

T/330/R9421

Universidad Nacional del Callao
Facultad de Ciencias Económicas

Análisis de la eficiencia en la distribución de electricidad: *una aproximación no paramétrica al caso peruano.*

Tesis para optar por el Título Profesional de Economista que presenta:

Erix Aldo Ruiz Mondaca

Profesor Asesor: Dr. Juan Nunura Chully

Bellavista, mayo de 2008

D. E. 39203

DEDICATORIA

A mis padres, hermanos
y Miluska.

AGRADECIMIENTOS

Un especial agradecimiento a mis padres y hermanos por su comprensión y apoyo durante mi período de estudios universitarios.

Un agradecimiento a mi profesor asesor Juan Nunura por su disposición y aliento al desarrollo de esta investigación.

Un sincero agradecimiento al Sr. Raúl Pérez-Reyes por su motivación, ejemplo profesional y contribución al desarrollo de esta investigación.

Un agradecimiento a los profesionales de la Oficina de Estudios Económicos del OSINERGMIN, por su apoyo a esta investigación y su ejemplo de desarrollo profesional.

Agradezco profundamente a la Universidad Nacional del Callao, por darme la oportunidad de continuar mis estudios.

ÍNDICE GENERAL

DEDICATORIA.....	ii
AGRADECIMIENTOS.....	iii
ÍNDICE GENERAL.....	iv
ÍNDICE DE GRÁFICOS.....	v
ÍNDICE DE CUADROS.....	vi
INTRODUCCIÓN.....	vii
I. ANÁLISIS DE LA INDUSTRIA ELÉCTRICA EN EL PERÚ.....	1
1.1 Características Técnicas y Económicas de la Industria Eléctrica.....	1
1.1.1 Organización del Sector Eléctrico.....	3
a) Monopolio Verticalmente Integrado.....	4
b) Comprador Único.....	5
c) Competencia Mayorista.....	6
d) Esquema con Competencia Minorista.....	7
1.2 Reformas en el Sector Eléctrico Peruano.....	9
1.2.1 Mecanismos de Fijación de Tarifas.....	12
a) Generación.....	12
b) Transmisión.....	13
c) Distribución.....	14
1.3 Características Técnicas y Económicas de la Actividad de Distribución.....	20
1.3.1 Las Redes de Distribución.....	20
a) Redes de Baja Tensión.....	21
b) Redes de Media Tensión.....	21
c) Redes de Alta Tensión.....	21
1.3.2 Topología de las Redes de Distribución y seguridad del suministro.....	22
a) Sistemas Radiales.....	22
b) Sistemas en Anillo.....	23
c) Sistemas Enmallados.....	23
1.3.3 Densidad del Servicio.....	24
1.3.4 Indicadores Parciales de Eficiencia.....	25
1.3.5 Los Costos de Distribución.....	26
a) El Costo de Capital.....	26
a.1) Costo Histórico.....	27
a.2) Costo de Reposición.....	27
a.3) Valor Nuevo de Reemplazo (VNR).....	27
b) Los Costos de Operación y Mantenimiento.....	28
1.4 Regulación de la Actividad de Distribución de Electricidad.....	28
1.4.1 Mecanismos de Regulación.....	29
a) Regulación por costo de servicio o tasa de retorno (ROR).....	29
a.1) Proceso de determinación del costo de servicio.....	29
a.2) Incentivos que brinda la regulación por costo de servicio o tasa de retorno.....	30
b) Regulación por desempeño (PBR).....	31
b.1) Ingresos Máximos (<i>Revenue Cap</i>).....	31
b.2) Precios Tope (<i>Price Cap</i>).....	32
b.3) Competencia por comparación y regulación por empresa modelo.....	33
1.4.2 Regulación de la Distribución en el Perú:.....	34
II. OBJETIVOS, HIPÓTESIS Y MARCO TEÓRICO.....	41
2.1 Objetivos.....	41
2.2 Hipótesis.....	41
2.3 Marco Teórico.....	42
a) Medidas de Eficiencia <i>Input-Orientadas</i>	42
b) Medidas de Eficiencia <i>Output-Orientadas</i>	45

c) El Análisis Envolvente de Datos (DEA)	47
d) DEA y la Medición de los Cambios en la Productividad (Descomposición del Índice de Malmquist).....	51
d.1) Funciones Distancia y Medidas de Eficiencia	52
d.2) El Índice de Malmquist.....	55
2.4 Estudios Previos.....	56
III. ANÁLISIS DE LA EFICIENCIA DE LAS EMPRESAS DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA DEL PERÚ	62
3.1 Descripción de la Base de Datos.....	62
3.2 Modelo Propuesto	64
3.3 Presentación y Análisis de los Resultados	65
3.3.1 Eficiencia Técnica	65
3.3.2 Eficiencia Técnica: Análisis de Segunda Etapa	69
3.3.3 Índice de Malmquist.....	71
IV. CONCLUSIONES	75
V. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	77
VI. ANEXOS	81
Anexo N° 1: Procedimiento para la Fijación de los Precios de Energía y Potencia en el Perú	81
Anexo N° 2: Determinación de Sectores Típicos de Distribución.....	84
Anexo N° 3: Test de Mann-Whitney-Wilcoxon.....	86

ÍNDICE DE GRÁFICOS

Gráfico N° 1.1: Funciones Involucradas en la Provisión de Electricidad.....	3
Gráfico N° 1.2: Monopolio Verticalmente Integrado	4
Gráfico N° 1.3: Comprador Único	5
Gráfico N° 1.4: Modelo de Competencia Mayorista	7
Gráfico N° 1.5: Modelo de Competencia Minorista	8
Gráfico N° 1.6: Cronología del Marco Legal Vigente	10
Gráfico N° 1.7: Minimización de Costos.....	13
Gráfico N° 1.8: Potencia Instalada y Máxima Demanda (1990-2006)	15
Gráfico N° 1.9: Coeficiente de Electrificación a Nivel Nacional (1994-2006)	15
Gráfico N° 1.10: Evolución de las Pérdidas de Energía en Distribución (1995-2006).....	16
Gráfico N° 1.11: Inversiones en el Sector Eléctrico (1994-2005)	16
Gráfico N° 1.12: Evolución del Precio Spot y el Precio en Barra de Energía (1993-2005)	18
Gráfico N° 1.13: Esquema de Red de Distribución	23
Gráfico N° 1.14: Indicadores de Densidad	24
Gráfico N° 1.15: Estructura del Valor Agregado de Distribución (VAD).....	35
Gráfico N° 1.16: Sistema de Distribución Eléctrica	36
Gráfico N° 1.17: Esquema de Determinación del VAD	38
Gráfico N° 1.18: Composición de la Tarifa a Cliente Final (Opción BT5B).....	39
Gráfico N° 2.1: Eficiencia Técnica y Eficiencia Asignativa.....	43
Gráfico N° 2.2: Isocuanta Convexa Lineal por Tramos (Frontera).....	44
Gráfico N° 2.3: Medidas de Eficiencia <i>Input-Orientadas</i> y <i>Output-Orientadas</i>	45
Gráfico N° 2.4: Eficiencia Técnica y Asignativa <i>Output-Orientadas</i>	46
Gráfico N° 2.5: Eficiencia de Escala a través de DEA	51
Gráfico N° 2.6: Funciones Distancia y Eficiencia Técnica.....	54
Gráfico N° 3.1: Eficiencia Promedio de las Empresas de Distribución: 1996-2006	68
Gráfico N° 3.2: Inversiones en la Actividad de Distribución: 1990-2005	73

ÍNDICE DE CUADROS

Cuadro N° 1.1: Funciones de los Diferentes Organismos del Sector Eléctrico	12
Cuadro N° 1.2: Reporte de Privatización de las Empresas de Distribución	17
Cuadro N° 1.3: Valores Típicos de Voltajes en Redes Eléctricas (kV)	22
Cuadro N° 1.4: Indicadores Parciales de Eficiencia (1996-2006)	25
Cuadro N° 1.5: Costos de Operación y Mantenimiento por Sector Típico	28
Cuadro N° 1.6: Sectores Típicos de Distribución	37
Cuadro N° 1.7: Valor Agregado de Distribución (VAD) y Cargos Fijos por Sector Típico	40
Cuadro N° 2.1: Resumen de Estudios sobre Eficiencia y Productividad en la Distribución de Electricidad	60
Cuadro N° 3.1: Matriz de Correlaciones- Medidas de capital	63
Cuadro N° 3.2: Estadísticos Descriptivos: Variables Incluidas en los Modelos	65
Cuadro N° 3.3: Eficiencia Técnica RCE de las Empresas de Distribución: 1996-2006	66
Cuadro N° 3.4: Eficiencia Técnica RVE de las Empresas de Distribución: 1996-2006	66
Cuadro N° 3.5: Eficiencia Técnica ES de las Empresas de Distribución: 1996-2006	67
Cuadro N° 3.6: Resultados del test Mann-Whitney-Wilcoxon (RVE)	69
Cuadro N° 3.7: Resultados del Modelo Tobit (Variable dependiente: ET RVE)	70
Cuadro N° 3.8: Índice de Malmquist-Promedios Anuales	72
Cuadro N° 3.9: Índice de Malmquist- Promedio Anual por Empresa de Distribución (1996-2006)	73
Cuadro N° 6.1: Clasificación de los Sistemas Eléctricos	85

INTRODUCCIÓN

Este trabajo de investigación aborda el tema de la medición de la eficiencia de las empresas de distribución de electricidad en el Perú. Las empresas de distribución, como industrias de red, tienen como objetivo el transporte y distribución de electricidad desde puntos específicos en las líneas de alta o media tensión, para entregar a consumidores finales a niveles de tensión apropiados para el uso industrial y doméstico.

Desde la década de los noventa, un gran número de países implementaron un conjunto de reformas en el sector eléctrico que implicaron la segmentación del sector en distintas actividades y la privatización de los monopolios verticalmente integrados bajo la administración estatal. Debido a esto es que se ha registrado un cambio en el rol desempeñado por el Estado, pasando de ser un agente propietario y productor a ser un agente regulador y subsidiario de aquellas actividades del sector eléctrico, que de acuerdo a sus características técnicas y económicas se constituyen como monopolio natural, como lo es el caso de la distribución de electricidad.

Así, la presente investigación propone la utilización del Análisis Envolvente de Datos (DEA) con el objetivo de realizar un análisis de la eficiencia de las empresas de distribución de electricidad en el Perú durante el período 1996-2006.

El Análisis Envolvente de Datos (DEA) es una metodología no paramétrica que en los últimos años ha sido ampliamente utilizada para evaluar la eficiencia en industrias que se caracterizan por operar en un entorno multi-producto y multi-insumo, y la industria de la distribución de electricidad puede ser considerada como tal en la medida en que debe ofrecer electricidad a distintos niveles de tensión dependiendo de las características de los clientes utilizando una serie de insumos dentro de su proceso productivo.

De manera complementaria al análisis de la eficiencia de las empresas de distribución, se evalúan los determinantes de la eficiencia. Específicamente se utiliza el test no paramétrico de Mann-Whitney Wilcoxon y se presenta un modelo de regresión Tobit para evaluar los determinantes de la eficiencia técnica, entre los cuales se incluye el tipo de propiedad.

De otro lado, se evalúan los cambios en la Productividad Total de Factores (Δ PTF) y sus componentes (cambio en la eficiencia técnica, cambio en la eficiencia de escala y cambio

tecnológico) a través del cálculo del Índice de Productividad de Malmquist para el período de análisis.

Así, la presente investigación está organizada de la siguiente manera: En el primer capítulo se presentan los conceptos relevantes relacionados a la industria de la electricidad, asimismo se presenta una breve revisión del proceso de reformas implementados en el sector eléctrico peruano así como las recientes modificaciones al marco regulatorio vigente. Finalmente se presenta un análisis más detallado de la actividad de la distribución de electricidad y el marco regulatorio vigente para dicha actividad en el Perú.

En el segundo capítulo, se presentan los objetivos e hipótesis de la investigación, el marco teórico asociado al Análisis Envolvente de Datos (DEA) y los modelos existentes para medir la eficiencia de cualquier unidad de análisis así como el marco de análisis de las funciones distancia y el Índice de Productividad de Malmquist, a través del cual es posible descomponer los cambios en la Productividad Total de Factores (PTF). Asimismo, se presenta una revisión de un conjunto de estudios previos relacionados al análisis de la eficiencia y productividad en la distribución de electricidad.

En el tercer capítulo, el capítulo central de la investigación, se describe la base de datos a utilizar y los modelos propuestos para la medición de la eficiencia técnica de las 14 empresas de distribución en el Perú durante el período 1996-2006. Se presentan y analizan los resultados, tanto de la eficiencia técnica como del Índice de Malmquist con el objetivo de evaluar los efectos del proceso de reformas en la eficiencia y la productividad de las empresas de distribución. Adicionalmente, se presenta un análisis de segunda etapa (a través de técnicas paramétricas y no paramétricas) para evaluar los determinantes de la eficiencia, poniendo énfasis en las diferencias en la eficiencia entre empresas de distribución públicas y privadas.

Finalmente, en el capítulo cuatro se presentan un conjunto de conclusiones en virtud de los resultados mostrados en los capítulos previos.

I. ANÁLISIS DE LA INDUSTRIA ELÉCTRICA EN EL PERÚ

En este capítulo se introducen los aspectos principales que caracterizan a la industria eléctrica en términos de las funciones que desempeña y los diversos esquemas o diseños de mercados del sector eléctrico. Se presenta también una revisión del proceso de reformas en el sector eléctrico peruano que se inició a inicios de los noventa así como las modificaciones recientes. Finalmente, se presenta de manera más detallada las características tecnológicas y económicas de la actividad de distribución, los mecanismos para regular dicha actividad y el esquema de regulación de las tarifas de distribución de electricidad vigente en el país.

1.1 Características Técnicas y Económicas de la Industria Eléctrica

En esta sección se presentan algunos aspectos relacionados a la caracterización del sector eléctrico así como los diversos diseños de mercado que se han implementado para definir relaciones, derechos y/o obligaciones entre los agentes que participan en él. Para una revisión más detallada de dichos aspectos ver Stoft (2002), Hunt (2002) y Rothwel y Gomez (2003).

El sector eléctrico puede ser caracterizado a través de las funciones que se realizan en dicho sector, las cuales están referidas a la generación, la operación del sistema de despacho, transmisión, distribución (todas estas de carácter físico) y comercialización a nivel mayorista (de generadores a distribuidores y/o comercializadores) y la venta a consumidores finales.

La actividad de generación corresponde a la producción de energía y provisión de potencia al sistema, para lo cual se cuenta con diversas tecnologías como la hidráulica, térmica (combustibles, gas natural, etc), renovables (eólica, solar) y nuclear. Estas tecnologías tienen distintos costos de inversión y de operación por lo cual es conveniente que un sistema esté compuesto por más de un tipo de tecnología debido a que algunas centrales tienen costos fijos altos pero costos de operación menores (hidráulicas) mientras que otras centrales tienen costos fijos más bajos pero costos de operación mayores (gas de ciclo simple). La generación representa entre el 35 % y 50 % del costo total de la electricidad.

La transmisión representa del 5 % al 15 % del costo total de la electricidad e involucra el transporte de electricidad a través de líneas de transmisión de cobre o aluminio a nivel de alta y muy alta tensión¹, lo que configura el sistema de transmisión. En las líneas de transmisión la

¹. Por motivos de ahorro en costos, la transmisión se realiza a niveles de tensión altos que fluctúan entre los 100 Kilovoltios y 500 Kilovoltios, lo que implica una mayor eficiencia en el transporte por requerir proporcionalmente menor volumen de cables y experimentar menores pérdidas.

muy alta tensión¹, lo que configura el sistema de transmisión. En las líneas de transmisión la electricidad fluye libremente como corriente directa (CD) o corriente alterna (CA) de acuerdo a la leyes de Kirchoff y de Ohm. Debido a la necesidad de mantener un determinado nivel de tensión, resultado del balance entre la generación y el consumo, se requiere de un ente que opere el sistema (Operador del Sistema) para integrar las actividades de generación con las de transmisión a cada instante.

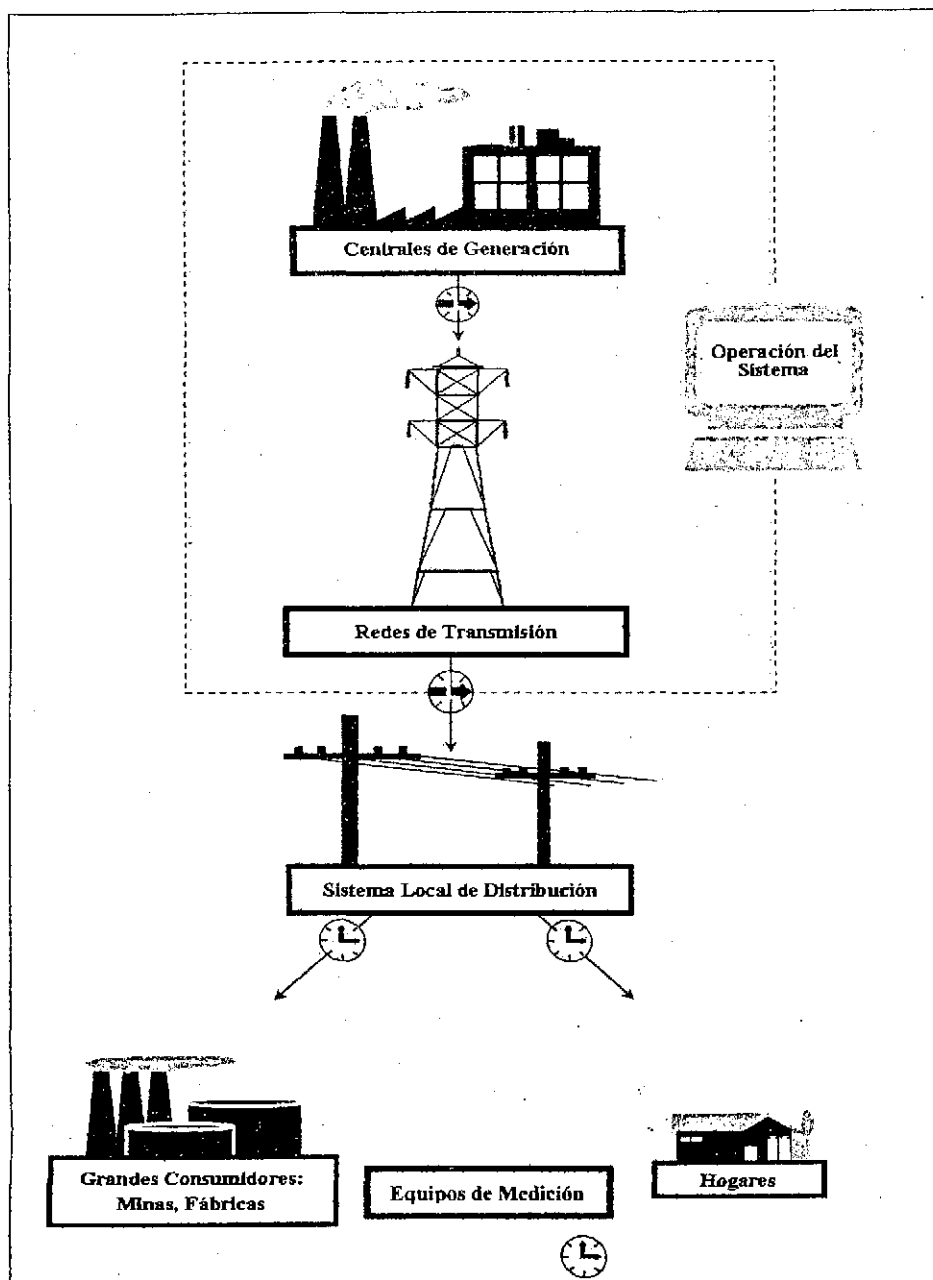
El operador del sistema es el ente encargado de coordinar la operación de las centrales generadores con la carga (la suma del consumo total de los clientes a cada instante) con el objetivo de mantener estable el sistema de transmisión. Los operadores del sistema tienen la función de observar la carga a través de una serie de indicadores en un cuarto de control y ordenan a los generadores que inicien la generación o que la detengan. Asimismo, planifican el despacho por adelantado para que los generadores estén preparados (predespacho), para luego corregir las cantidades en el momento de la ejecución en función a los sucesos que pudieran surgir. De manera adicional a las funciones descritas, el operador del sistema debe mantener las plantas en reserva listas para funcionar y solicitar ciertos servicios denominados "complementarios" (*ancillary services*). Estos son balance y regulación de la frecuencia, estabilidad de tensión o voltaje (venta de energía reactiva para estabilizar el sistema) y arranque autónomo entre otros².

La distribución representa entre el 30 % y 50% del costo de la electricidad. La distribución está asociada al transporte de electricidad hacia los consumidores domésticos y parte de las empresas, ya que existen grandes empresas (mineras o empresas de gran escala) que se abastecen directamente de las líneas de transmisión con el objetivo de aprovechar las economías de escala de las líneas de transmisión y reducir pérdidas en grandes distancias. En muchos casos, la distribución es realizada de manera conjunta con las funciones de atención a clientes incluyendo la medición del consumo, facturación y cobranza. En otros casos, la comercialización minorista (consumidor final) es realizada por empresas distintas, las cuales compran electricidad a las generadoras, realizan contratos con los consumidores y cumplen las funciones de medición, facturación y cobranza.

¹. Por motivos de ahorro en costos, la transmisión se realiza a niveles de tensión altos que fluctúan entre los 100 Kilovoltios y 500 Kilovoltios, lo que implica una mayor eficiencia en el transporte por requerir proporcionalmente menor volumen de cables y experimentar menores pérdidas.

². Muchos de estos servicios tienen el carácter de "bien público", por lo que su provisión puede no ser eficiente económicamente. Por ello, la demanda de estos usualmente se concentra en el operador del sistema, el cual requiere estos servicios de los generadores más adecuados para brindarlos dentro de un mercado de servicios complementarios. Los costos de estos servicios suelen prorratearse entre los generadores del sistema (Stoft; 2002).

Gráfico N° 1.1: Funciones Involucradas en la Provisión de Electricidad



Fuente: Hunt (2002)

1.1.1 Organización del Sector Eléctrico

La imposibilidad de almacenar económicamente la electricidad, la existencia de diversas tecnologías de generación con costos de inversión y operación distintos, la operación en una red interconectada donde existen problemas de externalidades de red (congestión e inversiones ineficientes) y, la presencia de costos hundidos y activos específicos llevaron a que en el pasado el sector eléctrico fuese operado por un monopolio verticalmente integrado administrado por el

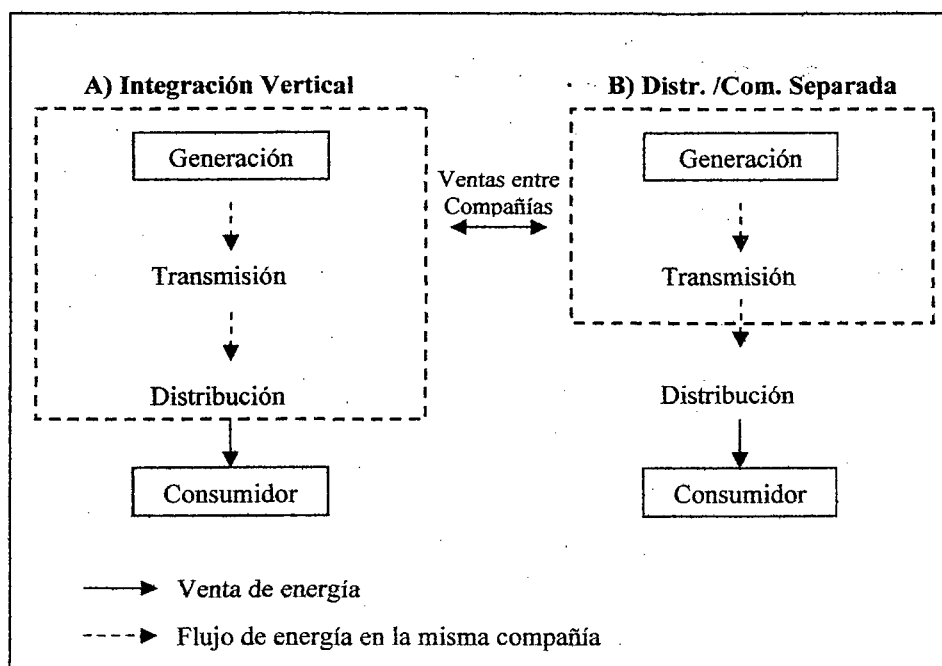
Estado. De otro lado, existía el consenso de que era complicado coordinar la generación y transmisión a través de empresas separadas (operación del sistema), así como la planificación de inversiones a largo plazo en generación y transmisión para responder a la demanda. Si bien estos problemas persiste, la organización moderna considerar diferentes esquemas para afrontarlos, a la vez que procura la eficiencia en la industria a través de las separación de actividades y la promoción de la competencia donde sea factible.

Así, de acuerdo al grado de competencia que se introduce en el sistema, existen cuatro modelos de organización del sector eléctrico, de acuerdo a Hunt (2002) son:

a) Monopolio Verticalmente Integrado

Esta referido al hecho que todas las actividad las realizad una sólo empresas. Así, la eficiencia de este esquema depende del proceso de planeamiento e inversión de la empresa, el cual es negociado con el ente regulador para la obtención de la aprobación respectiva, así como sus decisiones operativas. Un aspecto a tener en cuenta es que el costo de la regulación del servicio (aprobación de las tarifas) se convierte en un mecanismo para transferir el riesgo resultante de los errores de la empresa o del regulador a los consumidores, como las malas decisiones de inversión. La empresa y sus inversionistas no asumen muchos riesgos, salvo el riesgo de que sus inversiones no sean reconocidas, el cual es mínimo en un esquema basado en la regulación por costo de servicio.

Gráfico N° 1.2: Monopolio Verticalmente Integrado



Fuente: Hunt (2002)

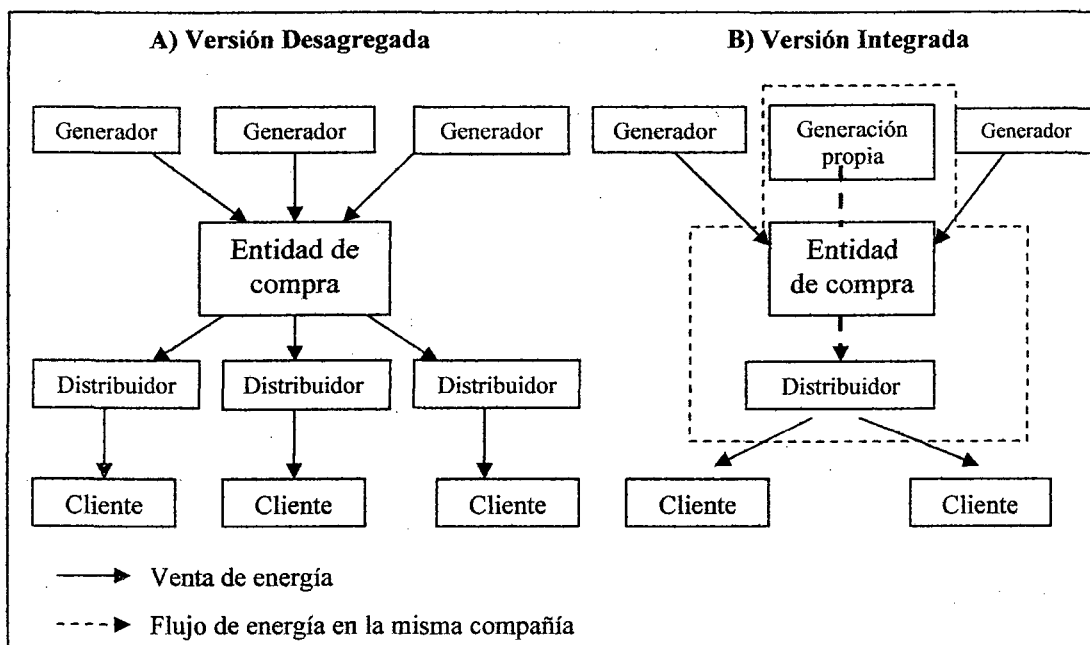
b) Comprador Único

Bajo este esquema, existe un comprador único (*single buyer*) que adquiere electricidad a generadoras independientes. Este comprador puede ser una empresa distribuidora regional o un comprador que luego entrega la electricidad a varias distribuidoras dentro de la región a un precio común.

