

Estudio sobre la distribución y comercialización de energía eléctrica en El Salvador

Superintendencia de Competencia

Elaborado por Mercados Energéticos Consultores, S. A.,
por medio de los señores Carlos Antonio Costa y Carlos Fernando Ceballos

Revisión por Superintendencia de Competencia

Junio 2016

Resumen

La literatura y la experiencia internacional reconocen el transporte de energía como una industria de red que debe ser configurada y regulada como un monopolio natural. El Salvador establece un régimen normativo ambiguo sobre la distribución de energía eléctrica, pues introduce elementos de un monopolio natural pero le contrapone reglas que habilitan la competencia en redes, desconociendo la exclusividad territorial.

La problemática normativa plantea rigideces para los distribuidores incumbentes, pero habilita comportamientos más flexibles a los distribuidores que rivalizan en las áreas de influencia de los primeros. La captura de clientes genera ineficiencias en el mercado.

El estudio presenta los resultados de un modelo de estática comparativa que muestra los costos económicos que la sociedad debe asumir por la rivalidad empresarial que promueve la normativa, expresados en pérdidas de escala, aumentos de los niveles tarifarios, transferencias de recursos de los consumidores a los distribuidores y pérdidas irrecuperables de bienestar.

En mercados de esa naturaleza, los beneficios de la competencia se obtienen al promover la rivalidad “por el lugar” en vez de “en el lugar”.

Palabras clave: *Energía eléctrica, regulación económica, distribución, comercialización, monopolio natural, exclusividad territorial, competencia por el mercado, economía de red, economías de escala, subaditividad de costos, costos medios, duplicación de redes, escala mínima eficiente, pérdida de bienestar, eficiencia económica.*

Índice

Abreviaturas	5
Introducción	9
I. Teoría de la regulación económica aplicable al sistema de distribución y comercialización de energía eléctrica	14
A. El concepto de monopolio natural en las actividades de distribución de energía eléctrica	14
i. <i>Desarrollo conceptual</i>	14
ii. <i>Evidencia Empírica sobre la subaditividad de costos</i>	22
B. Monopolio natural y la necesidad de regulación	26
C. <i>Trade-off</i> entre principios regulatorios del nivel tarifario	27
D. Determinación del nivel tarifario	29
i. <i>Esquema regulatorio prescriptivo: Precio techo / Ingreso máximo / Costo del servicio</i>	29
ii. <i>Esquemas regulatorios de mercado: Competencia tipo Demsetz/Mercados disputables/Competencia tipo Chamberlinian</i>	34
E. Componentes del nivel tarifario	35
i. <i>Tasa de costo de capital</i>	35
ii. <i>Vida útil considerada – Tratamiento de activos depreciados</i>	38
iii. <i>Costos de operación y mantenimiento reconocidos</i>	40
F. Esquemas tarifarios	43
i. <i>Costo medio vs. costo marginal</i>	43
ii. <i>Cargos fijos y cargos variables</i>	46
iii. <i>Cargos punta y valle</i>	48
G. Ampliación de la red: Esquemas Roll-in vs. Incremental	49
II. Modelos de regulación económica aplicada a la distribución y comercialización de energía eléctrica en países de referencia	51
III. Caracterización del sector eléctrica en El Salvador	60
A. Situación de la industria en el contexto regional	60
B. Análisis de la Cadena de Valor	64
C. Identificación y caracterización general de los agentes participantes en la actividad de distribución y comercialización	66
i. <i>Área de Cobertura</i>	67
ii. <i>Infraestructura de distribución</i>	69
D. Caracterización de los usuarios finales servidos	73
i. <i>Distribución</i>	73

E.	Evolución de la escala de negocio	80
F.	Análisis de la Productividad Total de los Factores	86
G.	Análisis de la rentabilidad de la distribución.....	89
H.	Interacción entre los agentes de los diferentes eslabones de la cadena	94
i.	<i>Mercado de contrato versus MRS</i>	94
ii.	<i>El negocio de la comercialización</i>	98
IV.	Definición de los mercados relevantes de productos y geográficos	99
A.	Aspectos generales	99
B.	Mercado relevante	102
V.	Análisis de concentración y dominancia del mercado	105
VI.	Situación regulatoria de la industria.....	109
A.	Aspectos generales	109
B.	Regulación de segmento distribución.....	111
i.	<i>Remuneración de la actividad</i>	114
ii.	<i>Tratamiento del costo de la energía</i>	117
C.	Regulación de segmento comercialización.....	118
VII.	Problemática derivada del marco normativo vigente.....	120
A.	Adquisición de redes de distribución ubicadas en urbanizaciones	120
B.	Construcción de redes de distribución en zonas en las cuales ya existen redes previas	122
C.	Construcción de líneas de distribución desde una subestación a través de un bypass de la red existente	123
D.	Equilibrio económico financiero de corto plazo para las empresas incumbentes.....	124
E.	Problemas de liquidez por rezagos tarifarios	125
VIII.	Análisis cuantitativo del esquema regulatorio actual de El Salvador	127
A.	Enfoque Metodológico	127
B.	Estructura interna del modelo	131
C.	Sensibilidades formuladas	133
i.	<i>Caso Base</i>	133
ii.	<i>Escenario 1: Traslado de los costos de lectura a comercialización</i>	134
iii.	<i>Escenario 2: Implicancias económicas de la integración vertical de las actividades de distribución y comercialización</i>	135
iv.	<i>Escenario 3: Rivalidad empresarial en la distribución y comercialización</i>	138
v.	<i>Escenario 4: Regulación actual vs monopolio natural</i>	140
vi.	<i>Escenario 5: Máximo descreme del negocio</i>	142

IX. Conclusiones y recomendaciones 143

 A. Principales conclusiones..... 143

 B. Principales recomendaciones..... 147

Bibliografía..... 150

ANEXO 1: Modelos regulatorios..... 152

ANEXO 2: Metodología del modelo de estática comparativa 268

Abreviaturas

ABS: Base de Activos Eléctricos	CEGB: Central Electricity Generating Board
ADD: Áreas de Distribución	CEL: Comisión Ejecutiva Hidroeléctrica del Río Lempa
AEI: Ashmore Energy International	CENS: Costo de Energía no Suministrada
AGD: Activos No Eléctricos	CEPA: Cambridge Economic Policy Associates
AIP: Annual Iteration Process	CEPAL: Comisión Económica para América Latina y el Caribe
ALEC: Asociación de Cooperativas Electivas	CER: Comisión de Regulación de Energía de Irlanda
ANE: Activos No Eléctricos	CFDs: Contratos de Diferencia
ANEEL: Agencia Nacional de Energía Eléctrica	CGED: Compañía General de Electricidad Distribución S.A.
AOM: Costos de Administración, Operación y Mantenimiento	Cind: Costo Indirecto de Administración de las Instalaciones
AR: Activos de Red	CMA: Autoridad de Competencia y Mercados de Gran Bretaña
ASIC: Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales	CN: Central Networks
ATD: Áreas Típicas de Distribución	CND: Centro Nacional de Despacho de Colombia
BAR: Base de Activos Regulatorios	CNE: Comisión Nacional de Energía Chile
BRA: Base Regulatoria de Activos	CNE: Consejo Nacional de Energía de El Salvador
BT: Baja Tensión	COAC: Costos de Atención al Cliente
CAC: Costos de Atención al Cliente	COLS: Corrected Ordinary Least Squares
CAESS: Compañía de Alumbrado Eléctrico de San Salvador	COMEGSA: Comercializadora Eléctrica de Guatemala
CAOM: Costo Anual de Operación y Mantenimiento de la Red	CREG: Comisión de Regulación de Energía y Gas
CAPEX: Costos de Capital	CROD: Costo de Reposición Optimizado y Depreciado
CAPM: Capital Asset Pricing Model	CSV: Variable de Escala Compuesta
CASSA: Compañía Azucarera Salvadoreña	
CC: Cargos de Comercialización	
CCA: Costo de Capital Anual	
CDAT: Alta Tensión de Distribución	
CDBT: Baja Tensión de Distribución	
CDEC: Centro de Despacho Económico de Carga	

CTOM: Costo Total Anual de Operación y Mantenimiento
CTT: Costo del Capital de Trabajo
DEA: Análisis envolvente de datos
DEUSEM: Distribuidora Eléctrica de Oriente
DORC: Costo de Reposición Optimizado y Depreciado
DPCR: Distribution Price Control Review
DSO: Sistemas de Distribución
EBIT: Ingresos antes de Impuestos e Intereses
EdC: Estructura de Capital
EDESAL: Empresa Distribuidora Eléctrica Salvadoreña
EEGSA: Empresa Eléctrica de Guatemala
EEO: Empresa Eléctrica de Oriente
EIA: US Energy Information Administration
Elhub: Organismo de Manejo de Información Noruego
EMID: Western Power Distribution - East Midlands
ENEE: Empresa Nacional de Energía Eléctrica
ENWL: Electricity North West Limited
EPM: Empresa de Servicios Públicos de Medellín
EPN: Eastern Power Networks
ER: Empresa de Referencia o Modelo
ERNC: Energías Renovables no Convencionales
ETESAL: Empresa Transmisora de El Salvador
FAI: Factor de Ajuste de Instalaciones
FERC: Comisión Federal Reguladora de Energía de Estados Unidos
FRC: Factor de Recuperación del Capital
GENHIDRO: Generadores Hidroeléctricos

GORC: Costo de Reposición Optimizado Bruto
GW: Gigawatts
GWh: Gigawatts hora
HHI: Índice Hirschman-Herfindall
INE: Inversiones Energéticas
IQI: Interpolación por Calidad de la Información
ITS: Sistemas de Tecnología de la Información
KPI: Key Performance Indicators
kW: Kilowatts
kWh: Kilowatts hora
LAC: Liquidador y Administrador de Cuentas de cargos por Uso de las Redes del Sistema Interconectado Colombiano
LaGeo: Compañía La Geotérmica
LGE: Ley General de Electricidad
LGSE: Ley General de Servicios Eléctricos
LPN: London Power Networks
LPPA: Autoridad Pública de Energía de Lafayette
LPSC: Louisiana Public Service Commission
MAEV: Valor Equivalente del Activo
MEC: Mercados Energéticos Consultores
MOD: Modificación en la Base de Ingresos
MPE: Ministerio de Petróleo y Energía
MRS: Mercado de Contratos y Mercado Regulador del Sistema
MT: Media Tensión
MVA: Megavoltiamperios
MW: Megawatts
MWh: Megawatts hora
NEDL: Northern Electric Distribution Limited
NETA: New Electricity Trading Arrangements
NGC: National Grid Company

NOK: Corona Noruega	RPI: Retail Price Index
NPGN: Northern Powergrid - Northeast Ltd	SC: Superintendencia de Competencia
NPGY: Northern Powergrid - Yorkshire Plc	SDL: Remuneración de la Distribución
NT: Nivel de Tensión	SEC: Superintendencia de Electricidad y Combustibles
NTSyCS: Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio	SFA: Stochastic Frontier Analysis
NVE: Dirección General de Recursos Hídricos y Energía de Noruega	SIC: Sistema Interconectado Central
O&M: Operación y Mantenimiento	SIGET: Superintendencia General de Electricidad y Telecomunicaciones
OFGEM: Oficina del Gas y de los Mercados de Electricidad de Reino Unido	SIN: Sistema Integrado Nacional de Colombia
OLS: Ordinary Least Squares	SING: Sistema Interconectado Norte Grande
OPEX: Costos Operacionales	SKM: Sinclair Knights Merz
OR: Compañía de Expertos en Mercados S.A. E.S.P.	SPD: Scottish Power Distribution
OR: Operador de Red	SPMW: Scottish Power Manweb
ØRE: Centesimal de la Corona Noruega y Danesa	SPN: South East Power Networks
PCFM: Price Control Financial Model and Handbook	SSEH: Scottish & Southern Energy - Hydro
PIB: Producto Bruto Interno	SSES: Scottish & Southern Energy - Southern Electric Power Distribution
PNT: Pérdidas no Técnicas Reconocidas	STN: Sistema de Transmisión Nacional
PTF: Productividad Total de los Factores	STR: Sistemas Regionales
PURPA: Public Utility Regulatory Policies Act	SUC: Sistema Único de Cuentas
RAB: Base de Activos Regulatorios	SUI: Sistema Único de Información
RAV: Regulatory Asset Value	SUR: Seemingly Unrelated Regression
RECs: Empresas Regionales	SVT: Tarifa Default
RIIO: Revenue= Incentives+Innovation+Outputs	SWALES: Western Power Distribution - South Wales
RIIO-ED: Electricity Distribution Price Control	SWEST: Western Power Distribution - South West
RLGE: Reglamento de la Ley General de Electricidad	TOTEX: Costos Totales
ROA: Retorno Sobre Activos	TRR: Ingreso Total Requerido
ROI: Rentabilidad Sobre Ingresos	TSO: Sistema de Transmisión
	UC: Unidades Constructivas
	UE: Unión Europea

UPME: Unidad de Planeación Minero
Energética

USD: Dolares de Estados Unidos

UT: Unidad de Transacciones

VAD: Valor Agregado de Distribución

VECF: Valor Esperado de las Compensaciones
por Falla

VNR: Valor Nuevo de Reemplazo

WACC: Weighted Average Capital Cost

WMID: Western Power Distribution - West
Midlands

YEDL: Yorkshire Electricity Distribution plc

Introducción

1. Este informe corresponde al documento elaborado por Mercados Energéticos Consultores (en adelante MEC) y entregado a la Superintendencia de Competencia de El Salvador (en adelante SC) en el marco del “Estudio sobre la distribución y comercialización de energía eléctrica en El Salvador”. De acuerdo a lo establecido en los Términos de Referencia, en él se desarrollan los siguientes temas:
 - a) Análisis teórico-conceptual de la regulación de las industrias de red,
 - b) Esquemas normativos aplicados al sector de energía eléctrica, en países de referencia,
 - c) Análisis de la regulación sectorial vigente en El Salvador,
 - d) Análisis de la cadena de valor.
 - e) Evaluación de las implicaciones económicas de la integración vertical de las actividades de distribución y comercialización de energía eléctrica en El Salvador.
 - f) Análisis de los efectos de la rivalidad empresarial en la distribución y comercialización de energía eléctrica sobre la dinámica y resultados competitivos, particularmente en las tarifas finales a usuarios.
 - g) Comparación cuantitativa de costos para la sociedad salvadoreña del esquema actual de regulación de las actividades versus un esquema de monopolio natural.

2. La organización del documento es la siguiente: en la sección 3 se analizan los principales preceptos económicos y regulatorios de aplicación en las industrias de red, en el apartado 4 se resume la experiencia regulatoria de cinco países de referencia como son Gran Bretaña, Noruega, Estados Unidos, Colombia y Chile; en la sección 5 se presenta una caracterización del sector eléctrico salvadoreño, abordando los temas referidos a la cadena de valor, rentabilidad de los distintos eslabones, evolución de la productividad y de la escala de los negocios, grado de concentración y de poder de mercado, entre otros. Además, la sección 6 contiene un análisis de la situación actual regulatoria en El Salvador y los resultados del Estudio Sectorial de Competencia en el Sector Eléctrico del año 2007, en la sección 7 se presenta el análisis cuantitativo del esquema regulatorio actual de El Salvador, desarrollado mediante la aplicación de un modelo de estática comparativa, y en la sección 8 se incorporan las consideraciones finales del estudio.

3. El objetivo general del Estudio consiste en “evaluar y proponer recomendaciones para mejorar

el funcionamiento del mercado de la distribución y comercialización de energía eléctrica en El Salvador, promoviendo un adecuado balance entre los fines de competencia y regulación, el eficiente uso de los recursos del sistema eléctrico, la eficiencia económica general y el bienestar de los usuarios finales”.

4. De acuerdo a los Términos de Referencia, los objetivos específicos del Estudio son los siguientes:
 - a) Evaluar los efectos de la estructura y dinámica competitiva actual de la actividad de la distribución y comercialización de energía eléctrica en El Salvador sobre la eficiencia económica y bienestar de los usuarios finales.
 - b) Analizar la incidencia de la regulación sectorial vigente de la distribución y comercialización en el desempeño del sistema eléctrico en su conjunto, el uso eficiente de los recursos y el bienestar de los usuarios finales.
 - c) Evaluar las implicaciones económicas de la integración vertical de las actividades de distribución y comercialización de energía eléctrica en El Salvador respecto a la situación de mercado con los eslabones separados.
 - d) Brindar recomendaciones de política pública para mejorar las actuaciones del regulador sectorial, de la Superintendencia de Competencia y de otras entidades públicas relacionadas, que permitan mejorar el funcionamiento de los eslabones de la distribución y comercialización y la eficiencia en el uso del sistema eléctrico.

5. Al final del proceso de reestructuración del sistema de distribución de energía eléctrica en El Salvador se formaron cinco empresas, cada una de ellas como propietaria de una red de distribución, pero sin establecer concesiones territoriales para la actividad de distribución. Éste es un rasgo distintivo de la regulación de energía eléctrica en El Salvador. En efecto, si bien cada una de las empresas opera en una región del país, la normativa vigente tiene como objetivo desarrollar un mercado competitivo en la actividad y, por lo tanto, no establece el principio de exclusividad territorial.

6. En este contexto, la regulación establece que los cargos por uso de la red de distribución se determinan con base en el costo promedio del uso de la misma. Por lo tanto, la Superintendencia General de Electricidad y Telecomunicaciones (SIGET) ha expresado recientemente su preocupación por el hecho de que los clientes que se encuentren cerca de

subestaciones primarias de entrada, con costos de servicio menores al costo promedio, tienen el incentivo de trasladarse a un nuevo distribuidor que efectúe una derivación física (*by-pass*) y reduzca así el costo del servicio de energía eléctrica. Por su parte, los demás usuarios, los que no están en condiciones de trasladarse hacia un distribuidor entrante, se enfrentarían a un costo promedio mayor en el próximo período tarifario, por lo que las tarifas de todos los usuarios tenderían a aumentar en el mediano plazo producto de pérdidas de escala en la operación.

7. Además, el mercado de distribución de energía eléctrica de El Salvador, según lo expresado por la SIGET, se encontraría expuesto al fenómeno llamado de “descreme del mercado”. Este fenómeno es consecuencia de la metodología de tarificación, donde se fija una tarifa basada en el costo medio de largo plazo, el cual, para el rango de producción con economías de escala, se encuentra por encima del costo marginal de largo plazo de ciertas áreas, creando así oportunidades para el potencial ingreso de nuevas empresas que pretendan explotar las posibilidades de renta.
8. En conjunto, las dinámicas anteriores implicarían que los distribuidores incumbentes enfrentan un riesgo de pérdida potencial de clientes, pudiendo afectar así a sus economías de escala y a sus ingresos.
9. Recientemente, la incorporación de nuevos agentes distribuidores al segmento, así como el desarrollo de ciertas actividades por parte de los mismos llevó a poner en debate el tratamiento regulatorio que debe ser aplicado a la distribución de energía eléctrica. Así, según lo expresado por la SIGET, nuevas distribuidoras han adquirido redes de distribución de terceros que eran operadas por otro distribuidor y que corresponden a un área dentro de su zona de operación, al mismo tiempo que nuevos distribuidores se encuentran en proceso de construcción de redes de distribución en zonas donde ya existen redes. Finalmente, se daría lugar al proceso de *by-pass*, donde el nuevo distribuidor abastece a un grupo de clientes sin utilizar la red intermedia del distribuidor preexistente.
10. De corroborarse lo expresado por SIGET, el esquema regulatorio vigente mostraría síntomas de problemas de consistencia regulatoria al determinar entre los objetivos de la Ley General de Electricidad el “...Uso racional y eficiente de los recursos...” al mismo tiempo que se busca la

competencia en un mercado que posee características de monopolio natural¹. Esta situación, generaría consecuencias sobre la eficiencia del mercado, sobre los excedentes económicos de los distintos agentes y sobre el bienestar social.

11. Como señala SIGET, en primer lugar, el traspaso de usuarios de una empresa a otra generaría una diferencia en los montos recuperados por medio de las tarifas, al mismo tiempo que se tornaría difícil mantener equilibrados los costos reconocidos en el corto plazo.
12. En segundo lugar, si bien las nuevas empresas podrían ofrecer un cargo de distribución inferior al de las empresas preexistentes en el corto plazo, producto de su estructura de costos, de un arbitraje de precios, y de la focalización de sus ventas en clientes de cierta demanda, esta situación tendría las siguientes consecuencias:
 - a) No se podrían aprovechar las economías de escala que caracterizan al proceso de distribución de energía eléctrica, tanto en el desarrollo de las inversiones como en la operación del servicio;
 - b) Las inversiones asociadas a la red de las distribuidoras son redundantes, y el sobre costo de dichas duplicidades acabaría trasladándose a los usuarios finales vía tarifas;
 - c) Las carteras de clientes y el tipo de redes se encontrarían desproporcionadas;
 - d) No se generaría incentivos para una adecuada expansión de la red de distribución del país;
 - e) El ingreso de nuevos competidores no necesariamente se traduce en una mejora en la calidad del servicio;
 - f) Las inversiones que son de terceros se incorporarán al cálculo del Valor Nuevo de Reemplazo (VNR) y de la tarifa, sin embargo el número total de usuarios se mantendría. En efecto, redes de urbanizaciones que en los hechos fueron pagas por los propietarios residenciales, terminan vendiéndose a un distribuidor entrante que cobra un cargo por el uso de esa red.
13. Ante esta situación, la SIGET ha conformado, mediante el Acuerdo N°. 1075-E-2013, un comité para desarrollar un proyecto de normativa que reglamente aspectos de carácter

¹ La Ley establece en su Artículo n°2 “La aplicación de los preceptos contenidos en la presente Ley, tomará en cuenta los siguientes objetivos: a) Desarrollo de un mercado competitivo en las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización de energía...”.

regulatorio entre distribuidores de energía.

14. En virtud de lo anterior y con fundamento en el “Convenio de Cooperación y Coordinación entre la Superintendencia General de Electricidad y Telecomunicaciones y la Superintendencia de Competencia”, se ha solicitado que esta última se manifieste en relación a lo siguiente:
- ¿Es procedente establecer reglas que regulen la competencia entre distribuidoras de manera tal que predominantemente se procure la eficiencia económica y el bienestar?
 - ¿Establecer esas reglas se interpretaría como una limitación y restricción a la competencia entre distribuidores?
 - ¿Es procedente que las reglas que regulen la competencia concedan un tratamiento equitativo entre competidores?
 - ¿Pueden las actuaciones que están desarrollando los nuevos distribuidores considerarse prácticas anticompetitivas?

I. Teoría de la regulación económica aplicable al sistema de distribución y comercialización de energía eléctrica

15. En el presente apartado, se desarrolla un análisis de la economía de la regulación de las industrias de red, identificando los preceptos económicos referidos al tratamiento de las situaciones de monopolio natural versus competencia. Desde el punto de vista de la economía de la regulación de las industrias de red, hay una serie de preceptos y principios que deben ser evaluados por el hacedor de políticas a la hora de determinar el esquema de regulación aplicable en ese tipo de industrias, y las consecuencias de ésta tanto para las empresas reguladas como para la sociedad en su conjunto.
16. En este sentido, conviene destacar que la arquitectura de un esquema regulatorio se compone de una serie de elementos y de vinculaciones entre los mismos que definen las diferentes dimensiones regulatorias de la actividad bajo análisis. Dentro de cada dimensión o bloque regulatorio se pueden identificar diferentes opciones que pueden ser adoptadas por las agencias reguladoras. Un análisis de las distintas opciones adoptadas a nivel internacional permitirá identificar las fortalezas y debilidades del esquema vigente en El Salvador, y las potenciales medidas a desarrollar para mejorar la calidad del esquema y proceso regulatorio.
17. Un punto clave a considerar para la formulación de un esquema regulatorio eficiente es la consistencia entre las distintas dimensiones regulatorias y su adaptación al contexto y al objetivo a ser alcanzado o priorizado. Con base en dicha premisa, las dimensiones a ser analizadas en los apartados subsiguientes incluyen: nivel tarifario, estructura tarifaria, esquemas de planificación y financiación de las ampliaciones de la red.

A. El concepto de monopolio natural en las actividades de distribución de energía eléctrica

i. Desarrollo conceptual

18. Una condición suficiente para que una determinada industria de servicios públicos resulte pasible de regulación económica es que la misma presente características de “monopolio natural”.

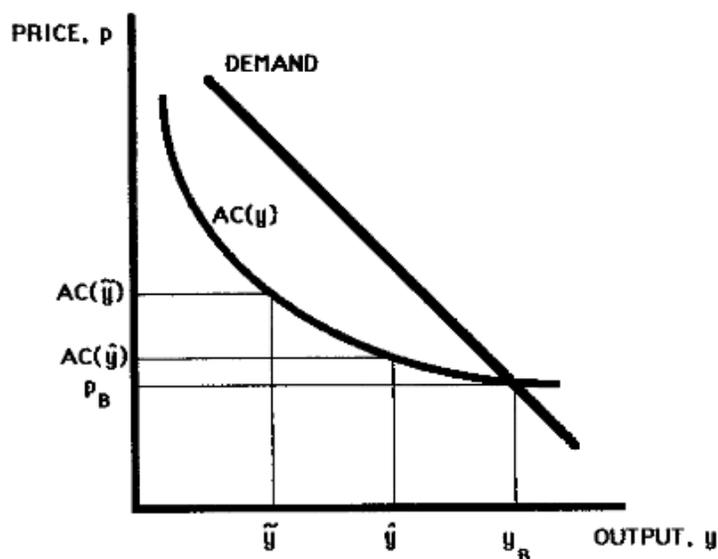
19. El concepto de monopolio natural fue evolucionando y refinándose con los años, desde una concepción inicial fuertemente fundada en las economías de escala hasta las visiones más recientes que consideran la subaditividad de costos como su principal sustento. Al igual que la definición de monopolio natural evolucionó, también lo hizo la teoría de la regulación que pasó de los métodos prescriptivos de regulación de precios al enfoque de mercado, con sus premisas de fomento a la competencia *por* el mercado.
20. Una expresión analítica de la definición de monopolio natural puede encontrarse en Joskow (2007), quien establece que, en el caso de industrias en que las firmas producen un único bien homogéneo, presentan condiciones de monopolio natural cuando es menos costoso producir cualquier nivel de dicho bien por una única firma, en lugar de hacerlo por dos o más empresas. Adicionalmente, dicha relación dominante de costo debe mantenerse para todo el rango relevante de producción para el mercado.
21. Matemáticamente la condición de monopolio natural se presenta mediante la siguiente ecuación:

$$C(Q) < C(q^1) + C(q^2) + \dots + C(q^k)$$

Donde q^i son las producciones individuales de cada una de las i empresas consideradas y Q es la sumatoria de las producciones de cada una de las empresas analizadas.

22. Siguiendo a Braeutigam (1989), una de las definiciones iniciales de monopolio natural fue establecida por Kahn (1971) quien argumenta que dicha situación se da cuando la tecnología de ciertas industrias o las características de los servicios son tales que el consumidor puede ser atendido a un menor costo por una única empresa. En el caso extremo de la definición de Kahn, el costo total medio decrece continuamente a lo largo de todo el rango relevante de producción, es así que una única firma abasteciendo todo el mercado presentará un menor costo que otros rivales de menor escala. Un enfoque similar fue presentado por Scherer (1980), quién asoció la condición de monopolio natural a la existencia de economías de escala.

Figura 1. Monopolio Natural – Economías de Escala

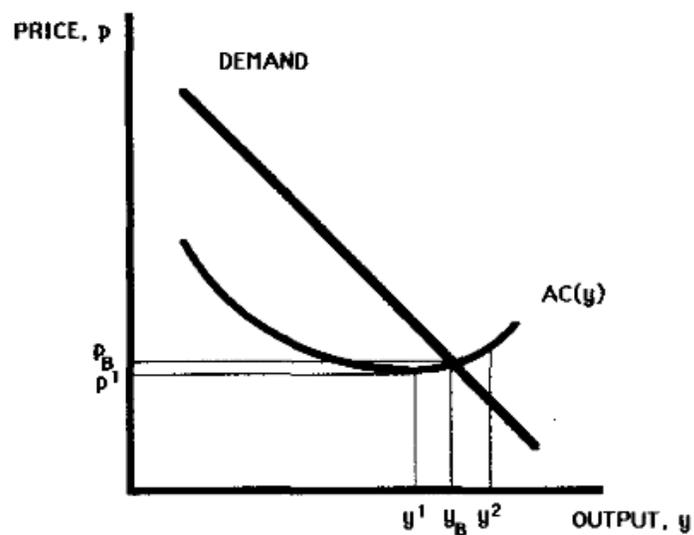


Fuente: Braeutigam (1989)

23. En la Figura 1, se esquematizan las condiciones de monopolio natural de una industria con economías de escala. Como se puede ver, la curva de costo total medio $AC(y)$ es decreciente en todo el tramo relevante de la función de demanda, por lo tanto, ninguna empresa encontraría rentable producir a un precio inferior a dicho costo medio. Es claro que ninguna firma debería ingresar al mercado a una escala mayor que y_B pues no recuperaría los costos medios; por otra parte, si una empresa ingresa al mercado a producir una cantidad \hat{y} , podría cobrar un precio ubicado en el rango $AC(\tilde{y})$ a $AC(\hat{y})$ y de esta forma lograría desplazar del mercado a la empresa incumbente. Si esta dinámica se repite iteradas veces, puede verse que el único nivel de producción que puede prevenir la entrada rentable de potenciales competidores es y_B , con un nivel de precios P_B . Es decir que la única solución estable en el tiempo es que los servicios o productos sean provistos por un monopolio, ya que la competencia dentro del mercado no resulta viable.
24. Con este enfoque tradicional del monopolio natural resulta evidente que promover la competencia dentro del mercado podría llevar a considerables ineficiencias.
25. Estudios posteriores enfocan la condición de monopolio en la existencia del fenómeno de la “subaditividad de costos”. Este concepto es similar al de economías de escala, pero no

necesariamente idéntico. Por subaditividad de costos se entiende al hecho de que, dada una determinada tecnología, la producción de cierto bien o servicio es socialmente más eficiente cuando se desarrolla por una única empresa que cuando se realiza por un número mayor. La presencia de economías de escala es condición suficiente para la definición de subaditividad de costos, pero no es condición necesaria en todo el rango relevante de producción. Así como se presenta a continuación, existen casos en que la función de costos es subaditiva pero que no presentan economías de escala.

Figura 2. Monopolio Natural Subaditividad de Costos



Fuente: Braeutigam (1989)

26. En la figura anterior, se aprecia a partir del nivel de producción y^1 que existen deseconomías de escala, es decir la curva de costos medios comienza a crecer conforme aumenta la producción. Aun así, la configuración de la industria permite que sólo una firma opere en forma más eficiente para la sociedad que dos empresas, o cualquier otra configuración con más de una empresa. En este sentido, se puede ver que la existencia de economías de escala en todo el rango de producción no es condición necesaria para caracterizar una industria como monopolio natural. Este concepto de subaditividad de costos fue inicialmente desarrollado por Baumol, Panzar y Willig (1982).
27. De acuerdo a la subaditividad de costos, una característica destacable del monopolio natural es que el mismo puede no ser sostenible sin limitaciones o barreras regulatorias a la entrada. La

Figura 2 muestra un ejemplo de ello: si la empresa incumbente está obligada a abastecer todo el mercado debe fijar el precio P_B y ofrecer la cantidad y_B , sin embargo potenciales entrantes podrían fijar un precio P_I y desplazar del mercado a la incumbente. En ese sentido, la empresa incumbente obligada corre riesgo de desequilibrio financiero, y una potencial salida del mercado, y se obstaculiza la universalización del servicio de energía eléctrica.

Recuadro 1: Monopolio natural en industrias multiproducto

Una forma de generalizar la definición tecnológica de monopolio natural al caso de industrias multiproductos es a través de la conceptualización de economías de alcance. Esta situación se presenta cuando la tecnología es tal que la producción de dos o más productos es desarrollada más eficientemente por una única empresa que lo que sería por dos o más. Matemáticamente, para el caso de dos productos se tendría la siguiente especificación:

$$C(q_1, q_2) < C(q_1, 0) + C(0, q_2)$$

28. En general, siguiendo a Joskow (2007), el atributo más importante de los costos en la definición de monopolio natural es si éstos constituyen costos hundidos. Éstos se asocian a las inversiones realizadas en activos físicos o humanos, cuyo valor en usos alternativos es relativamente bajo. En este sentido, la existencia de costos hundidos es el aspecto que genera una diferencia entre los costos del incumbente y del potencial entrante, ya que se convierte en una barrera de entrada. Así, la ausencia de costos hundidos otorgaría al mercado, aún ante la presencia de economías de escala o subaditividad, la característica de desafiabilidad o contestabilidad, ya que la entrada y salida de la industria se realiza sin costos relevantes.
29. Una vez que los costos (activos) fueron hundidos en una industria, al no tener usos alternativos, la incumbente tiene la capacidad de aumentar la producción y bajar el beneficio a cero, de manera que los costos hundidos pueden representar un elemento disuasorio a la entrada, pues el entrante no podría salirse de una industria en la que hay beneficio cero, para incorporarse a otra donde haya beneficios positivos. Así las empresas incumbentes tienen la ventaja, frente a los entrantes, de haber hundido primero el capital.
30. Tradicionalmente, las industrias de red, debido a la presunción de fallas de mercado, fueron

sujetas a una fuerte intervención y/o regulación estatal. A raíz de una considerable innovación tecnológica, un número creciente de servicios de transporte, telecomunicaciones y generación de energía, entre otros, están siendo asignados mediante mecanismos de mercado, con el acompañamiento de un esquema regulatorio.

31. En el proceso de desregulación de la industria encaminado por la Unión Europea, los segmentos de producción y comercialización son considerados competitivos, en tanto que para los segmentos de transmisión y distribución se considera que persisten características de monopolio natural. Diversos autores han discutido la posibilidad de introducir competencia en dichas actividades de red.
32. Por su parte, Rolf Künneke (1999) analiza cuán natural es el monopolio en las actividades de red de energía eléctrica. El autor sostiene que se han producido cambios significativos en la tecnología de la industria, situación que potenciaría la posibilidad de competencia en algunos segmentos de la misma.
33. Los servicios de red tienen una serie de características particulares debido a las complementariedades entre nodos y *links*. Desde el punto de vista de la red, los componentes de la misma son estrictamente complementarios, es decir los servicios sólo pueden generarse gracias a la interacción entre nodos y *links*. La complementariedad puede ser unilateral o bilateral.

Recuadro 2: Las características particulares de los servicios de red

Externalidades y economías de escala: las externalidades pueden ser directas (los usuarios se benefician por el sólo hecho de pertenecer a la red más desarrollada), que se dan ante complementariedad bilateral; o indirectas (calidad del servicio, seguridad y estabilidad de la red, etc.). Las economías de escala por su parte se originan debido a la producción conjunta.

Mono vs Multifuncionalidad: una alta complementariedad generalmente resulta en una red con marcada especificidad de los servicios y productos. Ejemplo es el de la tarifa integrada de la energía eléctrica. Opuestamente, una baja complementariedad genera una menor especificidad, así que los nodos y links pueden ser usados para transportar diferentes productos. La multifuncionalidad presenta tres

características económicas importantes: 1) reduce la especificidad de los activos, 2) eleva el valor de los activos al reducir los costos hundidos, 3) reduce el riesgo de inversión.

Bienes colectivos: en los servicios altamente complementarios la característica de los mismos es que son de tipo colectivo, es decir no existe diferenciación de productos ni de clientes.

Estructura de mercados concentrados: la complementariedad genera estructuras de mercados más concentradas debido a economías de escala, comportamiento estratégico y por incentivos a la integración.

34. Künneke plantea y analiza tres factores interrelacionados que podrían introducir cambios en la estructura de la industria: cambios en la complementariedad en la industria, descentralización de la producción y preferencias políticas. En caso que la complementariedad pudiera ser reducida, quizás debido al avance tecnológico, la característica de la red podría cambiar y se podrían desarrollar mecanismos alternativos de asignación. Por otra parte, la descentralización de la producción podría abrir la posibilidad a la coexistencia entre la red incumbente y alguna red privada de pequeños productores.
35. Considerando los factores anteriores, el autor sugiere que la red es un ámbito en el que potencialmente podría desarrollarse competencia. Aunque la competencia en red es considerada no deseable económicamente, pues la duplicación de red genera destrucción de capital debido a las enormes economías de escala, el autor considera que podrían aparecer dos potenciales ámbitos de competencia en la red, es decir inter e intra red.
36. Competencia Inter-red: sería el caso en que una red privada es construida y compite con la red pública. Idealmente la red privada podría incluir transporte en alta y media tensión como también distribución en baja para ciertas localidades.
37. Esta situación se da para el caso de gasoductos de transporte en Estados Unidos, debido a que el desarrollo del mercado fue tal que tornó a la escala mínima eficiente de operación relativamente pequeña de manera tal de permitir más de un transportista. En el caso de la energía eléctrica, la situación es un tanto diferente y no se vislumbra la posibilidad de duplicación ya que las líneas pertenecen a un mismo sistema integrado.

38. Otro ejemplo relacionado con la distribución de electricidad lo constituye la ley de electricidad de Holanda, que posibilita la construcción y operación de redes privadas en forma paralela a la red pública. A la fecha, han tenido muy poca significación y sólo en algunas zonas industriales o comerciales puntuales, estas redes son interconectadas con la red pública. En los hechos, la conexión a la red privada solamente resulta rentable para consumidores auto-generadores quienes requieren mínimas condiciones de confiabilidad y estándares técnicos del suministro.
39. Competencia intra-red: correspondería al caso de competencia dentro de la propia red pública, así el autor sostiene que recientes desarrollos posibilitan controlar el acceso a específicas líneas a través de *switchs*, esta situación permitiría regular el flujo transportado y establecer tarifas diferenciadas del mismo. La calidad de los servicios también podría diferir ya que se tendría distintas rutas con diferentes grados de congestión, confiabilidad, etc., esas diferencias deberían ser trasladadas a las tarifas.
40. Saplacan (2008) coadyuva a esta discusión al plantear que existe algún margen para la competencia en la distribución de energía eléctrica a pesar de su tratamiento tradicional como monopolio natural. En este sentido, la autora argumenta que la actividad de distribución debería dividirse en dos: una relacionada a la provisión de la infraestructura de red, la cual es netamente monopólica por tratarse de una industria de red, y la actividad de operación de dicha infraestructura (servicios asociados, como la medición, lectura, etc.) lo cual que posibilita cierta concurrencia de oferentes.
41. Este esquema de segmentación es consistente con la propuesta de desverticalización (*unbundling*) de las actividades de distribución y comercialización promovido por la UE a través de las Directivas 96/92 CE y 2003/54 CE. Dentro del segundo grupo de actividades se incluirían las actividades de comercialización de energía.
42. Las condiciones que definen a la provisión de infraestructura de distribución como monopolio natural son:
- a) Presencia de redes locales que no pueden ser duplicadas a un costo razonable (Newberry, 1999).
 - b) Economías de escala, las cuales constituyen un elemento suficiente para la existencia de monopolio natural.

c) Barreras de entrada: son costos diferenciales en los que debe incurrir una empresa entrante por el solo hecho de no haber formado parte inicialmente del mercado.

43. Demsetz (1968), por su parte, realiza una crítica al esquema regulatorio establecido en Estados Unidos, en la cual argumentó que las subastas competitivas por los derechos de operar dicho mercado² podrían remplazar la regulación, obteniéndose soluciones relativamente semejantes. En esa línea, Littlechild (2001), analiza la posibilidad de introducir competencia por el lugar en la distribución de energía eléctrica, a través del estudio de subastas competitivas por contratos de largo plazo para la prestación del servicio. El autor presenta algunas características salientes de mecanismos alternativos a la regulación tarifaria, como metodología para promover la competencia en los segmentos considerados monopolios naturales.
44. Según Littlechild, los esquemas regulatorios tradicionales (Tasa de Retorno o Precio Techo) resultaron menos atractivos ya que no reducen la incertidumbre en la misma medida que lo plantea un contrato de larga duración. De dicho análisis, se concluye que los argumentos a favor de la promoción de la competencia por el mercado, sugeridos por Demsetz y por Williamson, tienen cierto mérito, pero se necesitan futuros desarrollos y una profundizar en los análisis al respecto para contemplar la posibilidad de que contratos de largo plazo desplacen o complementen los esquemas tradicionales.
45. A pesar de la posibilidad teórica planteada por los diversos autores de la competencia en redes, a la fecha ejemplos de dicha competencia se dan solo en la industria de telecomunicaciones. En la industria eléctrica, se requieren más estudios y mayor desarrollo tecnológico para viabilizar las posibilidades de una tendencia hacia la liberalización de ciertas actividades de la distribución y transmisión.

ii. Evidencia Empírica sobre la subaditividad de costos

46. Joskow (2007) resalta que a pesar de la vasta literatura que aborda conceptualmente los tópicos referidos al monopolio natural, existen relativamente pocos estudios que analizan empíricamente el problema y que estiman la existencia de subaditividad en las funciones de

² Williamson (1976) destaca que los problemas inherentes al monopolio natural son los correspondientes a cualquier proceso de inversión a largo plazo bajo condiciones de incertidumbre.

costos de industrias tradicionalmente consideradas como monopolio natural.

47. Entre los escasos trabajos empíricos, cabe destacar el de Salvanes y Tjøtta (1998), los cuales analizaron empíricamente la presencia de condiciones de monopolio natural en la distribución de energía eléctrica de Noruega. El estudio toma como referencia el trabajo desarrollado por Evans y Heckman (1983), el cual es uno de los primeros estudios que intentó confirmar la presencia de características de monopolio natural en las industrias de red, aunque dicho estudio fue aplicado a la industria de telecomunicaciones en los Estados Unidos.
48. La conclusión del trabajo de Evans fue que la industria de las Telecomunicaciones en los Estados Unidos no revestía las condiciones de monopolio natural. Posteriormente Charnes (1988) y Röller (1990) desarrollan estudios semejantes al de Evans pero imponiendo las condiciones de regularidad y encuentran, a diferencia de Evans, que sí existen condiciones de monopolio natural en las telecomunicaciones en los Estados Unidos.
49. El objetivo de la investigación de Salvanes y Tjøtta fue comprobar la existencia de un monopolio natural en la distribución de electricidad en Noruega, a la vez que buscó mejorar algunos aspectos cuestionables del estudio de Evans y Heckman³. De la metodología utilizada, se deriva que la verificación de monopolio natural en la región de consistencia es condición necesaria y suficiente para la constatación de monopolio natural global.
50. La principal conclusión es que la distribución local de energía eléctrica en Noruega presenta fuertes características de monopolio natural. La metodología fue aplicada a firmas de distribución únicamente; el modelo de estimación consideró dos productos (un contrato de acceso y un *commodity*), y tres insumos asociados a los costos de: capital, trabajo y compra de energía; la metodología econométrica consistió en estimar una función de costo translogarítmica mediante el método de Zellner (SUR - *seemingly unrelated regression*). Los coeficientes resultantes presentaron el signo esperado y alto nivel de significación.

³ Según Salvanes y Tjøtta, Evans y Heckman emplearon una función de costos translogarítmica y no respetaron las condiciones de regularidad exigidas a una función de este tipo por lo que la estimación realizada fue sobre la base de una función no bien comportada. Evans y Heckman circunscribieron el análisis a la región admisible, es decir a la zona en donde la estimación de la función de producción es tal que ninguna firma produce menos de lo observado en la base de datos; en cambio, en la propuesta metodológica de Salvanes y Tjøtta, se limitaron a la región consistente, es decir donde la función de producción es no negativa, cóncava y monótona.

51. Salvanes y Tjøtta se basaron en la definición de Baumol (1988) al considerar que una industria es monopolio natural si presenta subaditividad de costos, es decir, si un vector de productos dado puede ser obtenido con menor costo por una única firma versus cualquier combinación de dos o más firmas.
52. Bajo esa lógica, el test de subaditividad utilizado consiste en comparar el costo de producción de un único oferente versus dos oferentes o más. Los autores verificaron la existencia de subaditividad de costos para el caso de Noruega. Las ganancias de eficiencia obtenidas con distintas especificaciones varían de 3.5% a 9.3%. En concreto, no se pudo refutar la hipótesis subaditividad de costos, lo que indica que la distribución de energía eléctrica es un monopolio natural.
53. Otra trabajo cuantitativo es el de Gunn y Sharp (1999), los cuales analizaron si la distribución de energía eléctrica en Nueva Zelandia es monopolio natural o si existe algún margen para la introducción de cierto grado de competencia.
54. Cabe mencionar que una de las principales premisas del gobierno de Nueva Zelandia fue la desregulación de los segmentos de las industrias que son competitivos, y una regulación suave y pro-competitiva de los segmentos que continúan presentando situaciones de monopolio natural; en este proceso los segmentos de transmisión y distribución fueron considerados como monopolios naturales y las actividades de generación y comercialización como segmentos competitivos.
55. Gunn y Sharp consideran que las empresas de distribución enfrentan en la actualidad una leve competencia, no en servicios de comercialización (por ejemplo, venta de energía) sino en servicios de distribución (conexión de usuarios). Esta competencia a muy baja escala proviene de empresas que se conectan a la red incumbente y establecen subdivisiones de las mismas.
56. Como parte del esquema regulatorio, se estableció la obligación de que cierta información de las empresas distribuidoras se divulgara públicamente, particularmente la información relacionada con indicadores de desempeño técnico y financiero. La idea detrás de estas políticas fue la de recurrir a herramientas de *benchmarking* para aumentar la transparencia y

promover la eficiencia en el sector. Uno de los indicadores claves seguido por las autoridades es la rentabilidad de las empresas, si alguna de ellas presenta una rentabilidad significativamente mayor al promedio ponderado del costo de capital (WACC, por su denominación en inglés) puede ser pasible de una regulación más exhaustiva, consistente incluso en control directo de tarifas.

57. Según los autores, este esquema regulatorio débil, junto con la remoción de los límites de exclusividad de las franquicias iniciales, podría permitir que pequeñas empresas construyan sus propias redes y se conecten en un punto cercano al de transmisión como forma de establecer un *by pass* de la incumbente, por lo que esta firma podría luego conectar los clientes de la incumbente a su propia red⁴. Es así que los autores consideran que en la actualidad existiría la posibilidad de que los distribuidores sufrieran la amenaza de potenciales entrantes, (en una escala muy pequeña) que compitieran por los servicios de conexión a la red, motivados por el inadecuado esquema regulatorio.
58. Los autores consideran que el monopolio natural originado por la presencia de economías de escala es una situación sostenible en el largo plazo, en cambio, si el origen del monopolio natural se debe a la presencia de subaditividad de costos, y existe al menos un tramo de rendimientos decrecientes a escala, entonces es factible la amenaza de potenciales entrantes. En otras palabras, en la medida que exista un tramo de la curva de costo medio creciente, la incumbente podrá verse amenazada por una potencial entrante que fije un precio menor.
59. En el trabajo de Gunn y Sharp, se desarrolla un modelo simplificado de negocio, que representa la situación de las empresas distribuidoras típicas y se pretende determinar si existe margen para la competencia a nivel de sub-redes (dentro de la propia incumbente), como consecuencia de la estructura de costos de las firmas del sector (es decir, ante subaditividad de costos).
60. El modelo considera la existencia de activos comunes (aquellos en los que no se puede discriminar específicamente el grupo de consumidores que son servidos por ellos) y activos específicos (los cuales son ciertas sublíneas y alimentadores que abastecen un grupo específico

⁴ En el estudio incluso se considera la posibilidad de que el entrante se conecte a la red del incumbente, abonando el cargo de acceso.

de clientes). Posteriormente, se consideran escenarios en los cuales un subgrupo de clientes conectados a la red de la incumbente es abastecido por la misma empresa a una tarifa idéntica a la del resto de usuarios inframarginales, y se lo compara con el escenario en que esos mismos usuarios son abastecidos por una nueva entrante.

61. La conclusión del estudio es que las empresas de distribución de energía eléctrica en Nueva Zelandia son monopolios naturales en virtud de la existencia de considerables economías de escala; sin embargo, la regulación puntual de la industria distorsiona la estructura de costos y asigna elementos de contestabilidad de manera tal que permite una competencia ineficiente. Estos elementos de contestabilidad están dados por:
- a) Inexistencia de barreras de entrada: el esquema regulatorio de Nueva Zelandia reconoce el acceso abierto a la red de la incumbente, así una nueva entrante no necesita incurrir en significativos costos hundidos por duplicar la red.
 - b) Limitada capacidad de reacción de la incumbente.

B. Monopolio natural y la necesidad de regulación

62. Conforme lo analizado en el apartado anterior, las actividades de transmisión y distribución de energía eléctrica presentan las características propias de la operación de las industrias de redes, es decir, que hay presencia de costos medios decrecientes a lo largo de todo el rango relevante de producción para el mercado o bien que existe subaditividad de costos. Dadas estas situaciones, desde una perspectiva económica, estas actividades se consideran tradicionalmente como monopolios naturales, en el sentido que la solución técnicamente más eficiente para la prestación de los servicios es mediante un único operador.
63. Lógicamente, las actividades de distribución y transmisión de energía eléctrica por tratarse de servicios públicos y/o esenciales no deben ser desarrolladas por empresas monopólicas sin regulación, ya que en este caso el monopolista, haciendo uso de su condición, puede apropiarse de la renta monopólica, proveyendo un nivel de servicio (producto) menor, y un precio mayor al que se verificaría en el caso competitivo.
64. En este sentido, un aspecto de crucial relevancia es el marco regulatorio que será aplicado al monopolio natural, tal como se desarrollará en las secciones siguientes.

65. Al analizar el marco regulatorio, aparece el conflicto interno entre diferentes principios regulatorios, como competencia, eficiencia, sostenibilidad, y equidad. Además, la literatura económica especializada, al abordar los tópicos relacionados con la regulación de los monopolios naturales, identifica dos corrientes de pensamiento: enfoque prescriptivo y enfoque de mercado.
66. El enfoque prescriptivo considera que las industrias de red, que presentan condiciones de monopolio natural, deben ser sujetas a regulación y/o fijación de las tarifas, con el objetivo de aproximarse a la solución que se verificaría en un mercado competitivo. En este sentido, el enfoque prescriptivo engloba una serie de esquemas de determinación del nivel tarifario siendo los principales: precio techo, ingreso máximo, tasa de retorno, regulación por comparación (*yardstick regulation*).
67. Por su parte, el enfoque de mercado considera que en los casos en los cuales la competencia “en” o “dentro” del mercado no resulta posible, o siendo posible no resulta deseable, existe la posibilidad de introducir competencia “por” el mercado. Esta competencia por el mercado generaría situaciones equivalentes a la regla de fijación de precios por costos medios, también conocida como solución de “segundo mejor” (*second best*).

C. *Trade-off* entre principios regulatorios del nivel tarifario

68. En lo referente a la determinación del nivel tarifario, el objetivo general de los reguladores es identificar un valor tarifario (o tarifa media) a aplicar como remuneración por los servicios regulados, que permita satisfacer de la mejor manera posible una serie de principios tarifarios contrapuestos, o que, al menos, presentan una renuncia entre sí (*trade-off*). Los principios tarifarios generalmente invocados son sostenibilidad, eficiencia asignativa, eficiencia productiva y equidad.
69. Uno de los principales principios por los que debe velar el regulador es la sostenibilidad de las empresas reguladas, es decir que los niveles tarifarios definidos deben ser tales que permitan a las empresas reguladas financiar su operación y los requerimientos de inversión, para que puedan prestar el servicio de forma adecuada en el futuro. Este es un principio de

sostenibilidad intertemporal o eficiencia dinámica, que implica que el servicio debe estar disponible para futuras generaciones.

70. Por su parte, el principio de equidad se relaciona con la distribución de los beneficios entre los diferentes agentes que intervienen en el proceso de prestación del servicio (usuarios y empresas) y también se vincula al monto de los cargos tarifarios y su relación con la capacidad de pago de los usuarios y con los costos que ellos imponen al servicio.
71. Finalmente, existen dos dimensiones del principio de eficiencia: 1) eficiencia productiva y 2) eficiencia asignativa. La eficiencia productiva estipula que los bienes sean producidos y los servicios sean prestados al menor costo posible. En tanto, la eficiencia asignativa requiere que los bienes escasos sean asignados a los individuos que más los valoran, es decir a aquellos consumidores que obtendrían mayor bienestar con ellos. En mercados competitivos, el precio se fija al valor del costo marginal de producción y con ello se garantiza el cumplimiento de la eficiencia asignativa.
72. La consecución simultánea de todos los principios podría resultar incompatible, por lo tanto, el regulador deberá establecer un equilibrio basado en un *trade-off* entre los diferentes principios. Algunos situaciones en las que se manifiesta dicho conflictos son:
 - Eficiencia asignativa vs. sostenibilidad: el principio de eficiencia asignativa requiere fijar la tarifa de los servicios en valores cercanos a los costos marginales, sin embargo, las industrias de red son definidas como monopolios naturales, y presentan las características de poseer costos marginales pequeños y muy inferiores a los costos medios para todo el rango relevante de la curva de demanda. Bajo estas condiciones, la fijación de tarifas a nivel del costo marginal compromete la sostenibilidad pues no se recuperan los costos fijos.
 - Sostenibilidad vs. equidad: la fijación de tarifas por la regla del costo marginal no verifica el principio de sostenibilidad para las industrias de monopolios naturales, consecuentemente es necesario incrementar las tarifas por encima del valor del costo marginal. Una regla para realizar dicho ajuste en las tarifas es la conocida como fijación de precios *Ramsey* que consiste en elevar las tarifas en proporción inversa a la

elasticidad precio de la demanda de los distintos segmentos de consumidores. Es decir, los usuarios que tienen menor capacidad de reaccionar ante las variaciones de las tarifas de los servicios se verán impactados con mayores ajustes. Esta situación minimiza la presión al alza promedio de las tarifas, sin embargo suele existir una correspondencia entre poder adquisitivo y elasticidad precio de la demanda, así los usuarios de menor poder adquisitivo terminarían contribuyendo a la financiación del servicio en una mayor proporción de lo que lo harían los usuarios con mayor poder adquisitivo.

D. Determinación del nivel tarifario

i. Esquema regulatorio prescriptivo: Precio techo / Ingreso máximo / Costo del servicio

^{73.} Con relación al nivel al que se fijan las tarifas, bajo el esquema regulatorio prescriptivo, básicamente hay dos opciones definidas por las principales vertientes regulatorias, estas son: esquemas de incentivos y esquemas de costo del servicio.

^{74.} Regulación por Incentivos: los métodos de “precio-techo” e “ingreso-máximo” son conocidos en la literatura internacional como “remuneración por incentivos”, dado que brindan incentivos a las empresas reguladas para la búsqueda de la eficiencia, derivados del hecho de que toda mejora en la eficiencia durante el período tarifario implicará costos menores a los reconocidos en el año base, pudiendo la empresa regulada apropiarse de la diferencia entre los costos aprobados y los efectivamente verificados.

- Precio-Techo: el regulador establece un techo o tope a las tarifas durante un determinado período o ciclo tarifario, durante el cual la evolución de las tarifas es independiente (en cierta medida⁵) de los costos de prestación de los servicios.

El modelo base de regulación es muy sencillo y consiste en la actualización del costo base por un factor de eficiencia, un mecanismo ampliamente utilizado es el RPI-X⁶. El

⁵ Generalmente, los marcos regulatorios incluyen cláusulas gatillo con el fin de habilitar las revisiones tarifarias en el período inter-revisión si se verifican cambios sustanciales en los costos de prestación de los servicios no originados en ineficiencias de las empresas.

⁶ Las siglas RPI se refieren al índice de precios al por menor (*Retail Price Index*). En general, es posible aplicar cualquier índice que permita medir la inflación que afecta los costos de las empresas (podría ser tanto un Índice de Precios de

mismo fue aplicado inicialmente para la regulación del servicio de telecomunicaciones en el Reino Unido (1984), y posteriormente generalizado a la regulación de prácticamente todos los servicios públicos.

La aplicación de un mecanismo de precios máximos tipo RPI-X implica la siguiente relación entre el precio máximo de un año, P_t , y el del año anterior, P_{t-1} , el cual es corregido por la inflación (RPI) y un factor de eficiencia, X.

$$P_t = P_{t-1} * (1 + RPI - X) \quad (1)$$

El método tiene las siguientes características generales⁷:

- El regulador autoriza un Precio Máximo representativo del año base. La empresa regulada puede fijar un precio igual o menor al Precio Máximo regulado, y se le permite retener cualquier beneficio que pueda obtener mediante la aplicación de dicho precio.
- El regulador especifica un factor de ajuste preanunciado, que permite ajustar el precio máximo representativo del año base a los efectos de mantener el equilibrio financiero de las empresas, durante el ciclo tarifario. Este factor de ajuste es el RPI-X, es decir, resulta de un índice de precios ajustado con un factor de eficiencia, denominado Factor X⁸.
- En períodos más largos de tiempo, el precio máximo es revisado por el organismo regulador y puede ser modificado en función de la dinámica observada de los costos, la demanda y otras condiciones que afectan a los beneficios de la empresa regulada.

Los beneficios del esquema de precio-techo son los incentivos favorables para la búsqueda de eficiencia. Un aspecto desfavorable es el hecho de que potenciales errores (quizás debidos a asimetrías de información) en la determinación de las tarifas iniciales pueden generar ganancias en exceso o comprometer la situación económico-financiera de la empresa en el mediano plazo. Este mayor riesgo asociado al mecanismo de precios o ingresos máximos necesariamente se refleja en el costo de capital, en la medida en que

Consumo, un Índice de Precios Minorista, u otra alternativa).

⁷ El desarrollo se realiza para el caso del esquema de precio techo; sin embargo, cabe notar que es posible trasladar el mismo a un esquema de ingreso máximo permitido.

⁸ Esta fórmula fue la aplicada en sus orígenes en Gran Bretaña. Para países en desarrollo, donde los niveles de inflación puede ser elevados, es más apropiado usar $P_t = P_{t-1} * (1 + RPI) * (1 - X)$

los inversores requerirán una mayor tasa de retorno que los compense de este riesgo adicional.

Dado que ciertos costos están fuera del control de gestión de la empresa, y que la variación de los mismos podría exponer a riesgos muy elevados a la compañía, la mayoría de los sistemas de precio techo permiten el traslado directo de dichos costos (*pass-through*), como es el caso de los denominados Costos de Abastecimiento, es decir que se trasladan a las tarifas finales los costos de compra de la energía para una empresa de Distribución.

- Ingreso Máximo: estos esquemas permiten que las empresas fijen libremente las tarifas siempre que se verifique la restricción de que los ingresos globales se encuadren dentro de niveles predeterminados por el regulador.

Una de las principales desventajas o inconvenientes de este esquema es que las empresas deben fijar sus tarifas en forma prospectiva, pero sólo pueden verificar sus ingresos en forma retrospectiva. En este sentido, resulta crucial una adecuada especificación de los parámetros con los que se determinarán las tarifas. Adicionalmente, los esquemas de “ingreso máximo” suelen contener cláusulas o factores de corrección ex post para los casos en que los ingresos verificados se apartan de los autorizados.

- Regulación mediante Competencia Referencial: Un esquema compatible con la creación de incentivos a la eficiencia productiva y que permite además solucionar el problema de asimetría de la información, es la Competencia Referencial o *Yardstick Competition*. La misma está basada en la teoría de contratos óptimos, cuando se cumple que las incertidumbres a las cuales se enfrentan diversos agentes están perfectamente correlacionadas entre sí -para esfuerzos similares se tendrán resultados también similares- los contratos óptimos se diseñan de modo que la retribución que cada agente perciba sea una función de la diferencia entre sus resultados observados y una referencia (por ejemplo, la media) de los resultados del conjunto de los agentes. Así, la empresa más eficiente establece la mejor práctica y se utiliza como referencia para regular a la industria. El incentivo financiero de cada empresa depende de su funcionamiento relativo; si la empresa funciona relativamente mejor que las demás es recompensada, y si funciona relativamente peor es penalizada.

- *Output Based Regulation*: los modelos regulatorios arriba descritos buscan la determinación de los ingresos que las empresas requieren (insumos) para poder ofrecer un determinado servicio (producto).

Recientes discusiones en materia regulatoria han centrado su foco hacia los resultados o productos, incorporando fuertes incentivos a las empresas para que éstas alcancen determinados objetivos establecidos previamente, tales como la calidad de servicio, la innovación y la sustentabilidad. Estos incentivos se basan en mecanismos de recompensas y penalidades, asociados al cumplimiento de los objetivos.

El regulador británico, la Oficina del gas y de los mercados de electricidad (Ofgem, por su denominación en inglés), se está moviendo en este sentido, siendo quien más ha discutido los cambios necesarios en su modelo regulatorio para determinar la remuneración de las empresas de redes. Durante más de 20 años, este regulador aplicó para los sectores de redes el modelo de Precio Máximo, RPI-X, caracterizado por proporcionar incentivos a la eficiencia en los insumos (costos de capital y costos de operación y mantenimiento), en la búsqueda de generar una disminución en las tarifas del servicio. En el año 2010, la Ofgem introdujo un nuevo modelo regulatorio basado en los productos (*Output-based regulation*) denominado RIIO (por su denominación en inglés $Revenue = Incentives + Innovation + Outputs$), en el cual los ingresos se determinan a partir de incentivos a las empresas por la entrega de innovación y productos. En este nuevo modelo regulatorio, el foco está puesto en el largo plazo, es decir, en el desarrollo de la red necesaria para prestar el servicio en las próximas tres décadas (en contraste, el modelo anterior tenía su foco puesto en la reducción de los gastos de funcionamiento, OPEX, y en la mejora de la eficiencia de corto plazo).

Los productos son el corazón del modelo. Los mismos deben ser consistentes con los objetivos generales del marco regulatorio y, en particular, ser determinados con el objeto de incentivar a las empresas a jugar un rol crucial en la entrega de energía sustentable. La base de ingresos de las empresas y los mecanismos de incentivos deben estar armonizados con el objetivo de entrega efectiva y eficiente de los productos. La Ofgem definió seis categorías de productos: satisfacción del consumidor, confiabilidad y disponibilidad, servicios de redes seguros, condiciones de conexión, impacto ambiental y obligaciones sociales.

⁷⁵. Esquemas *Cost-Plus* o Costo del servicio: en contraste con los esquemas de incentivo, este

esquema tarifario consiste en el reconocimiento de los costos de prestación de los servicios, las inversiones necesarias para ello y una tasa de rentabilidad razonable en relación al riesgo asumido por el inversor. El objetivo del método es evitar que las empresas tengan ingresos extraordinarios, limitando la tasa de retorno (cuyo valor es una decisión del regulador) que se les permite ganar sobre el capital invertido.

76. En este caso, el proceso de revisión de tarifas incluye auditorías sobre los costos, criterios de asignación a los distintos servicios prestados y una valorización de las inversiones que constituyen la base de capital, a los fines de determinar costos “prudentes”. La formulación general mediante la cual se determinan los ingresos permitidos en cada revisión tarifaria es la siguiente:

$$I_t = C_t + D_t + T_t + BRA_t * r_t \quad (2)$$

Dónde:

I_t son los Ingresos permitidos en el año t ;

C_t son los Costos de explotación del año t ;

D_t es la Depreciación del año t ;

T_t son los Impuestos del año t ;

BRA_t es la Base Regulatoria de Activos del año t ; y

r_t es la Tasa de retorno reconocida en el año t ;

77. De acuerdo a la literatura, la principal desventaja de este método son los escasos incentivos que se generan para una gestión eficiente, y el conocido efecto de sobreinversión Averch-Johnson⁹. En la actualidad no se observan casos de aplicación de esquemas puros de tipo Costo de Servicio, en los cuales el regulador realice un reconocimiento completo de los costos totales de las empresas, sin ninguna consideración de “eficiencia” o de “prudencia”.
78. La principal diferencia respecto del esquema de “precio techo” está en la dinámica del ajuste de tarifas; así cuanto menor es la extensión del ciclo tarifario los resultados de ambos esquemas son más próximos entre sí, por ejemplo un esquema de precio-techo con revisión

⁹ Averch y Johnson desarrollaron un modelo para ilustrar que cuando se regula con base en tasa de retorno sobre la inversión, se crea de hecho un incentivo perverso para que las empresas reguladas sobreinviertan en activos tangibles, con el fin de aumentar el volumen de ganancias.

anual de tarifas es casi equivalente a un esquema de *cost-plus*.

ii. *Esquemas regulatorios de mercado: Competencia tipo Demsetz/Mercados disputables/Competencia tipo Chamberlinian*

79. Los esquemas regulatorios desarrollados en el apartado anterior corresponden al enfoque prescriptivo de la regulación, sin embargo, la teoría de la regulación y de la organización industrial han desarrollado un enfoque alternativo conocido como enfoque de mercado.
80. Dentro del enfoque de mercado, se destacan los siguientes esquemas de competencia:
- a) Demsetz (*Demsetz Competition*),
 - b) Competencia Intermodal (*Intermodal Competition*), y
 - c) Mercados Contestables (*Contestable Markets*).
81. Básicamente, la filosofía implícita en estos enfoques es que las empresas, aun detentando monopolio natural, pueden verse obligadas a comportarse como competitivas ya sea por la amenaza de potenciales entrantes, por el riesgo de no ganar las subastas por los derechos de exclusividad para operar el mercado, o bien por las amenazas de sustitutos.
- *Demsetz Competition*: este enfoque consiste en establecer un procedimiento competitivo para asignar los derechos de operar en un mercado en forma exclusiva. Es decir, la competencia no se da dentro del mercado sino por los derechos de acceder al mismo, realizando ofertas para adjudicárselo mediante esquemas similares a los de subastas. Las ofertas corresponderán a la tarifa que se le cobrará al usuario final por el servicio, así la compañía con la oferta más baja es adjudicataria de la licencia para operar en el mercado. Este formato es posible si se cumplen dos condiciones:
 - Los insumos son accesibles a todos los competidores en un mercado abierto y a precios determinados competitivamente; y
 - El costo de colusión para emitir ofertas es elevado, por lo que se realizan ofertas en un mercado perfectamente competitivo.

Este esquema llevará a que las ofertas se fijen en función al costo medio, y todas las

ganancias excedentes se eliminen.

- *Contestable Market*: bajo este mecanismo, la competencia llevará a una solución de *second-best* aunque exista subaditividad de costos. El esquema es similar al anterior, sin embargo, no se realiza una subasta por parte del regulador. Para que opere este esquema de “Mercados Disputables” se debe cumplir la condición que no existan costos hundidos (por ejemplo, en el caso que las redes pertenezcan al Estado y los privados las operen). De esta forma, firmas, potenciales competidoras, podrán ingresar al mercado libremente, para apropiarse de parte de la renta de la incumbente, fijando un precio levemente inferior al de ésta. En caso que las incumbentes ajusten sus precios la entrante podrá retirarse del mercado generando el conocido efecto de *hit and run*, por lo tanto, el precio se fijará en función al costo medio de largo plazo, de la firma más eficiente.
- *Chamberlinian Monopolistic Competition* o *Intermodel Competition*: este mecanismo considera que ciertos mercados o industrias pueden verse amenazados por la competencia potencial de otras industrias sustitutas próximas; así por ejemplo, en el caso del transporte podría haber competencia monopolística entre diferentes medios de transporte como pueden ser trenes, autobuses, etc. Nuevamente el resultado de la existencia de este tipo de competencia sería una solución próxima al principio de *second-best*.

⁸². En este contexto, se puede destacar que si existe un monopolio natural, la aplicación de medidas intervencionistas tendientes a replicar los resultados de la competencia no representan la única solución, así puede darse el caso que la competencia por el mercado resulte factible. De lo contrario, alguna intervención regulatoria debe ser realizada, procurando minimizar la pérdida de bienestar social y alcanzando la solución de *second-best*.

E. Componentes del nivel tarifario

i. Tasa de costo de capital

⁸³. La tasa de retorno debe ser interpretada como la señal económica más relevante de todo el esquema regulatorio. Una inadecuada estimación de la misma puede atentar contra la

sustentabilidad del conjunto de las medidas regulatorias. Lo cierto es que la actividad regulada presenta el desafío de recrear, hasta donde sea posible, condiciones de mercado libre y competitivo que permitan hacer de una actividad regulada una actividad eficiente bajo criterios económicos definidos.

84. La participación del capital privado descansa en la rentabilidad esperada del negocio bajo análisis, esta rentabilidad está definida en las reglas de mercado, y a falta de un mercado competitivo, descansa en la renta que la regulación contempla para la inversión.
85. Así, la determinación de la tasa es de suma importancia, no solo por el fuerte impacto que tiene en los flujos de fondos, sino porque errores en su determinación pueden, por ejemplo, no atraer inversiones o bien no generar un negocio sustentable, obligando al inversor a posicionarse por debajo del óptimo de inversiones con el consecuente impacto en calidad. Por el contrario, si la tasa resultase en niveles altos, el negocio regulado ganaría una tasa por encima de la que hubiese obtenido en el mercado competitivo, generando una distorsión de precios y por ende una mala asignación de recursos con perjuicio a los consumidores, a través de su impacto en las tarifas.
86. En la actualidad, existe cada vez mayor consenso en la aplicación de métodos estandarizados para la determinación del costo de capital, en lugar de optar por esquemas de fijación discrecional. Los métodos estandarizados promueven la transparencia y ofrecen mayor certidumbre sobre cuáles son los elementos determinantes de la tasa y cómo la impactan, en la medida que los organismos reguladores sean consistentes y no alteren discrecionalmente las metodologías aprobadas en el pasado.
87. En América Latina, se pueden reconocer diferentes enfoques para la determinación de la tasa de retorno aplicable a la prestación de servicios públicos de red:
 - Tasas fijas establecidas en la Ley:
 - En Chile y Perú, se establecen por Ley tasas fijas con bandas (se hace de forma posterior al cálculo tarifario un chequeo de rentabilidad). Cabe indicar, sin embargo, que en Perú la Ley estipula que la tasa de referencia pueda recalcularse si existen fundamentos, por ejemplo un incremento sostenido del riesgo país.

- En El Salvador, se establece una tasa fija sin bandas.
- Tasas calculadas con la metodología modelo de valoración de activos financieros / costo promedio ponderado del capital, CAPM¹⁰ / WACC¹¹:
 - Con aplicación efectiva: en Brasil, Colombia, Argentina (hasta 2001), la tasa se determina en cada proceso tarifario, mediante el ajuste y la reestimación de los valores de los parámetros que componen la fórmula del WACC, que en definitiva procuran identificar el riesgo asociado a la actividad desarrollada.
 - Con aplicación potencial:
 - En Guatemala, la tasa se calcula con un método CAPM / WACC y se compara con una banda de valores de referencia (establecidos en la Ley). Si la tasa calculada se encuentra dentro de la banda, se utiliza la misma; en caso contrario, se utiliza el límite inferior o superior de la banda, según corresponda.
 - En Panamá, la tasa se calcula con un método CAPM / WACC y se compara con un valor surgido de un método por comparación establecido en la Ley. La tasa definida por el regulador no podrá diferir en más de 2 puntos porcentuales de la tasa resultante de sumarle un determinado valor, por ejemplo, 800 puntos básicos, al rendimiento de los bonos del Tesoro de Estados Unidos a 30 años.

^{88.} En resumen, entre los métodos estandarizados para la determinación del costo de capital, el método que mayor consenso internacional ha adquirido es el costo promedio ponderado del capital (*Weighted Average Cost of Capital*) en combinación con el modelo de valoración de activos de capital (*Capital Asset Pricing Model*) (CAPM/WACC). Para el caso de América Latina, la variante más comúnmente utilizada de estos modelos es la del Modelo de Margen de Riesgo País (*Country Spread Model*) que considera el riesgo país como variable independiente en la estimación de la tasa de retorno. En otras palabras, el *Country Spread Model* pretende

¹⁰ El CAPM, o modelo de fijación de activos de capital, es un modelo para calcular el precio de una cartera de inversiones, mediante analizando la relación entre el retorno esperado de un activo y el riesgo sistémico. La recta *stock market line* simboliza el retorno esperado de todos los activos de un mercado como función del riesgo no diversificable.

¹¹ La tasa WACC es una tasa de descuento que mide el coste de capital entendido éste como un promedio ponderado entre la proporción de recursos propios y la proporción de recursos ajenos. Es decir, es una tasa que mide el coste medio que ha costado un activo, financiando a través de una combinación de capital propio y recursos de terceros.

adecuar la situación de un mercado desarrollado al caso de un país emergente, a través de la incorporación de una prima por riesgo país.

ii. Vida útil considerada – Tratamiento de activos depreciados

89. La vida útil de los activos juega un papel preponderante en la determinación de la Base de Activos Regulatorios (BAR)¹² a través de la depreciación, que debe ser entendida como un concepto económico que refleja el cambio de valor de un activo en un mercado.
90. Al igual que acontece con el resto de los componentes de los ingresos requeridos, el tratamiento de la vida útil de los activos debe ser coherente con el marco regulatorio general del sector, es decir, debe tener en cuenta la tasa de costo de capital reconocida, los riesgos asignados a las empresas, los costos reconocidos de operación y mantenimiento y los objetivos de calidad del servicio. Por ejemplo, un aumento en los requerimientos de calidad del servicio, *ceteris paribus*, implica necesariamente activos más nuevos.
91. Se resumen a continuación los diferentes enfoques generalmente aplicados en el tratamiento de la vida útil de los activos:
- Anualidad: A través de la anualidad del capital se asume que, mediante un plan de mantenimiento adecuado de los activos, estos no pierden potencialidad de servicio, y por ende no necesitan ser depreciados. Los OPEX tienen que estar en concordancia con las posibilidades de mantener el activo con igual capacidad y calidad de producción, por lo tanto con igual valor económico. Mediante este esquema, una determinada suma de dinero constante se separa anualmente, de modo tal que el valor futuro acumulado de estos montos iguala los requerimientos de flujos monetarios para el mantenimiento y renovación en el largo plazo.
- La aplicación de este método posee una hipótesis central de vida infinita de los activos (entendida como capacidad de producción), esto requiere de algunas condiciones para su aplicación, por ejemplo que en el futuro la demanda no va a resultar continuamente menor al estado estacionario (*steady state*), entre otros. Estas condiciones se dan en casi

¹² La Base de Activos Regulatorios representa el costo del capital invertido para operar en el mercado y reconocido por el regulador para la determinación de las tarifas al consumidor final.

todos los servicios públicos de redes no contestables.

- Cargos de depreciación: Por el criterio tradicional de depreciación, el activo se deprecia a lo largo de su vida útil para compensar las pérdidas progresivas de valor. Generalmente, se define el valor del activo como el valor inicial menos el valor del residuo o de realización final, y se lo asigna a lo largo de su vida útil. Además del valor inicial y final de un activo, el análisis de depreciación requiere determinar el período de depreciación y la forma de asignar la misma. Hay varios mecanismos de asignación:
 - 1) Lineal: el activo se deprecia fundamentalmente por el paso del tiempo, el método es simple y transparente. Sin embargo, puede arrastrar errores importantes cuando el consumo del bien no es constante, o existen otros fenómenos, distintos del tiempo que determinan el envejecimiento, que tampoco lo sean;
 - 2) Acelerada: basada en el criterio que el activo pierde valor más rápidamente por el paso del tiempo que por su consumo físico (v.g. obsolescencia tecnológica);
 - 3) Unidades de producción: la depreciación se determina en función del uso del activo, reflejando la idea subyacente de que los activos pierden valor por su uso y no simplemente por el paso del tiempo.

El esquema temporal en que se asigne la depreciación afecta el volumen de los flujos de caja para compensar intereses, repago de deuda, inversiones, y la evolución de la tarifa de los usuarios finales, por lo cual es de suma importancia.

- Depreciación competitiva: El enfoque de la “depreciación competitiva” calcula la depreciación solo por el período tarifario, considerando la diferencia en el valor de los activos entre el principio y el final del período tarifario. No hace referencia directa a la vida útil de un activo.

⁹². La relación entre el valor neto del activo respecto de su valor bruto es de especial importancia, pues de esto depende en gran parte la rentabilidad. Esta relación en los esquemas que no son del tipo anualidad, depende de varios elementos, pero sobre todo de la vida útil considerada de las instalaciones y la tasa de crecimiento histórica. En este contexto, cobra particular interés el

tratamiento que se dé a los activos 100% depreciados, o aquellos que aun vencida su vida útil regulatoria continúan prestando servicios en forma razonable.

93. Al respecto, es conveniente analizar si hace o no sentido el reemplazar los activos cuya vida útil económica es superior a la vida útil contable. Desde la perspectiva regulatoria internacional, los tratamientos dados a los activos depreciados van en dos direcciones:
- 1- Reconocimiento de mayores costos de operación y mantenimiento: naturalmente los activos totalmente depreciados no forman parte de la Base de Activos Remunerados sin embargo, existe la posibilidad de que el costo marginal de mantener a dichos activos en operación resulte significativamente menor que la inversión en reposición.
 - 2- Reconocimiento de la vida útil remanente: algunos esquemas regulatorios, como es el caso colombiano, consideran adecuado efectuar un ajuste para incorporar a la tarifa la fracción de vida útil remanente de dichos activos.

iii. Costos de operación y mantenimiento reconocidos

94. A los fines de mantener la coherencia con el resto de los bloques regulatorios, la metodología para determinar los OPEX no debe estar dissociada del método para determinar la Base de Activos Regulatorios (BAR). Así, en las regulaciones basadas en empresas eficientes de referencia (lo que implica el diseño conceptual de una empresa ideal o empresa modelo) la BAR se valoriza de acuerdo al concepto de Valor Neto de Realización (VNR), y los OPEX deben determinarse a partir de la simulación de una empresa modelo. Dicho de otra manera, si se parte de que los activos están nuevos, los costos de mantenimiento de los mismos son menores que si se trabaja con activos depreciados.
95. Básicamente, se observa que existen dos métodos principales para la determinación de los OPEX:
- a) *Bottom-up* (de abajo arriba), también conocido como *benchmarking endógeno* o teórico: se determina a partir de una función teórica especificada sobre la base de la tecnología del proceso productivo, frecuencias y recursos requeridos para ejecución de procesos y actividades comparadas.
 - b) *Top-down* (de arriba abajo), también conocido como *benchmarking exógeno* o empírico: se realiza a partir de una función empírica basada en los mejores resultados observados

en la práctica.

⁹⁶. A continuación, se presentan los modelos más usualmente utilizados en América Latina:

- Empresa Modelo o de Referencia: El método de la empresa modelo es una verdadera “simulación” de la toma de decisiones de gestión en una empresa real en condiciones reales, conducida con el objetivo de maximizar (o minimizar) alguna variable económica de interés que representa el “desempeño” de la empresa. Este método tiene la capacidad de incorporar elementos o influencias que en la realidad afectan la variable de desempeño bajo análisis y que son imposibles de cuantificar o modelar matemáticamente mediante relaciones funcionales, por complejas que estas se conciban. Aunque pueden darse variantes de procedimiento, generalmente la “construcción” de una empresa modelo comienza con la consideración de un grupo de empresas reales bajo la jurisdicción del regulador (un país, un Estado), las que son homogéneas en cuanto al tipo de mercado que atienden, condiciones geográficas, densidad de servicio, ambiente económico, restricciones que soporta, etc.

Del grupo de empresas en consideración se elige una que sea representativa del conjunto, procediendo a su análisis en cuatro etapas: i) se recoge y valida en detalle toda la información necesaria, histórica y proyectada, de la empresa real; ii) luego de un exhaustivo examen, se diseña una organización optimizada apta para cumplir todas las tareas requeridas para el funcionamiento eficiente de la empresa, siempre ateniéndose a las condiciones reales en que debe hacerlo; iii) se valorizan los recursos adoptados como eficientes a precios del mercado y se asignan convenientemente los costos (por nivel de tensión, generales, comercialización); y iv) se establecen los componentes de los costos eficientes así determinados.

En América Latina, se encuentran suficientes ejemplos de aplicación de esta metodología: Chile, Argentina, Guatemala, Perú, y hasta hace poco tiempo Brasil.

- Indicadores Claves de Desempeño (*Key Performance Indicators, KPI*): El modo más simple de estimar costos es basándose en indicadores claves de desempeño o inductores de costos. Indicadores de este tipo son, por ejemplo, el gasto de mantenimiento por kilómetro de red, el costo comercial por usuario, etc. Así, el *benchmarking* a través de KPI es útil para hacer estimaciones rápidas que, aunque sean relativamente imprecisas,

orientan bien sobre el orden de magnitud de los costos; pero resulta muy discutible su aplicación en el cálculo formal de tarifas reguladas, para las que son indispensables la transparencia y la ausencia de ambigüedad.

- **Frontera de Eficiencia:** Hay diversas formas de estimar la frontera de eficiencia, a través de métodos no paramétricos (por ej., Análisis envolvente de datos, DEA) o a través de métodos paramétricos, Mínimos cuadrados ordinarios (*Ordinary Least Squares* OLS), Mínimos cuadrados ordinarios corregidos (*Corrected Ordinary Least Squares* COLS), Análisis de frontera estocástica (*Stochastic Frontier Analysis* SFA)-. Todas estas herramientas estiman algún tipo de frontera (referencia) en donde se ubicarían las empresas eficientes y una distancia entre la frontera y el resto de las empresas. En el caso de la utilización de OLS, se trata de una frontera promedio ya que se maximiza la función que mejor ajusta los valores medios de la muestra. En todos los casos, es un requerimiento fundamental contar con una muestra de datos (empresas) lo más homogénea posible y con una cantidad de datos suficientes.

El método DEA utiliza programación lineal para minimizar (o maximizar) una función objetivo (por ejemplo, costos o producción) con base en una serie de productos (atributos de cada una de las empresas). El método determina una envolvente (frontera) y la distancia (ineficiencia) de los datos (empresas) que no forman parte de esa envolvente. El método DEA ha sido utilizado en algunos países europeos (Noruega, Holanda, Alemania, entre otros) y en América Latina, fue aplicado en Brasil.

Para determinar la frontera de eficiencia a través de métodos econométricos, es necesario definir una forma funcional. Estos modelos tienen la virtud de poder ser contrastados estadísticamente. En efecto, a través de diversos indicadores (por ejemplo, signo de los coeficientes, significancia de cada coeficiente, significancia conjunta de los coeficientes, ajuste global del modelo, verificación “ruido blanco” de los residuos, entre otros) es posible determinar la bondad de ajuste de un modelo particular. Los métodos econométricos han sido utilizados en países como Inglaterra, Brasil y Panamá.

F. Esquemas tarifarios

^{97.} En la sección anterior, se resumieron los principales métodos para la determinación del nivel tarifario, es decir de los ingresos necesarios para afrontar todos los costos “eficientes” de prestación del servicio, incluyendo la inversión y una adecuada rentabilidad sobre el capital invertido. Ahora bien, una vez determinado el nivel tarifario existen distintos mecanismos para obtener o recuperar los ingresos requeridos a través de los cargos aplicados a los usuarios del servicio. A continuación, se presenta un resumen de los principales esquemas tarifarios desarrollados para tal fin.

i. Costo medio vs. costo marginal

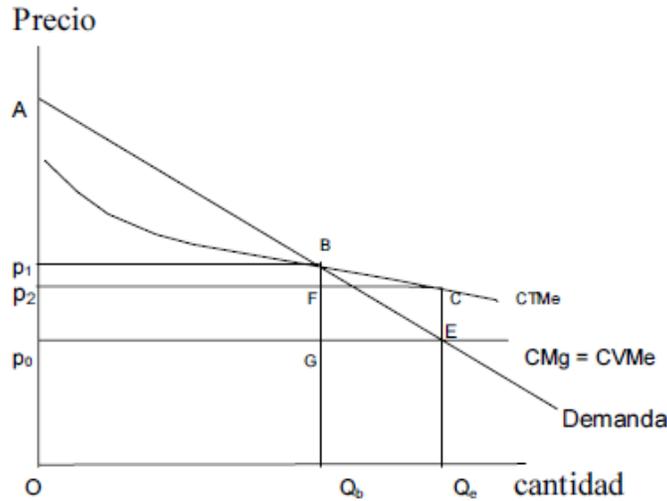
^{98.} El enfoque marginalista de fijación de precios estipula como solución de *first-best* o primer óptimo, a la fijación de precios a niveles de los costos marginales. En esta situación, se estaría maximizando la eficiencia asignativa ya que se igualan la disponibilidad marginal a pagar de los consumidores, revelada a través de la curva de demanda, con el costo marginal de producción.

^{99.} Sin embargo, la regla de fijación de precios por el enfoque marginalista no resulta aplicable en el caso de monopolios naturales como son las industrias de red, la razón de ello es que las industrias de red se caracterizan por ser altamente intensivas en capital, esto hace que las mismas presenten funciones de costos denominadas subaditivas, término que refiere al hecho de que el costo de prestación de los servicios por parte de una única empresa es menor que el costo de abastecer el mercado por más de una empresa. Otro rasgo distintivo de las industrias de red es la existencia de significativas economías de escala para todo el rango relevante de producción para el mercado, consecuentemente la curva de costo medio es continuamente decreciente y se ubica por encima de la curva de costo marginal.

^{100.} Para evaluar el efecto de aplicar el enfoque marginalista, se puede seguir el análisis de Colomé et. al (1999). Así, se parte de suponer la existencia de una firma que produce un solo bien, que opera en condiciones de subaditividad de costos a lo largo de todo el rango relevante de producción para el mercado, y no puede realizar discriminación de precios, es decir que cobra un precio uniforme por unidad de producto y para todos los consumidores por igual. Dicha

situación se representa en la Figura 3.

Figura 3. Regulación del Monopolio Natural



Fuente: Colomé et. al (1999)

^{101.} El objetivo del regulador es determinar el precio que maximice el bienestar, medido por la suma del excedente del consumidor más el beneficio del productor. Los principios económicos estándares sugieren fijar ese precio a valores del costo marginal, es decir p_0 , en ese precio el nivel de producción es Q_e , y el servicio es prestado a todos los consumidores que desean pagar al menos el costo marginal de producir el bien.

^{102.} Suponiendo una función de costos totales con la siguiente estructura:

$$C(Q) = F + m \times Q \quad (3)$$

Dónde:

F = Factor que representa los costos fijos

m = Margen de costos variable

Q = Cantidad producida

^{103.} Si la autoridad reguladora obligara a la empresa a fijar su precio igual al costo marginal

(primer mejor), determinándose el nivel de producción Q_e que verifica la condición antes impuesta, el excedente del consumidor será maximizado (área p_0AE), pero la empresa se encontrará operando con una pérdida igual a los costos fijos (F), (área p_0p_2CE). En situaciones como la descrita arriba, la empresa verá comprometida su sostenibilidad en el mediano plazo, y de cierta forma se estaría atentando contra la equidad intertemporal, pues se podría llegar al extremo de poner en riesgo la prestación del servicio para generaciones futuras.

¹⁰⁴. En este contexto, existen diversas medidas de política para afrontar la situación de insostenibilidad inherentes a los esquemas marginalistas en monopolios naturales, entre las usadas con mayor frecuencia se encuentran:

- Subsidios para recuperar los costos fijos: la ventaja de este método es que mantiene el enfoque marginalista, a la vez que permite la sostenibilidad de la firma, sin embargo existen también algunas desventajas ampliamente conocidas, como:
 - a) el establecimiento de subsidios en ciertos sectores de la economía genera distorsiones en otros sectores,
 - b) los subsidios, son una medida de corto plazo que está sujeta a la voluntad política y la disponibilidad de recursos.

- Fijación de precios al nivel de costos medios (*Second Best*): bajo ciertas circunstancias, estos esquemas minimizan las distorsiones en el excedente del consumidor a la vez que mantienen a la empresa en equilibrio financiero. La principal desventaja referida a estos esquemas tarifarios es que los mismos minimizan las distorsiones bajo esquemas de precio uniformes, pero pueden establecerse otros esquemas no lineales que pueden resultar más adecuados que esta medida, como se verá en el punto siguiente.

Volviendo a la Figura 3, se puede ver que la fijación de tarifas a nivel de costos medios significa que las mismas son establecidas en el valor de p_1 , de esta forma la empresa recupera la totalidad de los costos medios, los consumidores obtienen un excedente dado por el área (p_1AB), y aparece el área (GBE) conocida como pérdida social de eficiencia (*deadweight loss*), que representa una disminución en el excedente del consumidor.

- Esquemas no lineales: los esquemas no lineales consisten en diferenciar los precios según

las preferencias de los consumidores por los diferentes servicios; el esquema de Precios Ramsey es un esquema de tarifación que consiste en incrementar el precio por encima del costo marginal en forma inversamente proporcional a la elasticidad de la demanda del grupo de usuarios considerados. La ventaja de este esquema es que minimiza la ineficiencia asignativa, sin embargo como principal desventaja está el hecho de que puede generar inequidades ya que los usuarios con demanda más inelástica generalmente se corresponden con los segmentos de menor poder adquisitivo y con ello la solución de Ramsey implicaría que los sectores de menor poder adquisitivo acaben contribuyendo a la sostenibilidad del servicio en mayor medida que los usuarios de mayor capacidad económica.

- Tarifas en dos partes: en líneas generales consiste en determinar un cargo fijo para recuperar los costos fijos y un cargo variable igual al costo marginal. De esta forma se logra la sostenibilidad de la firma, a la vez que se verifica el criterio marginalista. Sin embargo, el diseño de los cargos en dos partes debe ser cuidadosamente determinado ya que puede haber ciertos efectos ingreso o desplazamientos de la demanda que pueden afectar el grado de recuperación de los costos fijos.

En el ejemplo gráfico, una forma de aplicación de un esquema de tarifas en dos partes consistiría en la fijación de un cargo variable en el nivel de p_0 , y un cargo fijo (independiente del consumo) determinado por el cociente entre el monto que representa el área $p_0 p_2 CE$ dividido por la cantidad de usuarios.

ii. Cargos fijos y cargos variables

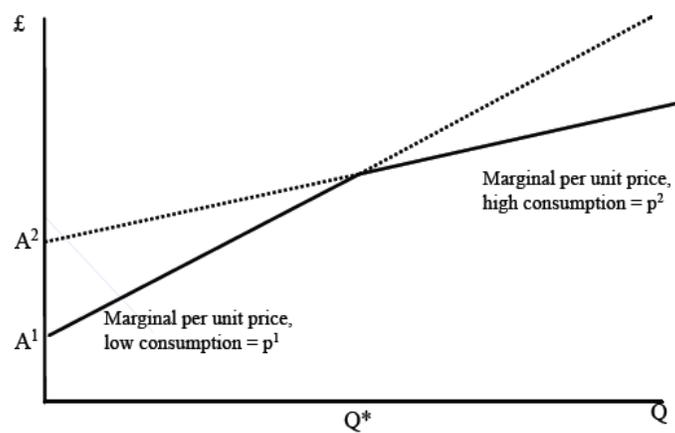
^{105.} La aplicación de esquemas de cargos por energía y por potencia son una versión alternativa de cargos en dos partes. Con un esquema de tarifas en dos partes, bajo determinadas circunstancias, se estaría cumpliendo con el principio de eficiencia asignativa (precio = costo marginal), a la vez que la firma recuperaría el costo fijo (a través del cargo por potencia), logrando así el principio de sostenibilidad.

^{106.} Dentro de los esquemas tarifarios en dos partes, son ampliamente aplicados esquemas de tarifas en dos partes uniformes, es decir que, tanto los cargos fijos como los cargos variables son idénticos para todos los usuarios. El supuesto implícito de tales esquemas uniformes es que todos los usuarios son idénticos. Sin embargo, estos esquemas pueden no resultar eficientes en

los casos que los usuarios presenten diferencias significativas en la disponibilidad marginal a pagar por los servicios de red.

- ^{107.} De este modo, puede acontecer que usuarios que hacen uso del servicio con una baja frecuencia no estén conformes con abonar cargos fijos significativos y decidan finalmente reducir a cero su nivel de demanda por dicho servicio. Una forma de tratar con esta situación es mediante la aplicación de un menú de opciones con parejas de cargos fijos y de cargos variables. Así, pueden generarse incentivos para los usuarios de baja frecuencia que preferirán menores cargos de acceso y mayores cargos variables, a la vez que se mantiene el incentivo para los usuarios de alta frecuencia que optarían por mayores cargos de acceso y bajos cargos variables.

Figura 4. Esquemas de parejas de cargos fijos y variables



Fuente: Decker, C, Jones, S. (2014)

- ^{108.} Gráficamente, en la Figura 4 se puede observar que los usuarios que consumen una cantidad menor a Q* optarán por un menú A¹ con bajo intercepto (cargo fijo) y elevado cargo variable (pendiente), en tanto que los que consumen cantidades mayores a Q* por el contrario se ubicarán en la curva A².
- ^{109.} Existe una serie de inconvenientes relacionados con la aplicación de esquemas de menú de opciones entre los que cabe destacar que se requiere información precisa respecto de la valoración de los diferentes grupos de consumidores. Por otro lado, el hecho que los cargos

para ciertos grupos de usuarios sean diferenciados aun cuando se trate de un mismo servicio puede que sea considerado por algunos agentes como un acto de discriminación o bien que no se dé cumplimiento al principio de equidad.

iii. Cargos punta y valle

- ^{110.} La eficiencia económica para el sector energético representa una serie de beneficios vinculados a cuestiones económicas, como el ahorro de costos y diferimiento de inversiones, así como a cuestiones ambientales, por ejemplo reducción de contaminación.
- ^{111.} En este contexto, el diseño de cargos horarios constituye un instrumento para promover a dicha eficiencia en la medida en que se mejora el factor de carga de los distintos usuarios y se racionala el consumo en horarios “pico” de máximo estrés para el sistema.
- ^{112.} La determinación de bandas o bloques horarios permite definir tarifas horarias para dar señales económicas correctas y que los usuarios puedan reaccionar, reduciendo su consumo en las horas de punta (cuando más alta es la tarifa) lo que permitirá incrementar el factor de carga de la demanda y con ello reducir o al menos diferir las inversiones en infraestructura de generación y transmisión.
- ^{113.} Dado que idealmente, el diseño de tarifas se debe mantener lo más simple posible, generalmente se definen tarifas iguales por un conjunto de horas (bandas horarias) del día en que los costos de producción horarios resulten similares.
- ^{114.} En términos generales, las tarifas diseñadas bajo el presente esquema diferencian períodos caracterizados por el agregado de los consumos al nivel del sistema en su conjunto, así se tienen las siguientes categorías:
 - Horas de punta: corresponde con las horas en las que se verifica el pico del sistema de generación considerado en forma agregada, aunque puede que no necesariamente coincida con la demanda pico de la red del sector de distribución considerado.
 - Horas fuera de punta: corresponde al período de tiempo complementario al período

definido como Horas de punta. A su vez, este periodo se puede desagregar en los bloques intermedio y base.

- Hora de demanda máxima: corresponde a la hora del año en la que se registra la demanda máxima de la prestadora del servicio o de una porción de red, nivel de tensión, grupo de usuarios, etc.

¹¹⁵. En América Latina, la mayoría de los países contemplan en sus cuadros tarifarios esquemas de tarifación horaria. En Brasil por ejemplo el esquema horario lleva implementado más de 25 años. En lo relacionado con la banda horaria se tiene:

- Punta: período de tres horas consecutivas definidas por la Agencia Nacional de Energía Eléctrica (ANEEL), con base en la curva de carga del sistema.
- Intermedio: período de 2 horas, una anterior y una posterior al período punta.
- Fuera de Punta: horas consecutivas complementarias a las definidas anteriormente.

G. Ampliación de la red: Esquemas Roll-in vs. Incremental

¹¹⁶. La problemática de la expansión de la infraestructura en los servicios de red involucra diversas aristas referidas a las siguientes cuestiones:

- a) ¿Sobre qué agente recae la responsabilidad de ejecución de las obras de expansión?, (*common carriage*¹³ vs. *contract carriage*)
- b) ¿Cómo es el régimen de propiedad de tales activos incrementales?
- c) ¿Cómo se definen los cargos para financiar tal infraestructura?
- d) ¿Cómo participan los diferentes usuarios en la financiación de tales obras? (*Roll-In* vs *Incremental*)

¹¹⁷. De los cuatro temas arriba listados, uno de significativa importancia es el relacionado con la financiación de las obras de expansión, el cual presenta las siguientes opciones:

¹¹⁸. Esquemas *Roll-In*: en esta modalidad, los costos de la infraestructura adicional son

¹³ Hace referencia a proveer un servicio para todos los usuarios sin discriminación o en función de los que contratan de antemano el servicio.

incorporados a los costos de la infraestructura existente. Siendo así los usuarios cubiertos con las nuevas inversiones pueden estar recibiendo un subsidio por parte de los usuarios vinculados a los activos existentes.

- ^{119.} Esquemas Incrementales: de forma opuesta, en los esquemas incrementales los costos de las expansiones de los servicios son afrontados solamente por los beneficiarios directos de dichas inversiones.
- ^{120.} En lo referente a los esquemas descritos arriba, la Comisión Federal Reguladora de Energía de Estados Unidos de América (FERC, por sus siglas en inglés) aplica, para la transmisión de energía eléctrica el principio conocido como “mayor de...” (*Higher of*) que consiste en establecer para los usuarios de la infraestructura incremental el mayor costo entre el costo medio de la infraestructura adicional y el costo medio de la infraestructura existente.
- ^{121.} En la actualidad, la decisión de optar por una u otra opción (*Roll-in* versus Incremental) está definida por la evaluación de los costos que la expansión genera sobre la infraestructura existente. Así, la filosofía detrás de dicha evaluación es que si los usuarios existentes (inframarginales) se benefician con la expansión del sistema, también deben contribuir a su financiación.

II. Modelos de regulación económica aplicada a la distribución y comercialización de energía eléctrica en países de referencia

122. De acuerdo con la experiencia internacional en materia de regulación, la actividad de distribución de energía es reconocida como un monopolio natural de industrias de red y, por tal motivo, generalmente se presta en condiciones de exclusividad. Se considera que la competencia dentro del mercado de la distribución, con la tecnología actual, no es factible ni deseable, por lo que la forma usual de introducir competencia es a través de procesos de adquisición de los derechos para operar en forma monopólica.
123. Se presenta a continuación un análisis comparativo de los aspectos sobresalientes de las regulaciones de las actividades de Distribución y Comercialización en diferentes países de referencia, incluyendo el caso de El Salvador.

Tabla 1. Número de agentes del mercado

	Reino Unido	Chile	Colombia	Noruega	Luisiana	El Salvador
Agentes del mercado						
Generadores	70	36	44	350 en Nord Pool	115	20
Transmisoras	1	5	10	26	1 (NERC/SERC)	1
Distribuidores	14	36	29	157	40	8
Comercializadores	26	0	69	350 en Nord Pool	0	16
Regulador	Ofgem	CNE	CREG	NVE	FERC - LPSC	SIGET

Fuente: Elaboración propia con base en información pública y Antuko Energy S.A. (2012).

124. Como se puede apreciar, El Salvador es el país que presenta un menor número de agentes en cada segmento de la industria.
125. Esta situación en cierta medida caracteriza el alcance potencial para el desarrollo de competencia dentro del mercado, así, en un extremo se encuentra Noruega con 350 Generadores/Comercializadores y 157 distribuidoras (algunas prácticamente de carácter comunal); en tanto que en el extremo opuesto se localiza El Salvador con 36 generadores¹⁴ y 16 comercializadores.

¹⁴ De acuerdo a datos proporcionados por SIGET, existen 36 generadores autorizados de energía eléctrica, de los cuales sólo 14 son generadores que inyectan energía en el mercado mayorista. El resto, son generadores de pequeña escala conectados directamente a una red de distribución y generadores que ya no inyectan.

126. La Tabla 2 contiene una caracterización general de la industria para los países analizados; como se puede ver, en lo referente a los aspectos físicos de la operación del sistema eléctrico, El Salvador resulta tener una dimensión mucho menor al resto de los países del análisis. Así el mercado potencial para el desarrollo de competencia en El Salvador es significativamente menor que en el resto de los países analizados, por ejemplo, el número de clientes en Noruega es tres veces el de El Salvador pero el consumo en GWh es 23 veces.

Tabla 2. Caracterización General de la Industria¹⁵

	Reino Unido	Chile	Colombia	Noruega	Luisiana	El Salvador
Caracterización del mercado						
Capacidad Instalada (MW)	93,784	18,160	14,611	32,283	26,785	1,584
Consumo Anual (GWh)	319,146	63,390	49,385	115,505	87,825	5,492
Población (miles)	62,698	16,915	44,726	5,079	4,574	6,072
Índice de Electrificación	100%	99%	97%	100%	100%	94%
Clientes (millones)	28,1	5,9	12,1	2,5	2,3	1,6
Tarifa Residencial (USD/kWh)	0.21	0.16	0.20	0.09	0.10	0.26
Tarifa Industrial (USD/kWh)	0.18	0.13	0.22	0.04	0.07	0.21

Fuente: Elaboración propia con base en información pública

127. En lo referente a la tarifa final a usuarios residenciales e industriales, El Salvador tiene precios similares a los de Colombia, los cuales son levemente superiores a los de Gran Bretaña, pero sustancialmente mayores que los correspondientes a Noruega¹⁶, Chile y Louisiana.

¹⁵ Nota: Los datos físicos corresponde a valores del año 2013 publicados por la EIA y Banco Mundial en sus bases de datos accesibles por internet. Las tarifas de Noruega son valores del año 2012 publicadas por el Instituto Statistisk Sentralbyra en el informe "Prices on electricity and grid rent excluding taxes, by consumer group. Øre/kWh". Las tarifas de Louisiana corresponden a datos publicados por la EIA para el año 2015 en su página web. La cantidad de clientes en Noruega fue estimada con base al índice de electrificación.

¹⁶ El bajo costo de la energía en Noruega está explicado en parte por la gran participación de la generación hidráulica y por el esquema benchmarking adoptado para la fijación de las tarifas.

Tabla 3. Caracterización del mercado mayorista

	Reino Unido	Chile	Colombia	Noruega	Luisiana	El Salvador
	Marco regulatorio					
Mercado mayorista	<i>New electricity trading arrangements</i>	Mercado de contratos Mercado spot CDEC por orden de merito	Mercado de contratos bolsa de energía (contratos corto plazo)	Mercados de contratos a plazo del Nord pool Contratos spot	Regional wholesale market – trading hubs	Mercado de contratos Mercado regulador del sistema (spot)

Fuente: elaboración propia con base en información pública y en el análisis de la normativa de cada país.

128. En lo referente al mercado de generación, básicamente todos los países analizados adoptan un esquema de separación de las operaciones en dos mercados: un mercado de contratos o a plazo y un mercado spot, el cual tiene como principal función la liquidación de desbalances ocasionados en el mercado de contratos.
129. En la Tabla 4, se presenta una comparación del esquema de prestación y la regulación de la actividad de distribución de energía eléctrica.
130. Como resulta evidente, la actividad de distribución de energía, en todos los casos analizados es considerada un caso típico de monopolio natural de industrias de red y, por tal motivo, generalmente se presta en condiciones de exclusividad. Vale decir, para esta actividad se considera que la competencia dentro del mercado (o enfoque prescriptivo) no es factible, o aun siendo factible no es deseable; y por ello la forma de dotar de competencia a dicho sector es a través de la puja por adquirir los derechos de operar en dicha industria en forma monopólica (enfoque de mercado). Naturalmente, luego se aplica un esquema de regulación tarifaria sobre la actividad prestada en condiciones monopólicas.
131. El caso de El Salvador es una marcada excepción a dicha línea de razonamiento ya que se considera que la actividad de Distribución debe ser prestada en condiciones de competencia dentro del mercado.
132. De este modo, merece destacarse que tanto Chile como El Salvador no presentan la condición

de exclusividad regional¹⁷ para la explotación del servicio de distribución. Esta situación repercute en la disputabilidad del mercado, verificándose que para Chile sólo hay disputabilidad en el suministro (comercialización) a usuarios no regulados¹⁸, y en El Salvador en las actividades de distribución y suministro para la totalidad del mercado.

Tabla 4. Regulación del segmento de distribución

	Reino Unido	Chile	Colombia	Noruega	Luisiana	El Salvador
Marco regulatorio						
Regulación mercado de distribución	Monopolio natural	Monopolio natural	Monopolio natural	Monopolio natural	Monopolio natural	Mercado competitivo
Tipo de prestación del servicio de distribución	Empresas privadas	Empresas privadas	Empresas privadas	Empresas privadas y empresas municipales	Empresas privadas, públicas y cooperativas	Empresas privadas
	Concesión de servicio público	Concesión permanente Esquema de concesión temporales (2 años)	Concesión de servicio público	Concesión de servicio público	Concesión de servicio público	Aprobación administrativa de SIGET.
	Licencias de exclusividad regional	Sin exclusividad regional	Licencias de exclusividad regional	Licencias de exclusividad regional	Licencias de exclusividad regional	Sin exclusividad regional
	Sin disputabilidad del mercado	Disputabilidad para usuarios no regulados	Sin disputabilidad del mercado	Sin disputabilidad del mercado	Sin disputabilidad del mercado	Disputabilidad total del mercado

Fuente: elaboración propia con base en información pública y en el análisis de la normativa de cada país.

133. En lo que respecta al régimen jurídico de la actividad en los países analizados, la prestación del servicio se realiza bajo un esquema de concesión, con algunas variantes. Sin embargo, en El Salvador se requiere de una aprobación administrativa por parte del regulador sectorial.

134. En los aspectos relacionados con la regulación del segmento de Comercialización, la Tabla 5

¹⁷ Aunque la regulación chilena admite la posibilidad de zonas de concesión superpuestas, la práctica reconoce un área de distribución exclusiva a los distribuidores, pero tienen la obligación de permitir el uso de sus redes a terceros para el transporte de energía a cambio de un peaje regulado. