponden con las más empleadas como variables de entrada, por lo que se toman estas seis variables para ser empleadas en el modelo. En la tabla 4 se presentan los datos de las variables para cada una de las empresas durante el año 2010.

¹⁵ Se incluye dentro de las variables más empleadas la de Costos operativos definida por Jamasb y Pollitt (2001)

Tabla 3: Revisión de variables informe MME-UPME-ASOCODIS

Variables revisión estado del arte	entrada-salida	Informe MME-UPME-ASOCODIS
Número total de usuarios	S	Si
Ventas totales de energía	S	Si
Longitud de red	E-S	Si
Número de empleados	E-S	Si
Pérdidas en la red	E-S	Si
Número de transformadores	E	Si
Área de servicio	S	No
Capacidad de transformación	E	No
Costos operativos	E	No

Como se aprecia en la tabla 4, seis de las veinticuatro empresas relacionadas en el Informe del MME-UPME-ASOCODIS no reportan datos en todas las variables, por lo que sólo se tomaron para el estudio las dieciocho restantes. Este número de empresas coincide con la regla general sobre la fiabilidad de los análisis empleando la metodología DEA planteada en 1989 por Banker et al., citado por Quindos (2003, pág. 3), según la cual el número de las empresas debe ser mayor o igual al triple de las variables incluidas en el modelo. En este caso dicha condición se cumple pues tenemos seis variables y dieciocho empresas.

En la tabla 5 se presentan las variables empleadas en este trabajo, con su definición, tipo y característica de discrecionalidad. Allí se observa que las dos variables de salida presentan la característica de ser variables no discrecionales, toda vez que tanto el número de usuario como las ventas de energía escapan al control de la empresa. Por el contrario, todas las variables de entrada si están bajo la capacidad de gestión de la administración de la organización. Esto da una idea de la orientación del modelo, que debe ser hacia la entrada.

5.3 Modelo DEA y software a emplear

En el numeral anterior se determinó el número, tipo y característica de discrecionalidad de las variables a emplear en este trabajo, teniendo en cuenta la información disponible para las empresas a evaluar y su correspondencia con el análisis de variables realizado

en la revisión del estado del arte descrita en el capítulo segundo. Con esto entonces se define en este acápite el modelo DEA y el software que se van a emplear.

Tabla 4: Datos variables para las empresas en el año 2010

EMPRESAS	NÚMERO TOTAL DE USUARIOS	VENTAS TOTALES DE ENERGÍA (GWh)	LONGITUD DE LA RED (km)	TOTAL EMPLEADO S	PÉRDIDA S DEL OR (%)	NÚMERO DE TRANSFORMADO RES
CEDENAR	324.277	472	12.926	542	28,90%	11.728
CENS	384.075	1.101	19.666	422	12,50%	15.077
CETSA	52.169	168	419	148	7,80%	982
CHEC	412.583	848	22.183	3269	13,90%	17.502
CODENSA	2.429.365	7.396	42.923	8882	8,20%	65.836
COMPAÑÍA ENERGÉTICA DE OCCIDENTE-CEO	267.087	345	-	837	22,40%	
DISPAC	61.730	134	1.274	223	21,60%	1.389
EBSA	373.284	549	33.538	523	5,50%	16.331
EDEQ	155.145	345	5.143	309	11,20%	7.420
EEBPTMY (Bajo Putumayo)	37.688	39	-			
EEC	239.077	666	18.494	2073	13,30%	13.649
EEP	139.551	460	4.383	230	12,90%	5.963
EEPTMY (Putumayo)	20.451	33	-			
ELECTRICARIBE	2.127.094	8.956	53.716	1477	19,90%	72.536
ELECTROCAQUETA	71.322	136	3.601	222	16,50%	2.850
ELECTROHUILA	297.468	579	-	914	16,00%	
EMCALI	568.701	2.519	4.503	595	13,70%	19.621
EMSA	216.356	611	12.804	250	14,70%	9.182
ENELAR	48.213	105	-			
ENERCA	80.033	205	-		23,30%	
ENERTOLIMA	369.958	800	26.866	1377	14,80%	17.677
EPM	1.823.226	8.418	66.116	4837	7,70%	108.689
EPSA	443.924	1.455	20.572	2537	10,60%	26.800
ESSA	574.115	1.421	41.716	827	19,10%	25.173

En concordancia con lo encontrado en la revisión del estado del arte descrita en el capítulo segundo, en este trabajo se emplean los dos modelos DEA descritos, el de rendimientos constantes a escala DEA-CCR y el de rendimientos de escala variable DEA-BCC, para realizar la evaluación de las empresas distribuidoras de energía eléctrica

en Colombia en el año 2010. Ambos modelos con orientación de entrada, según las ecuaciones (2.4) y (2.7) respectivamente.

El modelo DEA-CCR se emplea no sólo por ser el más usado según el resultado obtenido de la revisión de la literatura, pero además por considerar que este sirve a las empresas para dar una idea a futuro sobre hacia donde orientar su gestión, pues en teoría en el largo plazo las empresas deberían ajustar sus procesos para lograr estar en la frontera de eficiencia de retorno constante. De igual manera, el modelo DEA-BCC da una visión más enfocada sobre la situación actual de las empresas y el sector. Adicionalmente, la decisión de emplear los dos modelos para evaluar la eficiencia obedece también a que ambos han sido definidos para evaluar la eficiencia técnica de las DMU sin tener en cuenta la escala de operación de estas.

Tabla 5: Variables de entrada y salida

Nombre de la variable	Tipo*	Descripción	Controlable o discrecional
Número total de usuarios	S	Corresponde a los usuarios finales de la infraestructura del OR, que son atendidos en su mercado de comercialización. El número de usuarios impone al OR costos en su actividad pues cada uno de ellos es un punto de conexión a su red que se debe construir, mantener y servir.	No
Ventas totales de energía (GWh)	S	Son las ventas por energía, que representan el producto real que reciben los usuarios finales como contraprestación al servicio comprado.	No
Longitud total de red (km)	E	Corresponde a la longitud agregada por nivel de tensión de la red de distribución del OR. Es la infraestructura que emplea la empresa para atender su mercado	Si
Número total de empleados	E	Es el total de empleados, administrativos y operativos, que la organización tiene para prestar el servicio. Afecta directamente el componente de costos de la organización y hace parte de los aspectos que la administración debe considerar para estructurar y dimensionar la empresa.	Si
Pérdidas de energía del OR (%)	E	Es una medición porcentual de la energía que no es vendida, bien sea por que se pierde durante el transporte y entonces hace parte de la gestión de red del OR o por que se deja de facturar por razones administrativas o de gestión del usuario.	Si
Número de transformadores	E	Corresponde a los equipos de red que emplea el OR para transformar la energía transportada en su sistema a niveles adecuados de uso para sus usuarios finales.	Si

*Nota: El tipo que se asigna a las variables en la tabla, corresponde a la característica que se identificó en la revisión del estado del arte. Sin embargo cuando se especifique el modelo y el software a emplear se definirá el tipo de cada una de ellas para cada uno de los escenarios que se ejecuten en el modelo.

La orientación de los modelos obedece a la situación real en la cual se desenvuelve la actividad de distribución de energía eléctrica, que no permite un mayor control sobre aquellas variables de salida que describen adecuadamente el servicio prestado, que para nuestro caso son el número total de usuarios y las ventas totales de energía, ambas exógenas y más allá de la gestión directa del OR; por el contrario las variables de entrada seleccionadas (Longitud total de red, número de empleados, pérdidas de energía y número de transformadores) son completamente gestionables por los OR en busca de producir variaciones en su medición de eficiencia, además de estar directamente relacionadas con costos de inversión, operación y administración, todos ellos dentro de la órbita de manejo de los administradores.

En la tabla 6 se presenta un resumen de los datos estadísticos de cada una de las variables a emplear que se definieron en la tabla 5. Lo que resalta de los valores de los datos es la gran diferencia en tamaño entre las empresas, como lo revelan las dos primeras columnas. Esta diferencia sin embargo no debe ser vista como inconveniente para el análisis, pues por el contrario lo que se busca con la metodología DEA es poder generar una frontera de eficiencia que tome estas diferencias para hacer un adecuado benchmarking. Igualmente, la tabla muestra que ninguna de las empresas presenta valores de las variables que sean mayores a 3 desviaciones estándar, con lo cual se puede descartar que existan potenciales “outliers” (London Economics, 1999, pág. 31).

Tabla 6: Estadística descriptiva de los datos de las variables

Nombre de la variable	Máximo	Mínimo	Media	Desviación Estándar
NÚMERO TOTAL DE USUARIOS	2.429.365	52.169	598.108	728.400
VENTAS TOTALES DE ENERGÍA (GWh)	8.956	134	2.025	2.938
LONGITUD DE LA RED (km)	66.116	419	21.714	19.182
TOTAL EMPLEADOS	8.882	148	1.597	2.223
PÉRDIDAS DEL OR (%)	28,90%	5,50%	14,04%	5,72%
NÚMERO DE TRANSFORMADORES	108.689	982	24.356	28.790

Normalmente la variable de longitud de red es empleada como variable de entrada. Sin embargo, dicha variable puede llegar a ser considerada como salida cuando es tomada como valor que depende de las características propias del mercado de servicio del OR. Para el caso de la longitud de red ésta es determinada por las características geográficas, densidad de población, relación urbano-rural de los usuarios, las curvas de

carga de diseño empleadas por el OR, las cuales a su vez son determinadas por la dispersión y clase de consumo de los usuarios. En este caso se tiene una variable que no puede ser controlada directamente por las empresas y por lo tanto puede llegar a ser tratadas como variable de salida no discrecional. En la tabla 7 se presentan algunas relaciones de las variables número total de usuarios, kilómetros de red y ventas totales de energía que servirán más adelante para explicar los resultados de la evaluación. Con base en lo expuesto, se plantearon dos escenarios para el análisis DEA.

Escenario 1: Examinar la eficiencia de las empresas tomando las dos variables que mejor describen el servicio ofrecido por los OR como salidas: Ventas de energía y Número de usuarios y las otras cuatro como variables de entrada gestionables por la administración de las empresas. Este se considera el escenario base para cualquier comparación, pues a pesar de tomar las variables que mejor describen el servicio de distribución, no tiene en cuenta consideraciones adicionales sobre calidad del servicio prestado.

Escenario 2: Considerando que parte del servicio prestado por los OR es la calidad del mismo y que ésta va en relación directa con la longitud de red a gestionar por los niveles de inversión y mantenimiento que demanda, se incluye como variable de salida la longitud de red para obtener una mayor visión de la eficiencia técnica de las empresas. Esta es de todas maneras una forma indirecta de tratar de incluir este aspecto en el análisis, pues sería mucho mejor contar con indicadores de calidad como el SAIDI y/o SAIFI¹⁶ para ver este aspecto en la evaluación de eficiencia, pero desafortunadamente no se posee información de este tipo que pueda ser comparable entre los diferentes OR.

En la tabla 8 se presenta la matriz de escenario-variables empleadas en este estudio, tanto para el modelo DEA-CCR como para el DEA-BCC, con la definición de tipo de cada variable en cada uno de los escenarios que se especificaron para ejecutar en el software.

¹⁶ SAIDI: índice promedio de la duración de la interrupción del sistema, mide la media de la interrupción de tiempo en horas que sufren los usuarios por año. SAIFI: índice promedio de la frecuencia de la interrupción del sistema, mide la media del número de interrupciones en horas que sufre el sistema en el año.

Tabla 7: Relación de las variables Usuarios, Longitud de red, Ventas de energía y Transformador

Empresa	Usuarios/km	kWh/usuario	kWh/Km	Usuarios/transformador
CEDENAR	25,1	1.456	36.516	28
CENS	19,5	2.867	55.985	25
CETSA	124,5	3.222	401.193	53
CHEC	18,6	2.055	38.223	24
CODENSA	56,6	3.044	172.299	37
DISPAC	48,5	2.166	104.945	44
EBSA	11,1	1.469	16.355	23
EDEQ	30,2	2.221	66.984	21
EEC	12,9	2.786	36.017	18
EEP	31,8	3.298	104.997	23
ELECTRICARIBE	39,6	4.210	166.727	29
ELECTROCAQUETA	19,8	1.901	37.656	25
EMCALI	126,3	4.429	559.360	29
EMSA	16,9	2.822	47.688	24
ENERTOLIMA	13,8	2.163	29.789	21
EPM	27,6	4.617	127.326	17
EPSA	21,6	3.278	70.727	17
ESSA	13,8	2.475	34.064	23

Tabla 8: Matriz de escenarios-variables

Variables	Escenario	E1	E2
		Tipo	Tipo
NÚMERO TOTAL DE USUARIOS		S	S
VENTAS TOTALES DE ENERGÍA (GWh)		S	S
LONGITUD DE LA RED (km)		E	S
TOTAL EMPLEADOS		E	E
PÉRDIDAS DEL OR (%)		E	E
NÚMERO DE TRANSFORMADORES		E	E

Como se ha mencionado en algunos apartes de este documento, una pieza importante de este trabajo es la obtención de un software libre que permita ejecutar varios modelos DEA y para un número importante de DMU, de tal manera que se pueda sugerir su empleo para que las empresas a futuro lo puedan obtener de la web y seguir aplicando la metodología en un proceso de mejora continua.

Para tal fin se buscaron varias opciones en internet, dentro de las cuales están Frontier Analyst, software desarrollado por Banxia Inc.¹⁷, cuya versión demo soporta hasta 12 DMU; DEAP V2.1, software desarrollado por Tim Coelli¹⁸, en ambiente DOS® que puede ser también ejecutado en Windows® a través de File Manager. Tiene como inconveniente que tanto los datos como las instrucciones y los resultados se deben trabajar con editor de texto, bien sea Note Pad®, Edit® o Word®; xIDEA 2.0¹⁹, software bastante completo pero cuya versión libre es tipo shareware, o sea que después de un tiempo es necesario pagar el licenciamiento para poder seguir usándolo; PIONEER DEA, software desarrollado y distribuido por Thomas McCloud and Richard Barr, de descarga libre sólo para usos académicos; DEAFrontier, software desarrollado y distribuido por Joe Zhu²⁰, permite ejecutar los dos modelos DEA en ambiente Excel®, sin restricciones de cantidad en cuanto a DMU, variables de entrada y variables de salida. La Versión libre sólo trae habilitada la opción de orientación a la entrada.

Una vez revisadas las diferentes alternativas de software, se escogió el desarrollado por el Doctor Joe Zhu, profesor de la Escuela de Negocios y el Instituto Politécnico de Worcester, Massachusetts, DEAFrontier versión libre. El profesor Zhu ha publicado más de 90 artículos en diferentes revistas a nivel mundial, relacionados con métodos de medición de desempeño en las áreas de operaciones, productividad y benchmarking. Además del desarrollo del software DEAFrontier, ha publicado y coeditado varios libros sobre evaluación de desempeño y benchmarking empleando DEA.

¹⁷ Información de la empresa y el demo del software se pueden obtener de: <http://www.banxia.com/frontier/resources/demodownload/>

¹⁸ Información del autor y el software se puede obtener de: <http://www.uq.edu.au/economics/cepa/deap.php>

¹⁹ El software de puede descargar desde: http://search.softlandmark.com/Ems_Data_Envelopment_Analysis.html

²⁰ Información más detallada sobre el Doctor Zhu y la versión libre del software se puede obtener en línea de: http://www.deafontier.net/free_dea/index.html.

Este software permite ejecutar tanto el DEA-CCR como el DEA-BCC con orientación de entrada. No tiene restricción para las DMU ni el número de entradas-salidas, es bastante amigable para el usuario pues trabaja en ambiente Excel®. Los resultados son presentados en tablas de Excel® que son fácilmente manejables para elaborar reportes o gráficas, genera resultados de los índices de eficiencia, las holguras de entrada y salida, los retornos de escala de cada DMU, los valores objetivo de cada variable para cada DMU y el conjunto de referencia de las DMU eficientes para cada DMU ineficiente.

5.4 Resultados obtenidos

En las tablas 9, 10 y 11 se presentan los resultados obtenidos al ejecutar los dos modelos en los dos escenarios planteados aplicando el software libre DEAFrontier.

Lo primero que se concluye de la tabla 9, es que efectivamente se cumple lo afirmado en el marco teórico, ecuación (2.8), respecto a que la eficiencia técnica de rendimiento variable es mayor o igual que la obtenida con el modelo de rendimiento constante, para ambos escenarios. En general el uso del modelo de retornos constante a escala castiga mucho más la medición de eficiencia técnica de las empresas, independientemente del escenario que se tome para evaluarla.

Los resultados de la evaluación corroboran lo que intuitivamente se esperaba y es que las empresas que son consideradas líderes en el sector, CODENSA, ELECTRICARIBE, EMCALI y EPM, son técnicamente eficientes, bien sea que se evalúen con rendimiento constante o variable de escala. Mención especial merecen CETSA que figura también en todos los escenarios y modelos como una empresa eficiente y EBSA que exceptuando el escenario 1 del modelo, en todos los demás alcanza niveles de empresa eficiente.

Para el rendimiento constante de escala la eficiencia técnica se mejora para todas las empresas en el escenario 2, alcanzando la frontera de eficiencia DISPAC y EBSA. Para el modelo DEA-BCC, esta mejora se ve para las empresas DISPAC y ESSA, que logran ubicarse sobre la frontera de eficiencia en el escenario 2. Es interesante ver que

independientemente del modelo que se utilice, DISPAC obtiene una evaluación como empresa eficiente si se incluye la variable de longitud de red a modo de medida indirecta de la calidad del servicio como producto de salida de la actividad de distribución, o sea en el escenario 2. Teniendo en cuenta que DISPAC cubre una gran área rural con centros urbanos muy dispersos, lo que sugiere esta mejora en la evaluación es que su relación de usuarios por kilómetro de red, consumo por usuario y usuarios por transformador, la hace comparable con las empresas líderes del sector y la ubica entre las que mejor relación consumo por kilómetro de red se tiene entre los OR evaluados, tal como se aprecia en la tabla 7.

Tabla 9: Eficiencias para cada escenario y modelo DEA

DMU No.	Escenario DMU Nombre	DEA-CCR		DEA-BCC	
		1 Eficiencia	2 Eficiencia	1 Eficiencia	2 Eficiencia
1	CEDENAR	0,81	0,90	0,86	0,94
2	CENS	0,83	0,96	0,85	0,97
3	CETSA	1,00	1,00	1,00	1,00
4	CHEC	0,62	0,82	0,62	0,83
5	CODENSA	1,00	1,00	1,00	1,00
6	DISPAC	0,84	1,00	0,89	1,00
7	EBSA	0,76	1,00	1,00	1,00
8	EDEQ	0,63	0,67	0,74	0,73
9	EEC	0,45	0,80	0,56	0,81
10	EEP	0,72	0,76	0,88	0,88
11	ELECTRICARIBE	1,00	1,00	1,00	1,00
12	ELECTROCAQUETA	0,63	0,79	0,72	0,86
13	EMCALI	1,00	1,00	1,00	1,00
14	EMSA	0,77	0,93	1,00	1,00
15	ENERTOLIMA	0,61	0,85	0,61	0,86
16	EPM	1,00	1,00	1,00	1,00
17	EPSA	0,48	0,61	0,70	0,65
18	ESSA	0,73	0,97	0,74	1,00

Fuente: Elaboración propia con base en el software DEA Frontier.

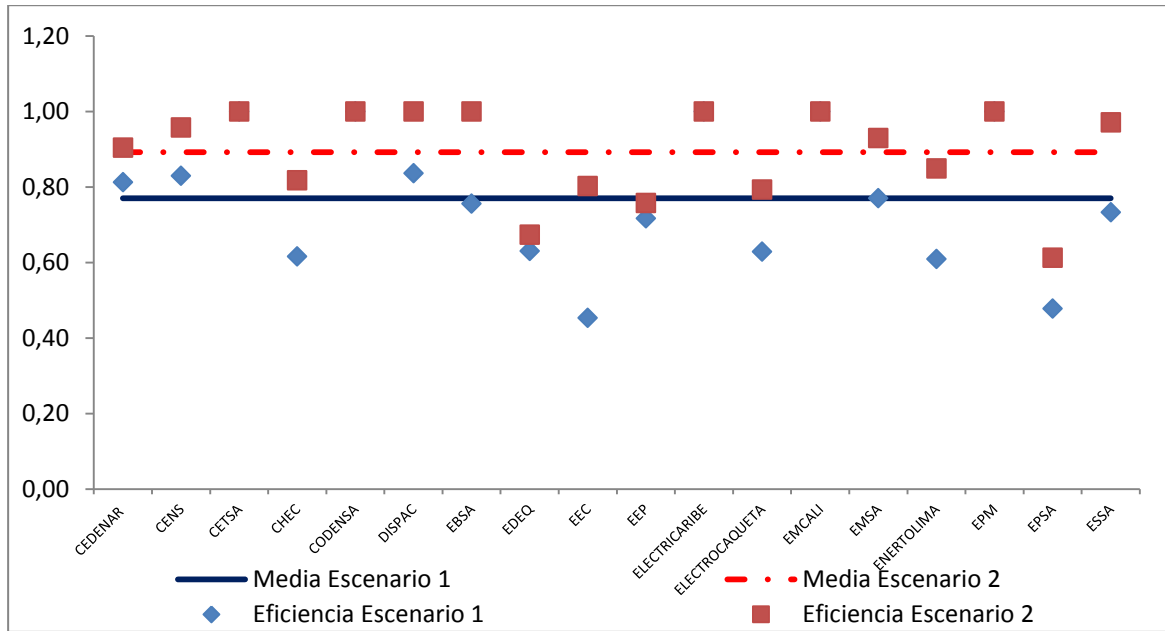
En la tabla 10 se presenta la información general del análisis de los diferentes modelos y escenarios empleados en este trabajo. Bajo los supuestos del modelo DEA-CCR y escenario 1, se tienen cinco empresas totalmente eficientes y las otras trece en un rango que va desde 0,45 para EEC hasta 0,84 para DISPAC, con un valor medio de

0,77. Para el escenario 2, tenemos ya no cinco si no siete empresas eficientes, entrando DISPAC y EBSA a este grupo; el resto se ubican en un rango entre 0,61 para EPSA y 0,97 para ESSA, con una desviación estándar menor que en el escenario1, lo cual indica una menor dispersión de datos respecto de la media, tal como se muestra en la figura 12.

Tabla 10: Información General Análisis Modelo-Escenarios

	DEA-CCR		DEA-BCC	
	1	2	1	2
Escenario	1	2	1	2
Número eficientes	5	7	7	9
Número ineficientes	13	11	11	9
Mínimo	0,45	0,61	0,56	0,65
Máximo	1,00	1,00	1,00	1,00
Media	0,77	0,89	0,84	0,92
Desviación estándar	0,18	0,12	0,16	0,11

Figura 12: Dispersión de las eficiencias Modelo DEA-CCR - Escenarios 1 y 2

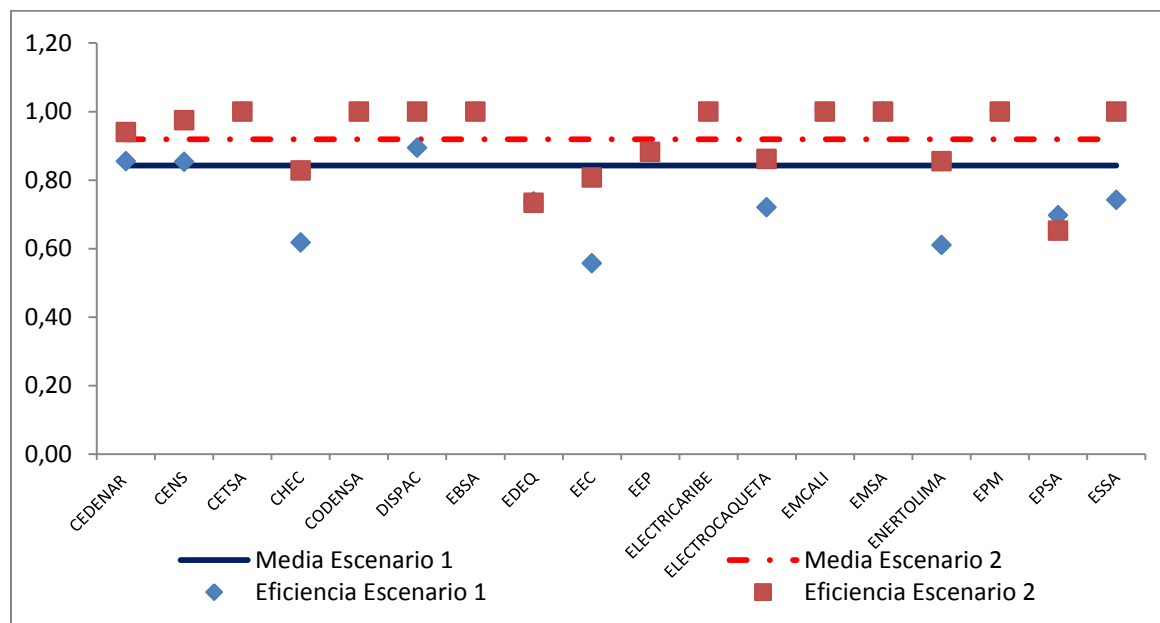


Para el modelo DEA-BCC se tienen dos empresas más como eficientes en cada escenario, en comparación con las que se obtuvieron con el modelo DEA-CCR, esto es se pasa de cinco a siete empresas en el escenario 1 y de siete a nueve en el escenario 2. Para el escenario 1 en el modelo DEA-BCC se tienen a EBSA y EMSA como

empresas que logran ubicarse en la frontera de eficiencia, y a DISPAC y ESSA en el escenario 2.

Los rangos de las empresas ineficientes se ubican en este modelo entre 0,56 y 0,89 para el escenario 1 y entre 0,65 y 0,97 para el escenario 2. Al igual que en el modelo DEA-CCR, en este caso la desviación estándar es menor en el escenario 2 que en el escenario 1, mostrando nuevamente una menor dispersión de datos respecto de la media, tal como se muestra en la figura 13.

Figura 13: Dispersión de las eficiencias Modelo DEA-BCC - Escenarios 1 y 2



En la tabla 11 se muestran los resultados de la evaluación de los retornos a escala, donde se puede apreciar que estos son diferentes, lo cual es un indicador que para este caso el modelo que mejor refleja la medición de eficiencia técnica de las empresas evaluadas es el DEA-BCC. Por eso se emplearon los resultados de los dos escenarios para este modelo, para construir el conjunto de empresas de referencia que se muestra en las tablas 12 y 13.

En el escenario 1, tabla 12, las 11 empresas ineficientes tienen un grupo de 5 empresas que en teoría les sirve de referencia para llegar a ser eficientes, estas empresas son CETSA, CODENSA, EBSA, ELECTRICARIBE y EMSA. Es interesante

observar que EPM y EMCALI no figuran dentro del grupo de empresas de referencia, por el contrario CETSA es referente para todas las empresas ineficientes.

Tabla 11: Evaluación de retornos a escala

DMU No.	DMU Nombre	Retornos de escala	
		Escenario 1	Escenario 2
1	CEDENAR	DRS	DRS
2	CENS	IRS	IRS
3	CETSA	CRS	CRS
4	CHEC	DRS	DRS
5	CODENSA	CRS	CRS
6	DISPAC	DRS	CRS
7	EBSA	IRS	CRS
8	EDEQ	IRS	IRS
9	EEC	IRS	DRS
10	EEP	IRS	IRS
11	ELECTRICARIBE	CRS	CRS
12	ELECTROCAQUETA	IRS	IRS
13	EMCALI	CRS	CRS
14	EMSA	IRS	IRS
15	ENERTOLIMA	DRS	DRS
16	EPM	CRS	CRS
17	EPSA	IRS	IRS
18	ESSA	DRS	DRS

Fuente: Elaboración propia con base en el software DEA Frontier. DRS: Rendimiento decreciente a escala; CRS: Rendimiento constante a escala; IRS: Rendimiento creciente a escala.

En el escenario 2, tabla 13, el grupo de empresas ineficientes se reduce a 9 y el grupo de empresas de referencia aumenta a 6, con la inclusión de DISPAC que se vuelve referente para la CHEC. Aquí nuevamente llama la atención la ausencia de EPM y EMCALI como empresas referentes, y CETSA y EBSA como las empresas que más punto de referencia tienen para las empresas ineficientes.

En ambas tablas, 12 y 13, los valores corresponden al nivel de importancia que tiene cada empresa eficiente para las empresas ineficientes. El valor que se referencia para cada empresa indica el peso que la empresa de referencia tiene para la empresa ineficiente, o sea las empresas ineficientes deberán tratar de emular las prácticas

empresariales de aquellas empresas que presentan los mayores valores en la fila de referencia. Como ejemplo, en la tabla 13 CEDENAR presenta cuatro empresas de referencia: CETSA, CODENSA, EBSA y ELECTRICARIBE, por su parte CHEC presenta como empresas de referencia a CETSA, CODENSA, DISPAC y EBSA. En el primer caso CEDENAR tiene como su mayor referente a CETSA con un peso de 0,671, mientras que CHEC lo tiene con EBSA que muestra un guarismo de 0,551. En ambos casos estas empresas, CEDENAR y CHEC, pueden mejorar su eficiencia técnica analizando a sus empresas referentes para implementar en sus propios procesos aquellas buenas prácticas que les permiten alcanzar niveles de eficiencia tanto a CETSA como a EBSA, respectivamente.

Tabla 12: Conjunto empresas de referencia para las empresas ineficientes - Escenario 1

Empresas ineficientes	Conjunto de empresas de referencia				
	CETSA	CODENSA	EBSA	ELECTRICARIBE	EMSA
CEDENAR	0,872	0,020	0	0,109	0
CENS	0,696	0	0	0,148	0,157
CHEC	0,848	0,152	0	0	0
DISPAC	0,996	0,004	0	0	0
EDEQ	0,925	0,001	0,030	0,044	0
EEC	0,760	0,059	0,180	0,001	0
EEP	0,821	0	0	0,030	0,149
ELECTROCAQUETA	0,883	0	0	0	0,117
ENERTOLIMA	0,857	0,068	0	0,076	0
EPSA	0,627	0,167	0,206	0	0
ESSA	0,751	0,018	0	0,231	0

Fuente: Elaboración propia con base en el software DEAFrontier

En el escenario 1 el número mínimo de empresas de referencia es 2 para el caso de CHEC y el máximo es 4 para el caso de EDEQ. En el escenario 2, el número mínimo es nuevamente 2 para ELECTROCAQUETA y el máximo es 4 para CEDENAR, CENS, CHEC, EDEQ y EPSA. Estas empresas deberían entonces emplear a las empresas de su grupo eficiente de referencia para realizar el debido benchmarking que les sirva para desarrollar estrategias corporativas para alcanzar la frontera de eficiencia. Como se deduce de las tablas 14 y 15, dichas estrategias deben estar orientadas a tres aspectos:

reducir el número de empleados, reducir el número de transformadores en la red y reducir el nivel de pérdidas de energía en el sistema de distribución.

Tabla 13: Conjunto empresas de referencia para las empresas ineficientes - Escenario 2

Empresas ineficientes	Conjunto de empresas de referencia					
	CETSA	CODENSA	DISPAC	EBSA	ELECTRICARIBE	EMSA
CEDENAR	0,671	0,020	0	0,237	0,071	0
CENS	0,233	0	0	0,307	0,083	0,377
CHEC	0,015	0,076	0,359	0,551	0	0
EDEQ	0,865	0,00	0	0,076	0,036	0,023
EEC	0,476	0	0	0,489	0,036	0
EEP	0,674	0	0	0	0,018	0,308
ELECTROCAQUETA	0,904	0	0	0,096	0	0
ENERTOLIMA	0,226	0	0	0,734	0,040	0
EPSA	0,427	0,155	0	0,417	0,001	0

Fuente: Elaboración propia con base en el software DEA Frontier

Tabla 14: Valores objetivo escenario 1

Empresas Ineficientes	Valores objetivo				Valores de referencia			
	LONGITUD DE LA RED (km)	TOTAL EMPLEADOS	PÉRDIDAS DEL OR (%)	NÚMERO DE TRANSFORMADORES	LONGITUD DE LA RED (km)	TOTAL EMPLEADOS	PÉRDIDAS DEL OR (%)	NÚMERO DE TRANSFORMADORES
CEDENAR	7.045	464	9,12%	10.030	12.926	542	28,90%	11.728
CENS	10.224	360	10,67%	12.825	19.666	422	12,50%	15.077
CHEC	6.863	1.472	7,86%	10.815	22.183	3.269	13,90%	17.502
DISPAC	590	183	7,80%	1.243	1.274	223	21,60%	1.389
EDEQ	3.792	228	8,26%	4.641	5.143	309	11,20%	7.420
EEC	8.917	735	7,41%	7.603	18.494	2.073	13,30%	13.649
EEP	3.878	203	9,19%	4.373	4.383	230	12,90%	5.963
ELECTROCAQUETA	1.864	160	8,60%	1.939	3.601	222	16,50%	2.850
ENERTOLIMA	7.325	840	8,74%	10.781	26.866	1.377	14,80%	17.677
EPSA	14.348	1.686	7,39%	14.988	20.572	2.537	10,60%	26.800
ESSA	13.489	613	10,60%	18.670	41.716	827	19,10%	25.173

Fuente: Elaboración propia con base en el software DEA Frontier. Valores objetivo: Resultados obtenidos del software DEA Frontier; Valores de referencia: Datos iniciales.

Tabla 15: Valores objetivo escenario 2

Empresas Ineficientes	Valores objetivo			Valores de referencia		
	TOTAL EMPLEADOS	PÉRDIDAS DEL OR (%)	NÚMERO DE TRANSFORMADORES	TOTAL EMPLEADOS	PÉRDIDAS DEL OR (%)	NÚMERO DE TRANSFORMADORES
CEDENAR	510	8,12%	11.030	542	28,90%	11.728
CENS	411	10,70%	14.699	422	12,50%	15.077
CHEC	1.043	11,51%	14.495	3.269	13,90%	17.502
EDEQ	227	8,22%	4.916	309	11,20%	7.420
EEC	378	7,11%	11.023	2.073	13,30%	13.649
EEP	203	10,14%	4.778	230	12,90%	5.963
ELECTROCAQUETA	184	7,58%	2.457	222	16,50%	2.850
ENERTOLIMA	477	6,60%	15.121	1.377	14,80%	17.677
EPSA	1.656	6,92%	17.493	2.537	10,60%	26.800

Fuente: Elaboración propia con base en el software DEA Frontier. Valores objetivo: Resultados obtenidos del software DEA Frontier; Valores de referencia: Datos iniciales.

6 Conclusiones

En este estudio se empleó la metodología DEA como herramienta para evaluar la eficiencia técnica de las empresas de distribución de energía eléctrica en Colombia, como propuesta de herramienta para el benchmarking y toma de decisiones dentro de las empresas. Esta metodología se empleó no solo por su extenso uso a nivel internacional para evaluar eficiencia en múltiples sectores de la industria, incluido el de distribución de energía eléctrica, pero sobre todo por su característica, como modelo no paramétrico, de no necesitar asumir una función de producción específica con pesos pre-asignados para medir la eficiencia.

El estudio tomó información del año 2010, de una fuente secundaria que fue el Informe Sectorial elaborado por el Ministerio de Minas y Energía, la UPME y ASOCODIS, debido a la dificultad de acceso a información de la gestión empresarial del sector, que es uno de los óbices más grandes que enfrentan las empresas de energía eléctrica en el país para poder realizar procesos de benchmarking contra sus pares en la industria.

Sin embargo con los datos obtenidos se consiguió realizar la evaluación y así se logró el objetivo principal de este trabajo, el cual era la evaluación de la eficiencia técnica relativa de las empresas de distribución de energía eléctrica en Colombia aplicando el DEA.

Así mismo se lograron los objetivos específicos de determinar las variables de entrada y salida que permiten dicha evaluación, determinar los modelos DEA a aplicar y el software libre a emplear y definir el conjunto de referencia para que las empresas ineficientes puedan orientar sus estrategias con el fin de mejorar su eficiencia.

A partir de la revisión del estado del arte y la información del sector, se pudieron definir aquellas variables que mejor caracterizan la actividad de distribución de energía eléctrica y que a su vez permiten comparar a las empresas, independientemente de su tamaño y modelo de gestión, estas son: número total de usuarios, ventas totales de energía, longitud de red, número de empleados, pérdidas en la red y número de transformadores.

Se determinaron dos modelos DEA a emplear, el de rendimientos contantes a escala (DEA-CCR) y el de rendimientos variables a escala (DEA-BCC), pero el análisis de resultados indica que mientras se alcanza la eficiencia de retorno de escala constante, el mejor modelo para evaluar deberá ser el de retornos variables a escala pues refleja mucho mejor el contexto real en el cual se desenvuelven las empresas actualmente.

Como se demostró en el desarrollo de este trabajo, es posible realizar la evaluación de eficiencia empleando DEA y software libre, por lo tanto lo que aquí queda es una metodología lógica y con sustento teórico que sin restricciones puede ser utilizada por las empresas de una manera sistemática y continua para autoevaluarse frente al sector y así tomar decisiones de gestión que permitan aumentar su eficiencia.

La evaluación mostró que independientemente del escenario o modelo empleado, más del 50% de las empresas evaluadas son ineficientes. Esto indica que un gran número de usuarios del país, más de 2,5 millones en el mejor de los casos, están de alguna manera pagando tarifas por un servicio ineficiente.

Los resultados también muestran que si bien aquellas empresas que son consideradas como referentes del sector logran en cualquier escenario o modelo una evaluación como empresas eficientes, no todas ellas son parte del conjunto de empresas de referencia de las ineficientes. En otras palabras, las empresas ineficientes tienen con esta metodología una herramienta que les indica a cuales empresas del sector deben tratar de imitar para lograr mejorar su desempeño.

Otro resultado interesante de este trabajo es el haber encontrado empresas que a pesar de su tamaño y/o condiciones extremas de operación, logran alcanzar en la

evaluación la condición de empresas eficientes e incluso se convierten en parte del grupo de referencia de las empresas ineficientes, como es el caso de CETSA y DISPAC.

Los resultados de valores objetivo señalan claramente que las empresas ineficientes, independiente del grupo de referencia que tengan, deben orientar sus estrategias de mejora de la eficiencia hacia tres aspectos: reducción de la planta de personal, aumento en la densidad de usuarios por transformador y reducción del índice de pérdidas del sistema, siendo este último el que más impacta en la mejora que se puede alcanzar.

Como la metodología depende totalmente de la calidad de la información, sería conveniente que la SSPD liberara el acceso a la información reportada por las empresas, pues se contaría con muchos más datos y posibles variables para evaluar en diferentes escenarios la eficiencia del sector, además de permitir no sólo comparar con las variables empleadas en este trabajo, sino también acercar aún más el modelo al comportamiento real de las empresas.

Actualmente ASOCODIS está recolectando la información de las empresas para actualizar el informe sectorial con datos del año 2011, lo cual permitirá que se realicen a futuro actualizaciones de este estudio y que se efectúen nuevos análisis de ventana empleando el índice de productividad de Malmquist²¹, con el fin de determinar la evolución en el tiempo de la eficiencia de las empresas y muy posiblemente los factores que contribuyen a dicha mejora.

Igualmente, como recomendación de trabajos futuros está el emplear técnicas alternativas, como por ejemplo las de fronteras estocásticas, para validar los resultados obtenidos con DEA.

²¹ Caves en 1982, citado por Edvards (2003, pág. 357), definió el índice de productividad de Malmquist como una comparación binaria de la productividad de dos unidades, generalmente la misma DMU, en diferentes puntos del tiempo, pero también puede ser empleado para comparar diferentes DMU en el mismo instante de tiempo.

Anexo A: Glosario

ACTIVOS DE USO DE TRANSMISIÓN REGIONAL Y DISTRIBUCIÓN LOCAL:

Son aquellos activos de transmisión de electricidad que operan a tensiones inferiores a 220 kV, se clasifican en Unidades Constructivas, no son Activos de Conexión, y son remunerados mediante Cargos por Uso del Sistema de Transmisión Regional (STR) o del Sistema de Distribución Local (SDL)²².

ADMINISTRADOR DEL SISTEMA DE INTERCAMBIOS COMERCIALES (ASIC):

Dependencia del Centro Nacional de Despacho de que tratan las Leyes 142 y 143 de 1994, encargada del registro de fronteras comerciales, de los contratos de energía a largo plazo; de la liquidación, facturación, cobro y pago del valor de los actos, contratos, transacciones y en general de todas las obligaciones que resulten por el intercambio de energía en la bolsa, para generadores y comercializadores; de las Subastas de Obligaciones de Energía Firme; del mantenimiento de los sistemas de información y programas de computación requeridos; y del cumplimiento de las demás tareas que sean necesarias para el funcionamiento adecuado del Sistema de Intercambios Comerciales (SIC)²³.

ANÁLISIS ENVOLVENTE DE DATOS (DEA, por sus siglas en inglés): Técnica no paramétrica determinista para análisis de eficiencia por comparación de Unidades organizacionales -DMUs por sus siglas en inglés- contra puntos de referencia de las mismas unidades observadas. Surge a partir del trabajo de Farrell de 1957 y fue presentada como metodología por Charnes, Cooper y Rhodes, en su trabajo “Measuring the Efficiency of Decision Making Units”, publicado en 1978 (Coll & Blasco, s.f).

²² Resolución CREG 008-2003, artículo 1, en <http://www.creg.gov.co>

²³ Resolución CREG 071-2006, artículo 2, en <http://www.creg.gov.co>

ASOCIACIÓN COLOMBIANA DE DISTRIBUIDORES DE ENERGÍA ELÉCTRICA (ASOCODIS): Es una entidad sin ánimo de lucro que congrega a las principales empresas distribuidoras y comercializadoras de energía eléctrica que atienden usuarios regulados y no regulados a lo largo y ancho de Colombia²⁴.

BENCHMARKING: El benchmarking es un anglicismo que, en las ciencias de la administración de empresas, puede definirse como un proceso sistemático y continuo para evaluar comparativamente los productos, servicios y procesos de trabajo en organizaciones. Consiste en tomar "comparadores" o benchmarks a aquellos productos, servicios y procesos de trabajo que pertenezcan a organizaciones que evidencien las mejores prácticas sobre el área de interés, con el propósito de transferir el conocimiento de las mejores prácticas y su aplicación²⁵.

CARGOS POR USO DEL OPERADOR DE RED: Cargos, expresados en \$/kWh acumulados para cada Nivel de Tensión, que remuneran a un Operador de Red (OR) los Activos de Uso de los SDL y STR. Para los Niveles de Tensión 1, 2 y 3 son cargos máximos²⁶.

CIRCUITO: Se define circuito a la red o tramo de red eléctrica monofásica, bifásica o trifásica que sale de una subestación, de un transformador de distribución o de otra red y suministra energía eléctrica a un área geográfica específica²⁷.

CEDENAR: Centrales eléctricas de Nariño, presta el servicio de distribución y comercialización de energía en el departamento de Nariño. Constituida el 9 de agosto de 1955²⁸.

CENS: Centrales Eléctricas del Norte de Santander, presta el servicio de distribución y comercialización de energía en el departamento de Norte de Santander. Constituida el 6 de julio de 1955²⁹.

²⁴ Quienes somos (sic), en <http://www.asocodis.org.co/cms/Default.asp?Page=149>

²⁵ Definición tomada de Wikipedia, en <http://es.wikipedia.org/wiki/Benchmarking>

²⁶ Resolución CREG 097-2008, artículo 1, en <http://www.creg.gov.co>

²⁷ Resolución CREG 070-1998, anexo, en <http://www.creg.gov.co>

²⁸ Fuente: http://cedenar.com.co/index.php?option=com_content&view=article&id=100&Itemid=125

²⁹ Fuente: <http://www.cens.com.co/empresa.asp?item=histo>

CETSA: Compañía de Electricidad de Tuluá, presta el servicio de distribución y comercialización de energía en el municipio de Tuluá, Valle del Cauca. Constituida el 21 de septiembre de 1920³⁰.

CHEC: Central Hidroeléctrica de Caldas, presta el servicio de distribución y comercialización de energía en los departamentos de Caldas y Risaralda, exceptuando el municipio de Pereira. Constituida el 9 de septiembre de 1950³¹.

CODENSA: Empresa que presta el servicio de distribución y comercialización de energía en la ciudad de Bogotá, 94 municipios de Cundinamarca, 1 de Boyacá y 1 de Tolima. Constituida el 23 de octubre de 1997³².

COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS (CREG): Unidad administrativa especial del Ministerio de Minas y Energía, creada por las Leyes 142 y 143 de 1994, eminentemente técnica y cuyo objetivo es lograr que los servicios de energía eléctrica, gas natural y gas licuado de petróleo (GLP) se presten al mayor número posible de personas, al menor costo posible para los usuarios y con una remuneración adecuada para las empresas que permita garantizar calidad, cobertura y expansión³³.

COMPAÑÍA DE EXPERTOS EN MERCADOS (XM): Empresa filial de Interconexión Eléctrica S.A. (ISA), especializada en la gestión inteligente de sistemas de tiempo Real. Tiene a su cargo en Colombia la operación del Sistema Interconectado Nacional (SIN) colombiano y la administración del Mercado de Energía (MEM), incluyendo las transacciones internacionales de electricidad (TIEs) con Ecuador³⁴.

CONSUMO: Cantidad de metros cúbicos de gas, o cantidad de kilovatios-hora de energía activa, recibidos por el suscriptor o usuario en un período determinado, leídos en los equipos de medición respectivos, o calculados mediante la metodología establecida en la resolución CREG 108 de 1997. Para el servicio de energía eléctrica, también se

³⁰ Fuente: <http://www.cetsa.com.co/Default.aspx?tabid=489&language=es-CO>

³¹ Fuente: <http://www.chec.com.co/node/17>

³² Fuente: http://www.codensa.com.co/paginas.aspx?cat_id=118&pub_id=74

³³ Quiénes somos?(sic), nuestra historia, en <http://www.creg.gov.co>

³⁴ Nuestra empresa, quiénes somos, en <http://www.xm.com.co/Pages/QuienesSomos.aspx>

podrá medir el consumo en Amperios-hora, en los casos en que la Comisión lo determine³⁵.

DECISION MARKET UNIT (DMU): Unidades objeto de estudio del Análisis Envolvente de Datos. Considerada como una entidad responsable de convertir entradas en salidas y cuyo desempeño es evaluado (Coll & Blasco, s.f).

DEPARTAMENTO NACIONAL DE PLANEACIÓN (DNP): Departamento Administrativo que pertenece a la Rama Ejecutiva del poder público y depende directamente de la Presidencia de la República de Colombia. El DNP es una entidad eminentemente técnica que impulsa la implantación de una visión estratégica del país en los campos social, económico y ambiental, a través del diseño, la orientación y evaluación de las políticas públicas colombianas, el manejo y asignación de la inversión pública y la concreción de las mismas en planes, programas y proyectos del Gobierno³⁶.

DISPAC: Empresa distribuidora del Pacífico, distribuye y comercializa la energía eléctrica en 15 municipios del departamento del Chocó. Constituida el 11 de diciembre de 2001³⁷.

DISTRIBUCIÓN DE ELECTRICIDAD: Actividad de transportar energía eléctrica a través de una red a voltajes inferiores a 220 kV, bien sea que esa actividad se desarrolle en forma exclusiva o combinada con otras actividades del sector eléctrico cualquiera de ellas sea la actividad principal³⁸.

DISTRIBUCIÓN DE ENERGIA ELECTRICA: Es la actividad de transportar energía a través de una red de distribución a voltajes iguales o inferiores a 115 kV, quien desarrolla esta actividad se denomina distribuidor de energía eléctrica³⁹.

EBSA: Empresa de Energía de Boyacá, distribuye y comercializa la energía eléctrica en el departamento de Boyacá. Constituida el 9 de febrero de 1955⁴⁰.

³⁵ Resolución CREG 108-1997, artículo 1 y CREG 047-2004, artículo 1, en <http://www.creg.gov.co>

³⁶ En <http://www.sociedadevaluacion.org/web/index.php?q=node/291>

³⁷ Fuente: http://www.dispac.com.co/Resena_Historica_2-22.html

³⁸ Resolución CREG 128-1996, artículo 2 y CREG 042-1999, artículo 1, en <http://www.creg.gov.co>

³⁹ Resolución CREG 108-1997, artículo 1, en <http://www.creg.gov.co>

EDEQ: Empresa de Energía del Quindío, distribuye y comercializa la energía eléctrica en el departamento del Quindío. Constituida el 22 de diciembre de 1988⁴¹.

EEC: Empresa de Energía de Cundinamarca, distribuye y comercializa la energía eléctrica en el departamento de Cundinamarca. Constituida el 21 de marzo de 1958⁴².

EEP: Empresa de Energía de Pereira, distribuye y comercializa la energía eléctrica en el municipio de Pereira departamento de Cundinamarca. Constituida el 16 de mayo de 1997⁴³.

ELECTRICARIBE: Electrificadora del Caribe, distribuye y comercializa la energía eléctrica en los departamentos de la costa atlántica colombiana, Atlántico, Bolívar, Cesar, Córdoba, Guajira, Magdalena y Sucre⁴⁴.

ELECTROCAQUETA: Electrificadora del Caquetá, distribuye y comercializa la energía eléctrica en el departamento de Caquetá⁴⁵.

EMCALI: Empresas Municipales de Cali, distribuye y comercializa la energía eléctrica en el municipio de Cali, Valle del Cauca. Constituida el 10 de diciembre de 1944⁴⁶.

EMSA: Electrificadora del Meta, distribuye y comercializa la energía eléctrica en el departamento del Meta. Constituida el 18 de diciembre de 1981⁴⁷.

ENERTOLIMA: Compañía Energética del Tolima, distribuye y comercializa la energía eléctrica en el departamento del Tolima. Constituida el 11 de agosto de 2003⁴⁸.

⁴⁰ Fuente: <http://www.ebsa.com.co>

⁴¹ Fuente: http://www.epm.com.co/portal_edeq/contenido/contenido.aspx?catID=498&conID=811

⁴² Fuente: <http://www.eec.com.co/quienes.htm>

⁴³ Fuente: http://www.eep.com.co/index.php?option=com_content&view=article&id=5%3Ahistoria&catid=1%3Aquienes-somos&limitstart=2

⁴⁴ Fuente: <http://www.co.electricaribe.unionfenosa.com/Nosotros/Con%C3%B3cenos/tabid/303/language/es-ES/Default.aspx>

⁴⁵ Fuente: <http://www.electrocaqueta.com.co/>

⁴⁶ Fuente: http://www.emcali.com.co/web/energy_service/nuestra-energia/historia-energia

⁴⁷ Fuente: <http://www.emsa-esp.com.co/index.php?id=482>

EPM: Empresas Públicas de Medellín, distribuye y comercializa la energía eléctrica en 123 municipios de Antioquia y 1 del Chocó. Constituida el 6 de agosto de 1955⁴⁹.

EPSA: Empresa de Energía del Pacífico, distribuye y comercializa la energía eléctrica en el departamento del Valle del Cauca. Inicia operaciones el 1 de enero de 1995⁵⁰.

ESSA: Electrificadora de Santander, distribuye y comercializa la energía eléctrica en 92 municipios de los departamentos de Cesar, Bolívar y Santander⁵¹.

INSTITUTO COLOMBIANO DE ENERGÍA ELÉCTRICA (ICEL): Instituto creado en el año 1968 como organismo rector de la actividad en el sector de energía eléctrica, con el objeto de procurar la satisfacción de las necesidades de este servicio en el país. Fue transformado en el año 1999 en El Instituto de Planificación y Promoción de Soluciones Energéticas para las Zonas No Interconectadas (IPSE)⁵².

Interconexión Eléctrica S.A. (ISA): Empresa constituida por el gobierno nacional en Bogotá en el año 1967, para construir, mantener y administrar la red de transmisión a alto voltaje; planear, coordinar y supervisar la operación del sistema interconectado colombiano; planear la expansión del sistema de generación y transmisión y construir proyectos de generación de interés nacional⁵³.

LIQUIDADOR Y ADMINISTRADOR DE CUENTAS (LAC): Entidad encargada de la Liquidación y Administración de Cuentas por los cargos de uso de las redes del Sistema Interconectado Nacional que le sean asignadas y de calcular el ingreso regulado de los transportadores, de acuerdo con las disposiciones contenidas en la regulación vigente⁵⁴.

⁴⁸ Fuente: http://www.enertolima.com/index.php?option=com_content&view=article&id=63&Itemid=2

⁴⁹ Fuente: <http://www.epm.com.co/site/Home/Institucional/Historia.aspx>

⁵⁰ Fuente: <http://www.epsa.com.co/Default.aspx?tabid=153>

⁵¹ Fuente: <http://www.essa.com.co/essa/historia.aspx>

⁵² Decreto 3175 - 1968, Decreto 1140-1999, Decreto 257-2004, en <http://www.ipse.gov.co>

⁵³ Información general, en <http://www1.isa.com.co>

⁵⁴ Resolución CREG 092-2004, artículo 1 y CREG 097-2008, artículo 1, en <http://www.creg.gov.co>

MERCADO DE ENERGÍA MAYORISTA (MEM): Conjunto de sistemas de intercambio de información entre generadores y comercializadores de grandes bloques de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional, para realizar contratos sobre cantidades y precios definidos, con sujeción al Reglamento de Operación y demás normas aplicables⁵⁵.

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA (MME): Entidad pública de carácter nacional del nivel superior ejecutivo central, cuya responsabilidad es la de administrar los recursos naturales no renovables del país asegurando su mejor y mayor utilización; la orientación en el uso y regulación de los mismos, garantizando su abastecimiento y velando por la protección de los recursos naturales del medio ambiente con el fin de garantizar su conservación, restauración y el desarrollo sostenible, de conformidad con los criterios de evaluación, seguimiento y manejo ambiental, señalados por la autoridad ambiental competente⁵⁶.

NIVELES DE TENSIÓN: Los sistemas de Transmisión Regional y/o Distribución Local se clasifican por niveles, en función de la tensión nominal de operación, según la siguiente definición⁵⁷:

- Nivel 4: Sistemas con tensión nominal mayor o igual a 57,5 kV y menor a 220 kV.
- Nivel 3: Sistemas con tensión nominal mayor o igual a 30 kV y menor de 57,5 kV.
- Nivel 2: Sistemas con tensión nominal mayor o igual a 1 kV y menor de 30 kV.
- Nivel 1: Sistemas con tensión nominal menor a 1 kV.

OPERADOR DE RED DE SISTEMA DE TRANSMISIÓN REGIONAL Y SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN LOCAL (OR): Persona encargada de la planeación de la expansión, las inversiones, la operación y el mantenimiento de todo o parte de un STR o SDL, incluidas sus conexiones al Sistema de Transmisión Nacional (STN). Los activos pueden ser de su propiedad o de terceros. Para todos los propósitos son las empresas que tienen Cargos por Uso de los STR o SDL aprobados por la CREG. El OR siempre debe ser una Empresa de Servicios Públicos Domiciliarios. La unidad mínima de un SDL para que un OR solicite Cargos de Uso corresponde a un Municipio⁵⁸.

⁵⁵ Resolución CREG 086-1996, artículo 1, en <http://www.creg.gov.co>

⁵⁶ El Ministerio, en <http://www.minminas.gov.co>

⁵⁷ Resolución CREG 097-2008, artículo 1, en <http://www.creg.gov.co>

⁵⁸ Resolución CREG 097-2008, artículo 1, en <http://www.creg.gov.co>

PÉRDIDAS DE ENERGÍA: Es la energía perdida en un Sistema de Distribución y reconocida por la Comisión de Regulación de Energía y Gas⁵⁹.

PÉRDIDAS NO TÉCNICAS DE ENERGÍA: Energía que se pierde en un Mercado de Comercialización por motivos diferentes al transporte y transformación de la energía eléctrica y cuya metodología de cálculo definirá la Comisión en resolución aparte⁶⁰.

PÉRDIDAS TOTALES DE ENERGÍA: Energía total que se pierde en un Mercado de Comercialización y en los Sistemas de Transmisión y/o Distribución Local por efecto de las Pérdidas Técnicas y No Técnicas de Energía, calculada según metodología que definirá la Comisión en resolución aparte⁶¹.

SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN LOCAL (SDL): Sistema de transporte de energía eléctrica compuesto por el conjunto de líneas y subestaciones, con sus equipos asociados, que operan a los Niveles de Tensión 3, 2 y 1 dedicados a la prestación del servicio en un Mercado de Comercialización⁶².

SISTEMA DE INTERCAMBIOS COMERCIALES (SIC): Conjunto de reglas y procedimientos establecidos en el Reglamento de Operación que permiten definir las obligaciones y acreencias de generadores, comercializadores y los transportadores por concepto de los actos o contratos de energía en la bolsa conforme al despacho central⁶³.

SISTEMA DE TRANSMISIÓN NACIONAL (STN): Es el sistema de transmisión de energía eléctrica compuesto por el conjunto de líneas y subestaciones con sus equipos asociados, transformadores con sus respectivos módulos de conexión, que operan a tensiones iguales o superiores a 220 kV⁶⁴.

SISTEMA DE TRANSMISIÓN REGIONAL (STR): Sistema de transporte de energía eléctrica compuesto por los Activos de Conexión del OR al STN y el conjunto de

⁵⁹ Resolución CREG 161-2008, artículo 3, en <http://www.creg.gov.co>

⁶⁰ Resolución CREG 121-2007, artículo 2, en <http://www.creg.gov.co>

⁶¹ Resolución CREG 121-2007, artículo 2, en <http://www.creg.gov.co>

⁶² Resolución CREG 097-2008, artículo 1, en <http://www.creg.gov.co>

⁶³ Resolución CREG 092-2004, artículo 1, en <http://www.creg.gov.co>

⁶⁴ Resolución CREG 025-1995, anexo, en <http://www.creg.gov.co>

líneas, equipos y subestaciones, con sus equipos asociados, que operan en el Nivel de Tensión 4. Los STR pueden estar conformados por los activos de uno o más Operadores de Red⁶⁵.

SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL (SIN): Sistema compuesto por los siguientes elementos conectados entre sí: las plantas y equipos de generación, la red de interconexión, las redes regionales e interregionales de transmisión, las redes de distribución y las cargas eléctricas de los usuarios, según lo previsto por el artículo 11 de la Ley 143 de 1994⁶⁶.

SUPERINTENDENCIA DE SERVICIOS PÚBLICOS DOMICILIARIOS (SSPD): Es un organismo de carácter técnico. Creado por la Constitución de 1.991 para que, por delegación del Presidente de la República, ejerza el control, la inspección y la vigilancia de las entidades prestadoras de servicios públicos domiciliarios⁶⁷.

SUSCRIPTOR: Persona natural o jurídica con la cual se ha celebrado un contrato de condiciones uniformes de servicios públicos⁶⁸.

UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO-ENERGÉTICA (UPME): Unidad Administrativa Especial del orden Nacional, de carácter técnico, adscrita al Ministerio de Minas y Energía, regida por la Ley 143 de 1994 y por el Decreto número 255 de enero 28 de 2004, cuyo objetivo es planear en forma integral, indicativa, permanente y coordinada con las entidades del sector minero-energético, tanto entidades públicas como privadas, el desarrollo y aprovechamiento de los recursos energéticos y mineros, producir y divulgar la información minero energética requerida⁶⁹.

USUARIO: Persona natural o jurídica que se beneficia con la prestación de un servicio público, bien como propietario del inmueble en donde éste se presta, o como

⁶⁵ Resolución CREG 097-2008, artículo 1, en <http://www.creg.gov.co>

⁶⁶ Resolución CREG 042-1999, artículo 1, en <http://www.creg.gov.co>

⁶⁷ ¿Qué es la Superintendencia?, en <http://www.superservicios.gov.co>

⁶⁸ Resolución CREG 108-1997, artículo 1, en <http://www.creg.gov.co>

⁶⁹ Quienes somos (sic), en <http://www1.upme.gov.co>

receptor directo del servicio. A este último usuario se le denomina también consumidor. Para los efectos de esta Resolución se denominará Usuario Final⁷⁰.

⁷⁰ Resolución CREG 097-2008, artículo 1, en <http://www.creg.gov.co>

Referencias bibliográficas

- Abbot, M. (2006). The productivity and efficiency of the Australian electricity supply industry. *Energy Economics*, 28(4), 444-454.
- Afanador, E. (marzo de 2003). ASOCODIS. Recuperado el 22 de abril de 2012, de <http://www.asocodis.org.co/cms/docs/AOMInformeFinaleAbril15,%20Edo%20Afanador.pdf>
- Appa, G., & Williams, H. P. (2006). A new framework for the solution of DEA models. *European Journal of Operational Research*, 172, 604-615.
- Bagdadioglu, N., Waddams Price, C. M., & Weyman-Jones, T. G. (1996). Efficiency and ownership in electricity distribution: A non-parametric model of Turkish experience. *Energy Economics*, 1-23.
- Banker, R., Charnes, A., & Cooper, W. (septiembre de 1984). Some Models for Estimating Technical and Scale Inefficiencies in Data Envelopment Analysis. *Management Science*, 30(9), 1078-1092.
- Berrío Guzmán, D., & Muñoz Santiago, A. (2005). Análisis de la eficiencia relativa del sistema bancario en Colombia en el periodo 1993-2003 y propuesta estratégica de fortalecimiento. *Pensamiento & Gestión*(18), 1-36.
- Castaño Tamayo, R. A. (1993). *IDEAS ECONOMICAS MINIMAS* (Decimoquinta ed.). Medellín, Colombia: Ecoe ediciones.
- Charnes, A., Cooper, W., & Rhodes, E. (Noviembre de 1978). Measuring the efficiency of decision making units. *European Journal of Operational Research*, 2(6), 429-444.
- Chen, T.-y. (2002). An assessment of technical efficiency and cross-efficiency in Taiwan's electricity distribution sector. *European Journal of Operational Research*, 137, 421-433.
- Coelli, T., Perelman, S., & Romano, A. (1999). Accounting for environmental Influences in Stochastic Frontier Models: With Application to International Airlines. *Journal of Productivity Analysis*(11), 251-273.

- Coll, V., & Blasco, O. M. (s.f). *www.books.google.com*. Recuperado el 15 de septiembre de 2010, de <http://books.google.com/books?hl=es&lr=&id=HKs1VbFeFg8C&oi=fnd&pg=PR3&dq=an%C3%A1lisis+envolvente+de+datos&ots=ausCLgxtwn&sig=y8PLxfLAKvyrHD3ouogDy1ukjT0#v=onepage&q&f=false>
- Comisión de Regulación de Energía y Gas. (24 de marzo de 2010). *CREG - Estructura Sector*. Recuperado el 24 de marzo de 2010, de http://www.creg.gov.co/html/i_portals/index.php?p_origin=internal&p_name=content&p_id=MI-59&p_options=
- Comisión de Regulación de Energía y Gas. (24 de marzo de 2010). *CREG - Historia en Colombia*. Recuperado el 23 de marzo de 2010, de http://www.creg.gov.co/html/i_portals/index.php?p_origin=internal&p_name=content&p_id=MI-57&p_options
- Cook, W. D., & Seiford, L. M. (2009). Data envelopment analysis (DEA) - Thirty years on. *European Journal of Operational Research*, 192, 1-17.
- Cooper, W. W., Ruiz, J. L., & Sirvent, I. (2007). Choosing weights from alternative optimal solutions of dual multiplier models in DEA. *European Journal of Operational Research*, 180, 443-458.
- Edvardsen, D. F., & Førsund, F. R. (2003). International benchmarking of electricity distribution utilities. *Resource and Energy Economics*, 25, 353-371.
- Emrouznejad, A., Parker, B. R., & Tavares, G. (2008). Evaluation of research in efficiency and productivity: A survey and analysis of the first 30 years of scholarly literature in DEA. *Socio-Economic Planning Sciences*, 42, 151-157.
- Estellita Lins, M. P., Vervolet Sollero, M. K., Calôba, G. M., & Moreira da Silva, A. C. (2007). Integrating the regulatory and utility firm perspectives, when measuring the efficiency of electricity distribution. *European Journal of Operational Research*, 181, 1413-1424.
- Farrell, M. (1957). The Measurement of Productive Efficiency. *Journal of the Royal Statistical Society. Series A (General)*, 120(3), 253-290.
- Førsund, F. R., & Kittelsen, S. A. (1998). Productivity development of Norwegian electricity distribution utilities. *Resource and Energy Economics*, 20, 207-224.
- Giannakis, D., Jamasb, T., & Pollitt, M. (2005). Benchmarking and incentive regulation of quality of service: an application to the UK electricity distribution networks. *Energy Policy*, 33, 2256-2271.

- González Parra, R. A. (2010). Recuperado el 12 de agosto de 2012, de <http://www.google.com.co/url?sa=t&rct=j&q=ROBINSON+ALEXANDER+GONZ%3%81LEZ+PARRA&source=web&cd=1&cad=rja&ved=0CCIQFjAA&url=http%3A%2F%2Fwww.bdigital.unal.edu.co%2F4179%2F1%2Frobinsonalexandergonzalezparra.2011.pdf&ei=0WJWUleAOoXg8wSRzYD4BA&usg=AFQjCNHSP9x>
- Guio Tamayo, O. F., & Monroy Licht, I. M. (2003). *Universidad Javeriana*. Recuperado el 29 de enero de 2011, de <http://www.javeriana.edu.co/biblos/tesis/ingenieria/tesis168.pdf>
- Hatami-Marbini, A., Emrouznejad, A., & Tavana, M. (2011). A Taxonomy and Review of the Fuzzy Data Envelopment Analysis Literature: Two Decades in the Making. *European Journal of Operational Research*.
- Hattori, T., Jamasb, T., & Pollitt, M. G. (junio de 2002). A comparison of UK and Japanese electricity distribution performance 1985-1998: lessons for incentive regulation. Paper no publicado. University of Cambridge.
- Jamasb, T., & Pollitt, M. (2001). Benchmarking and regulation: international electricity experience. *Utilities Policy*, 9, 107-130.
- Khodabakhshi, M. (2010). An output oriented super-efficiency measure in stochastic data envelopment analysis: Considering Iranian electricity distribution companies. *Computer & Industrial Engineering*, 58, 663-671.
- Krugman, P., & Wells, R. (2007). *Macroeconomía: Introducción a la economía*. Barcelona, España: Reverté.
- London Economics. (febrero de 1999). Recuperado el 25 de mayo de 2012, de http://www.google.com.co/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&frm=1&source=web&cd=1&ved=0CFYQFjAA&url=http%3A%2F%2Fihppthaigov.net%2Fpresentation%2Fattachjournal%2F140%2FPDF%2FPDF1.pdf&ei=cV4QUJCZA4m36wGH_4CgAg&usg=AFQjCNGANDxDmkILZruekcL_Kch5ZHxlbQ&sig2=G-gRvbWwT40-
- Mankiw, N. G. (1999). *Principios de Economía*. Mexico D.F.: McGraw Hill.
- Miliotis, P. (1992). Data Envelopment Analysis Applied to Electricity Distribution Districts. *Journal of the Operational Research Society*, 43(5), 549-555.
- MME - UPME - ASOCODIS. (2011). *Informe Sectorial sobre la Evolución de la Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica en Colombia Balance de sucesos y Estadísticas 1998-2010*. MME - UPME - ASOCODIS.

- Pacudan, R., & De Guzman, E. (2002). Impact of energy efficiency policy to productive efficiency of electricity distribution industry in the Philippines. *Energy Economics*, 24, 41-54.
- Perdomo, J. A., & Mendieta, J. C. (2007). *Universidad de los Andes*. Recuperado el 3 de junio de 2011, de http://economia.uniandes.edu.co/content/download/11835/67099/file/1_Cafetero.pdf
- Pfeffer, J. (2000). *Nuevos rumbos en la teoría de la organización. Problemas y posibilidades*. México, D.F.: Oxford University Press México, S.A. de C.V.
- Pinzón Martínez, M. J. (15 de diciembre de 2003). *DNP*. Recuperado el 3 de junio de 2011, de http://www.dnp.gov.co/PortalWeb/Portals/0/archivos/documentos/DEE/Archivos_Economia/245.p
- Polemarchakis, H., & Siconolfi, P. (1993). Competitive equilibria without free disposal or nonsatiation. *Journal of Mathematical Economics*, 22, 85-99.
- Pombo, C., & Taborda, R. (Enero de 2004). Performance and Efficiency in Colombia's Power Utilities: An Assessment of the 1994 Reform. (C. E. Universidad del Rosario, Ed.) *Economía-Serie Documentos*, 40, 31.
- Pulecio, J., Kalmanovitz, S., Herrera, B., López, E., Ripoll, M. P., Bonilla, R., y otros. (1995). *economía para todos* (Primera ed.). Bogotá, Colombia: FESCOL.
- Pyndyck, R., & Rubinfeld, D. (1995). *Microeconomía*. España: PRENTICE HALL, INC.
- Quindós Morán, M., Rubiera Morollón, F., & Vicente Cuervo, M. R. (2003). Análisis Envolvente de Datos: Una Aplicación al sector de los Servicios Avanzados a las Empresas del Principado de Asturias. *Rect@*, 11(1), 1-9.
- Resende, M. (2002). Relative efficiency measurement and prospects for yardstick competition in Brazilian electricity distribution. *Energy Policy*, 30, 637-647.
- Salazar Isaza, H., Soto Mejía, J., & Montoya, O. (16 de septiembre de 2011). *CREG*. Recuperado el 30 de noviembre de 2011, de [http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/52188526a7290f8505256eee0072eba7/3939a09178a063bf052579110050ded9/\\$FILE/CIRCULAR055-2011%20ANEXO.pdf](http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/52188526a7290f8505256eee0072eba7/3939a09178a063bf052579110050ded9/$FILE/CIRCULAR055-2011%20ANEXO.pdf)
- Sanhueza Hormazábal, R. E. (noviembre de 2003). Fronteras de eficiencia, metodología para la determinación del valor agregado de distribución. Tesis doctoral no publicada. Pontificia Universidad Católica de Chile, Santiago de Chile, Chile.
- Sengupta, J. K. (abril de 2000). Quality and efficiency. *Economic Modelling*, 17(2), 195-207.

- Thakur, T., Deshmukh, S. G., & Kaushik, S. C. (2006). Efficiency evaluation of the state owned electric utilities in India. *Energy Policy*, 34, 2788-2804.
- Urueña Gutiérrez, B., & Colina Rojas, A. (20 de junio de 2009). Recuperado el 23 de febrero de 2012, de [http://www.google.com.co/url?sa=t&rct=j&q=como%20medir%20la%20eficiencia%20de%20las%20empresas%20p%C3%BAblicas%20\(spanish%20edition\)&source=web&cd=5&sqi=2&ved=0CEIQFjAE&url=http%3A%2F%2Fwww.saber.ula.ve%2Fbitstream%2F123456789%2F30303%2F1%2Farticulo3.pdf&](http://www.google.com.co/url?sa=t&rct=j&q=como%20medir%20la%20eficiencia%20de%20las%20empresas%20p%C3%BAblicas%20(spanish%20edition)&source=web&cd=5&sqi=2&ved=0CEIQFjAE&url=http%3A%2F%2Fwww.saber.ula.ve%2Fbitstream%2F123456789%2F30303%2F1%2Farticulo3.pdf&)
- XM. (24 de marzo de 2010). *XM-Descripción del Sistema Eléctrico Colombiano*. Recuperado el 24 de marzo de 2010, de [www.xm.com.co: http://www.xm.com.co/Pages/DescripciondelSistemaElectricoColombiano.aspx](http://www.xm.com.co/Pages/DescripciondelSistemaElectricoColombiano.aspx)
- Yang, C., & Lu, W.-M. (mayo de 2006). Assessing the Performance and Finding the Benchmarks of the Electricity Distribution Districts of Taiwan Power Company. *IEEE Transactions on Power Systems*, 21(2), 853-861.
- Yun, Y., Nakayama, H., & Tanino, T. (2004). A generalized model for data envelopment analysis. *European Journal of Operational Research*, 157, 87-105.
- Yunos, J. M., & Hawdon, D. (1997). The efficiency of the National Electricity Board in Malaysia: An intercountry comparison using DEA. *Energy Economics*, 19(2), 255-269.