Una variante de este esquema es el modelo "*Wheeling*", el cual se implementó en Estados Unidos cuando se permitió el ingreso de generadores independientes para que se conectaran a la red de la empresa monopólica. Ambos casos se ilustran en el Gráfico N° 1.3

Dado que todas las generadoras no están operando todas las horas del día, para asegurar las inversiones usualmente se realizan contratos que constan de dos partes: un pago anual que cubra el costo fijo y un pago variable para pagar el combustible y otro cuando la planta esta operando. El problema con este esquema es decidir con qué se pagan las utilidades debido a que si estas son pagadas con el pago anual no hay incentivos para generar y si se pagan con el pago variable no existe seguridad del retorno a la inversión. Debido a esto, la solución es pagar las utilidades con el costo anual pero con el cobro de penalidades si la planta no arranca cuando se le requiere.

Gráfico N° 1.3: Comprador Único



Fuente: Hunt (2002)

c) Competencia Mayorista

Bajo este esquema, los generadores no forman parte del monopolio sino que son productores independientes. Así, las empresas distribuidoras y los grandes consumidores compran competitivamente en el mercado mayorista. Si bien en modelos más avanzados la competencia es por precios y cantidades, en algunos países, por razones de dimensión de mercado u otras barreras, el regulador establece el precio y las licitaciones son sólo por cantidades. En el Perú este último era el caso hasta el año 2006 en que se modificó el marco regulatorio³, por lo que actualmente existe una combinación de contratos a precios calculados por el regulador y a precios obtenidos a través de licitaciones. Bajo este esquema existe la opción para que las generadoras, las cuales no cuentan con capacidad para cumplir con sus contratos, adquieran electricidad de otras generadoras en el mercado libre al precio “spot”. En este mercado las generadoras que comprar electricidad pueden ganar o perder por la proporción que compran según el diferencial entre el precio de sus contratos y el del mercado “spot”.

Dentro del esquema del mercado mayorista es de importancia tener en cuenta el nivel de centralización de las transacciones. Así se han configurado dos opciones que generaron discusiones respecto a su idoneidad.

La primera corresponde a la creación de un Pool Obligatorio (*Mandatory Pool*). En este, todos los generadores venden energía a través del Pool por medio de un mecanismo de subastas horarios de energía que son llevadas a cabo por el operador del sistema. En estas subastas cada generador ofrece diferentes precios para diferentes cantidades. El operador del sistema realiza el balance entre la demanda proyectada y la oferta ordenando las subastas por los precios más bajos. El precio ofertado por el último generador con una subasta válida se convierte en el precio del sistema, al cual se realizan las transacciones. El operador del sistema puede modificar el despacho con el objeto de evitar problemas de congestión.

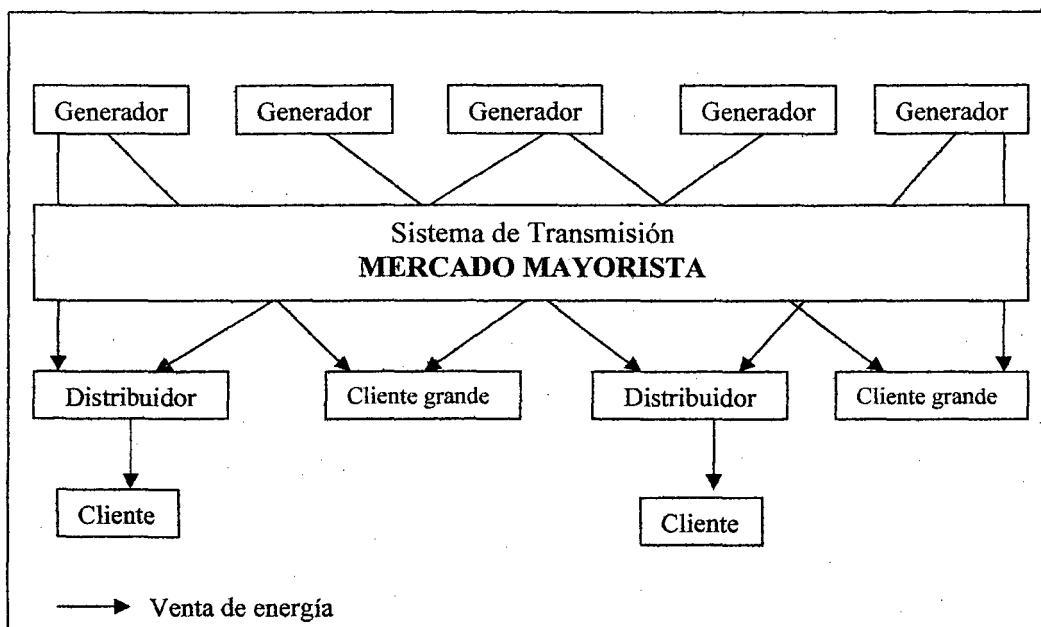
La segunda alternativa, no muy extendida en la práctica, está basada en el uso de contratos físicos bilaterales. En este caso no existe homogeneidad en las transacciones, teniendo los agente mayor flexibilidad para adecuarlas a sus preferencias, y no existe un único precio que limpie el mercado debido a que no hay la obligación de ofrecer toda la energía al Pool, ya que la energía contratada tiene la posibilidad de ingresar directamente al sistema siempre que el operador garantice la factibilidad técnica. Uno de los problemas que enfrenta estos modelos son

³. Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica (Ley N° 28832)

los costos de información en que tienen que incurrir los compradores. La tendencia reciente en muchos países es permitir la existencia simultánea de un Pool y contratos físicos bilaterales coordinados a través de un sistema ISO-PX (Rothwell y Gómez; 2003).

En algunos casos se divide la operación económica y la operación técnica a través de las entidades. El operador del mercado (*Power Exchange, PX*) se encarga de atender las diferentes demandas a precios de mercado y está abierto a todos los compradores y vendedores del sistema. Su función principal es la administración de los Mercados de Día Previo y Hora Previa (*Ahead Markets*), creados para la promoción de compromisos de las generadoras y el mejor manejo de riesgos. Por otro lado, el operador del sistema (*Independent System Operator, ISO*) tiene las funciones del manejo del sistema en tiempo real, coordinación del cumplimiento de los programas de despacho por parte de los generadores y la determinación de los ajustes necesarios por congestión. A su vez, debe comprar y proveer servicios auxiliares cuando estos son requeridos.

Gráfico N° 1.4: Modelo de Competencia Mayorista



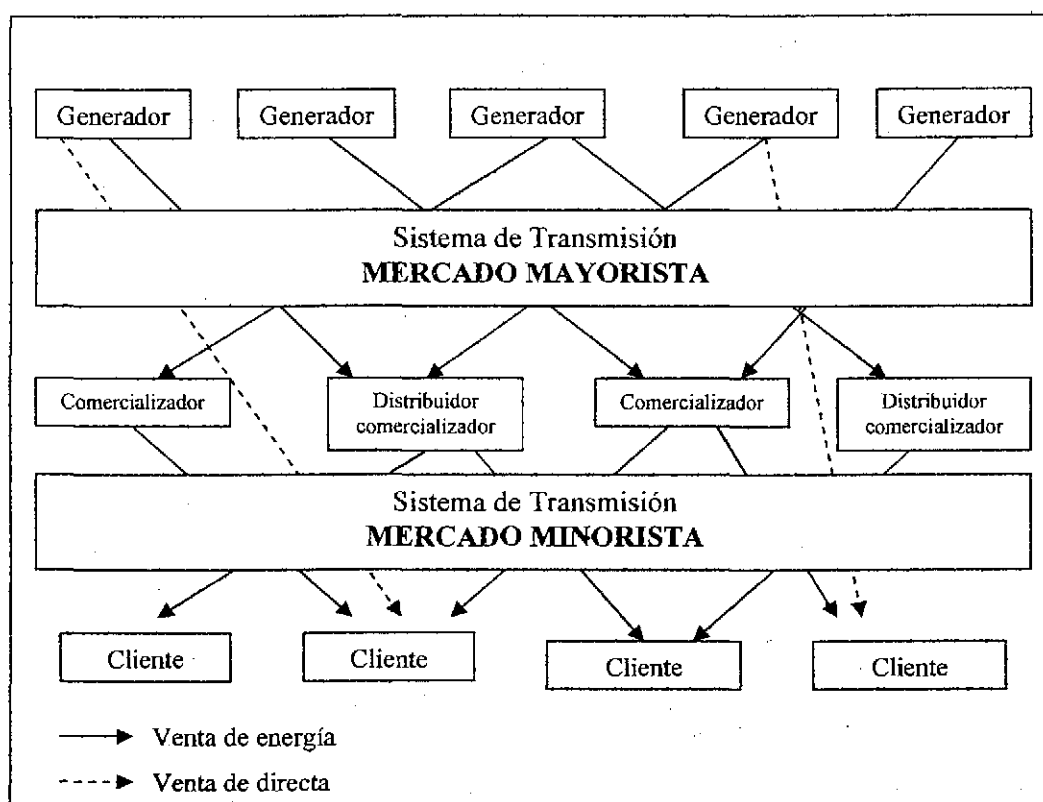
Fuente: Hunt (2002)

d) Esquema con Competencia Minorista

Este sistema es similar al anterior, salvo que bajo este esquema todos los consumidores pueden escoger a sus abastecedores. Bajo este esquema, los consumidores pueden adquirir la electricidad de empresas comercializadoras en función a factores como los precios, la calidad

y/o otros servicios; pudiendo en algunos casos participar las distribuidoras, mientras que en otros casos las distribuidoras están limitadas a sus funciones de operación de las redes de distribución⁴. Si bien el sistema puede ofrecer los beneficios de un mercado más competitivo a los usuarios, algunos analistas consideran que es más adecuado para los consumidores mayores. En cualquier caso, para su adecuado funcionamiento se requiere establecer un proceso de reordenamiento de ofertas (*Settlement*) a través de diferentes mercados previos al despacho en tiempo real, sistemas de medición y facturación, y el grado de instrucción de los usuarios.

Gráfico N° 1.5: Modelo de Competencia Minorista



Fuente: Hunt (2002)

⁴. Este sistema se ha venido aplicando, con variantes, en el Reino Unido, Nueva Zelanda, Australia, Argentina y en algunos estados de los Estados Unidos entre otros.

1.2 Reformas en el Sector Eléctrico Peruano

En esta sección se presenta una breve reseña del proceso de reformas en el sector eléctrico peruano a principios de los noventa junto con los principales alcances de las modificaciones recientes al marco legal en las actividad de generación y transmisión, para una revisión y evaluación más detallada del proceso de reformas en el Perú ver Dammert, Gallardo y García (2005).

En la década de los noventa se inició un proceso de reformas en la mayoría de los países latinoamericanos, debido principalmente a la crisis económica y financiera resultante de la aplicación de malas políticas económicas, lo cual se reflejó en un alto déficit fiscal, proceso inflacionario y la consecuente repercusión en la disminución del PBI del país.

Es en este contexto, que se promueven una serie de reformas en las que el Estado pasa de ser gestor de las actividades económicas a ocupar un rol, sobretodo, subsidiario y regulador de dichas actividades⁵.

Desde finales de la década del 60, cuando se expropiaron a las diversas empresas distribuidoras de electricidad del país, hasta fines de 1992, la industria eléctrica peruana estuvo constituida principalmente por empresas estatales, algunas de ellas verticalmente integradas como Electro Perú y Electro Lima. Debido a los problemas de gestión que estas empresas mostraban junto con las consecuencias de los atentados terroristas⁶, reflejados en sus déficit operacionales y a una crisis de suministro, se generó un amplio consenso respecto de la necesidad de reformas sustanciales en el diseño de la industria eléctrica, que permitió superar la inicial resistencia al programa de reformas planteado en el marco de la condicionalidad de los organismos financieros internacionales.

Bajo esta corriente reformista, se promulga la Ley de Concesiones Eléctricas (D.L. N° 25844⁷) y su respectiva reglamentación. Esta Ley además de promover la inversión privada para la prestación del servicio público de electricidad, introduce mecanismos de mercado, con la

⁵. Artículo 58 Constitución Política del Perú.- La iniciativa privada es libre. Se ejerce en una economía social de mercado. Bajo este régimen, el Estado orienta el desarrollo del país, y actúa principalmente en las áreas de promoción de empleo, salud, educación, seguridad, servicios públicos e infraestructura

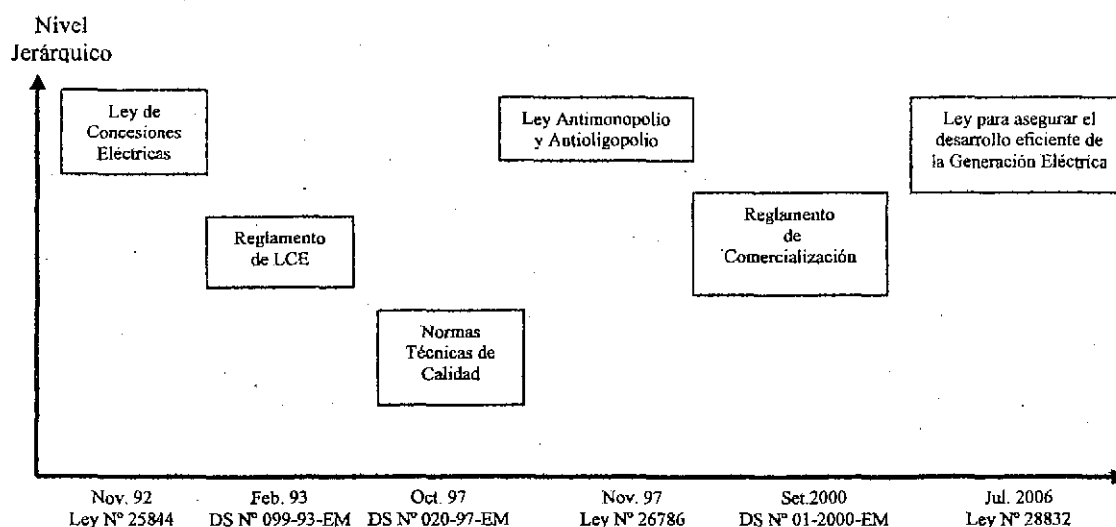
⁶. De acuerdo a las estadísticas de Electrolima, esta empresa invirtió más de \$74 millones entre 1980 y 1991 por concepto de rehabilitación de instalación por efecto de actividades terroristas.

⁷. D.L. aprobado el 19 de noviembre de 1992.

finalidad de generar competencia entre los actores y reducir la creación de posiciones dominantes, y permitiendo que los precios den señales al mercado para que la regulación tarifaria pueda efectuarse de una manera más sencilla. Estas medidas se vieron reflejadas en:

1. La división vertical del sector eléctrico, que dio paso a los sub-sectores de generación, transmisión, distribución y comercialización⁸ de energía eléctrica.
2. La creación de un marco legal para el control de estructuras dentro del sector eléctrico, único en nuestro sistema jurídico⁹.
3. El establecimiento de un régimen de libertad de precios para los usuarios (clientes libres) que puedan contratar bajo condiciones de competencia, limitando los precios allí establecidos con las tarifas que fije el organismo regulador, pues éstas no podrían diferir en más del 10 % del precio libre vigente.
4. La creación de un sistema de competencia en distribución por comparación a través de la *yardstick competition* y la creación de sectores típicos.
5. La remuneración, no de los costos reales reportados por las empresas, sino los costes del SEA (Sistema Económicamente Adaptado) o eficientes; entre otros.

Gráfico N° 1.6: Cronología del Marco Legal Vigente



Dentro del proceso de reformas mencionado, en diciembre de 1996, se creó el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía-OSINERG, (Ley N° 26734) como ente encargado de las funciones de fiscalización y supervisión del sector en materia de calidad, conservación del

⁸. Al momento, los únicos agentes capaces de comercializar energía son los distribuidores y los generadores.

⁹. Ley Antimonopolio y Antioligopolio del Sector Eléctrico, Ley N° 26876

medio ambiente, eficiencia y normas de los subsectores electricidad e hidrocarburos¹⁰, así como la fiscalización del cumplimiento de las obligaciones contraídas en los contratos de concesión, y como organismo adscrito al Ministerio de Energía y Minas. En términos efectivos el OSINERG inició sus labores en octubre de 1997.

De otro lado, en noviembre de 1997 se promulgó la Norma Técnica de Calidad de Servicios Eléctricos –NTCSE (DS N° 020-97-EM), donde se establecieron estándares y mecanismos de compensaciones a cumplirse en los aspectos de calidad del suministro, calidad del producto y alumbrado público, así como un cronograma de aplicación por etapas. Un mes después se promulgó la Ley Antimonopolio y Antioligopolio en el Sector Eléctrico (Ley N° 26876), donde se definieron los criterios bajo los cuales se tratarían las fusiones horizontales y verticales en el sector¹¹. A su vez, en el año 2000 se promulgó el Reglamento de Comercialización, cuyo objetivo fue contribuir a cubrir algunos vacíos y promover la competencia en el mercado de clientes no regulados (libres).

En Julio del 2000, se promulgó la Ley Marco de los Organismos Reguladores de los Servicios Públicos (Ley N° 27332), donde se adscribió a los Organismos Reguladores a la Presidencia del Consejo de Ministros (PCM), se definieron las funciones de dichos organismos y se fusionó la Comisión de Tarifas Eléctricas (CTE) con el OSINERG.

Finalmente, se debe mencionar que a través de la Ley N° 27510 (promulgada en Noviembre del 2001) se puso en vigencia el Fondo de Compensación Social Eléctrica (FOSE). Este mecanismo de subsidios entre consumidores beneficia a usuarios con consumos mensuales menores a 100 KWh mediante descuentos fijos y proporcionales. El monto de dichos descuentos es financiado mediante un incremento en las tarifas de los consumidores regulados con consumos mayores a los 100 KWh. Adicionalmente, el Julio del 2004, el FOSE se amplió mediante la Ley N° 28305, con lo cual incrementó el alcance de los subsidios en el Sistema Eléctrico Interconectado (SEIN) y los sistemas aislados.

¹⁰. Actualmente OSINERGMIN tiene a su cargo la supervisión de las actividades del sector minero.

¹¹. Para una discusión de los alcances y justificaciones de las fusiones en el sector eléctrico ver Gallardo y Dávila (2003) “Fusiones Horizontales en la Actividad de Generación en el Sector Eléctrico”

Cuadro N° 1.1: Funciones de los Diferentes Organismos del Sector Eléctrico

MEM-DGE Política sectorial y normas Otorgamiento de concesiones Plan indicativo de expansión: Generación-Transmisión Aprobación de procedimientos para la operación de sistemas eléctricos
OSINERGMIN Vela por el cumplimiento de la LCE Fiscalización: obligaciones de los concesionarios establecidas en la ley y el reglamento Prestación del servicio público de electricidad Cumplimiento de las funciones del Comité de Operación Económica del Sistema (COES) Supervisión de la calidad y el suministro de energía Evaluación de los porcentajes de participación de mercado de las empresas
OSINERGMIN-GART Fijación de tarifas de generación, transmisión y distribución de electricidad Fijación de las condiciones de ajuste de las tarifas a cliente final Fijación de las tarifas de transporte y distribución de gas natural por ductos
INDECOPI Promoción de la competencia Velar por el cumplimiento de la Ley Antimonopolio y Oligopolio

Fuente: LCE, Reglamento y modificaciones.

1.2.1 Mecanismos de Fijación de Tarifas

a) Generación

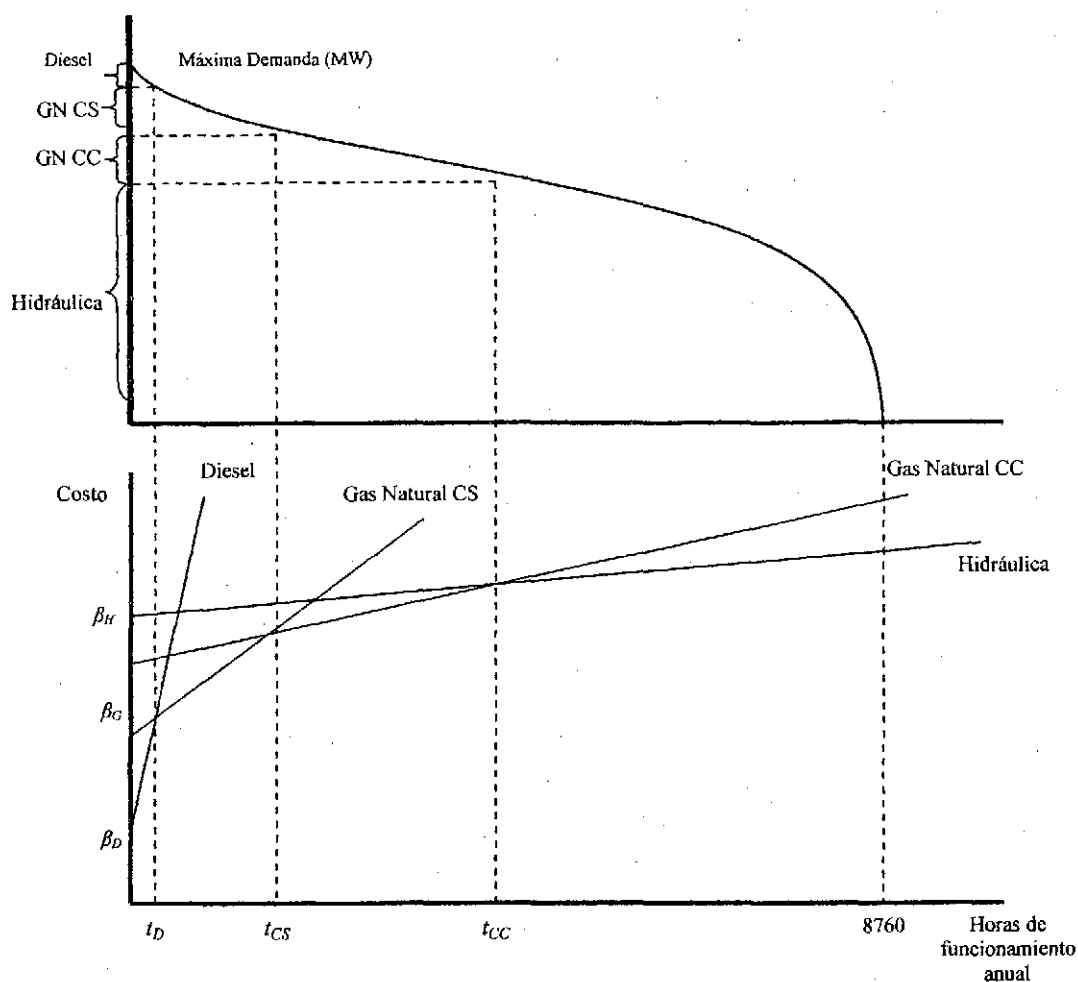
Respecto al mecanismo de fijación de tarifas en generación, este se rige por el modelo de *peak load pricing*. En dicho modelo se establece que:

- El precio de energía de cada bloque horario del sistema debe corresponder al costo variable de la última unidad de generación que ingresa a despachar.
- El precio de potencia corresponde al costo de instalar y mantener disponible una unidad de generación de punta para cubrir el crecimiento de la demanda de potencia, considerando un margen de reserva por el riesgo de falla.

En el Anexo N° 1 se presenta un resumen del procedimiento de fijación de los precios básicos de energía y potencia.

La aplicación de estos criterios permite que los ingresos obtenidos cubran los costos de inversión y operación de cada generadora siempre y cuando el parque generador esté adaptado para cubrir la demanda al costo mínimo (ver Gráfico N° 1.7)

Gráfico N° 1.7: Minimización de Costos



b) Transmisión

En lo que concierne la fijación de las tarifas de transmisión se reconocen las características de monopolio natural y se consideró la subdivisión del sistema en el Sistema Principal de Transmisión (SPT) y un Sistema Secundario (SST). El SPT es aquella parte del sistema de transmisión común al conjunto de todos los generadores, el cual permite el intercambio de electricidad en el sistema interconectado (SEIN). En este caso, la tarifa se calcula determinándose un costo anual total (CT) que incluye la anualidad del valor nuevo reemplazo (aVNR) y los costos eficientes de operación mantenimiento. Esta tarifa es pagada por todos los consumidores beneficiarios del sistema mediante un peaje por unidad de potencia consumida. Este peaje resulta de restar al costo total anual los recaudado por la aplicación del sistema de precios nodales que reflejan las pérdidas de transmisión y los costos de congestión (ingreso tarifario).

El SST es el componente destinado a transferir electricidad en un sentido unidireccional, ya sea para inyectar energía del sistema por parte de un generador en un punto (barra) del SPT o retirar energía del sistema por parte de un distribuidor o consumidor específico desde una barra del SPT. La tarifa es calculada igual que en el SPT, la diferencia es que sólo es pagada por los beneficiarios directos.

$$CT = aVNR + COyM = IT + Pi$$

Donde:

aVNR : Anualidad del VNR a un período de 30 años y una tasa de descuento de 12%

COyM : Costos de operación y mantenimiento

IT : Ingreso tarifario

Pi : Peaje

Se debe mencionar que, debido a que la fijación de las tarifas de transmisión estaba basada en un Sistema Económicamente Adaptado (SEA), es decir en la dimensión de la red requerida para el flujo eléctrico de los próximos años, la capacidad reconocida para tramos específicos de la red podía disminuir en el caso de que se redujeran las necesidades de usar la misma, lo cual generaba incertidumbre para el inversionista. Por ello, con el objetivo de asegurar las inversiones necesarias, el Estado peruano suscribió con inversionistas en transmisión contrato con rango de ley tipo BOOT (*Built, Own, Operate and Transfer*), en los cuales se aseguraba a los inversionistas un ingreso anual prácticamente constante, independiente del proceso de regulación periódica.

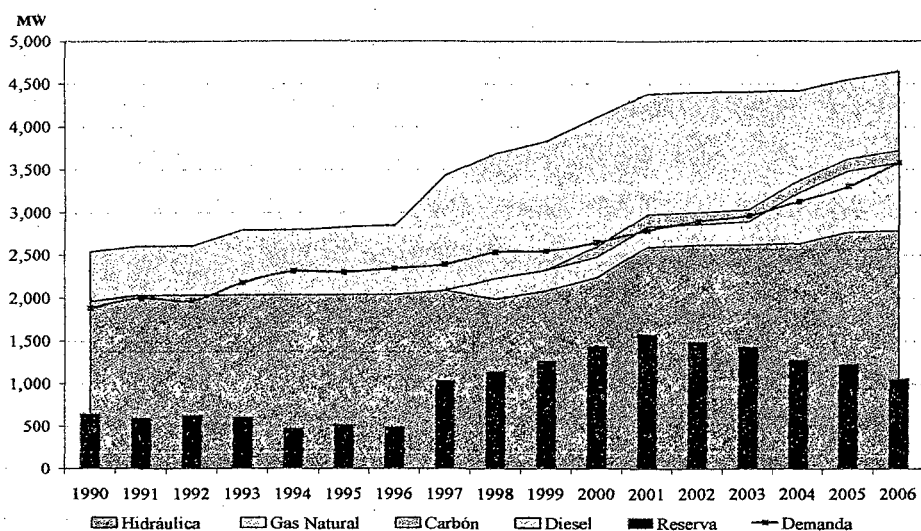
c) Distribución

En cuanto a las tarifas de distribución, estas reconocen un costo total anual igual a la suma de la anualidad del valor nuevo de reemplazo correspondiente a las empresas modelo eficientes más los costos de operación y mantenimiento. Las tarifas son establecidas para seis sectores típicos de distribución. Asimismo, se establece una verificación de la rentabilidad por grupos de concesionarios, ajustándose la tarifa para que se encuentre entre 8% y 16% de tasa interna de retorno. Adicionalmente, se preanunció un cronograma de reducción de las pérdidas de energía reconocidas en las tarifas con una duración de 12 años, las cuales convergían a un nivel de 7% el año 2005. Este preanuncio otorgaba fuertes incentivos a las empresas a ser más eficientes al hacer que el estándar de eficiencia con el cual se les iba a comparar no dependiera del desempeño pasado de las distribuidoras.

En secciones posteriores se ofrece una revisión más detallada del marco regulatorio de la actividad de distribución en el Perú.

Entre los principales logros del proceso de reformas destacan el incremento de la capacidad de generación (Gráfico N° 1.8), aún cuando el margen de reserva (diferencia entre la máxima demanda y la potencia instalada) se ha estrechado ligeramente en años recientes.

Gráfico N° 1.8: Potencia Instalada y Máxima Demanda (1990-2006)

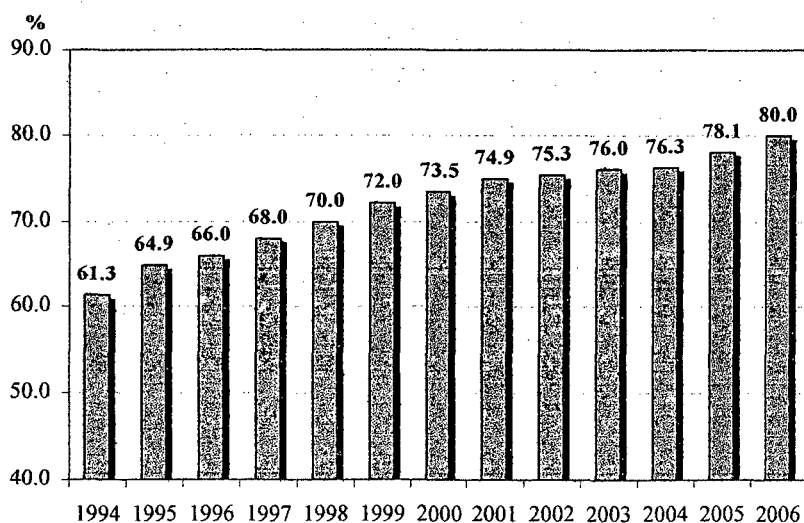


Fuente: Osinergmin, COES.

Elaboración: Propia.

De otro lado, destaca también el incremento de la cobertura del servicio público de electricidad, cuya evolución se muestra en el Gráfico N° 1.9.

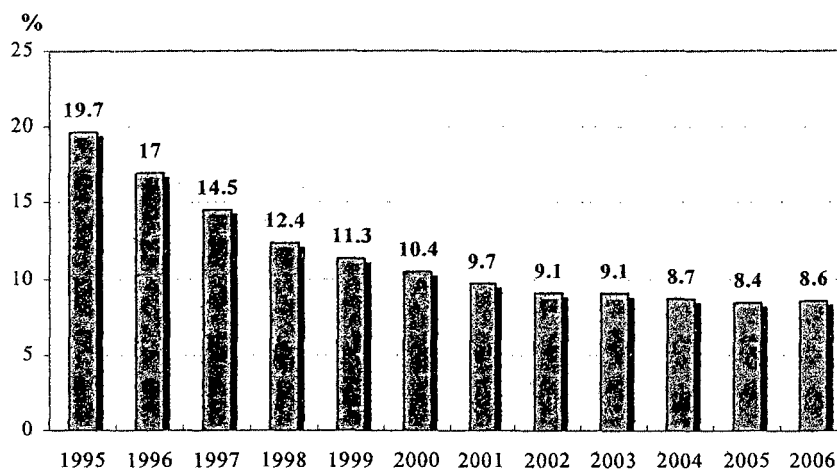
Gráfico N° 1.9: Coeficiente de Electrificación a Nivel Nacional (1994-2006)



Fuente: Ministerio de Energía y Minas.

Asimismo, las pérdidas de energía en los sistemas de distribución se han reducido de 19.7% el año 1995 a 8.6% el año 2006. La evolución de las pérdidas de energía se presenta en el Gráfico N° 1.10.

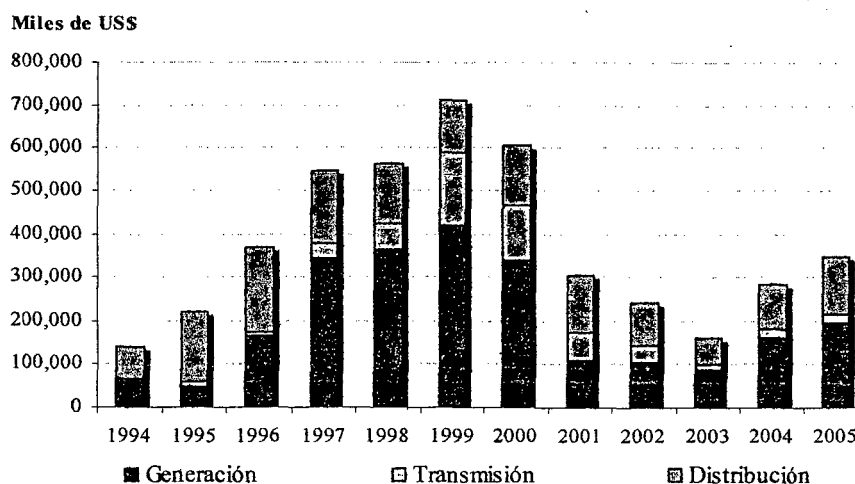
Gráfico N° 1.10: Evolución de las Pérdidas de Energía en Distribución (1995-2006)



Fuente: OSINERGMIN.

Los resultados anteriores están relacionados con la dinámica de las inversiones en el sector eléctrico que acompañó al proceso de reformas, sobretudo en los primeros años, tal como se observa en el Gráfico N° 1.11.

Gráfico N° 1.11: Inversiones en el Sector Eléctrico (1994-2005)



Fuente: Ministerio de Energía y Minas.

En el caso específico de la actividad de distribución eléctrica, en el Perú se llevó a cabo en los años 90 un proceso de privatización de las empresas de propiedad del Estado, tal como se puede apreciar en el Cuadro N° 1.2, coexistiendo en la actualidad empresas de distribución de propiedad pública y de propiedad privada dentro de un esquema regulatorio que determina las tarifas de distribución, cada cuatro años, en base a una regulación por comparación, a través del modelo de *empresa eficiente*.

Cuadro N° 1.2: Reporte de Privatización de las Empresas de Distribución

Suscripción del Contrato	Empresa	Adjudicatario	Monto Pagado (Millones de US\$)	Compromisos de Inversión		Vigencia del Contrato
				Obras	Inversión (Millones de US\$)	
18 Ago 1994	Edelnor	Inversiones Distrilima	176			
18 Ago 1994	Luz del Sur	Ontario Quinta	212			
15 Dic 1995	Edechancay	Inversiones Distrilima	10			
27 Jun 1995	Edecañete	Luz del Sur	9			
25 Mar 1997	Electro Sur Medio	HICA Inversiones	25.6 (1)	Obras de Electrificación	25.6 (2)	Junio 2008
22 Dic 1998	Electronorte	JORBELEC (ex JORBSA)	30.6 (3)			
	Electronoroeste					
	Electrocentro					
	Hidrandina					

(1) Vendita a plazos . HICA pagó US\$ 13 millones y el saldo de US\$ 12.6 millones fue adquirido en subasta por Consultoría "A". Acciones: HICA (42.3%) y Consultoría "A" (22.8%). El resto de acciones se encuentran en Fideicomiso y están gravadas a favor de COFIDE.

(2) Actualmente se encuentra en proceso el Quinto y último Compromiso de Inversión, que asciende a US\$ 4.8 millones.

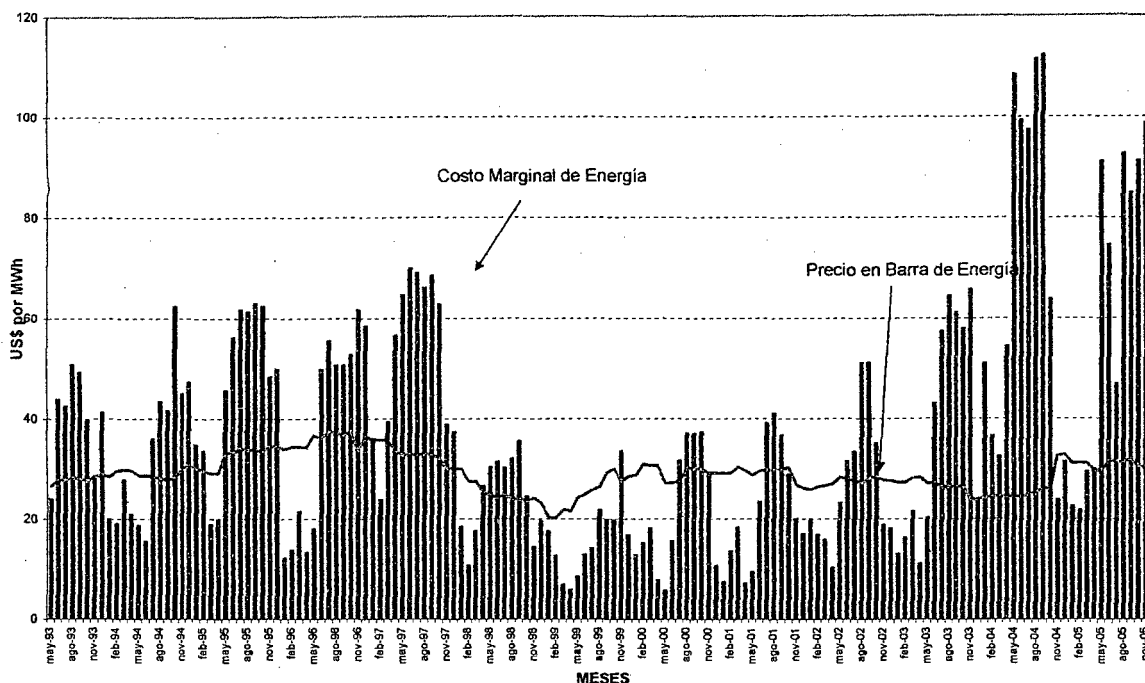
(3) Cuota inicial: US\$ 14.5 millones; Liquidación: US\$ 16.1 millones.

Fuente: OSINERGMIN.

Cabe señalar que a partir de año 2004 se identificaron algunos problemas respecto al funcionamiento del mercado eléctrico establecido bajo el marco de la Ley de Concesiones Eléctricas de 1992. Los principales problemas fueron:

- Las distribuidoras tuvieron dificultades para renovar sus contratos a tarifa regulada con los generadores dado que, como consecuencia de la sequía, el precio *spot* estaba muy por encima del precio regulado. Bajo esta contexto, los generadores deficitarios en capacidad tuvieron que comprar al precio *spot* y vender al precio regulado con pérdidas financieras en dichas transacciones (Ver Gráfico N° 1.12)

Gráfico N° 1.12: Evolución del Precio Spot y el Precio en Barra de Energía (1993-2005)



Fuente: COES-SINAC

- A pesar de que las empresas privadas y el Estado invertían en capacidad de generación, las inversiones no guardaban relación con las necesidades futuras del sector. Por un lado, el consumo de electricidad crecía entre un 7% y 10% por año, mientras que por el otro los inversionistas consideraban que había un nivel de incertidumbre y que las tarifas eran relativamente bajas.
- Si bien los contratos de largo plazo entre generadoras y distribuidoras mencionaban un nivel máximo de potencia que podía retirarse a cargo de contrato, los precios de potencia y energía eran los de las tarifas reguladas, las cuales variaban de año a año.
- En lo que respecta a la inversión en transmisión, si bien se venía resolviendo la incertidumbre inherente a la regulación de tarifas mediante los contratos BOOT para ampliaciones y nuevas inversiones, este era un mecanismo ad-hoc. Adicionalmente, no existía un mecanismo claro de planificación de las inversiones en transmisión por lo que dichos contratos eran el resultado de decisiones relativamente aisladas.

Así, con el objetivo de hacer frente a los problemas existentes bajo la LCE de 1992, a propuesta del Poder Ejecutivo, el Congreso aprobó en Julio del 2006 la Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente en Generación Eléctrica (Ley N° 28832), la cual estuvo basada en el Libro Blanco elaborado por una comisión de especialistas del Ministerio de Energía y Minas y el OSINERG.

Las principales modificaciones en el marco regulatorio de las actividades de transmisión y distribución contenidas en la ley consistían principalmente en:

Generación

- Se creó un mecanismo de licitaciones de contratos entre distribuidoras y generadoras en los que a través de las mismas se determinaría el precio de energía, mientras el precio de potencia sigue siendo determinado anualmente por el regulador.
- Después de una etapa de transición, los distribuidores deben contratar con una anticipación no menos a tres años de su demanda regulada (los clientes libres pueden adherirse a estas licitaciones) para incentivar a los nuevos inversionistas e introducir competencia a los actuales.
- Los distribuidores que inicien licitaciones deben permitir la asociación de otros distribuidores.
- Los contratos pueden suscribirse hasta por 10 años.
- Los contratos de menos de 5 años sólo pueden cubrir hasta el 25% de la demanda regulada y los de menos de 3 años sólo hasta el 3%.
- Si bien las transacciones entre generadores y distribuidores son al precio que haya resultado en cada contrato, se crea un mecanismo de compensación de tal manera que todos los usuarios regulados de cada concesionario paguen la misma tarifa de generación.
- OSINERGMIN establecerá un precio tope para el precio de energía en las licitaciones (desconocido hasta los resultados de las licitaciones)

Transmisión

- Se crea una entidad independiente encargada del planeamiento de la transmisión, cuya función es identificar las necesidades de transmisión en el futuro, analizar las opciones de proyectos alternativos y determinar los beneficiarios.
- Se establece un Sistema Garantizado de Transmisión (SGT), el cual está establecido por la entidad de planeamiento de la transmisión y un Sistema Complementario de Transmisión (SCT) que surge de acuerdo a las necesidades específicas de los generadores, distribuidores y grandes usuarios.
- Las tarifas del SGT se fijan a través de licitaciones en las cuales se paga el costo de inversión y de operación y mantenimiento para un período de 20 años, pasado este período se paga el costo de reposición y el costo de operación y mantenimiento en los períodos que dure la instalación.

- Las tarifas de SCT las fija el regulador en base a costos eficientes o se determinan por negociación cuando están destinadas a transferir energía a generadores o retirarla a usuarios libres que hayan previamente efectuado contratos con las entidades que construyeron las líneas.
- Los activos existentes se pagarán de acuerdo a la metodología que se ha venido utilizando en cada caso. Los activos nuevos los pagarán los beneficiarios de cada zona, en el caso del SGT y en el caso del SCT los beneficiarios identificados.

De manera adicional, en la Ley N° 28832 se incluyen modificaciones entre las cuales destacan la reestructuración del COES, cuya asamblea estará conformada por cuatro comités (representantes de los generadores, transmisores, distribuidores y usuarios libres). Además este organismo se encargará de elaborar la propuesta del Plan de Transmisión para su aprobación por parte del Ministerio de Energía y Minas.

Con estas modificaciones, se pretende:

- En el caso de la generación, asegurar nuevas inversiones pues las tarifas serán definidas por el mercado y establecer plazos largos para los contratos, a la vez que se pretende que las tarifas tiendan a costos eficientes debido a que resultarán de la competencia en las licitaciones de generadores actuales y potenciales, además de estar limitadas por un precio tope razonable.
- En el caso de la transmisión, se establece un marco estable de ingresos, con tarifas pagadas por los beneficiarios y determinadas de manera competitiva a través de licitaciones planificadas previamente.

1.3 Características Técnicas y Económicas de la Actividad de Distribución

En esta sección se realiza una descripción más detallada de la actividad de distribución de electricidad como una industria de red.

1.3.1 Las Redes de Distribución

Las redes de distribución de electricidad son un medio a través del cual se transmite potencia y energía a los clientes finales. Una red de distribución está compuesta por líneas de transmisión aéreas o subterráneas, cuyas dimensiones se determinan de acuerdo a los niveles de voltaje y las potencias a transmitir, además de los transformadores, conectores y desconectores, empalmes y los equipos de medición y control.

Las redes se caracterizan según su nivel de tensión en redes de alta, media y baja tensión. Esta diversidad de niveles de tensión en las redes de distribución se sustenta en la diversidad de las magnitudes de consumo y la necesidad de optimizar las pérdidas en las líneas, las cuales son menores a mayor nivel de tensión.

a) Redes de Baja Tensión

Las redes de baja tensión se emplean para abastecer el consumo doméstico y parte de los consumos industriales, utilizándose niveles de tensión menores a 1kV entre fases (generalmente niveles de 110 y 220 Volts monofásico para clientes residenciales y de 500 a 600 Volts entre fases para consumos industriales de tamaño promedio)

b) Redes de Media Tensión

Las redes de media tensión emplean voltajes comprendidos entre 1 kV y 100 kV entre fases y permiten transmisiones del orden de los Megawatts. Son utilizadas en instalaciones industriales importantes, en redes de distribución urbana y rural y en redes de subtransmisión (transmisión secundaria). En el Perú, para el cálculo de l Valor Nuevo de Reemplazo (VNR), se ha establecido una tensión máxima de 22.9 kV para el sector de Distribución.

c) Redes de Alta Tensión

Las redes de alta tensión utilizan voltajes mayores a 100 kV y son utilizadas en los sistemas de transmisión secundaria, transporte o interconexiones. Debido a su importancia, se requieren de equipos adecuados de aislamiento, protección y control, con el fin de otorgar seguridad y brindar calidad en el servicio.

Un aspecto a resaltar es que todos los equipos eléctricos, tanto de consumo como los de generación y transporte de energía, se encuentran *normalizados*, ya sea por el mismo mercado o por la legislación vigente en cada país. Es usual el abastecimiento de clientes residencial a 220 V. y 50 Hz., aunque en otros países se utilicen 100 V. y 60 Hz.. Esta estandarización de los equipos otorga ventajas significativas, tal como la posibilidad de interconexión entre sistemas de distribución y el hecho de abarcar un mayor área de influencia sin necesidad de adaptar los equipos. El Cuadro N° 1.3 muestra los valores típicos de voltajes normalizados utilizados en el Perú y en distintos países.



Cuadro N° 1.3: Valores Típicos de Voltajes en Redes Eléctricas (kV)

Categoría	Perú	Chile	USA	Rusia	Alemania	Francia	Gran Bretaña
Alta Tensión		500	500	500			
			460		400	400	400
			345	330			
	220	220	225	225	225	225	275
		154	154				
	138		132				132
	110	110	110	110	110		
	69						
	60						
33							
Media Tensión		66	66		60	90	66
		44	44			63	
			25	35	30	30	33
	22.9	24	24	20	20	20	33
	13.2	13.2	13		15	15	
	12	12		10			11
	10						
	7.62						
	5.8	6	4	6		5.5	
2.3							
Baja Tensión	0.44						0.41
	0.38	0.38	0.23	0.38	0.38	0.38	
	0.22			0.23			

Fuentes: Berstein (1999), GART-OSINERGMIN

1.3.2 Topología de las Redes de Distribución y seguridad del suministro

Uno de los aspectos importantes de la distribución de electricidad es el diseño de una red que permita minimizar la frecuencia y duración de las interrupciones. Para ese fin, existen diversas topologías de redes que condicionan la forma normal de explotar los sistemas eléctricos y las posibilidades de continuar con el suministro en caso de fallas.

Existen, básicamente, tres tipos distintos de topología: los sistemas radiales, los sistemas de anillo y los sistemas enmallados.

a) Sistemas Radiales

Los sistemas radiales son aquellos en que desde una subestación salen uno o más alimentadores. Cada uno de ellos puede o no ramificarse, pero no vuelven a encontrar un punto común. Este tipo de sistemas, sencillo de proteger son los más baratos, pero son los que ofrecen menor seguridad de suministro. En alta tensión, se suele instalar circuitos redundantes para mejorar la calidad del suministro.

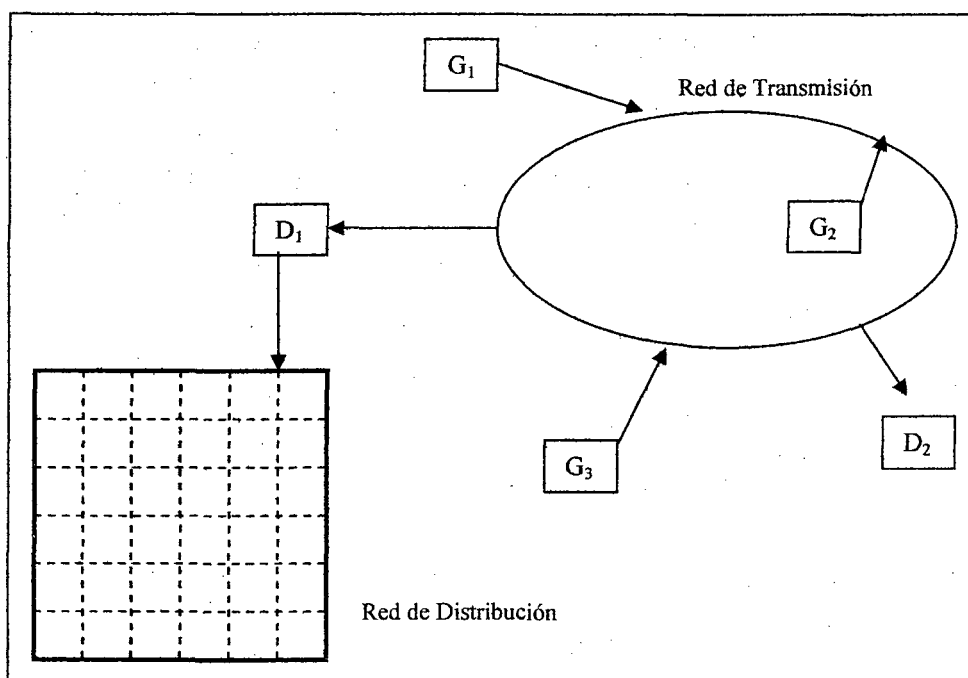
b) Sistemas en Anillo.

Los sistemas en anillo permiten mejores condiciones de seguridad de suministro al ser alimentados desde varias fuentes al mismo tiempo, mediante líneas continuas, sin interrupciones. El número de anillos formados es reducido y cada uno de ellos puede tener ramificaciones más o menos importantes. En caso de problemas con una de las fuentes (transformador), es posible mantener el suministro desde las fuentes restantes, puede aislarse el trozo fallado y alimentar desde ambos lados en forma radial. Mientras mayor sea el número de segmentos en que pueda dividirse un anillo, mayor es la seguridad, pero también el costo. Por ende, la protección y el control en un sistema en anillo son más complicados y caros que en un sistema radial.

c) Sistemas Enmallados

Los sistemas enmallados son aquellos en que todas las líneas forman anillos, con lo que se obtiene una estructura similar a la de una malla. Este tipo de sistema exige que todos los segmentos de línea acepten sobrecargas permanentes, estén premeditados a equipos de desconexión en ambos extremos. Se obtiene así la máxima seguridad del suministro, aunque también el mayor costo. Este tipo de redes se utiliza en sistemas de transmisión importantes, así como en la distribución de energía en grandes ciudades.

Gráfico N° 1.13: Esquema de Red de Distribución



1.3.3 Densidad del Servicio.

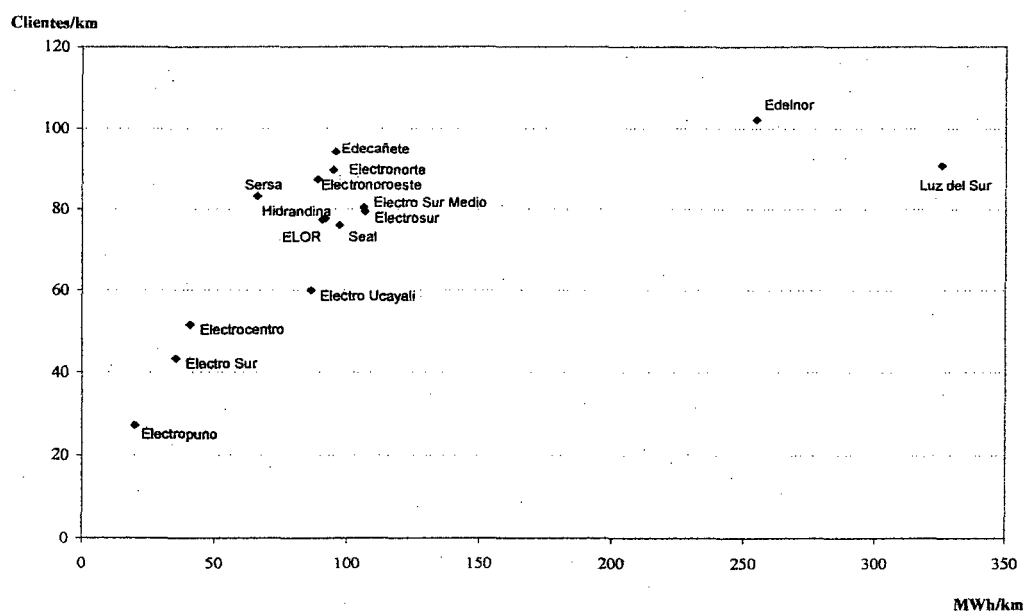
Las empresas distribuidas miden el alcance de su servicio a través de algunos indicadores de densidad. Estos indicadores muestran qué tipo de áreas están siendo atendidas. Por ejemplo, en zonas rurales las redes de distribución son más extensas y atienden menos clientes por kilómetro de red que en las zonas urbanas.

Existen diversos indicadores de densidad, los más usuales son *el número de clientes por km de red de distribución* y *el número de clientes por km²*. Otro tipo de indicadores de densidad son *la máxima demanda por km de red*, *la energía suministrada por cliente*.

Es de esperar que empresas distribuidoras que atienden áreas de similar densidad también tengan costos similares. En base a este principio, los estudios de costos de la actividad de distribución usualmente distinguen a los sistemas eléctricos de acuerdo a estos parámetros de densidad y los agrupan en *áreas típicas* o *sectores típicos*.

En el Gráfico N° 1.14 se muestran a las empresas de distribución eléctrica en el Perú de acuerdo a dos indicadores de densidad a nivel de baja tensión para el año 2005¹²: *el número de clientes por km de red* y *la energía vendida por km de red*.

Gráfico N° 1.14: Indicadores de Densidad



Fuente: GART-OSINERGMIN
Elaboración: Propia.

¹². Los indicadores han sido calculados a nivel de baja tensión (BT)

1.3.4 Indicadores Parciales de Eficiencia

Las empresas de distribución no sólo se caracterizan por los indicadores de densidad del área de concesión en el cual operan. Existen diversos indicadores de eficiencia (parciales) en términos de gestión y tecnología que ofrecen un acercamiento (aunque limitado) a las mejores prácticas en sector de distribución de electricidad.¹³

Algunos de estos indicadores de eficiencia parciales son *el número de clientes por trabajador, las ventas de energía por trabajador y las pérdidas de energía*¹⁴.

En el Cuadro N° 1.4 se muestra, a manera de ilustración, tres indicadores parciales de eficiencia de las empresas de distribución más importantes en el país para los años 1996 y 2006.

Cuadro N° 1.4: Indicadores Parciales de Eficiencia (1996-2006)

Empresa	Ventas/Cliente (MWh)			Ventas/Trabajador (MWh)			Pérdidas/Cliente (MWh)			Propiedad
	1996	2006	Var. %	1996	2006	Var. %	1996	2006	Var. %	
Edecañete	1.86	2.80	51%	1,469.16	2,982.78	103%	0.41	0.28	-31%	Privada
Edelnor	3.50	4.58	31%	3,624.91	7,691.79	112%	0.58	0.43	-26%	Privada
Electro Oriente	1.90	1.90	0%	1,042.59	1,368.70	31%	0.75	0.22	-70%	Pública
Electro Puno		1.24			1,316.94			0.18		Pública
Electro Sur Este	1.45	1.11	-24%	841.54	1,232.75	46%	0.28	0.15	-44%	Pública
Electro Sur Medio	3.08	3.73	21%	1,144.65	1,722.83	51%	0.75	0.52	-30%	Privada
Electro Ucayali	2.57	3.04	18%	2,228.56	1,801.84	-19%	1.51	0.30	-80%	Pública
Electrocentro	1.16	1.02	-12%	424.27	1,424.76	236%	0.31	0.10	-66%	Pública (*)
Electronoroeste	1.82	2.26	24%	925.04	2,648.71	186%	0.68	0.25	-63%	Pública (*)
Electronorte	1.51	1.70	13%	692.01	1,737.36	151%	0.53	0.17	-68%	Pública (*)
Electrosur	2.05	2.06	0%	830.34	1,475.60	78%	0.36	0.19	-48%	Pública
Hidrandina	2.06	1.97	-4%	952.93	2,410.13	153%	0.80	0.22	-72%	Pública (*)
Luz del Sur	4.30	6.06	41%	3,699.26	7,167.96	94%	0.63	0.45	-28%	Privada
Seal	1.81	2.20	22%	1,282.98	2,994.17	133%	0.54	0.26	-52%	Pública

(*) Estas empresas fueron privatizadas grupalmente en 1998 y devueltas al Estado en el 2002

Fuente: Anuarios Estadísticos GART-OSINERGMIN

Elaboración: Propia

Si bien los indicadores parciales de eficiencia pueden ser relativamente útiles para efectos de evaluar la gestión de una empresa, estos se ven afectados por diversos factores, lo cual hace necesario una evaluación más completa. Por ejemplo, el indicador de *número de clientes por trabajador* puede verse afectado por:

¹³. Para la actividad de generación de electricidad, los indicadores parciales de eficiencia más conocidos son *la potencia instalada (MW) por trabajador y la producción (GWh) por trabajador*.

¹⁴. Medidas a nivel de media y baja tensión (MT y BT)

- 1) El grado de tecnología de las instalaciones, que puede desplazar la mano de obra
- 2) La densidad del área de concesión y
- 3) La subcontratación de mano de obra a terceros

De otro lado, las pérdidas de energía pueden clasificarse como técnicas o no-técnicas. Las primeras son propias de la operación de las redes de distribución, es decir, son producto de la tecnología utilizada, mientras que las segundas se deben a factores externos a la operación de las redes de distribución.

1.3.5 Los Costos de Distribución

Los costos de distribución se constituyen de cuatro elementos principales: el costo de capital de las instalaciones, los costos de operación y mantenimiento de las redes, y las compras y pérdidas de energía y potencia.

a) El Costo de Capital

El costo de capital de una empresa distribuidora es igual al valor de la depreciación de sus instalaciones más los intereses que genera el capital invertido. De acuerdo al modelo CAPM (*Capital Asset Pricing Model*), la tasa de costo de capital que demandan los inversionistas es igual a una tasa libre de riesgo (por ejemplo, la tasa que ofrece un bono del gobierno) más una prima por riesgo. Esta prima por riesgo es proporcional a la rentabilidad esperada de un portafolio diversificado del mercado y la tasa libre de riesgo, siendo el factor de proporcionalidad un coeficiente beta (β), característico a cada empresa. Este coeficiente mide la sensibilidad de la empresa respecto al mercado.¹⁵ En términos sencillos, se puede expresar la tasa de costo de capital de un activo i (R_i) a través de la siguiente expresión¹⁶:

$$E(R_i) = R_f + \beta_i [E(R_m) - R_f]$$

¹⁵. De manera específica, β se puede definir de la siguiente manera:

$$\beta_i = \left[\frac{\text{Cov}(R_i, R_m)}{\sigma_m^2} \right]$$

Donde:

R_i es la rentabilidad esperada de un activo de inversión i

R_m es la rentabilidad esperada de un portafolio de activos de inversión del mercado

$\text{Cov}(R_i, R_m)$ es la covarianza entre R_i y R_m

σ_m^2 es la varianza de R_m

¹⁶. Para una derivación detallada del costo de capital y su aplicación a las empresas de distribución de electricidad ver Perez-Reyes y García (2005).

Donde:

R_f es la rentabilidad de un activo libre de riesgo

$\beta_i [E(R_i) - R_m]$ es la prima por riesgo.

En lo que respecta al capital invertido (capital histórico o inmovilizado), en la práctica existen tres alternativas para evaluar el valor de los equipos y las instalaciones de distribución: el costo histórico, el costo de reposición y el valor nuevo de reemplazo (costo de sustitución).

a.1) Costo Histórico

El costo histórico es el valor efectivamente pagado por las distribuidoras por las instalaciones y equipos, neto de la depreciación acumulada. Este método es fácil de usar y define un valor preciso para cada empresa. En este caso, siempre existirán diferencias entre empresas que ofrecen un servicio idéntico, a causa de las diferencias en la antigüedad de sus instalaciones.

a.2) Costo de Reposición

El costo de reposición representa lo que costaría construir las mismas instalaciones y tener los mismos equipos hoy, independiente de la obsolescencia de los equipos. En teoría, este costo corresponde al costo histórico corregido por inflación, deduciendo en algunos casos algún porcentaje por los activos obsoletos.

a.3) Valor Nuevo de Reemplazo (VNR)

El VNR es el costo de adquisición de nuevas instalaciones y equipos, que permitan ofrecer un servicio idéntico al brindado con las instalaciones existentes utilizando la última tecnología y al mínimo costo. El concepto detrás de la determinación del VNR es que es factible medir el costo eficiente y competitivo de una actividad monopólica a través de los insumos que se requieren para que dicha actividad se desarrolle. De esta manera, el VNR de una empresa representa una empresa recientemente instalada con similares características en cuanto a tamaño y tecnología, económicamente adaptada (optimizada), de última tecnología y que compite en la misma área ofreciendo un costo de capital competitivo.

b) Los Costos de Operación y Mantenimiento

Los costos de operación y mantenimiento comprenden las remuneraciones del personal técnico y administrativo, los alquileres de terrenos y los costos de mantenimiento de las líneas y de los transformadores. Adicionalmente, se incluyen los consumos propios y los servicios externos que generalmente subcontratan las distribuidoras, tales como la lectura de medidores, cobros y facturaciones, mantenimiento de empalmes, etc.

Los costos de operación y mantenimiento dependen de las características del área de concesión que una distribuidora abastece. En áreas urbanas, por ejemplo, se requiere de una estructura organizacional capaz de soportar toda la carga administrativa y trabajo operacional que se necesita para atender una gran cantidad de clientes.

Por ejemplo, para el caso peruano, en el cual se establecen las tarifas de distribución Sector Típico (en las secciones siguientes se detallaran los aspectos relacionados a la regulación de las tarifas en distribución), el Cuadro N° 1.5 muestra los costos de operación y mantenimiento reconocidos para cada uno de ellos.

Cuadro N° 1.5: Costos de Operación y Mantenimiento por Sector Típico

Sector Típico	COyM (miles de US\$-año)		Número de Clientes
	Media Tensión	Baja Tensión	
1 (Urbano Alta Densidad)	6,968.10	21,420.79	716,415
2 (Urbano Media Densidad)	283.46	853.25	59,235
3 (Urbano Baja Densidad)	221.16	530.91	35,353
4 (Urbano Rural)	134.43	256.01	25,411
5 (Rural)	95.98	156.61	18,212
Especial	281.25	21.17	239

Fuente: GART-OSINERGMIN (Proceso de Fijación del VAD –Nov 2005)

Elaboración: Propia

1.4 Regulación de la Actividad de Distribución de Electricidad

La división de la industria eléctrica en tres segmentos producida luego de las reformas de inicios de la década de 1990 hizo necesario el establecimiento de esquemas de regulación que limitaran el ejercicio de poder de mercado de las empresas de distribución y, a su vez, asegurar la viabilidad de las mismas en el largo plazo. En el caso peruano, el esquema de regulación implementado se basó en la experiencia de otros países que habían implementado procesos de reforma similares, como es el caso de Chile. Sin embargo, existe un conjunto más amplio de

mecanismos regulatorios que pueden ser aplicados a la actividad de distribución. En términos generales, se pueden distinguir dos bloques de mecanismos de regulación: la regulación basada en costos o regulación por tasa de retorno (*Rate of Return-ROR*) y la regulación por desempeño (*Performance Base Ratemaking-PBR*).

1.4.1 Mecanismos de Regulación

a) Regulación por costo de servicio o tasa de retorno (ROR)

La regulación por costo de servicio ha sido la manera en que tradicionalmente las autoridades encargadas han regulado actividades monopólicas en los EEUU. El método consiste en imponer una tarifa a costo medio a través de una auditoría de los costos de provisión del servicio por parte de la empresa. De este modo, todos los costos en los que incurre la empresa son trasladados a los consumidores.

Tradicionalmente las regulaciones aplicadas a las empresas de distribución utilizan para la determinación del costo de servicio el método de los ingresos necesarios. Este procedimiento consta de tres partes que son la supervisión y control de los costos de operación e inversiones, la determinación del capital remunerable o *rate base* y la elección de la tasa de retorno permitida.

a.1) Proceso de determinación del costo de servicio

Para determinar los costos relevantes de las distribuidoras, es preciso normalizar el proceso de contabilidad de costos y es necesario que el regulador audite los costos declarados. Si éste decide que cierto gasto es excesivo o no justificado, la parte correspondiente es eliminada. Aún cuando existen numerosas variantes en la estimación de costos, en términos generales, el costo de servicio se calcula como la suma de los costos de operación y mantenimiento (COYM), la depreciación (D), los impuestos (T) y el costo del capital (K), menos los ingresos no directamente relacionados con la venta de energía eléctrica (I). Es decir:

$$\text{Costo de Servicio} = COYM + D + T + K - I \quad (1.1)$$

Dentro de este proceso adquieren especial relevancia los aspectos relacionados con la medición del costo y el *stock* de capital de las empresas a ser reguladas.

a.2) Incentivos que brinda la regulación por costo de servicio o tasa de retorno

Desde el punto de vista de los incentivos, conviene distinguir dos tipos de regulación por costo de servicio, cada uno diferenciado por la frecuencia en la cual se revisan los costos y se fijan las correspondientes tarifas. En particular, el esquema puro se relaciona con períodos de fijación de tarifas que ocurren a intervalos de tiempo bastante cortos, mientras que en el esquema “normal”, los intervalos son mayores.

La regulación por tasa de retorno consiste en fijar un tope superior a la tasa de rentabilidad y la determinación del valor del servicio, que cubre los costos de operación y mantenimiento, depreciación de las instalaciones y el retorno al capital. Estas dos variables se usan para fijar la tarifa que le permitirá a la empresa alcanzar la rentabilidad previamente definida.

En el caso particular de este esquema, las empresas reguladas mediante este tipo de mecanismos suelen caer en una distorsión planteada por Averch y Johnson (1962), en el sentido que la empresa tendrá incentivos para emplear un excesivo nivel de capital y un reducido nivel de trabajo para su nivel de producción.¹⁷ De otro lado, la misma empresa producirá menos y venderá a precios más altos respecto del caso en el que no se encuentra regulada. De otro lado, una distorsión adicional se encuentra relacionada como el exceso de producción y costos de transacción en comparación con el manejo óptimo de la empresa, denominado “Ineficiencia – X”. A diferencia del efecto Averch-Johnson, los costos excesivos producto de la ineficiencia X se originan tanto por el uso ineficiente del capital como del trabajo. El origen de este problema se refiere a la asimetría de información entre el regulador (principal) y la empresa regulada (agente). Es decir, el primero desconoce el nivel óptimo de esfuerzo y utilización de recursos

¹⁷. El efecto Averch-Johnson puede ilustrarse asumiendo una empresa regulada que usa dos factores (K y L) con precios r y w respectivamente que no tiene beneficios extraordinarios. Es decir:

$$PY = wL + rK \Rightarrow r = \frac{(PY - wL)}{K}$$

Si se establece un retorno máximo f , tal que $f > r$:

$$\frac{(PY - wL)}{K} < f \quad (1)$$

$$\frac{(PY - wL)}{K} - r < f - r \quad (2)$$

$$PY - wL - rK < (f - r)K \quad (3)$$

Por lo que los beneficios de la empresa (B) dependen del nivel de capital (K)

$$B < (f - r)K \quad (4)$$

del segundo, pero intenta forzar a que la empresa siga un determinado curso de acción. Para cumplir con este objetivo, el regulador puede entregar incentivos al agente o influir directamente en el manejo de la empresa, evaluando todas y cada una de las decisiones de ésta.

Alternativamente, si las revisiones de costos tienden a estar más espaciadas, pueden crearse incentivos de minimización de costos y maximización de beneficios. Esto reduciría el efecto Averch Johnson y la Ineficiencia-X. Cabe señalar que, a diferencia de un mecanismo de regulación por desempeño, las empresas reguladas bajo este esquema no tiene la garantía de que su mejora en eficiencia les sea retribuida, ni tampoco saben cuándo tendrá lugar la próxima revisión de sus costos.

b) Regulación por desempeño (PBR)

El objetivo central de la regulación por desempeño es debilitar los vínculos existentes entre los precios regulados y los costos de las empresas. Este objetivo se puede alcanzar disminuyendo la frecuencia de las fijaciones tarifarias, empleando medidas externas de los costos con el fin de fijar los precios o una combinación de ambas. Los mecanismos regulatorios basados en este esquema se desarrollan reconociendo las asimetrías de información entre reguladores y empresas reguladas. Entre los principales mecanismos se encuentran el método de ingresos máximos (*Revenue Cap*), precios máximos (*Price Cap*) y modelos basados en el esquema de empresa eficiente.

b.1) Ingresos Máximos (*Revenue Cap*)

Bajo este esquema, la empresa tiene ingresos limitados por la siguiente expresión:

$$R_t = (R_{t-1} + CGA * \Delta Cli) * (1 + \Pi_t - X) \pm Z \quad (1.2)$$

Donde:

R_t Ingresos autorizados de la firma en el instante t .

CGA Factor de ajuste por crecimiento de clientes

ΔCli Cambio anual en el número de clientes

Π_t Índice de inflación

X Factor de productividad

Z Ajustes por imprevistos más allá del manejo gerencial.

Se puede apreciar que la expresión (1.2) se corrige de acuerdo al número de clientes, a la inflación y a un índice de productividad determinado por el regulador. Sin embargo, puede darse el caso que al término del período los ingresos sean mayores o menores a lo permitido, en cuyo caso es necesario corregir los precios para el período siguiente compensando así los excedentes o déficits de ingresos de la firma durante el período tarifario pasado y el período futuro. Bajo este esquema, la empresa tiene incentivos para reducir sus costos y aumentar su rentabilidad en la medida que el período de fijación de precios sea suficientemente largo. En algunos casos se permite a la empresa recuperar las reducciones en sus ingresos en los períodos siguientes a través de un factor Z . En especial, este factor puede ser positivo para compensar la baja en ingresos de una empresa que lleva a cabo un plan de eficiencia en el consumo energético, o realiza un reemplazo en sus equipos de medición. De esta manera se la incentiva a seguir adelante en planes de este tipo. El origen de los ingresos máximos fijado en un período inicial requiere necesariamente que estos se basen en los costos de servicio de una empresa.

b.2) Precios Tope (*Price Cap*)

La regulación por precios tope es una de las metodologías más extendidas en el mundo. Este sistema tiene su origen en la experiencia en el Reino Unido de finales de la década de 1970 (Beesley y Littlechild, 1989). A diferencia del esquema anterior, los precios son limitados sin imponer restricciones a los ingresos de la distribuidora. Este esquema puede ser comparado con un esquema de regulación por costos o tasa de retorno que permite congelar la tarifa de la empresa regulada por un tiempo suficientemente largo. En este esquema, los precios son fijados por el regulador de tal modo que las variaciones en precios cumplan con la siguiente condición:

$$P_t = P_{t-1} * (1 + \Pi_t - X) \pm Z \quad (1.3)$$

La ecuación (1.3) es una expresión generalizada de la relación entre los precios máximos de un año y del año anterior, los cuales son corregidos por la inflación (Π_t) y un factor de productividad (X). El factor Z corresponde a ajustes en el precio por cambios en el entorno, errores regulatorios o simplemente corrige factores que escapan del control administrativo de la empresa. La idea principal en la cual se basa este esquema consiste en el control de precios que cobra la firma a sus clientes en lugar de controlar sus ganancias. Más específicamente, el esquema requiere que los precios promedios reales de la firma regulada se reduzcan anualmente en un porcentaje definido, conocido como factor X o de productividad. Dos de los principales desafíos presentes en esta metodología para el caso del regulador radican en la dificultad de

cálculo del factor de productividad, así como la amplia gama de metodologías existentes para su estimación.

Tanto para el esquema de regulación *Price Cap* como para el esquema de Ingreso Máximo, la empresa busca maximizar su beneficio. Para lograrlo, una empresa regulada bajo este esquema maximiza sus ventas, típicamente hasta que el ingreso marginal sea igual al costo marginal. Por el contrario, una empresa regulada bajo ingresos máximos buscará reducir sus costos a través de producir menos en cantidad, aunque a un precio más alto.

b.3) Competencia por comparación y regulación por empresa modelo

En un contexto de información asimétrica, el regulador desconoce la estructura de costos de las empresas, aunque puede observar el comportamiento de todas dentro de un mercado. El esquema de competencia por comparación consiste en la fijación de tarifas de distribución en base a una empresa modelo que es construida en base a un promedio de las acciones de todas las empresas del mercado. De esta forma, además de reducir la asimetría de información, la regulación por comparación incluye también un componente de incentivo, pues recompensa a la empresa regulada con base en el comportamiento promedio de las demás empresas del sector. En este sentido, si la empresa regulada es más eficiente que las demás con las cuales es comparada, ésta podrá reducir sus costos y obtener mayores ingresos netos que los contemplados en la regulación. Lo anterior provee un incentivo para que las firmas se vuelvan más eficientes y competitivas y hagan uso de una mejor tecnología en cuanto ésta se vuelva disponible.

De otra parte, si las empresas son idénticas, o si la heterogeneidad entre las mismas ha sido abordada correctamente, el resultado de equilibrio será eficiente (Schleifer, 1985). Esto lleva a un problema con la aplicación práctica de este mecanismo. En particular, para que la regulación por comparación pueda aplicarse, las condiciones de mercado deben ser tales que su aplicación contribuya a reducir los efectos de sus fallas que viene a ser el caso de la presencia de un monopolio natural o de ejercicio de poder de mercado por parte de algún participante. Este tipo de regulación resolvería algunos problemas de eficiencia relacionada con la falta de incentivos que caracteriza un ambiente monopolístico.

Un elemento importante que debe estar presente en el sector es que las empresas reguladas sean comparables entre sí con respecto a la tecnología que utilizan, pues su estructura de costos varían considerablemente si se comparan tecnologías distintas. Otra de las condiciones que debe estar presente en el sector es la disponibilidad de información por parte de las empresas reguladas y,

sobre todo, la posibilidad de verificar que esta información sea verdadera, ya que de esto depende la exactitud con las que se establezcan los parámetros para comparar las diferentes empresas.

Dentro del segmento de distribución, la posibilidad de regular por comparación es factible, dadas las características tecnológicas de la actividad de distribución, en el que es posible definir instalaciones determinadas que proveen servicios similares en empresas distintas. En el caso de las empresas de distribución, sin embargo, no puede hablarse de competencia propiamente dicha, en el sentido que las empresas de distribución representan monopolios en cada área de concesión.

De otro lado, el esquema de regulación por empresa modelo eficiente puede entenderse como una variante del *Price Cap*, y consiste en determinar los precios máximos a través de los costos de una empresa modelo que simula la competencia. Esta empresa es ficticia y debe ser representativa de un grupo de empresas reales. Cabe señalar que este método disocia en un mayor grado los costos reales de las empresas con el precio establecido, aumentando sustancialmente el riesgo de las empresas.

Entre los problemas que presenta este último enfoque se tiene que, para la correcta aplicación de este esquema, se requiere alimentar el modelo con parámetros tecnológicos y de costos. Dado que estos parámetros son difíciles de determinar, en la práctica el modelo termina empleando valores cercanos a los parámetros de la empresa real, con lo cual se perdería el sentido de comparación.

1.4.2 Regulación de la Distribución en el Perú:

El marco regulatorio aplicado a la actividad de distribución en el Perú está basado en la regulación por comparación (Schleifer, 1985) y la regulación por empresa modelo eficiente (*benchmark*). Bajo las combinación de estos esquemas es que se determina, con una periodicidad de cuatro años, las tarifas de distribución eléctrica, las cuales están representadas por el Valor Agregado de Distribución (VAD).

De acuerdo al artículo 64° de la LCE, el VAD considera los siguientes componentes:

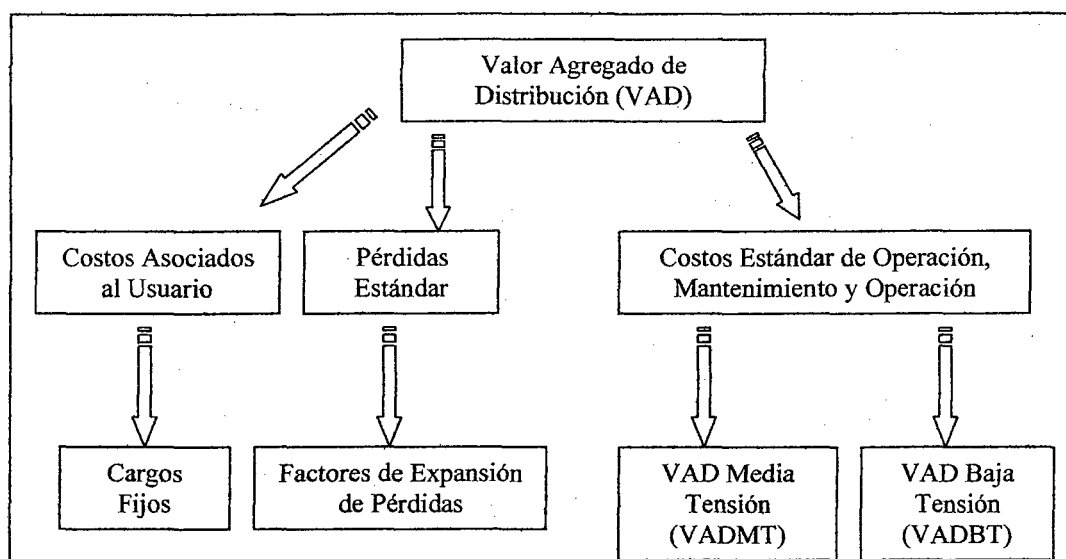
- Costos asociados al usuario, independientes de su demanda de potencia y energía.
- Pérdidas estándar de distribución en potencia y energía.

- Costos estándar de inversión, mantenimiento y operación asociados a la distribución, por unidad de potencia suministrada.

Los componentes anteriores son establecidos teniendo en cuenta un sistema económicamente adaptado¹⁸.

En el Gráfico N° 1.15, se muestra la estructura del VAD.

Gráfico N° 1.15: Estructura del Valor Agregado de Distribución (VAD)



Fuente: OSINERGMIN

Los costos asociados al usuario se denominan Cargos Fijos y cubren los costos “eficientes” para el desarrollo de las actividades de lectura del medidor, procesamiento de la lectura y emisión, reparto y cobranza de la factura o recibo.

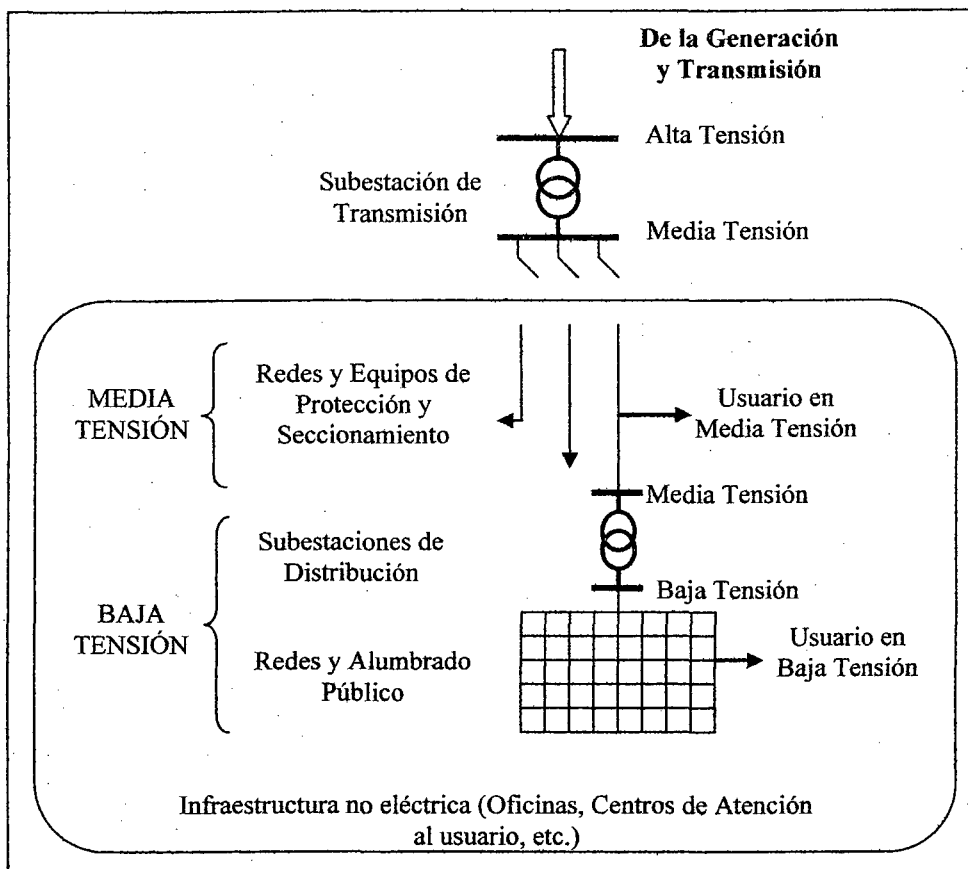
Las pérdidas estándar de distribución son las pérdidas inherentes a las instalaciones de distribución, las cuales se reconocen a través de factores de expansión de pérdidas aplicables en el cálculo de las tarifas.

Los costos estándar de inversión, mantenimiento y operación se reconocen a través del VAD de media y baja tensión (VADMT y VADBT). El VAD es el costo por unidad de potencia (kW), necesario para poner a disposición del usuario la energía eléctrica desde el inicio de la distribución eléctrica (después de la celda de salida del alimentador de media tensión ubicada en

¹⁸. Un Sistema Económicamente Adaptado es aquel sistema eléctrico en el que existe una correspondencia de equilibrio entre oferta y demanda de energía, procurando el menor costo y manteniendo la calidad del servicio.

la subestación de transmisión) hasta el punto de empalme de la acometida del usuario¹⁹. En el Gráfico N° 1.16 se muestra la estructura de un Sistema de Distribución Eléctrica,

Gráfico N° 1.16: Sistema de Distribución Eléctrica



El VAD se calcula para cada empresa de distribución eléctrica considerando determinados sectores típicos, los cuales son establecidos por el Ministerio de Energía y Minas a propuesta del OSINERGMIN. Los sectores típicos representan un conjunto de sistemas de distribución eléctrica con características técnicas similares en la disposición geográfica de la carga (demanda), así como en los costos de inversión, operación y mantenimiento. Las empresas de distribución eléctrica pueden estar conformadas por sistemas de distribución eléctrica de distintos sectores típicos.

Así, el VAD se calcula mediante estudios de costos encargados por las empresas de distribución eléctrica a empresas consultoras, precalificadas por el OSINERGMIN²⁰. Dichos estudios se

¹⁹. La acometida es la derivación que parte de la red de distribución eléctrica para suministrar energía a la instalación del usuario. El Código Nacional de Electricidad define una acometida como parte de una instalación eléctrica comprendida entre la red de distribución (incluye el empalme) y la caja de conexión y medición o la caja de toma. La acometida de la conexión puede ser aérea o subterránea.

realizan para cada sector típico, tomando un sistema de distribución eléctrica representativo del sector seleccionado por el OSINERGMIN, el mismo que se constituye en la empresa modelo.

En el Cuadro N° 1.6 se muestran los sistemas de distribución eléctrica representativos de cada sector típico, en base a los cuales se elaboraron los estudios de costos de VAD para el período 2005-2009. Dichos sistemas se constituyen en las empresas modelo para el cálculo de las tarifas de distribución eléctrica²¹.

Cuadro N° 1.6: Sectores Típicos de Distribución

Sector Típico	Descripción	Sistema de Distribución Eléctrica (Empresa Modelo)	Empresa Responsable
1	Urbano de alta densidad	Lima Sur	Luz del Sur
2	Urbano de media densidad	Huancayo	Electrocentro
3	Urbano de baja densidad	Caraz-Carhuaz-Huaraz	Hidrandina
4	Urbano-rural	Chulucanas	Electronoroeste
5	Rural	Valle Sagrado 1	Electro Sur Este
Especial	Sistema de Distribución Eléctrica de Villacurí	Villacurí	Coelvisac

Fuente: OSINERGMIN

Así, para cada nivel de tensión se determina el VAD como:

$$VAD = \frac{aVNR + COyM}{MD}$$

Donde:

aVNR :Anualidad de Valor Nuevo de Reemplazo (Costo Estándar de Inversión), teniendo en cuenta un período de 30 años y una tasa de actualización de 12%

COyM: Costos estándar de operación y mantenimiento y

MD: Máxima demanda del Sistema de Distribución Eléctrica

Posteriormente, los VAD son validados a través de la verificación de la rentabilidad del conjunto de empresas de distribución eléctrica. Dicha verificación se realiza a través del cálculo de la tasa interna de retorno (TIR) que considera los ingresos que se hubieran percibido a través de los VAD con el mercado eléctrico (usuarios, ventas de energía y ventas de potencia) del

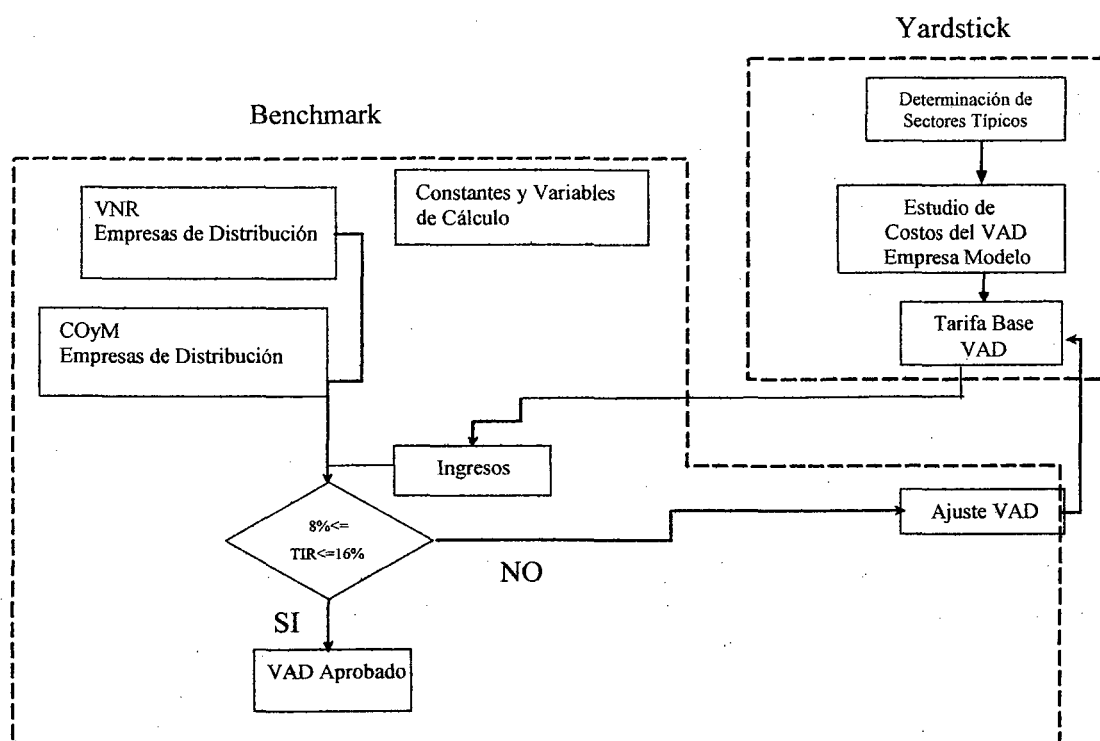
²⁰. El OSINERGMIN también elabora los Términos de Referencia correspondientes y supervisa el desarrollo de los estudios.

²¹. En el Anexo N° 2 se presentan los criterios para la clasificación de los Sistemas Eléctricos de Distribución.

ejercicio inmediato anterior; los costos de operación y mantenimiento exclusivos de las instalaciones de distribución eléctrica del ejercicio inmediato anterior; y el Valor Nuevo de Reemplazo de las instalaciones de distribución eléctrica con un valor residual igual a cero. Si la TIR resultante no difiere en más de cuatro puntos porcentuales de la Tasa de Actualización establecida en el artículo 79° de la LCE (12%), los VAD serán definitivos, caso contrario se deberán ajustar proporcionalmente hasta alcanzar el límite más próximo inferior o superior.

En el Gráfico N° 1.17 se muestra el esquema de la Determinación de las Tarifas de Distribución de Electricidad.

Gráfico N° 1.17: Esquema de Determinación del VAD



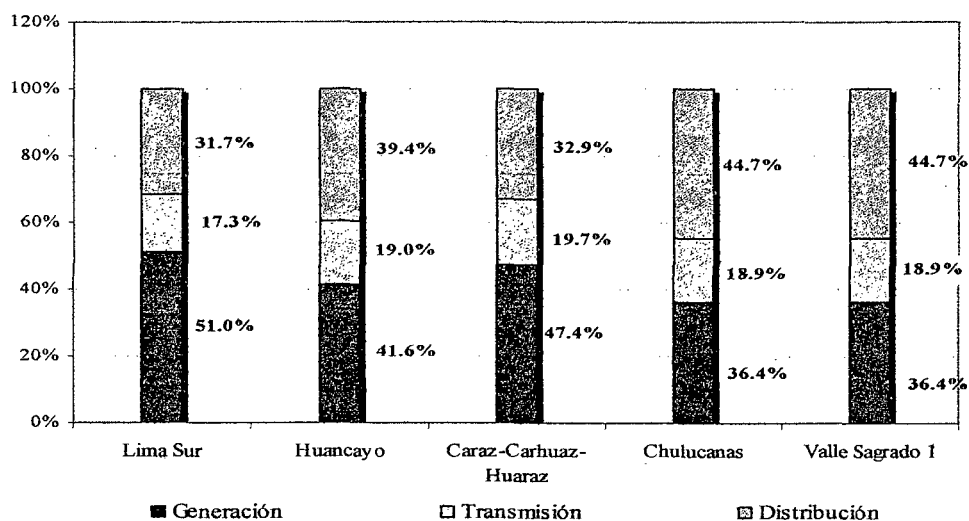
Fuente: GART-OSINERGMIN

El concepto del VNR se utiliza en dos contextos. El primero se encuentra relacionado con el cálculo de las inversiones de los bienes físicos de la empresa modelo, mientras que el segundo se enmarca en la fijación del VNR de los bienes físicos de las empresas concesionarias. Luego de calculado el VAD, la GART verifica la rentabilidad de la empresa, calculando los ingresos haciendo uso de la tarifa base (elaborada a partir del VAD calculado en el estudio).

Respecto a las tarifas aplicables a los clientes finales, las cuales incluyen las tarifas de generación y transmisión, la incidencia de las tarifas de distribución es diferente para cada sector típico. Teniendo en cuenta el cargo de energía de la opción tarifaria BT5B, la cual es

aplicable a la mayoría de usuarios del servicio público de electricidad (usuarios residenciales), en el Gráfico N° 1.18 se muestra la composición de dicho cargo para cada sector típico. Como se puede observar, la incidencia de la tarifa de distribución es menor en sector típico 1 comparado con los otros sectores típicos. Esto es debido a que en zonas urbanas de mayor densidad, el costo unitario de proveer el servicio es menor que en zonas de rurales de menor densidad.

Gráfico N° 1.18: Composición de la Tarifa a Cliente Final (Opción BT5B)



Fuente: GART-OSINERGMIN

De otro lado, en el Cuadro N° 1.7 se muestran los detalles del cálculo del VAD para cada uno de los sectores típicos, los cuales han sido establecidos para el período noviembre 2005-octubre 2009.

Cuadro N° 1.7: Valor Agregado de Distribución (VAD) y Cargos Fijos por Sector Típico

Descripción	Unidad	Sector Típico 1			Sector Típico 2			Sector Típico 3			Sector Típico 4			Sector Típico 5			Sector Especial		
		MT	BT	CF	MT	BT	CF	MT	BT	CF	MT	BT	CF	MT	BT	CF	MT	BT	CF
Valor Nuevo de Reemplazo (VNR)	miles US\$	173,381	367,814		3,056	10,484		2,834	6,909		2,771	2,946		2,210	3,504		2,216	128	
Anualidad del VNR	miles US\$	21,524	45,662		379	1,301		352	858		344	366		274	435		275	16	
Costo Anual de OyM	miles US\$	6,968	21,421		283	853		221	531		134	256		96	157		281	21	
Total Costo Anual	miles US\$	28,492	67,083	5,188	663	2,155	434	573	1,389	261	478	622	107	370	592	80	556	37	11
Demanda	kW	676,931	469,073		21,555	18,051		11,780	8,670		4,993	3,677		3,057	2,458		8,632	488	
Número de Clientes	unidad			716,415			59,235			35,503			25,411			18,212			239

Valor Agregado de Distribución	Unidad	Sector Típico 1			Sector Típico 2			Sector Típico 3			Sector Típico 4			Sector Típico 5			Sector Especial		
		MT	BT	CF	MT	BT	CF	MT	BT	CF	MT	BT	CF	MT	BT	CF	MT	BT	CF
Inversión	US\$/kW-mes	2.514	7.697		1.392	5.701		2.361	7.823		5.447	7.865		7.098	13.997		2.520	2.584	
OyM	US\$/kW-mes	0.858	3.806		1.096	3.939		1.565	5.103		2.243	5.801		2.616	5.310		2.715	3.616	
Total	US\$/kW-mes	3.372	11.503		2.488	9.640		3.926	12.926		7.690	13.666		9.714	19.307		5.235	6.200	
Cargo Fijo	US\$/mes			0.603			0.611			0.615			0.351			0.367			3.721

Tipo de Cambio S./US\$ 3.283

Valor Agregado de Distribución	Unidad	Sector Típico 1			Sector Típico 2			Sector Típico 3			Sector Típico 4			Sector Típico 5			Sector Especial		
		MT	BT	CF	MT	BT	CF	MT	BT	CF	MT	BT	CF	MT	BT	CF	MT	BT	CF
Inversión	S/. /kW-mes	8.253	25.269		4.570	18.716		7.751	25.683		17.883	25.821		23.303	45.952		8.273	8.483	
OyM	S/. /kW-mes	2.817	12.495		3.598	12.932		5.138	16.753		7.364	19.045		8.588	17.433		8.913	11.871	
Total	S/. /kW-mes	11,070	37,764		8,168	31,648		12,889	42,436		25,246	44,865		31,891	63,385		17,187	20,355	
Cargo Fijo	S/. - mes			1.980			2.006			2.019			1.152			1.205			12.216

Fuente: GART-OSINERGMIN

Elaboración: Propia

II. OBJETIVOS, HIPÓTESIS Y MARCO TEÓRICO

2.1 Objetivos

a) Objetivo general:

La presente investigación tiene como objetivo general realizar un análisis de la eficiencia en la industria de la distribución de electricidad, considerándola como una industria de red en la cual las empresas usan varios insumos (*multi-input*) para producir varios productos (*multi-output*). Para ello se plantea la utilización del Análisis Envolvente de Datos (DEA, por sus siglas en inglés), la cual es una metodología no-paramétrica que permite analizar la eficiencia de las empresas multiproductoras que forman parte de una industria específica.

b) Objetivos específicos:

La investigación tiene como objetivos específicos:

- a) Medir la eficiencia técnica de las empresas y su evolución en el tiempo utilizando el análisis envolvente de datos (DEA).
- b) Hacer una revisión del proceso de reformas emprendido en el sector eléctrico, con énfasis en la actividad de distribución,
- c) Analizar el marco regulatorio existente en la actividad de distribución de electricidad,
- d) Contribuir a la discusión sobre la evaluación de las reformas emprendidas en las distintas industrias de red en el país.

2.2 Hipótesis

Las hipótesis que se proponen verificar en la presente investigación son las siguientes:

1ra Hipótesis

El proceso de reformas emprendidas en el sector eléctrico y el marco regulatorio existente han contribuido a mejorar la eficiencia en la industria de distribución de electricidad.

2da Hipótesis

Las diferencias de tipo de propiedad y/o gestión (pública o privada) influyen en la eficiencia de las empresas de distribución de electricidad.

2.3 Marco Teórico

El objetivo de esta sección es introducir los conceptos relevantes relacionados a las medidas de eficiencia no-paramétricas. Un tratamiento detallado del tema es desarrollado por Färe, Grosskopf y Lovell (1994) y Lovell (1993).

La discusión de las medidas de eficiencia se inicia con Farrell (1957), quien se basó en los trabajos de Debreu (1951) y Koopmans (1951) para definir una medida de la eficiencia de una firma que cuenta con múltiples insumos. Farrell (1957) propuso que la eficiencia de una firma consiste de dos componentes: la *eficiencia técnica* (technical efficiency), la cual refleja la capacidad de una firma de obtener el máximo nivel de producción dado un conjunto de insumos, y la *eficiencia asignativa* (allocative efficiency), la cual refleja la capacidad de una firma para usar los insumos en proporciones óptimas, dados sus respectivos precios y una tecnología de producción. Adicionalmente, estas dos medidas se combinan para proveer una medida de *eficiencia económica*.²²

A continuación se desarrollan las ideas originales de Farrell, las cuales fueron enfocadas a la reducción de insumos, por lo que son denominadas medidas *input-orientadas*.

a) Medidas de Eficiencia *Input-Orientadas*

Farrel ilustró sus ideas usando un ejemplo sencillo en el cual asume firmas con dos insumos (x_1 y x_2) para obtener un producto (y), asumiendo los siguientes supuestos:

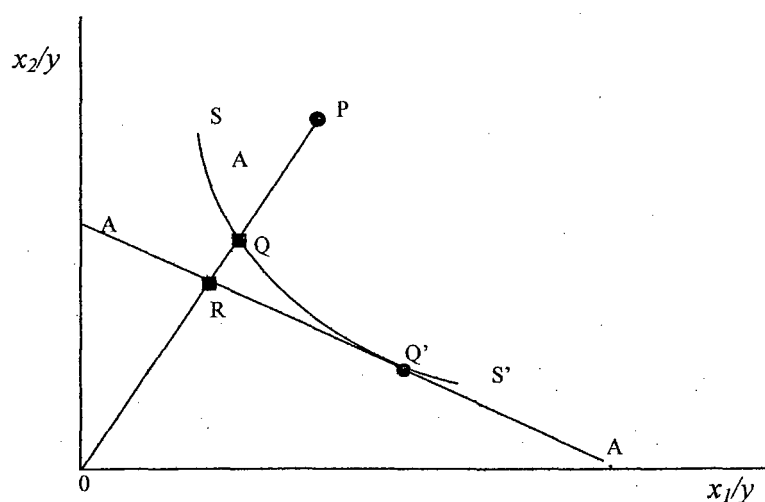
- a) Las empresas tienen rendimientos constantes a escala.
- b) Isocuanta convexa hacia el origen y con pendiente no positiva.
- c) La función de producción es conocida.

Si es posible conocer la isocuanta unidad de las firmas totalmente eficientes²³ de una industria, la cual se representa como SS' en el Gráfico N° 2.1, es factible medir la eficiencia técnica de las firmas.

²². Farrell usa el término *price efficiency* (eficiencia en precios) en lugar de *allocative efficiency* y el término *overall efficiency* (eficiencia conjunta) en lugar de *economic efficiency* (eficiencia económica). La terminología usada en esta sección es conforme a la cual ha sido utilizada en la más reciente literatura.

²³. La frontera de producción de una firma totalmente eficiente no se conoce en la práctica, esta es estimada de las observaciones de una muestra de firmas de una industria determinada.

Gráfico N° 2.1: Eficiencia Técnica y Eficiencia Asignativa



Fuente: Farrel (1957)

Si una firma determinada usa una cantidad de insumos, como la definida en el punto P, para obtener una unidad del producto, la ineficiencia técnica de esta firma puede representarse por la distancia QP, la cual representa la cantidad en la cual los insumos pueden reducirse proporcionalmente sin que se reduzca el producto. Esta medida es usualmente expresada en términos de porcentaje a través del ratio QP/OP , el cual representa el porcentaje en el cual todos los insumos deben reducirse para lograr la eficiencia técnica en la producción. La *eficiencia técnica* (ET) de una firma es comúnmente medida por el ratio:

$$ET_i = OQ/OP \quad (2.1)$$

El ratio con el cual se mide la eficiencia técnica de una firma i es igual a la unidad menos QP/OP . Esto implica que este valor se encuentra entre cero y uno, y proporciona un indicador del grado de eficiencia técnica de una firma. Un valor igual a uno indica que la firma es totalmente eficiente técnicamente. Por ejemplo, el punto Q es técnicamente eficiente porque se encuentra en la isocuenta eficiente.

Si el precio relativo de los insumos, representado por la pendiente de la línea isocosto AA' en el Gráfico N° 2.1, es también conocido, la eficiencia asignativa también puede calcularse. La *eficiencia asignativa* (EA) operando en el punto P es definida por el ratio:

$$EA_i = OR/OQ \quad (2.2)$$

Dado que la distancia RQ representa la reducción en los costos de producción que podría ocurrir si la producción se encontrase en el punto asignativamente (y técnicamente) eficiente Q', en lugar de el técnicamente eficiente, pero asignativamente eficiente, punto Q.²⁴

La *eficiencia económica (EE)* es definida por el ratio:

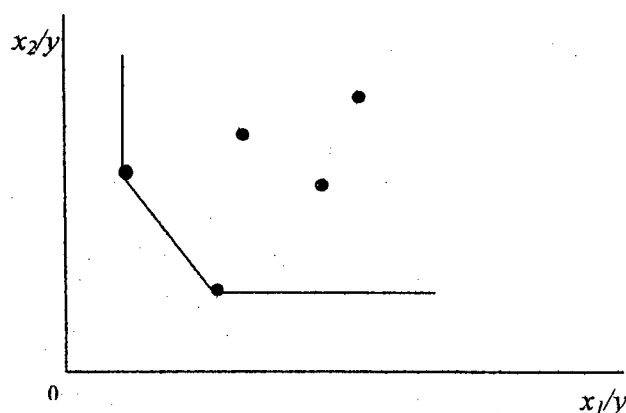
$$EE_i = OR/OP \quad (2.3)$$

La distancia RP puede interpretarse en términos de reducción de costos. Nótese que el producto de las medidas de eficiencia técnica y eficiencia asignativa es igual a la medida de eficiencia económica.

$$EE_i = ET_i \times EA_i = (OQ/OP) \times (OR/OQ) = (OR/OP) \quad (2.4)$$

Las medidas de eficiencia definidas asumen que la función de producción es conocida. En la práctica este no es el caso, y la isocuanta eficiente debe ser estimada a través de los datos de una muestra. Farrel (1957) sugiere el uso de (a) la construcción de una isocuanta convexa no paramétrica, construida de tal forma que ningún punto caiga debajo o a la izquierda de esta (tal como se muestra en el Gráfico N° 2.2); o (b) de una función paramétrica, tal como la Cobb-Douglas. Farrel provee una ilustración de estos métodos usando información sobre la producción agrícola de 48 estados en Estados Unidos.

Gráfico N° 2.2: Isocuanta Convexa Lineal por Tramos (Frontera)



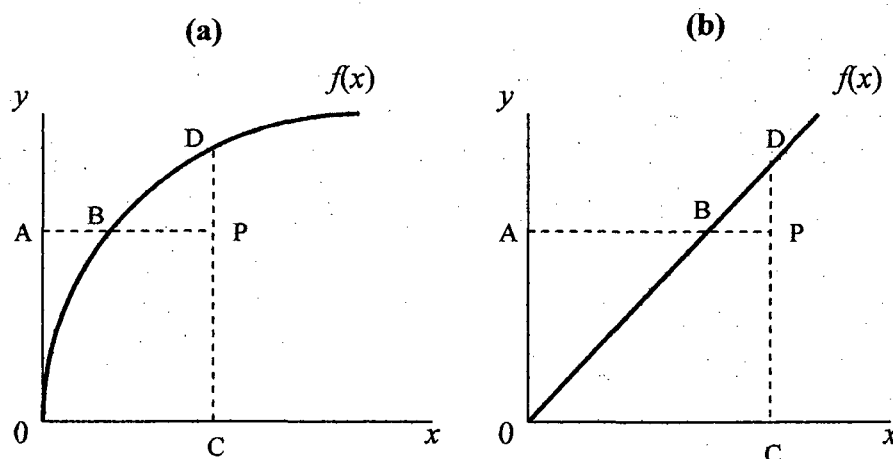
²⁴ Se puede ilustrar esto estableciendo dos líneas isocosto que pasen por Q y Q'. Independiente de si las pendientes de estas dos líneas son paralelas (lo cual depende de los precios relativos de los insumos) el ratio RQ/OQ representa la reducción proporcional en los costos de producción asociados con un movimiento desde Q a Q'.

b) Medidas de Eficiencia *Output-Orientadas*

Las medidas de eficiencia técnica *input-orientadas* responden la pregunta: “¿Cuánto se puede reducir la cantidad de insumos proporcionalmente sin alterar la cantidad que se produce?”. También se puede plantear la siguiente interrogante: “¿Cuánto se puede expandir proporcionalmente la cantidad producida sin alterar la cantidad de insumos utilizada?”.

Responder la pregunta implica encontrar medidas de eficiencia *output-orientadas* como opuestas a las medidas de eficiencia *input-orientadas* introducidas anteriormente. La diferencia entre estos tipos de medidas puede ser ilustrada por un ejemplo sencillo en el cual se asume un insumo x y un producto y . Tal como se muestra en el Gráfico N° 2.3. En la parte (a) se asume una tecnología con retornos decrecientes a escala, representada por $f(x)$, y una firma ineficiente operando en el punto P. La medida de eficiencia técnica *input-orientada* de Farrell es equivalente al ratio AB/AP , mientras que una medida de eficiencia técnica *output-orientada* equivalente sería el ratio CP/CD . Las medidas *input-orientadas* y *output-orientadas* son medidas equivalentes de la eficiencia técnica sólo cuando existen rendimientos constantes a escala (Färe y Lovell, 1978). El caso de retornos constantes a escala se presenta en la parte (b), donde se observa que $AB/AP=CP/CD$, para la firma ineficiente que está operando en el punto P.

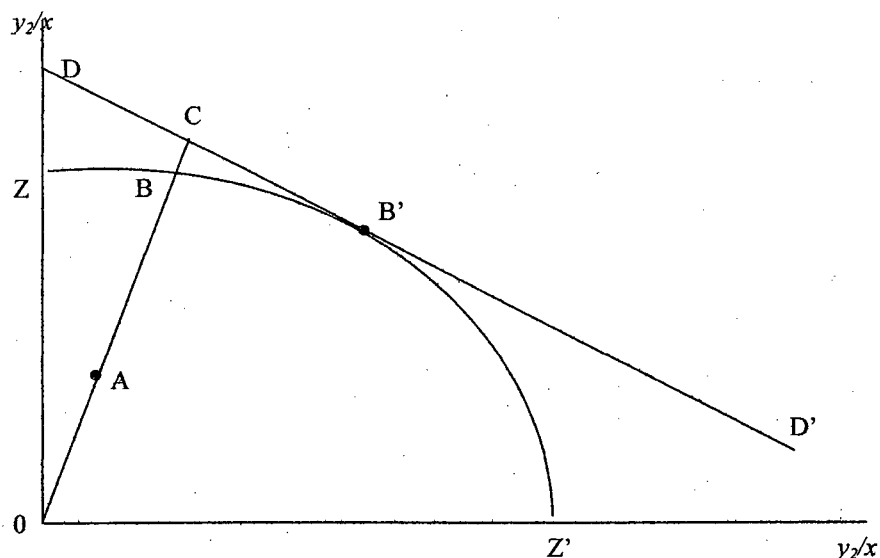
Gráfico N° 2.3: Medidas de Eficiencia *Input-Orientadas* y *Output-Orientadas*



Se puede ilustrar las medidas *output-orientadas* considerando un caso donde se producen dos bienes (y_1 e y_2) con un insumo (x). Si se mantiene la cantidad de insumo fijo en un nivel determinado, se puede representar la tecnología a través de una curva de posibilidades de producción en dos dimensiones tal como se muestra en el Gráfico N° 2.4, donde la línea ZZ' es la curva de posibilidades de producción y el punto A corresponde a una firma ineficiente.

Nótese que una firma ineficiente operando en el punto A, cae por debajo de la curva, debido a que ZZ' representa el límite superior de las posibilidades de producción.

Gráfico N° 2.4: Eficiencia Técnica y Asignativa *Output-Orientadas*



Las medidas de eficiencia *output-orientadas* son definidas de la siguiente manera: En el Gráfico N° 2.4, la distancia AB representa la ineficiencia técnica. Es decir, el monto en el cual los productos pueden incrementarse sin necesidad de requerir más cantidad del insumo. La medida de *eficiencia técnica* es el siguiente ratio:

$$ET_o = OA/OB \quad (2.5)$$

Si existe información sobre los precios, entonces se puede construir la línea isoingreso, DD' en el Gráfico N° 2.4, y definir la *eficiencia asignativa* como:

$$EA_o = OB/OC \quad (2.6)$$

La cual tiene una interpretación asociada al incremento de los ingresos (similar a la interpretación de la reducción de costos de la *eficiencia asignativa* en el caso *input-orientado*). Además, de manera similar al caso *input-orientado*, se define la *eficiencia económica* como el producto de estas dos medidas.

$$EE_o = ET_o \times EA_o = (OA/OB) \times (OB/OC) = (OA/OC) \quad (2.7)$$

De la misma forma que el caso *input-orientado*, estas tres medidas de eficiencia se encuentran entre cero y uno.

Un aspecto a resaltar de la forma en que se definen las tres medidas de eficiencia es que estas se calculan a través del rayo desde el origen hasta el punto de producción observado. De allí que estas medidas mantengan las relativas proporciones de insumos (o productos) constantes. Una ventaja de estas medidas de eficiencia *radiales* es que son invariantes a la unidad. Es decir, un cambio en las unidades de medida (por ejemplo medir la cantidad de trabajo en horas por persona en lugar de personas al año) no altera el valor de la medida de eficiencia.

c) El Análisis Envolvente de Datos (DEA)

El análisis envolvente de datos (DEA) es una técnica de programación matemática, introducida inicialmente por Charnes, Cooper y Rhodes (1978)²⁵, que permite el cálculo de un índice de eficiencia técnica a través de la resolución de un programa matemático de optimización. La técnica DEA propone resolver un programa lineal para cada unidad de análisis observada.

Charnes, Cooper y Rhodes (1978) proponen un modelo *input-orientado* asumiendo retornos constantes a escala (RCE), el cual es conocido como CCR. Investigaciones posteriores han considerado supuestos alternativos, así, Banker, Charnes y Cooper (1984) proponen un modelo en el cual se asumen retornos variables a escala (RVE). Para ilustrar las diferencias entre estos tipos de modelos, iniciamos con el planteamiento del un modelo CCR.

Se asume que existe información sobre K insumos y M productos para cada una de las N firmas. Para la firma i -ésima esta información es representada por los vectores columna x_i e y_i respectivamente. La matriz insumo $K \times N$, X , y la matriz producto $M \times N$, Y representan la información de todas las N firmas.

Una manera inicial de introducir el modelo DEA es a través de su forma fraccional. Para cada firma, se puede obtener una medida del ratio de todos los productos sobre todos los insumos, definido como $u'y_i/v'x_i$, donde u es un vector $M \times 1$ de ponderadores de los productos y v es un

²⁵. Estos autores tuvieron como objetivo la medición de la eficiencia de los programas gubernamentales o sin fines de lucro, por lo que las unidades de análisis son denominadas *Decision Making Units (DMU)* para diferenciarlas del fin lucrativo de las firmas. Actualmente el uso del término DMU se ha extendido a cualquier unidad de análisis.

vector $K \times 1$ de ponderadores de los insumos. Las ponderaciones óptimas se obtienen resolviendo el siguiente problema de programación matemática:

$$\begin{aligned} & \text{Max}_{u,v} \quad (u'y_i/v'x_i) \\ & \text{Sujeto a:} \\ & \quad u'y_j/v'x_j \leq 1, \quad j=1,2,\dots,N, \\ & \quad u, v \geq 0 \end{aligned} \quad (2.8)$$

Resolver el problema planteado en (2.8) implica encontrar valores para u y v , tal que la medida de eficiencia de la i -ésima firma sea maximizada, sujeta a las restricciones de que todas las medidas de eficiencia sean menores o iguales a la unidad. Un problema con esta formulación fraccional es que provee infinitas soluciones.²⁶ Para evitar este inconveniente, se impone la restricción $v'x_i = 1$, con lo cual el problema a resolver sería:

$$\begin{aligned} & \text{Max}_{\mu,v} \quad (\mu'y_i) \\ & \text{Sujeto a:} \\ & \quad v'x_i = 1 \\ & \quad \mu'y_j - v'x_j \leq 0, \quad j=1,2,\dots,N, \\ & \quad \mu, v \geq 0 \end{aligned} \quad (2.9)$$

El cambio de notación obedece a que (2.9) es un problema de programación lineal diferente. La forma presentada en (2.9) se conoce como la forma multiplicativa de un problema de un modelo DEA.

Haciendo uso de la dualidad en la programación lineal, se puede derivar un forma *envolvente* equivalente para este problema:

$$\begin{aligned} & \text{Min}_{\theta,\lambda} \quad \theta, \\ & \text{Sujeto a:} \\ & \quad -y_i + Y\lambda \geq 0, \\ & \quad \theta x_i - X\lambda \geq 0, \\ & \quad \lambda \geq 0 \end{aligned} \quad (2.10)$$

²⁶. Si (u^*, v^*) es una solución, entonces $(\alpha u^*, \alpha v^*)$ es otra solución para el mismo problema.

Donde θ es un escalar y λ es un vector de constantes $N \times 1$. Esta forma envolvente involucra menos restricciones que la forma multiplicativa ($K+M < N+1$), y es la más utilizada para resolver el problema. El valor obtenido de θ satisface $\theta \leq 1$ y es la medida de eficiencia para la i -ésima firma. Un valor igual a la unidad indica un punto sobre la frontera y de una firma técnicamente eficiente de acuerdo con la definición de eficiencia de Farrell (1957). Nótese que el problema debe resolverse N veces, una vez para cada firma de la muestra, así se obtiene una medida de eficiencia para cada una de las firmas analizadas.

El problema DEA planteado en (2.10) puede interpretarse de la siguiente manera. El problema parte de la i -ésima firma y busca contraer el vector de insumos, x_i , tanto como sea posible, permaneciendo dentro del conjunto factible. El límite inferior de este conjunto factible es la isocuanta lineal por tramos (Gráfico N° 2.2), la cual se determina en base a la información de todas las firmas que conforman la muestra. La contracción radial del vector de insumos, x_i , produce un punto proyectado $(X\lambda, Y\lambda)$ sobre la superficie de esta tecnología. Este punto proyectado es una combinación lineal de los puntos observados. Las restricciones en (2.10) aseguran que este punto proyectado no se encuentre fuera del conjunto factible.

El supuesto de retornos constantes es apropiado sólo cuando todas las firmas están operando a una escala óptima. La competencia imperfecta, restricciones financieras, etc., pueden hacer que una firma no se encuentre en su escala óptima. Banker, Charnes y Cooper (1984) sugirieron la extensión del modelo DEA CCR teniendo en cuenta retornos variables de escala (RVE), este modelo se conoce también como el modelo BCC. El uso de la especificación CCR cuando no todas las firmas están operando a la escala óptima, proporciona medidas de eficiencia técnica (ET) que pueden confundirse con la *eficiencia de escala* (ES). El uso de la especificación BCC permite calcular la TE sin los efectos de la SE.

El modelo CCR puede modificarse para asumir retornos variables incorporando la restricción de convexidad: $N1'\lambda = 1$ en el modelo (2.10) para obtener la siguiente especificación:

$$\begin{aligned}
 & \text{Min}_{\theta, \lambda} \theta, \\
 & \text{Sujeto a:} \\
 & \quad -y_i + Y\lambda \geq 0, \\
 & \quad \theta x_i - X\lambda \geq 0, \\
 & \quad N1'\lambda = 1 \\
 & \quad \lambda \geq 0
 \end{aligned} \tag{2.11}$$

Donde $M1$ es un vector $N \times 1$ de unos. Nótese que la restricción de convexidad, asegura que la firma ineficiente sólo es comparada con firmas de escala similar. Es decir, el punto proyectado (para la firma) sobre la frontera DEA será una combinación convexa de las firmas observadas. Esta restricción de convexidad no es impuesta en el modelo CCR, por lo que en un modelo DEA CCR, una firma puede ser comparada con firmas que son más mucho más grandes (o pequeñas) que ella. En ese caso, los ponderadores λ suman un valor mayor o menor que la unidad.

Asumiendo que la tecnología es de retornos variables, se puede obtener la medida de *eficiencia de escala* para cada firma. Este se logra a través de ambos modelos, DEA CCR y DEA BCC. Así, se puede decomponer la medida de ET obtenida de un modelo DEA CCR en dos componentes, uno asociado a la ineficiencia de escala y otro a la ineficiencia técnica "pura". Si existen diferencias entre las medidas de eficiencia técnica obtenidas de los modelos DEA CCR y DEA BCC para una firma determinada, esto indica que la firma tiene ineficiencia de escala, y esta puede ser calculada a través de la diferencia entre las medidas de eficiencia CCR y BCC.

En el Gráfico N° 2.5, se ilustra el cálculo de la ineficiencia de escala usando un insumo y un producto. Se muestran las fronteras DEA bajo retornos constantes y retornos variables. Bajo retornos constantes, la medida *input*-orientada de la ineficiencia técnica del punto P es la distancia PP_C . Sin embargo, bajo retornos variables, la ineficiencia técnica podría ser sólo PP_V . La diferencia entre estas dos medidas, $P_C P_V$, se debe a la ineficiencia de escala. Estos conceptos pueden expresarse en ratios de las medidas de eficiencia como:

$$ET_{RCE} = AP_C / AP$$

$$ET_{RVE} = AP_V / AP$$

$$ES = AP_C / AP_V$$

Todas estas medidas se encuentran entre cero y uno. Nótese que:

$$TE_{RCE} = TE_{RVE} \times SE$$

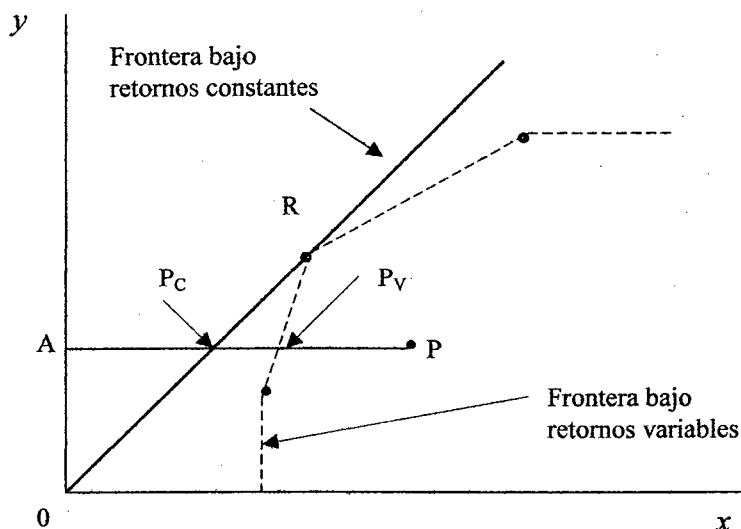
Debido que:

$$AP_C / AP = (AP_V / AP) \times (AP_C / AP_V)$$

Como se observa, la eficiencia técnica bajo retornos constantes se puede descomponer en eficiencia técnica "pura" y eficiencia de escala. La medida de eficiencia de escala puede

interpretarse como el ratio del producto promedio de un firma operando en el punto P_V y el producto promedio de el punto operando a la escala óptima técnicamente (punto R)

Gráfico N° 2.5: Eficiencia de Escala a través de DEA



d) DEA y la Medición de los Cambios en la Productividad (Descomposición del Índice de Malmquist)

Un aspecto crucial dentro del análisis de los procesos de reforma de distintas industrias es si dichas reformas han contribuido a generar incrementos en la productividad de las empresas que las conforman. Así, medir los cambios en la productividad implica medir los cambios en los niveles de producción asociados a cambios en los niveles de los factores, y si se trata de industrias que se caracterizan por la existencia de varios productos y varios factores se hace necesario el uso de números índices para medir los cambios en la productividad en el tiempo, así como los cambios en la Productividad Total de Factores (TFP).

Las investigaciones iniciales relacionadas a la medición de la productividad y su evaluación en el tiempo fueron desarrolladas por Nishimizu y Page (1982) y Färe, Grosskopf, Norris y Zhang (1994). La primera de estas investigaciones usaba los métodos de programación lineal propuestos por Aigner y Chu (1968) para aplicarlos a una muestra de datos de paneles de Yugoslavia para construir fronteras de producción paramétricas y a través de estas medir el crecimiento de la TFP como la suma dos componentes: el cambio en la eficiencia y el cambio técnico o tecnológico. La investigación de Färe *et al.* (1994) calcula el índice de productividad de Malmquist para evaluar el crecimiento de la TFP, definido por Caves, Christensen y Diewert (1982b), e ilustra cómo las *funciones distancia*, a través de las cuales se define el índice de

Malmquist, pueden ser estimadas usando la técnica *DEA*. Ellos también muestran cómo los índices resultantes pueden ser descompuestos en un componente asociado a cambios en la eficiencia y otro componente asociado al cambio técnico (o tecnológico).

Antes de ilustrar como se puede medir los cambios en la productividad a través del Índice de Malmquist y como se descomponen en cambios en la eficiencia técnica y cambio tecnológico, es necesario hacer una revisión de las *funciones distancia* y sus equivalencias respecto a las medidas de eficiencia.

d.1) Funciones Distancia y Medidas de Eficiencia

Las *funciones distancia* son una herramienta que permite describir una tecnología de producción multi-insumo o multi-producto sin la necesidad de especificar una conducta objetivo (minimización de costos o maximización de beneficios). Se pueden especificar *funciones distancia input-orientadas* y *funciones distancia output-orientadas*. Una *función distancia input-orientada* caracteriza una tecnología de producción observando la mínima reducción proporcional de un vector insumo, dado un vector producto. Una *función distancia output-orientada* considera una máxima expansión proporcional en el vector producto, dado un vector insumo.

Función Distancia Output-orientada

Para definir este tipo de *función distancia*, se asume que la tecnología de producción está definida por el conjunto S , y se puede definir de manera equivalente usando conjuntos de producción, $P(x)$, los cuales representan el conjunto de todos los vectores producto, y , que pueden ser producidos usando el vector insumo, x . Es decir:

$$P(x) = \{ y : x \text{ puede producir } y \}$$

Las propiedades de este conjunto se resumen a continuación. Para cada x , el conjunto de producción $P(x)$ satisface las siguientes propiedades:

- (i) $0 \in P(x)$: se puede producir cero unidades dado un vector insumo (es decir, la inacción es posible)
- (ii) Los no-negativos niveles de producción no pueden ser producidos desde un nivel de insumo igual a cero.

- (iii) $P(x)$ satisface de manera fuerte la disponibilidad de insumo, es decir: si y puede producirse desde x , entonces y puede producirse desde cualquier $x^* \geq x$.
- (iv) $P(x)$ es cerrado
- (v) $P(x)$ es limitado
- (vi) $P(x)$ es convexo

El supuesto (iv) es esencialmente un requerimiento matemático, pero la naturaleza compacta de $P(x)$ implica que no se puede producir niveles ilimitados de producto dado un nivel de insumos. La convexidad implica que si dos combinaciones de producto pueden alcanzarse con un vector insumo dado, entonces cualquier promedio de estos dos vectores producto puede también obtenerse. Este supuesto implícito requiere que las mercancías sean continuamente divisibles.

La *función distancia output-orientada* es definida en el conjunto de producción $P(x)$ como:

$$D_o(x, y) = \min \{ \delta : (y/\delta) \in P(x) \} \quad (2.12)$$

y cumple con las siguientes propiedades:

- (i) $D_o(x, y)$ es no-decreciente en y y creciente en x ;
- (ii) $D_o(x, y)$ es linealmente homogénea en y ;
- (iii) Si y pertenece al conjunto de posibilidades de producción, entonces $D_o(x, y) \leq 1$; y
- (iv) $D_o(x, y) = 1$ si y se encuentra en la "frontera" del conjunto de posibilidades de producción.

Función Distancia Input-orientada

Una función distancia *input-orientada* considera la mínima reducción proporcional del vector de insumos, dado un vector de productos. Por lo que su uso se adapta mejor a los casos en los cuales los insumos son endógenos y los productos son exógenos. Así, este tipo de función distancia puede definirse a partir del conjunto de insumos $L(y)$ como:

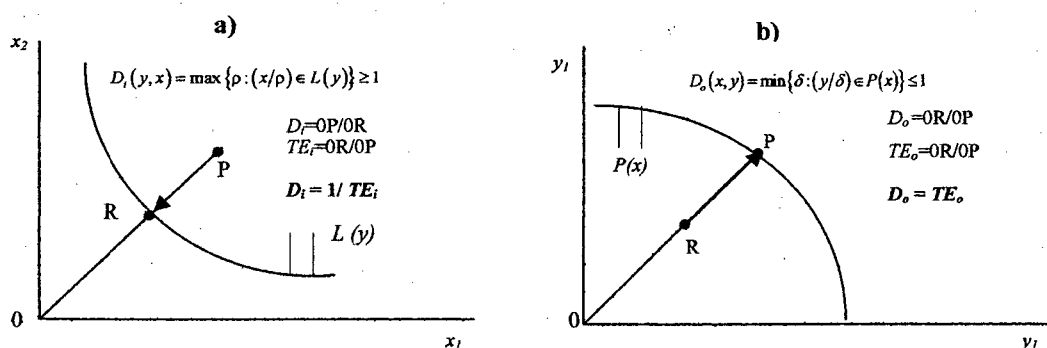
$$D_i(y, x) = \max \{ \rho : (x/\rho) \in L(y) \} \quad (2.13)$$

Las propiedades de la función distancia *input*-orientada pueden ser derivadas de manera sencilla usando los supuestos hechos respecto a la tecnología de producción. Las propiedades de esta función distancia son las siguientes:

- (i) $D_i(y, x)$ es no decreciente en x y creciente en y ;
- (ii) $D_i(y, x)$ es linealmente homogénea en x ;
- (iii) Si x pertenece al conjunto de insumos de y (es decir: $x \in L(y)$), entonces $D_i(y, x) \geq 1$; y
- (iv) $D_i(y, x) = 1$ si x pertenece a la “frontera” del conjunto de insumos (la isocuanta de y)

Teniendo en cuenta las propiedades de la funciones distancia se pueden establecer equivalencias con las medidas de eficiencias planteadas anteriormente dependiendo de la orientación (*output* o *input*). El Gráfico N° 2.6 muestra dichas equivalencias, de manera específica, en la parte a) se observa que la función distancia es igual a la inversa de eficiencia técnica cuando se tratan de medidas input-orientadas, mientras que cuando se trata de medidas output-orientadas, el valor de la función distancia es igual a la eficiencia técnica (parte b))

Gráfico N° 2.6: Funciones Distancia y Eficiencia Técnica



d.2) El Índice de Malmquist

Una vez definidas las equivalencias entre las funciones distancias y las medidas de eficiencia técnica, es posible definir el Índice de Malmquist.

El Índice de Malmquist mide el cambio en la productividad de una empresa midiendo la distancia de la misma en dos periodos distintos de tiempo, t y $t+1$, respecto a la frontera tecnológica existente en t . Tomado en cuenta las funciones distancia *input*-orientadas definidas, el Índice de Malmquist (M_i^t) se define como:

$$M_i^t(y^{t+1}, x^{t+1}, y^t, x^t) = \frac{D_i^t(y^t, x^t)}{D_i^t(y^{t+1}, x^{t+1})} \quad (2.14)$$

O de manera alternativa, respecto a la tecnología existente en $t+1$:

$$M_i^{t+1}(y^{t+1}, x^{t+1}, y^t, x^t) = \frac{D_i^{t+1}(y^t, x^t)}{D_i^{t+1}(y^{t+1}, x^{t+1})}$$

Como una forma de evitar los posibles problemas derivados de la elección de la tecnología de referencia, Caves et al. (1982) sugieren la utilización de la media geométrica de ambos índices.

$$M_i^{t+1}(y^{t+1}, x^{t+1}, y^t, x^t) = \left[\frac{D_i^t(y^t, x^t)}{D_i^t(y^{t+1}, x^{t+1})} \frac{D_i^{t+1}(y^t, x^t)}{D_i^{t+1}(y^{t+1}, x^{t+1})} \right]^{1/2}$$

Färe et al. (1990) proponen una aproximación, que si bien admite la posibilidad de comportamientos ineficientes, permite descomponer el Índice de Malmquist en cambios en eficiencia técnica y cambio técnico:

$$M_i^{t+1}(y^{t+1}, x^{t+1}, y^t, x^t) = \frac{D_i^t(y^t, x^t)}{D_i^{t+1}(y^{t+1}, x^{t+1})} \left[\frac{D_i^{t+1}(y^{t+1}, x^{t+1})}{D_i^t(y^{t+1}, x^{t+1})} \frac{D_i^{t+1}(y^t, x^t)}{D_i^t(y^t, x^t)} \right]^{1/2} = E_i^{t+1} T_i^{t+1} \quad (2.15)$$

Posteriormente Färe et al. (1994), proponen una descomposición mayor de este índice al distinguir dentro del término que recoge el cambio en la eficiencia técnica E_i^{t+1} , entre el cambio en la eficiencia técnica pura y cambios en la eficiencia de escala, es decir:

$$E_i^{t+1} = \frac{D_i^t(y^t, x^t)}{D_i^{t+1}(y^{t+1}, x^{t+1})} = \left(\frac{D_i^t(y^t, x^t)}{D_i^{t+1}(y^{t+1}, x^{t+1})} \right)_{RVE} \left(\frac{\frac{D_i^t(y^t, x^t)_{RCE}}{D_i^t(y^t, x^t)_{RVE}}}{\frac{D_i^{t+1}(y^{t+1}, x^{t+1})_{RCE}}{D_i^{t+1}(y^{t+1}, x^{t+1})_{RVE}}} \right) = ETP_i^{t+1} \times ES_i^{t+1}$$

Como se observa, para calcular el Índice de Malmquist, es necesario obtener las funciones distancia definidas bajo retornos constantes a escala (RCE) y las que suponen retornos variables (RVE).

Finalmente, el Índice de Malmquist reporta los cambios en la productividad experimentados por cada unidad de análisis entre los períodos t y $t+1$, y la descomposición de dicho cambio en:

- a. La variación de la eficiencia técnica con que operan las firmas (E_i^{t+1})
- b. El cambio tecnológico (T_i^{t+1})

Además, el cambio en la eficiencia técnica puede descomponerse en:

- a. El cambio en la eficiencia técnica pura (ETP_i^{t+1})
- b. El cambio de la eficiencia de escala (ES_i^{t+1})

2.4 Estudios Previos

Existen diversos estudios que analizan la eficiencia en la actividad de distribución de electricidad a través de la metodología DEA. Los primeros estudios aplicados al sector tienen como objetivo establecer *rankings* de eficiencia y en otros casos contrastar la existencia de diferencias en eficiencia entre empresas públicas y privadas. Así, por ejemplo Weyman-Jones (1991) realiza un estudio para evaluar la eficiencia de las empresas de distribución en Inglaterra y Gales, y establece un *ranking* para doce empresas y muestra que cinco de ellas pueden considerarse eficientes, concluyendo que el análisis de la eficiencia a través de DEA es útil para comparar a las compañías de distribución en un contexto de regulación.

Miliotis (1992) evalúa 45 divisiones de la *Greek Public Power Corporation*, a través de cuatro modelos DEA con el objetivo de evaluar la eficiencia desde el punto de vista de una corporación individual, poner énfasis en la productividad de la mano de obra y evaluar los efectos de las características geográficas, tamaño y densidad, concluyendo que las divisiones que operan en centros urbanos tienen mayores índices de eficiencia que aquellas que operan en zonas en donde la población está más dispersa.

Pollit (1994), a través de un modelo DEA y otro OLS aplicado a 145 empresas de distribución de Estados Unidos y el Reino Unido, concluye, entre otras cosas, que la eficiencia promedio se reduce a medida que el tamaño de la firma aumenta y que no existe evidencia de diferencias en eficiencia entre empresas públicas y privadas. De manera similar, Bagdadioglu et al. (1996) utilizan un modelo DEA para crear una medida de comparación (*benchmarking*) para la eficiencia relativa de empresas de distribución de electricidad públicas y privadas (70 empresas de Turquía son evaluadas) y rechazan la hipótesis nula de diferencia en la eficiencia entre empresas públicas y privadas.²⁷

Por su parte, Scarsi (1999) usa la metodología DEA para evaluar la eficiencia de la distribución local electricidad en Italia, para ello divide las unidades de análisis en ENELs (zonas de distribución pertenecientes al monopolista nacional) y MUNIs (empresas de propiedad municipal que sirven a ciudades individuales) y concluye en que es factible la regulación por comparación (*yardstick*) en esta industria.

Después del proceso de reformas emprendidas por diversos países en el sector eléctrico y la implementación de esquemas regulatorios, diversos estudios se han abocado a evaluar estas reformas en términos de los cambios de la eficiencia y productividad de las empresas de distribución a través del análisis DEA y el cálculo del Índice de Malmquist. Por ejemplo, Hjalmarsson y Veiderpass (1992) realizan un estudio en el cual evalúan la variación de la eficiencia en la distribución de electricidad de las empresa en Suecia para el período 1970-1986, y muestran que el incremento en la productividad ha sido importante durante el período de análisis y, que estos cambios en la productividad han sido independientes de la propiedad (pública-privada).

²⁷. Al respecto, aplican el test no-paramétrico de Mann-Whitney para comparar la eficiencia de 64 empresas públicas y 4 empresas privadas.

Hattori et al. (2003) realizan un análisis de la eficiencia de las empresas de distribución de electricidad de Japón y el Reino Unido entre 1985 y 1998, usando una comparación por costos usando un modelo DEA y concluyen que las ganancias de eficiencia en distribución han sido mayores en el Reino Unido que en Japón, además de encontrar evidencia de cambios tecnológicos en las empresas del Reino Unido asociado, en opinión de los autores, a la adopción de un esquema de regulación por ingresos tope (*revenue caps*).

Motta (2004) realiza una evaluación de los efectos de la privatización de las empresas de distribución de electricidad en Brazil y Estados Unidos aplicando DEA para calcular la eficiencia técnica y descomponer el Índice Malmquist.²⁸ El autor concluye que el impacto de la privatización sobre la eficiencia en la empresas de distribución de electricidad es positivo pero estadísticamente no significativo para los modelos que usan como insumos los costos operativos, pero negativo y estadísticamente significativo para los modelos que incluyen los costos operativos y los costos de capital como insumos, lo que sugiere la importancia de considerar estos últimos en el *benchmarking*. De acuerdo al autor, estos resultados son explicados por los bajos niveles de inversión en las compañías de Brasil después de la privatización así como por una creciente tasa de sustitución de capital por trabajo.

Por otro lado, Abbot (2005) analiza, los cambios ocurridos en la industria de provisión de electricidad en Australia en los últimos 30 años, con el objetivo de evaluar en que grado las reformas emprendidas en los últimos 10 años han contribuido al incremento de la productividad y la eficiencia de la industria. El autor reconoce las limitaciones del uso de indicadores de productividad parciales para efectuar comparaciones entre empresas y a través de un modelo DEA calcula el índice de Malmquist y sus componentes de cambio en la eficiencia técnica y cambio en la eficiencia de escala, para el período 1969-1999, encontrando evidencia de una mejora en la performance de la empresas de provisión de electricidad desde mediados de los 80's y un crecimiento rápido en la productividad desde 1991.

Pombo y Tabora (2006) analizan la evolución del desempeño de las empresas de distribución de electricidad en Colombia antes y después de las reformas emprendidas desde 1994, evaluando 12 compañías del sector que brindan el suministro en 20 ciudades que forman parte del denominado Sistema Interconectado Nacional (SIN) durante el período 1985-2001. Los resultados de la estimación del Índice de Malmquist y su evolución en el tiempo sugieren que

²⁸ El autor señala que es posible la comparación de las empresas en la medida en que Brasil y USA son países comparables en términos de área y este es un factor importante en que afecta los costos operativos y de capital.

las reformas emprendidas en Colombia han tenido efectos positivos sobre la eficiencia y productividad.

Existen también estudios que usan DEA y proponen esta metodología como una herramienta complementaria en los procesos de fijación de las tarifas de distribución de electricidad e incorporan la calidad del servicio dentro del análisis de eficiencia. Así, Sanhueza (2003) propone un modelo DEA para la determinación del Valor Agregado de Distribución (VAD) para las empresas de Chile y construye intervalos de confianza para los indicadores de eficiencia a través de la técnica “*bootstrap*”. El autor encuentra evidencia de que el 57% de las empresas de la muestra pueden considerarse técnicamente eficientes e identifica acciones y estrategias para incrementar la productividad de las empresas, mientras que Giannakis et al. (2005) proponen un modelo DEA que incorpora indicadores de calidad para las empresas de distribución del Reino Unido para calcular la eficiencia y el Índice de Malmquist. Los resultados sugieren que las empresas que son eficientes en costos no necesariamente exhiben altos niveles de calidad de servicio y que la incorporación de indicadores de calidad en un esquema de regulación por comparación es preferible a una basada sólo en costos.

Finalmente, en el Cuadro N° 2.1, se muestra un resumen de los distintos estudios que aplican la metodología DEA para evaluar la eficiencia de las empresas de distribución, las variables consideradas y la muestra evaluada, así como los principales resultados.

Cuadro N° 2.1: Resumen de Estudios sobre Eficiencia y Productividad en la Distribución de Electricidad

Autor (es)	Año de Publicación	Variables y Muestra	Modelo (s)	Resultados y Conclusiones
Weyman-Jones	1991	VARIABLES: Productos: Ventas (kWh) a clientes domésticos, comerciales e industriales. Insumos: Capital financiero, capital físico (km de red de distribución) y mano de obra (número de empleados) Muestra: 12 compañías de distribución de Inglaterra y Gales	DEA RCE Estima dos modelos teniendo en cuenta dos medidas del factor capital (financiero y físico)	Cinco de las doce compañías analizadas pueden ser consideradas eficientes. El análisis de la eficiencia a través de DEA es útil para comparar a las compañías de distribución en un contexto de regulación por comparación.
P. Miliotis	1992	VARIABLES: Longitud de red (km), capacidad instalada (KVA), gastos generales, trabajo técnico y administrativos (horas), número de clientes, energía provista (kWh) y el área total servida. Muestra: 45 distritos de distribución de electricidad de la <i>Greek Public Power Corporation</i> (PPC)	DEA Plantea cuatro especificaciones para medir la eficiencia asociada a los siguientes aspectos: Diseño de la oferta del sistema, operación del sistema, densidad y dispersión de la red	Los distritos correspondientes a grandes centros urbanos tienen mayor eficiencia respecto a los distritos con mayor dispersión de los clientes. Las distintas especificaciones permiten descubrir ineficiencias relacionadas al diseño de la oferta del sistema así como a factores ambientales. Asimismo se muestra que las DMU pueden mejorar su eficiencia a través del manejo de <i>inputs</i> controlables.
Hjalmarsson y Veiderpass	1992	VARIABLES: Productos: ventas de energía en alto y bajo voltaje (kWh), número clientes en alto y bajo voltaje. Insumos: mano de obra (horas), las líneas en alto voltaje (km), las líneas en bajo voltaje (km) y capacidad de transformación (kva). Muestra: Sector de distribución de electricidad en Suecia para el período 1970-1986.	DEA RCE Índice de Malmquist	El estudio muestra que el incremento en la productividad ha sido importante durante el período de análisis y, que estos cambios en la productividad han sido independientes de la propiedad (pública-privada).
M. Pollit	1994	VARIABLES: Productos: número de clientes, ventas residenciales (GWh), ventas no residenciales (GWh), área de servicio (km ²) y demanda máxima (MW) Insumos: número de empleados, transformadores (MVA) y km de circuitos. Muestra: 145 sistemas de distribución en los Estados Unidos y en el Reino Unido en 1990.	DEA OLS	La eficiencia promedio cae a medida que el tamaño de las firmas aumenta. No se puede rechazar la hipótesis nula de no diferencia en eficiencia productiva entre empresas públicas y privadas, al 5% de significancia. Los resultados de regresión indican que no hay diferencia significativa en costos entre las empresas públicas y privadas de distribución.
N. Bagdadioglu, C. Waddams y T. Weyman - Jones.	1996	VARIABLES: Productos: Número de clientes, electricidad ofrecida (MWh), máxima demanda (MW) y el área de servicio (km ²) Insumos: mano de obra, capacidad de transformación (MVA), tamaño de la red (km), gastos generales y pérdidas de la red (MWh). Muestra: 70 empresas distribuidoras minoristas de Turquía en 1991	DEA RCE y RVE (5 especificaciones)	Rechazo de la hipótesis nula a favor de la alternativa que las distribuidoras privadas tienen mayor eficiencia. 20 presentan retornos constantes a escala; 20 retornos crecientes y 21 retornos decrecientes.
G. Scarsi	1999	VARIABLES: Productos: Energía Distribuida (GWh), número de clientes Insumos: Trabajo (número de empleados a tiempo completo), capital (km de línea de distribución). Muestra: 39 ENELs y 37 MUNIs en Italia para el período 1994-1996.	DEA RCE Modelo 1: dos productos y dos insumos Modelo 2: un producto (clientes) y dos insumos Modelo 3: un producto (ventas) y dos insumos y SFA (Fronteras Estocásticas)	Los resultados de estas dos metodologías son estadísticamente diferentes (se rechaza la hipótesis de medias cero para las diferencias entre los modelos DEA con el de SFA).

Autor (es)	Año de Publicación	Variables y Muestra	Modelo (s)	Resultados y Conclusiones
Hattori, T., Jamasb, T. y M. G. Pollit	2003	Variables: Productos: Ventas (MWh), número de clientes Insumos: Costos operativos, costos operativos totales (incluye costos de capital), densidad (clientes/km red) y factor de carga. Muestra: 21 empresas (12 del Reino Unido y 9 de Japón) para los periodos 1985/86 y 1997/1998.	DEA RCE y RVE con distintas especificaciones de costos y SFA (Fronteras Estocásticas)	Resultados comparables por ambas metodologías. Las ganancias de eficiencia han sido mayores en el sector de distribución del Reino Unido que en Japón, los cuales están asociados a la adopción de un esquema de regulación por ingresos <i>tope (revenue caps)</i> por parte del Reino Unido.
R. Sanhueza	2003	Variables: Productos: Ventas de energía (kWh), Máxima Demanda (kW), número de clientes, red de distribución (km) Insumos: Costos de operación y mantenimiento, costos de capital, número de trabajadores, remuneraciones, energía no vendida Muestra: 35 empresas de distribución en Chile para el año 2000	DEA RVE con <i>bootstrap</i> (construcción de bandas de confianza para los indicadores de eficiencia técnica)	El 57% de las empresas de la muestra pueden considerarse técnicamente eficientes. Las empresas de menor tamaño son las que muestran mayor ineficiencia. El autor afirma que con DEA se obtiene una mejor identificación de la eficiencia necesaria para la comparación entre empresas.
Motta	2003	Variables: Productos: Ventas Totales (MWh), número de consumidores y los kilómetros de red de distribución. Insumos: Costos operativos, costos operativos totales (incluye costos de capital). Variables Ambientales: Máxima demanda (MW), densidad (clientes/km de red) y el ratio de clientes residenciales / clientes totales. Muestra: 14 empresas privatizadas de Brasil y 72 compañías de Estados Unidos para los años, 1994 y 2000.	DEA RCE y RVE Índice de Malmquist SFA	El impacto de la privatización sobre la eficiencia en la empresas de distribución de electricidad es positivo pero estadísticamente no significativo para los modelos que usan como insumos los costos operativos, pero negativo y estadísticamente significativo para los modelos que incluyen los costos operativos y los costos de capital como insumos, debido a los bajos niveles de inversión de las empresas en Brasil después de la privatización y el grado de sustitución de capital por trabajo.
Giannakis, D., Jamasb, T. y M. G. Pollit	2005	Variables: Productos: Ventas de energía (kWh), número de consumidores, longitud de red de distribución (km) Insumos: Costos operativos, costos operativos totales (incluye costos de capital). Indicadores de Calidad: calidad de suministro (frecuencia y duración de interrupciones), calidad comercial (relación entre operadores y clientes), calidad de producto (frecuencia, amplitud y onda) Muestra: 14 empresas del Reino Unido para los periodos 1991/92 y 1998/99	DEA Índice de Malmquist (incorpora indicadores de calidad de servicio)	Las empresas que son eficientes en costos no necesariamente exhiben altos niveles de calidad de servicio y la incorporación de indicadores de calidad en un esquema de regulación por comparación es preferible a una basada sólo en costos.
Abbot	2005	Variables: Productos: Consumo de energía (GWh) Insumos: Capital físico (líneas de distribución, capacidad de las estaciones de transmisión y capacidad de generación), uso de energía (TJ) Muestra: 7 jurisdicciones de distribución de electricidad en Australia para el periodo 1969-1999	DEA Índice de Malmquist	Evidencia de mejoras en la productividad de las empresas de provisión de electricidad desde mediados de los 80's y un crecimiento rápido en la productividad desde 1991.
C. Pombo y R. Taborada	2006	Variables: Productos: Ventas de energía (GWh), número de clientes. Insumos: Número de empleados, número de transformadores, longitud de red (km). Variables Ambientales: GDP per-cápita regional, capacidad instalada nacional, área urbana servida. Muestra: 12 compañías que brindan el suministro en 20 ciudades que forman parte del Sistema Interconectado Nacional (SIN) para el periodo 1985-2001	DEA Índice de Malmquist	Verificación de incrementos en la eficiencia en planta y productividad principalmente en las grandes empresas. Las empresas menos eficientes no tuvieron mejoras después de la reforma porque no llevaron a cabo las reestructuraciones para alcanzar la eficiencia individual respecto a las distribuidoras <i>Pareto</i> eficientes. Los resultados sugieren que las reformas emprendidas en Colombia han tenido efectos positivos sobre la eficiencia y productividad.

Elaboración: Propia.

III. ANÁLISIS DE LA EFICIENCIA DE LAS EMPRESAS DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA DEL PERÚ

En este capítulo se describe la base de datos y los modelos utilizados para la medición de la eficiencia técnica de las empresas de distribución eléctrica en el Perú a través del Análisis Envoltante de Datos (DEA), se presentan los resultados de las medidas de eficiencia técnica y los cambios en la Productividad Total de Factores a través del Índice de Malmquist. Adicionalmente, se analizan los resultados a través de pruebas no paramétricas y un modelo de regresión Tobit con el objetivo de identificar los determinantes de la eficiencia técnica de las empresas de distribución eléctrica en el Perú.

3.1 Descripción de la Base de Datos

Un aspecto de importancia en el análisis de eficiencia a través de la metodología DEA es el grado de confiabilidad de los datos, en ese sentido, cualquier error de medición puede afectar a la medida de eficiencia calculada. Teniendo en cuenta la sensibilidad de los resultados respecto a la calidad de información así como la disponibilidad de información estadística es que se determinó la inclusión de las variables para efectuar las mediciones de la eficiencia técnica y los cambios en la productividad de las empresas de distribución:

Acorde a los estudios previos revisados, en lo que respecta a las variables que pueden ser consideradas como insumo, inicialmente, se tomaron en cuenta: (1) el número de trabajadores, (2) los kilómetros de red de distribución en media tensión (MT), (3) los kilómetros de red de distribución de baja tensión (BT), (4) el número de subestaciones de transformación de MT a BT y (5) las pérdidas de energía en redes de distribución en MT y BT (medidas en MWh). Las variables productos consideradas fueron: (1) las ventas de energía en MT y (2) las ventas de energía en BT, (ambas medidas en MWh)

La información ha sido recopilada de los anuarios estadísticos de la GART²⁹ y de la información correspondiente a los procesos de regulación tarifaria. Teniendo en cuenta una base de datos inicial compuesta por información de 16 empresas de distribución, se optó por considerar sólo a 14 de ellas. Específicamente se excluyeron del análisis a las empresas Coelvisa y Emsemsa (ambas no contaban con clientes en Baja Tensión en el año 1996).

²⁹. Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria - OSINERGMIN (Organismo Regulador de la Energía de Perú).

Respecto a la información correspondiente a la empresa Electro Puno, la cual fue creada en 1999 por escisión patrimonial de Electro Sur Este, se tomó en cuenta información a nivel de los Sistemas Eléctricos de Distribución que el año 1996 eran operados por Electro Sur Este y luego de dicha escisión pasaron a ser operados por Electro Puno.

Cabe mencionar que la información corresponde a los años 1996, 2000 y 2004, años en los cuales se iniciaron los últimos tres procesos de fijación de las tarifas de distribución de electricidad (Valor Agregado de Distribución), lo cual es una limitación frente a la utilización de información de carácter anual. Sin embargo, la información de las variables consideradas no se encuentra disponible para cada año, específicamente en lo que respecta a las variables asociadas al capital físico (kilómetros de redes de distribución y el número de subestaciones).

Una opción para resolver esta limitación puede ser reemplazar esta información con alguna medida de capital que se encuentre disponible para cada año, tal como el valor monetario de los Inmuebles, Maquinarias y Equipos (en valores constantes). Así, con el objetivo de analizar con mayor detalle la evolución de la eficiencia de las empresas de distribución durante el período 1996-2006, se optó por sustituir estas variables con información del valor corriente de los inmuebles, maquinarias y equipos. En el Cuadro N° 3.1 se muestra la matriz de correlaciones entre esta variables y las variables asociadas a las redes de distribución y las subestaciones.

Cuadro N° 3.1: Matriz de Correlaciones- Medidas de capital

Variables	Red:MT	Red:BT	Red:AP	Red:MT y BT	Red:MT: BT y AP	SED	IMyE
Red:MT	1.0000						
Red:BT	0.7794	1.0000					
Red:AP	0.6899	0.9742	1.0000				
Red:MT y BT	0.9108	0.9685	0.9160	1.0000			
Red:MT, BT y AP	0.8519	0.9893	0.9629	0.9903	1.0000		
SED	0.7831	0.9744	0.9546	0.9532	0.9722	1.0000	
IMyE	0.5492	0.8924	0.9256	0.8062	0.8632	0.8896	1.0000

Donde:

Red MT: km de red a nivel de Media Tensión

Red BT: km de red a nivel de Baja Tensión

Red AP: km de red de Alumbrado Público

SED: Número de Subestaciones Transformación de Media Tensión a Baja Tensión

IMyE: Valor constante (Miles de soles de 1994) de los inmuebles, maquinarias y equipos

Elaboración: Propia.

Como se puede observar, existe una alta correlación de la variable inmuebles, maquinarias y equipo (IMyE) con las redes a nivel de Baja Tensión (Red BT), las redes de Alumbrado Público (Red AP), así como con el número de subestaciones de transformación de MT a BT.

Una práctica usual cuando no se dispone de información para una variable específica, es reemplazarla con una variable *proxy* que esté altamente correlacionada. Así, teniendo en cuenta lo mostrado en el Cuadro N° 3.1, es factible sustituir las variables de capital físico de las empresas de distribución por el valor de los Inmuebles, Maquinarias y Equipos (deflactados por el IPM con año base 1994) de las empresas para calcular las medidas de eficiencia para cada año así como obtener la evolución anual del Índice de Productividad de Malmquist para el período 1996-2006.

3.2 Modelo Propuesto

Para el análisis de la eficiencia técnica se toma en cuenta los modelos DEA-RCE y DEA-RVE orientados a los insumos. La orientación a los insumos de los modelos DEA, de acuerdo a diversos estudios empíricos, se debe al hecho de considerar que a una empresa de distribución se le asigna una zona de concesión específica (caracterizada por el número de clientes y sus respectivas demandas), a la cual la empresa debe suministrar electricidad eligiendo una combinación óptima de insumos³⁰.

Así, teniendo en cuenta la disponibilidad de información, se tomaron en cuenta las siguientes variables para los modelos DEA-RCE, DEA-RVE y para el cálculo del Índice de Malmquist:

- Productos: Ventas de energía en MT y Ventas de energía en BT (medidas en MWh)
- Insumos: Número de trabajadores, Inmuebles, Maquinarias y Equipos (en miles de soles de 1994) y las pérdidas de energía en distribución (medidas en MWh)

La consideración de las pérdidas de energía como un insumo se basan en el trabajo de Giannakis et al. (2005), quienes incorporan indicadores de calidad (frecuencia y duración de interrupciones) como insumos dentro del proceso de solución del problema DEA. La lógica de incorporar estas variables resultantes del proceso de producción (productos no deseables) como insumos es que bajo una orientación a los insumos, se busca minimizarlas.

En la medida en que sólo existen información de indicadores de calidad (frecuencia y duración de interrupciones) a partir del año 2005 en virtud de un procedimiento de supervisión del

³⁰ Es en esa lógica que los modelos DEA orientados a los insumos identifican de manera apropiada en el proceso de producción de las empresas de distribución, ya que estos modelos determinan, dado un nivel de producción, la máxima reducción proporcional en el vector de insumos. Así, una unidad es considerada ineficiente si es posible disminuir cualquier insumo sin alterar el nivel del producto.

OSINERGMIN es que se incluyeron las pérdidas de energía como un insumo dentro de los modelos DEA orientados a los insumos.

En el Cuadro N° 3.2 se muestra los principales estadísticos descriptivos de las variables incluidas en los modelos DEA propuestos:

Cuadro N° 3.2: Estadísticos Descriptivos: Variables Incluidas en los Modelos

Variable	Promedio	Desv. Est.	Min.	Max.
Ventas MT (MWh)	274,885	445,462	6,000	1,813,360
Ventas BT (MWh)	469,818	736,862	12,518	2,884,631
N° de Trabajadores	262	192	19	761
IMyE (Miles de S/. 1994)	384,415	382,050	22,784	1,698,288
Pérdidas de Energía (MWh)	88,696	110,714	1,217	455,171

Obs. :154

Elaboración: Propia

3.3 Presentación y Análisis de los Resultados

Para el cálculo de las medidas de eficiencia para cada una de las especificaciones propuestas para cada período y el cálculo del Índice de Malmquist se usó el software DEAP 2.1 desarrollado por Tim Coelli³¹, el cual permite especificar modelos DEA RCE y RVE (los cuales son necesarios para determinar la eficiencia técnica y la eficiencia de escala) además de permitir la descomposición del índice de productividad de Malmquist a través del uso de datos de panel.

3.3.1 Eficiencia Técnica

Con el objetivo de calcular la eficiencia de las empresas de distribución de electricidad, se tomaron en cuenta un modelo DEA en una etapa orientado a los insumos (input oriented) Los resultados de las medidas de eficiencia RCE, RVE así como los resultados para la eficiencia de escala (ES) se muestran en los Cuadros N° 3.3, N° 3.4 y N° 3.5 respectivamente. Los resultados obtenidos muestran la evolución de la medida de eficiencia técnica para cada una de las empresas para el período 1996-2006. Así, se puede observar que sólo las empresas Edelnor, Luz del Sur y Edecañete resultaron las más eficientes durante todo el período. Estas tres empresas

³¹. Coelli, T.J. (1996), "A Guide to DEAP Version 2.1: A Data Envelopment Analysis (Computer) Program", *Working Paper 8/96*, Centre for Efficiency and Productivity Analysis (CEPA), University of New England.

fueron privatizadas y dos de ellas cuenta con el mayor número de clientes en zonas urbanas de alta densidad (Lima)

Cuadro N° 3.3: Eficiencia Técnica RCE de las Empresas de Distribución: 1996-2006

Empresa	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
Edecañete	0.821	0.854	0.959	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
Edelnor	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
Electro Oriente	0.376	0.367	0.316	0.381	0.392	0.514	0.565	0.547	0.484	0.535	0.669
Electro Puno	0.836	0.782	0.596	1.000	0.492	0.320	0.411	0.441	0.496	0.522	0.549
Electro Sur Este	0.907	0.906	0.612	0.586	0.635	0.838	0.682	0.725	0.839	0.579	0.670
Electro Sur Medio	0.938	0.993	0.822	0.946	0.855	1.000	0.986	0.966	1.000	0.982	1.000
Electro Ucayali	0.706	0.438	0.630	0.731	0.687	0.787	0.673	0.736	0.839	0.863	0.864
Electrocentro	0.590	0.791	0.875	1.000	1.000	1.000	1.000	0.900	0.907	0.899	0.948
Electronoroeste	0.422	0.408	0.447	0.575	0.790	1.000	0.967	0.993	0.794	0.829	1.000
Electronorte	0.451	0.363	0.321	0.370	0.586	0.700	0.746	0.793	0.768	0.736	0.816
Electrosur	0.883	0.977	0.822	0.795	0.725	0.563	0.546	0.702	0.770	0.737	0.892
Hidrandina	0.452	0.465	0.401	0.985	0.725	0.685	0.740	0.820	0.730	0.604	0.670
Luz del Sur	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
Seal	0.486	0.420	0.436	0.398	0.403	0.422	0.461	0.449	0.558	0.508	0.668

Fuente: Estimaciones propias.

Cuadro N° 3.4: Eficiencia Técnica RVE de las Empresas de Distribución: 1996-2006

Empresa	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
Edecañete	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
Edelnor	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
Electro Oriente	0.439	0.410	0.359	0.421	0.557	0.585	0.666	0.645	0.550	0.645	0.739
Electro Puno	0.936	0.861	0.610	1.000	0.540	0.443	0.557	0.588	0.622	0.702	0.683
Electro Sur Este	1.000	0.981	0.675	0.607	0.679	0.917	0.762	0.808	0.935	0.675	0.722
Electro Sur Medio	0.971	1.000	0.882	0.994	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	0.987	1.000
Electro Ucayali	1.000	0.701	0.944	0.866	0.885	0.840	0.673	0.736	0.847	0.906	0.934
Electrocentro	0.636	0.836	0.931	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	0.972	0.989	0.993
Electronoroeste	0.465	0.436	0.455	0.644	0.922	1.000	0.983	1.000	0.994	0.882	1.000
Electronorte	0.504	0.471	0.414	0.459	0.630	0.783	0.836	0.881	0.838	0.832	0.886
Electrosur	0.960	1.000	0.834	0.874	0.798	0.702	0.696	0.865	0.909	0.927	1.000
Hidrandina	0.457	0.468	0.402	1.000	0.775	0.689	0.769	0.821	0.741	0.631	0.690
Luz del Sur	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
Seal	0.523	0.499	0.505	0.456	0.465	0.486	0.521	0.506	0.611	0.554	0.718

Fuente: Estimaciones propias.

Las empresas menos eficientes durante el período de análisis fueron Electro Oriente, Electro Puno y Seal, las cuales son empresas públicas. Estos resultados sugieren ciertas diferencias en la eficiencia entre las empresas públicas y las empresas privadas. Sin embargo esto no se puede afirmar sin hacer otros tipos de análisis complementarios, tales como el uso de tests no-

paramétricos³² o a través de modelos de regresión que tengan como variable explicada la medida de la eficiencia técnica y como variables dependientes una serie de indicadores, entre los cuales se incluya el tipo de propiedad (a través de una variable *dummy*).³³

Cuadro N° 3.5: Eficiencia Técnica ES de las Empresas de Distribución: 1996-2006.

Empresa	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
Edecañete	0.821	0.854	0.959	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
Edelnor	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
Electro Oriente	0.856	0.895	0.880	0.905	0.704	0.879	0.848	0.848	0.880	0.829	0.905
Electro Puno	0.893	0.908	0.977	1.000	0.911	0.722	0.738	0.750	0.797	0.744	0.804
Electro Sur Este	0.907	0.924	0.907	0.965	0.935	0.914	0.895	0.897	0.897	0.858	0.928
Electro Sur Medio	0.966	0.993	0.932	0.952	0.855	1.000	0.986	0.966	1.000	0.995	1.000
Electro Ucayali	0.706	0.625	0.667	0.844	0.776	0.937	1.000	1.000	0.991	0.953	0.925
Electrocentro	0.928	0.946	0.940	1.000	1.000	1.000	1.000	0.900	0.933	0.909	0.955
Electronoroeste	0.908	0.936	0.982	0.893	0.857	1.000	0.984	0.993	0.799	0.940	1.000
Electronorte	0.895	0.771	0.775	0.806	0.930	0.894	0.892	0.900	0.916	0.885	0.921
Electrosur	0.920	0.977	0.986	0.910	0.909	0.802	0.784	0.812	0.847	0.795	0.892
Hidrandina	0.989	0.994	0.998	0.985	0.935	0.994	0.962	0.999	0.985	0.957	0.971
Luz del Sur	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
Seal	0.929	0.842	0.863	0.873	0.867	0.868	0.885	0.887	0.913	0.917	0.930

Fuente: Estimaciones propias.

Un aspecto a tomar en cuenta son los resultados obtenidos para las empresas Electro Centro, Electro Noroeste, Electronorte e Hidrandina. Estos resultados parecen estar directamente relacionados al hecho de que hasta 1998 estas empresas eran administradas por el Estado pero a fines de ese mismo año fueron privatizadas, adquiriendo Jorbsa (subsidiaria del Grupo Gloria) el 30 % de las acciones de cada una de las empresas y también el control de las mismas. Desde esa fecha hasta Agosto del 2001, dichas empresas fueron administradas y operadas por Jorbsa a través de su subsidiaria directa Jorbelec, luego a inicios del 2002 regresaron a ser de propiedad estatal. Bajo la administración privada se inició un programa de inversiones enfocado a

³². Uno de los test no-paramétricos usados para probar la hipótesis de no diferencia en la eficiencia entre empresas públicas y privadas es el test Mann-Whitney.

³³. Debido a que los valores de la eficiencia están acotados entre 0 y 1, generalmente se usa un modelo Tobit para estimar una regresión. Sin embargo, los modelos Tobit no surgen por un problema de acotamiento, sino por la existencia de un problema de distribución censurada de la variable dependiente (con acumulación en los valores extremos). Como no parece ser el caso de los índices de eficiencia, algunos autores sugieren la transformación de la variable dependiente de la siguiente forma:

$$\log_{-}ET_i^* = \log \frac{ET_i}{1-ET_i}$$

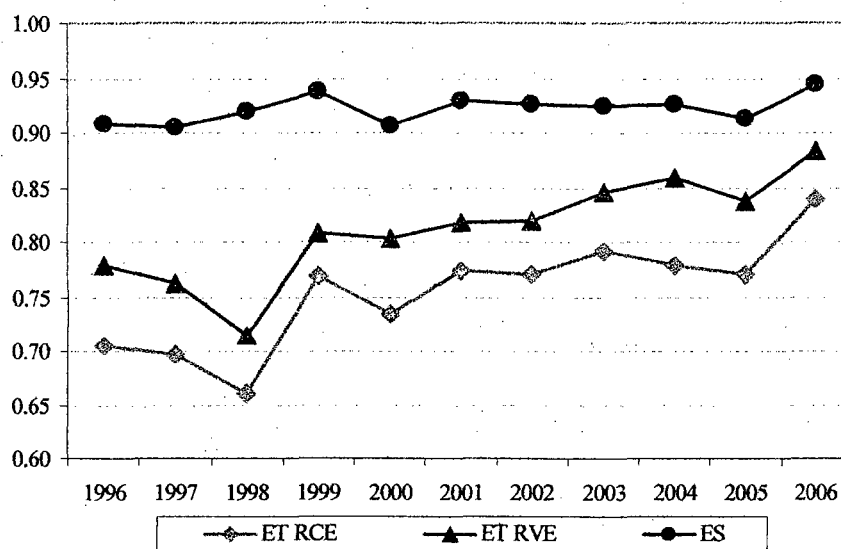
De esta manera, la nueva variable dependiente deja de estar acotada y puede tomar cualquier valor real.

reemplazar la infraestructura y maquinaria obsoleta, así como a intensificar las operaciones de mantenimiento.³⁴

De otro lado, dichas empresas implementaron agresivos programas de reducción de pérdidas cuyos logros fueron la reducción de dichas pérdidas de 19.1 % en 1998 a 11.6 % en el 2000 y a 10.8 % en el período Enero-Octubre del 2001.³⁵ Estos hechos se ven reflejados en la evolución de la medida de eficiencia técnica para estas empresas durante dicho período. Así, para los años 1999, 2000 y 2001, se evidencia un incremento en la eficiencia técnica de estas empresas. La cual en los años siguientes, después de regresar a ser de propiedad estatal, se mantiene o reduce.

Lo anterior parece reflejar un proceso inicial de mejora de las eficiencias asociadas a la privatización, que luego han perdido fuerza con las marchas y contramarchas del proceso privatizador, pues para el período 2002-2006 había 4 empresas distribuidoras privadas mientras que en el período 1999-2001 había 8 empresas privatizadas.

Gráfico N° 3.1: Eficiencia Promedio de las Empresas de Distribución: 1996-2006



Donde:

ET RCE: Eficiencia técnica bajo retornos constantes a escala

ET RVE: Eficiencia técnica bajo retornos variables a escala

ES: Eficiencia de Escala

Elaboración: Propia.

³⁴. La inversiones realizadas durante el período 1998-2001 por las cuatro empresas fueron de más de 98 millones de US\$.

³⁵. Adicionalmente, durante la administración privada de las cuatro empresas, se implementaron programas de reducción de personal, logrando reducir los gastos en personal en 50% entre los años 1998 y 2000.

3.3.2 Eficiencia Técnica: Análisis de Segunda Etapa

Un aspecto relevante respecto al análisis de eficiencia y productividad de las empresas que brindan servicios públicos es la identificación de las variables que pueden explicar la eficiencia técnica de las empresas. A este tipo de análisis se le denomina de segunda etapa y está orientado a identificar los factores que pueden afectar la eficiencia de las unidades de análisis.

De acuerdo a los resultados mostrados en la sección anterior, se encuentran indicios de que el tipo de propiedad puede explicar parte de las diferencias en las medidas de eficiencia de las empresas de distribución de electricidad.

Así, con el objetivo de probar dicha hipótesis y siguiendo a Bagdadioglu et al. (1996), se aplicó el test no paramétrico de Mann-Whitney-Wilcoxon (MWW), cuya hipótesis nula es la no existencia de diferencia en la eficiencia reportada por tipo de empresa (pública o privada)³⁶.

En el Cuadro N° 3.6 se presentan los resultados de la aplicación de este test para cada año respecto a la eficiencia técnica bajo retornos variables a escala (RVE), debido a que esta medida no incorpora los efectos de la eficiencia de escala (ES). Asimismo, también se muestra la probabilidad de que la eficiencia técnica reportadas por las empresas privadas sea mayor a la eficiencia técnica reportada por las empresas públicas.

Cuadro N° 3.6: Resultados del test Mann-Whitney-Wilcoxon (RVE)

Año	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
z	2.15	2.603	2.557	1.814	2.509	2.553	2.603	2.355	2.86	2.699	2.355
Prob > z	0.0316	0.0092	0.0106	0.0697	0.0121	0.0107	0.0092	0.0185	0.0042	0.007	0.0185
Prob (ET privada > ET pública)	0.909	0.950	0.950	0.781	0.896	0.896	0.950	0.900	1.000	0.975	0.900

Elaboración: Propia.

A través de los resultados de la aplicación del test MWW, se puede inferir que existe diferencia en la eficiencia dependiendo de la propiedad de las empresas.

Con la finalidad de complementar los resultados obtenidos a través de la aplicación del test no paramétrico de MWW, se procedió a la estimación de un modelo de regresión Tobit con el objetivo de explicar los determinantes de la eficiencia técnica de las empresas de distribución bajo retornos variables a escala, para ello, siguiendo a Pombo-Taborda (2006), se estimó un modelo de regresión truncado (tobit), de forma que:

³⁶. En el Anexo N° 3 se presenta una descripción más detallada del test.

$$y_{it} = \begin{cases} x'_{it}\beta + \varepsilon_{it}, & \text{cuando } 0 < y_{it} < 1 \\ 0, & \text{para otros valores de } y_{it} \end{cases}$$

Donde:

y_{it} : es la medida de eficiencia para la empresa i en el período t .

El modelo de regresión fue estimado mediante STATA y los resultados se muestran en el Cuadro N° 3.7.

En los resultados mostrados en el Cuadro N° 3.7 se puede observar que la variable *dummy* que considera la propiedad (drop) de la empresa distribuidora (1 si es privada y 0 si es pública) tiene relevancia individual y un signo positivo, lo que indica que el tipo de propiedad podría tener efectos sobre la eficiencia de las empresas de distribución. Específicamente, las empresas bajo propiedad y gestión privada serían más eficientes que aquellas que están bajo la gestión pública.

Cuadro N° 3.7: Resultados del Modelo Tobit (Variable dependiente: ET RVE)

Variable	Coefficiente	Error Estandar	t	Prob > t
Constante	0.5492703	0.0664611	8.26	0.0000
ratio mt/bt	0.1336251	0.065348	2.04	0.0423
cpc_bt	0.1084518	0.0471084	2.30	0.0230
drop	0.3257063	0.0576655	5.65	0.0000
Sigma	0.2209296	0.0163474		
LogL	-17.136489			
N° de Observaciones	154			
LR chi2(3)	92.61			
Prob >chi2	0.0000			
Pseudo R2	0.7299			

Nota: 0 observaciones censuradas por el límite inferior

100 observaciones no censuradas

54 observaciones censuradas por el límite superior ET RVE=1

Fuente: Estimaciones propias

Además de la propiedad de las empresas de distribución de electricidad, se incluyeron como posibles determinantes de la eficiencia técnica variables que reflejan características relevantes del área servida por las empresas de distribución.

Así, se consideró el ratio ventas en media tensión sobre ventas en baja tensión (ratio mt/bt) como una variable que refleja la relevancia de la actividad industrial en la zona servida (otra

opción hubiese sido considerar variables que midan la participación del sector industrial y comercial respecto del PBI por cada departamento, sin embargo, existen empresas que distribuyen a más de un departamento o un departamento que es servido por más de una empresa).

De otro lado, también se utilizó la variable consumo per cápita de energía a nivel de baja tensión (cpc_bt medida en MWh por cliente), el uso de esta variable capturar el efecto de la densidad del área servida por las empresas, debido a que en zonas urbanas de mayor densidad se presentan mayores niveles de consumo por cliente energía respecto a zonas rurales de baja densidad. Los resultados muestran que las variables mencionadas pueden explicar parte de la eficiencia técnica de las empresas.

De manera específica, se observa que las variables incluidas tienen un impacto positivo sobre la eficiencia técnica y son estadísticamente significativas al 5% (ratio mt/bt y cpc-bt) y al 1% (drop).

De esta forma, de la contrastación paramétrica (modelo tobit) y de la no paramétrica (test MWW) se puede apreciar que la evidencia empírica plantea que existe una relación entre la eficiencia técnica y el régimen de propiedad (o gestión) de las empresas de distribución de electricidad, en la medida en que se observa que son las empresas bajo administración privada las que reportan mayores niveles de eficiencia que las empresas bajo administración pública.

3.3.3 Índice de Malmquist

Teniendo en cuenta las variables incluidas en los modelos DEA para el cálculo de la eficiencia técnica de las empresas de distribución, se procedió al cálculo del Índice de Malmquist, el cual permite descomponer el cambio en la Productividad Total de Factores en cambios en la eficiencia técnica, cambios en la eficiencia de escala y cambios tecnológicos a través del cálculo de las funciones distancia, las cuales pueden ser estimadas a través de los modelos DEA propuestos.

Los resultados en términos promedio para el grupo de empresas por cada año se presentan en el Cuadro N° 3.8.

Cuadro N° 3.8: Índice de Malmquist-Promedios Anuales

Año	cet	ct	cetp	ces	cptf
1997	0.968	1.148	0.976	0.992	1.112
1998	0.949	1.145	0.932	1.018	1.086
1999	1.178	1.040	1.151	1.024	1.226
2000	0.974	1.070	1.011	0.963	1.042
2001	1.041	1.006	1.014	1.027	1.047
2002	1.009	1.012	1.013	0.997	1.021
2003	1.042	0.997	1.036	1.006	1.038
2004	1.011	1.056	1.017	0.994	1.068
2005	0.962	1.113	0.976	0.985	1.070
2006	1.101	0.905	1.061	1.038	0.996
Promedio	1.021	1.047	1.017	1.004	1.069

Donde: cet: Cambio en la eficiencia técnica (RCE)

ct: Cambio tecnológico

cetp: Cambio en la eficiencia técnica pura (RVE)

ces: Cambio en la eficiencia de escala

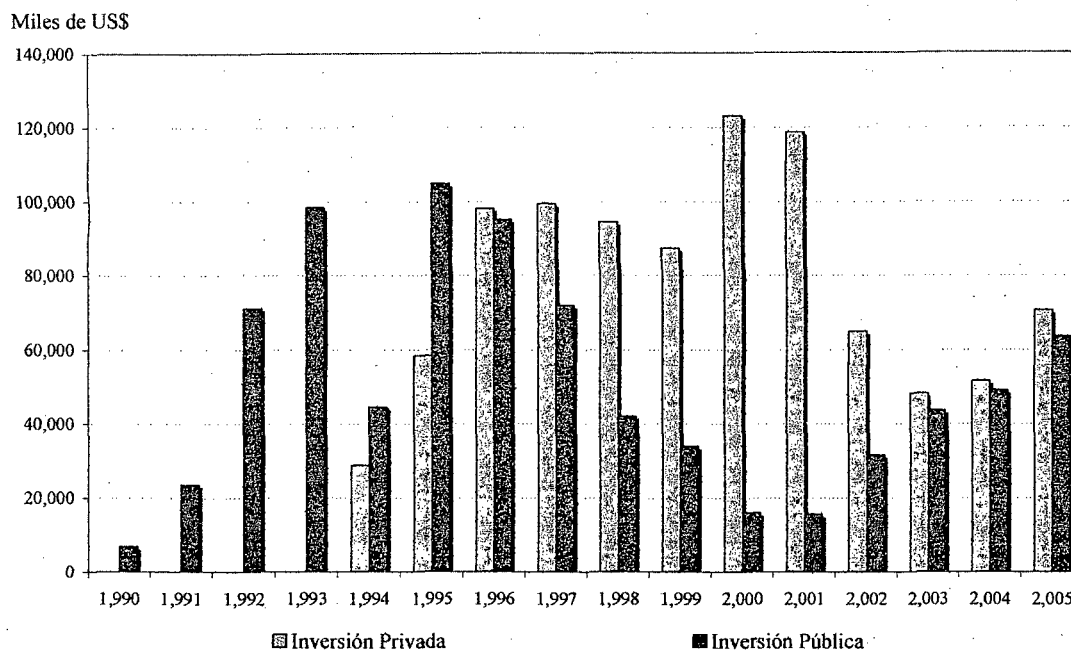
cptf: Cambio en la Productividad Total de Factores

Fuente: Estimaciones propias

Los resultados muestran que los cambios en la productividad han sido mayores en los primeros años del período de análisis. Estos resultados están relacionados con el proceso de privatización parcial antes mencionado, por el cual algunas empresas estatales estuvieron bajo la administración y operación privada durante el período 1998-2001, para luego ser devueltas al Estado y pasar nuevamente a ser administradas y operadas por el mismo. Dichos resultados son consistentes con lo obtenido mediante el método DEA orientado a los insumos.

En particular, esto puede observarse a través de la dinámica de las inversiones en la actividad de distribución. Como se observa en el Gráfico N° 3.1, al año 1996, la inversión privada y pública representaban cada una cerca del 50 % del total de inversiones en el sector, luego, la participación privada aumentó su participación en el sector llegando los años 2000 y 2001 a representar poco más del 88 % de las inversiones en el sector, para luego reducir los niveles de inversión de manera gradual mientras la participación del Estado en el sector siguió un proceso de recuperación a través del aumento de inversiones.

Gráfico N° 3.2: Inversiones en la Actividad de Distribución: 1990-2005



Fuente: Ministerio de Energía y Minas
Elaboración: Propia

Adicionalmente, en el Cuadro N° 3.9 se muestran los resultados del cálculo de Índice de Malmquist para cada una de las empresas en términos de promedio por año.

Cuadro N° 3.9: Índice de Malmquist- Promedio Anual por Empresa de Distribución (1996-2006)

Empresa	cet	ct	cetp	ces	cptf
Edecañete	1.020	1.082	1.000	1.020	1.104
Edelnor	1.000	1.062	1.000	1.000	1.062
Electro Oriente	1.059	1.066	1.053	1.006	1.129
Electro Puno	0.959	1.068	0.969	0.990	1.024
Electro Sur Este	0.970	1.046	0.968	1.002	1.015
Electro Sur Medio	1.006	1.013	1.003	1.003	1.020
Electro Ucayali	1.020	1.057	0.993	1.027	1.079
Electrocentro	1.049	1.049	1.045	1.003	1.100
Electronoroeste	1.090	1.052	1.080	1.010	1.146
Electronorte	1.061	1.015	1.058	1.003	1.077
Electrosur	1.001	1.061	1.004	0.997	1.062
Hidrandina	1.040	1.089	1.042	0.998	1.133
Luz del Sur	1.000	1.020	1.000	1.000	1.020
Seal	1.032	0.978	1.032	1.000	1.010
Promedio	1.021	1.047	1.017	1.004	1.069

Fuente: Estimaciones propias.

Los resultados muestran que un cambio en la productividad total de factores de alrededor de 6% anual, siendo éste explicado principalmente por el cambio tecnológico y el cambio en la eficiencia técnica (4.7 % y 2.1% de tasa de cambio anual durante el período de análisis). Estos resultados son interesantes teniendo en cuenta la baja dinámica tecnológica de esta industria respecto a otras industrias (por ejemplo telecomunicaciones), por lo cual es razonable asumir que los cambios en la productividad total de factores logrados mediante el cambio tecnológico sea internos a las empresas.

IV. CONCLUSIONES

En lo que respecta al análisis de la eficiencia técnica evaluada a través del Análisis DEA, las empresas que se mantienen en la frontera (más eficientes) son Edelnor, Luz del Sur y Edecañete.

De otro lado, las empresas regionales del norte y centro de país muestran mejoras importantes en sus niveles de eficiencia técnica después de su privatización parcial e incluso luego de su devolución a la administración del Estado.

A través de la aplicación del test no paramétrico de Mann-Whitney-Wilcoxon y del modelo de regresión Tobit no se puede rechazar la hipótesis de que las empresas de distribución de electricidad en el Perú bajo administración privada han sido más eficientes durante el período de análisis. Asimismo, en lo que respecta al análisis de segunda etapa, los resultados muestran que las variables incluidas en el modelo de regresión Tobit (el ratio de ventas en MT respecto a las ventas en BT y el consumo per cápita de energía a nivel de BT) tienen efectos positivos y estadísticamente significativos sobre la eficiencia técnica de las empresas de distribución, lo cual implica que estas variables pueden considerarse como determinantes de la eficiencia de las empresas de distribución de electricidad.

En lo que respecta a los cambios en la productividad, estos han sido mayores en los primeros años que siguieron al inicio de las reformas en el sector eléctrico, incluyendo también la privatización de las empresas de distribución de la costa norte de país. Los resultados del cálculo del Índice de Malmquist muestran que para el período de análisis la productividad total de los factores aumentó en promedio en 6.9%, el cual está relacionado principalmente al cambio técnico o tecnológico.

Los resultados del cálculo de Índice de Malmquist sugieren la existencia de efectos positivos del proceso de reformas en el sector eléctrico sobre la productividad de las empresas de distribución de electricidad. De otro lado cabe mencionar que bajo otro esquema de regulación de la actividad de distribución, específicamente un esquema de regulación de precios tope, parte de los incrementos en la productividad de las empresas podría ser trasladado a una reducción de las tarifas de distribución de electricidad. Sin embargo, la implementación de este tipo de esquemas requiere solucionar en primer término la falta de cobertura en algunas zonas del país.

La contrastación privado/público que se realiza en la presente investigación no tiene como objetivo la validación empírica de las bondades o desventajas del régimen de propiedad de las empresas de distribución de electricidad en el Perú, ya que el entorno institucional bajo el cual

operan las empresas de distribución privadas y públicas es distinto en el Perú. Específicamente, las empresas de distribución de electricidad están bajo el ámbito de FONAFE, por lo cual las decisiones de inversión de las empresas públicas y privadas siguen mecanismos distintos. En el caso de las empresas públicas se requiere de una evaluación social de la inversión a realizar, la cual es sometida a distintos niveles de evaluación dentro de la administración estatal, lo cual genera atrasos respecto a la oportunidad de las inversiones comparando con la flexibilidad que tienen las empresas privadas respecto a sus decisiones de inversión.

La evidencia empírica hallada muestra que es necesario evaluar la introducción de un mecanismo de incentivos en las empresas estatales de distribución de electricidad, que les permita comportarse como agentes privados o con reglas similares a las de los agentes privados, con la finalidad de lograr mejoras en la eficiencia y productividad de dichas empresas.

V. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

Abbot, M. (2005), "The Productivity and Efficiency of the Australian Electricity Supply Industry", *Energy Economics*

Andersen, P. y N. C. Petersen (1993), "A Procedure for Ranking Efficient Units in Data Envelopment Analysis", *Management Science*, Vol. 39, N° 10, pp. 1261-1264

Bagdadioglu, N., Price, C. M. y T. G. Weyman- Jones (1996), "Efficiency and ownership in electricity distribution: a non-parametric model of the Turkish experience", *Energy Economics*, 18, pp.1-23

Bernstein, J. S. (1999), "Regulación en el Sector de Distribución Eléctrica", Pontificia Universidad Católica de Chile.

Bonifaz, J.L. (2001), *Distribución Eléctrica en el Perú: Regulación y Eficiencia*, Consorcio de Investigación Económica y Social.

Caves, D. W., Christensen, L. R. y W. E. Diewert (1982), "The Economic Theory of Index Numbers and the Measurement of Input, Output, and Productivity", *Econometrica*, Vol. 50, N° 6, pp. 1393-1414.

Charnes, A., W.W. Cooper y E. Rhodes (1978), "Measuring the Efficiency of Decision Making Units", *European Journal of Operations Research*, 2, 429-444.

Coelli, T.J. (1996), "A Guide to DEAP Version 2.1: A Data Envelopment Analysis (Computer) Program", Working Paper 8/96, Centre for Efficiency and Productivity Analysis (CEPA), University of New England.

Coelli, T., Rao, D. S. P. y G. E. Battese (1998), *An Introduction of to Efficiency and Productivity Analysis*. London: Kluwer Academic Publishers.

Coelli, T., Estache, A., Perelman, S. y L. Trujillo (2000), *Una Introducción a las Medidas de Eficiencia*, Banco Mundial.

Coll, V. y O. Blasco (2006), *Evaluación de la Eficiencia mediante el Análisis Envolvente de Datos, Una introducción a los modelos básicos*, Universidad de Valencia.

Cooper, W.W., Seiford, L.M. y Zhu, Joe, (2004), "Data envelopment analysis: History, Models and Interpretations", in *Handbook on Data Envelopment Analysis*, eds W.W. Cooper, L.M. Seiford and J. Zhu, Chapter 1, 1-39, Kluwer Academic Publishers, Boston. 2004.

Dammert, A., Gallardo, J. y R. Garcia (2005), "Reformas Estructurales en el Sector Eléctrico Peruano", Documento de Trabajo 10, Oficina de Estudios Económicos-OSINERG.

Färe, R. y Grosskopf (1992), "Malmquist Productivity Indexes and Fisher Ideal Indexes", *The Economic Journal*, Vol. 102, Nº 140, pp. 158-160.

Farrel, M. J. (1957), "The Measurement of Productive Efficiency", *Journal of the Royal Statistical Society*, A CXX, Part 3, 253-290.

Gallardo, J. y S. Dávila (2003), "Concentraciones Horizontales en la Actividad de Generación Eléctrica: El caso peruano". Documento de Trabajo Nº 2, Oficina de Estudios Económicos-OSINERGMIN.

Giannakis, D., Jamasb, T. y M. G. Pollit (2003), "Benchmarking and Incentive Regulation of Quality of Service: An application to the UK Electricity Distribution Utilities", *DAE Working Paper* WP 0408, Department of Applied Economics, University of Cambridge.

Hattori, T., Jamasb, T. y M. G. Pollit (2003), "The Performance of UK and Japanese Electricity Distribution System 1985-1998: A Comparative Efficiency Analysis", *DAE Working Paper* WP 0212, Department of Applied Economics, University of Cambridge.

Hjalmarsson, L. y Veiderpass, A. (1992) "Productivity in Swedish electricity retail distribution", *Scandinavian Journal of Economics*, Vol. 94, Supplement, pp.193-205.

<http://www.osinerg.gob.pe> (Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería)

<http://www.minem.gob.p> (Ministerio de Energía y Minas)

Hunt, S. (2002), *Making Competition Work in Electricity*. Wiley.

Jamasb, T., Nillesen, P. y M. Pollit (2003), "Strategic Behaviour under Regulation Benchmarking", *DAE Working Paper* WP 0312, Department of Applied Economics, University of Cambridge.

Miliotis, P. (1992), "Data Envelopment Analysis Applied to Electricity Distribution Districts", *The Journal of Operational Research Society*, Vol. 43 N° 5, pp. 549-555.

Ley de Concesiones Eléctricas (Decreto Ley N° 25844) y sus modificaciones.

Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica (Ley N° 28832)

Mota, R. L. (2004), "Comparing Brazil and U.S.A. Electricity Distribution Performance: What Was the Impact of Privatisation?" *DAE Working Paper* WP 0423, Department of Applied Economics, University of Cambridge.

Newbery (2000), *Privatization, Restructuring, and Regulation of Network Utilities*. Londres, The MIT Press.

Pérez-Reyes R. y R. García (2005), "El Costo de Capital en Industrias Reguladas: Una aplicación a la distribución de electricidad en el Perú". Documento de Trabajo N° 19, Oficina de Estudios Económicos-OSINERGMIN.

Pollit, M. (1995), *Ownership and Performance in Electric Utilities*. Oxford-New York: Oxford University Press.

Pombo. C., y R. Taborda (2006), "Performance and Efficiency in Colombia's Power Distribution System: effects of the 1994 reforms", *Energy Economics*, 28, pp.339-369.

Rothwell, G. y T. Gómez (2003), *Electricity Economics. Regulation and Deregulation*, IEEE-Wiley Interscience.

Sanhueza, R. E. (2003), "Fronteras de Eficiencia, Metodología para la Determinación del Valor Agregado de Distribución", Pontificia Universidad Católica de Chile.

Shleifer, A. (1985), "A Theory of Yardstick Competition". *The RAND Journal of Economics*, Vol. 16, N° 3.

Stoft, S. (2002), *Power System Economics: Designing Markets for Electricity*. Wiley.

Weyman-Jones, T. G. (1991), "Productive Efficiency in a Regulated Industry: The area electricity boards of England and Wales", *Energy Economics*, 13, pp. 116-122.

VI. ANEXOS

Anexo N° 1: Procedimiento para la Fijación de los Precios de Energía y Potencia en el Perú

a) Precio Básico de Energía

El Precio Básico de Energía es aquel precio estable que permite que los generadores obtengan ingresos equivalentes a los que habrían obtenido de aplicarse los costos marginales mensuales, considerando la evolución esperada de la demanda y de la oferta. El objetivo de este cálculo es reducir la volatilidad de los precios para los generadores y distribuidores, y por ende a los clientes finales, además de brindar una señal de precios de mediano plazo contra la cual los agentes pueden evaluar sus decisiones de inversión.

Para la determinación del costo marginal mensual, se usa un modelo de programación dinámica (PERSEO), en el cual se minimiza el costo de operación teniendo en cuenta, además de los costos de las centrales térmicas, el costo de oportunidad del uso del agua. Se asume que el agua puede ser embalsada para ser usada en el futuro, o ser utilizada en el presente, con el riesgo de que el costo de operación sea mayor en el futuro, debido a la necesidad de recurrir a las centrales térmicas. En un parque generador hidrotérmico como el peruano, el objetivo es minimizar, en cada período, la suma de los costos operativos inmediatos dados por la centrales térmicas, más el costo futuro del uso del agua. Este modelo debe respetar las restricciones técnicas del balance hídrico, los límites de transmisión, la capacidad de generación y las leyes físicas que gobiernan los sistemas eléctricos.

El modelo PERSEO realiza esta función obteniendo el despacho en cada barra del sistema y los costos marginales mensuales. Se utiliza programación dinámica para determinar la estrategia óptima de generación considerando la incertidumbre sobre el comportamiento de la hidrología, por lo que se consideran diferentes escenarios de hidrología basados en registros históricos de caudales naturalizados de los últimos 36 años.

La demanda del sistema es proyectada en base a un modelo econométrico de corrección de errores donde se incluyen las proyecciones del PBI, las tarifas y el crecimiento poblacional esperado. Esta demanda es utilizada a nivel de barras usando diagramas de carga mensual divididos en dos bloques horarios (punta y fuera de punta), calculándose los costos marginales para cada uno de estos dos bloques.

Respecto a la proyección de la oferta, se elabora un “Plan de Obras” (relación de centrales de generación que entrarán a operar en los próximos 24 meses), cuyos criterios básicos fueron inicialmente considerar las centrales incorporadas en el Plan Referencial de Electricidad del Ministerio de Energía y Minas, y luego las centrales con ingresos esperado al sistemas, de acuerdo al grado de avance de las obras, el financiamiento y el compromiso de los operadores. Sin embargo, los criterios utilizados no han generado un consenso, lo que ha originado un conjunto de discusiones con el Comité de Operación Económica del Sistema (COES).

El precio en barra de energía se calcula como un costo promedio del abastecimiento para un período de 24 meses, ponderando los costos con las demandas de energía mensuales proyectadas. Este valor se actualiza usando la tasa de descuento establecida en la Ley de Concesiones Eléctricas (12%). La tarifa en barra se obtiene de encontrar el precio que iguale el valor presente de los ingresos y los costos para este período:

$$\sum_{j=1}^{24} \frac{PB \cdot q_j}{(1+r)^j} = \sum_{j=1}^{24} \frac{Cmg \cdot q_j}{(1+r)^j} \Rightarrow PB = \frac{\sum_{j=1}^{24} \frac{Cmg \cdot q_j}{(1+r)^j}}{\sum_{j=1}^{24} \frac{q_j}{(1+r)^j}}$$

Adicionalmente, modificaciones introducidas en diciembre del 2004, han considerado adecuado que las tarifas incorporen adicionalmente la evolución de la demanda y la oferta de los últimos doce meses, como un mecanismo que permita ajustar las tarifas a la evolución real del sector.

En el cálculo de las tarifas se utilizan los costos variables auditados de los generadores, que incluyen el costo variables del combustible y otros costos variables (asociados a los costos de lubricantes y mantenimientos por hora de operación). Sin embargo, en el caso de las centrales a gas natural, estas pueden declarar anualmente sus costos variables con un tope máximo para el precio del gas de Camisea, más el costo del transporte y distribución del gas el Lima (en aplicación del Procedimiento 31C del COES-SINAC)

b) Precio Básico de Potencia

El Precio Básico de Potencia corresponde al costo de instalación de la central que abastecerá la máxima demanda proyectada durante los próximos dos años. En la actualidad este corresponde a la anualidad de la inversión de una unidad turbotas de 114.22 MW (ISO-DIESEL 2), incluidos sus costos de conexión más sus costos fijos de operación y mantenimiento. El precio de potencia se obtiene de calcular un valor por MW-mes en base a la anualidad de estos costos,

considerando una vida útil de 30 años para la conexión y 20 años para el generador, considerando una tasa de actualización de 12%. Se considera que la central está ubicada en Lima (centro de carga) siendo la potencia efectiva el 94% de la potencia ISO.

A este costo se les suman otros componentes que resultan de la aplicación de los Factores de Indisponibilidad Fortuita de la unidad punta (TIF) y el Factor Margen de Reserva Firma Objetivo (FMRFO). En el primer caso se considera una TIF de 2.35%, y en el segundo caso un MRFO de 19.5%. Luego de aplicar estos dos factores al precio de potencia (PP), se obtiene el precio básico de potencia (PBP). La idea es que de esta forma los generadores podrán recaudar en sus contratos el monto de dinero necesario para pagar la reserva del sistema.

$$PBP=PP*(1+MRFO)*(1/1-TIF)=PP*FMRFO*TIF$$

Adicionalmente, se debe considerar que la central marginal no corresponde necesariamente a una central del sistema, sino a una central de acuerdo a consideraciones técnicas y económicas, que permitan identificar un costo razonable de expansión del sistema. Entre estas consideraciones están el tamaño (se considera como aproximación una capacidad efectiva equivalente al 3.5% de la demanda del sistema) y la tecnología o modelo a utilizar, para lo cual se toma en cuenta como referencia la información de la publicación "*Gas Turbina World Handbook*" del año vigente, la cual considera precios promedio del mercado.

Anexo N° 2: Determinación de Sectores Típicos de Distribución

El Ministerio de Energía y Minas, a través de la Resolución Directoral N° 015-2004-EM/DGE, estableció los siguientes Sectores de Distribución Típicos para el período noviembre 2005-octubre 2009:

Sector de Distribución Típico 1: Urbano de Alta Densidad

Sector de Distribución Típico 2: Urbano de Media Densidad

Sector de Distribución Típico 2: Urbano de Baja Densidad

Sector de Distribución Típico 4: Urbano Rural

Sector de Distribución Típico 5: Rural

Los sistemas de distribución eléctrica Lima Norte y Lima Sur (Edelnor y Luz del Sur respectivamente) se clasifican como pertenecientes al Sector de Distribución Típico 1, mientras que el sistema de distribución eléctrica Villacurí y otros nuevos sistemas similares se clasifican como perteneciente aun sector a un sector de distribución especial, para lo cual se realiza un estudio de costos particular sobre las características propias de ese sistema.

La clasificación de los sistemas de distribución eléctrica distintos a los sistemas Lima Norte, Lima Sur y Villacurí, se realiza considerando los siguientes indicadores:

I_1 : Longitud de la red aérea de media tensión por demanda máxima total del sistema (km / MW)

I_2 : Longitud de la red aérea de baja tensión del servicio particular por demanda máxima total del sistema (km / MW)

I_3 : Número de usuarios por consumo de energía anual (usuarios / MWh)

La clasificación se realiza siguiendo los siguientes pasos:

1. Se calculan los indicadores I_1 , I_2 , e I_3 .
2. Se calcula el indicador de clasificación usando la siguiente fórmula:

$$I_{Clasif} = 89.44 + 1.49 \times I_1 + 1.96 \times I_2 - 57.92 \times I_3$$

De acuerdo a los resultados del indicador de clasificación (I_{Clasif}), los sistemas se clasifican de acuerdo a lo señalado en el Cuadro N° 1:

Cuadro N° 6.1: Clasificación de los Sistemas Eléctricos

Rango de I_{Clasif}	Sector de Distribución Típico
$I_{Clasif} \leq 145$	2
$145 < I_{Clasif} \leq 230$	3
$230 < I_{Clasif} \leq 315$	4
$I_{Clasif} > 315$	5

Anexo N° 3: Test de Mann-Whitney-Wilcoxon

La mayoría de los métodos estadísticos conocidos como paramétricos requieren asumir una distribución para un conjunto de datos y la construcción de intervalos de confianza para poder hacer inferencia. Sin embargo, cuando existen datos de carácter nominal u ordinal sobre a los cuales no es factible asignar una distribución conocida, es posible aplicar métodos no-paramétricos. Los métodos no paramétricos son usualmente la única la única manera de analizar datos nominales u ordinales y obtener algunas conclusiones. La característica principal de los métodos no paramétricos es que no se establecen supuestos para la distribución de probabilidad de una población determinada. En general, un método estadístico puede considerarse no paramétrico si cumple con algunas de las siguientes características: que pueda usarse con datos nominales, que pueda usarse con datos ordinales o que el método pueda usarse con información de los intervalos o ratios cuando no se puede asumir una distribución de probabilidad para una población.

El test Mann-Whitney-Wilcoxon es un método no paramétrico que se usa para determinar si existen diferencias o no entre poblaciones. Este test no requiere asumir una distribución de probabilidad normal sobre alguna de las poblaciones, sólo es necesario que los datos puedan asumirse con ordinales.

Este test determina si existe diferencia en las medias de dos poblaciones, de esa manera las hipótesis que plantea son:

H_0 : Las dos poblaciones son iguales en la media

H_a : Las dos poblaciones no son iguales en la media

El procedimiento inicial consiste en crear un ranking de menor a mayor con los datos de ambas poblaciones, asignando un ranking promedio para valores idénticos.

Por ejemplo, teniendo en cuenta los resultados de la medición de la eficiencia técnica bajo el supuesto de RVE para el año 1996. Donde la eficiencia está comprendida entre los valores 0 y uno, por lo cual se puede establecer un ranking tal como se presenta en el siguiente cuadro:

Empresa	ET RVE	Propiedad	Ranking
Electro Oriente	0.439	Público	1
Hidrandina	0.457	Público	2
Electronoroeste	0.465	Público	3
Electronorte	0.504	Público	4
Seal	0.523	Público	5
Electrocentro	0.636	Público	6
Electro Puno	0.936	Público	7
Electrosur	0.960	Público	8
Electro Sur Medio	0.971	Público	9
Edecañete	1.000	Privado	10
Edelnor	1.000	Privado	11
Electro Sur Este	1.000	Público	12
Electro Ucayali	1.000	Público	13
Luz del Sur	1.000	Privado	14

Luego de crear el ranking, se vuelve a ordenar la información para cada muestra tal como se observa en el cuadro siguiente:

ET-RVE		Ranking	
Público	Privado	Público	Privado
0.439	1.000	1	10
0.457	1.000	2	11
0.465	1.000	3	14
0.504		4	
0.523		5	
0.636		6	
0.936		7	
0.960		8	
0.971		9	
1.000		12	
1.000		13	
suma de rankings		69.0	36.0
		Público y Privado	
		105	

Luego:

T_A = Suma de rankings de la muestra de empresas públicas

T_B = Suma de rankings de la muestra de empresas privadas

T_{AB} = Suma total de rankings

Para el ejemplo $T_A = 69$, $T_B = 36$ y $T_{AB} = 105$

De otro lado, se cumple que la suma de $N(n_A + n_B)$ rankings y el promedio vienen dados por:

$$T_{AB} = \frac{N(N+1)}{2}, \quad \text{Promedio}_{AB} = \frac{N(N+1)}{2} \cdot \frac{1}{N}$$

Si la hipótesis nula fuera cierta, se debería esperar que los promedios para las muestras A y B (empresas públicas y privadas respectivamente) deben ser similares al promedio para toda la

muestra, lo cual exige que la suma de los rankings de ambas muestras deben tener los siguientes valores:

$$T_A = \frac{n_A(N+1)}{2} = 11(14+1)/2 = 82.5$$

$$T_B = \frac{n_B(N+1)}{2} = 3(14+1)/2 = 22.5$$

Así, el valor observado de $T_A = 69$ pertenece a una distribución cuya media es igual a 82.5, de manera similar se asume que el valor observado de $T_B = 36$ pertenece a una distribución cuya media es 22.5. Ambas distribuciones tienen la misma varianza y desviación estándar, la cual viene dada por:

$$\sigma_T = \left[\frac{n_A n_B (N+1)}{12} \right]^{\frac{1}{2}}$$

Para el presente ejemplo, la desviación estándar es:

$$\sigma_T = \left[\frac{3 \times 10 (13+1)}{12} \right]^{\frac{1}{2}} = \pm 6.42$$

Dada la media y la desviación estándar se puede construir un estadístico z y referir los resultados a una distribución normal estándar. En este caso el estadístico z debe incluir una corrección por continuidad para corregir el hecho de que por si las distribuciones son discretas.

Así, el estadístico z reportado a través del software STATA (el cual corrige la varianza por continuidad) es igual a 2.15, a través del cual se realiza la prueba de hipótesis respectiva.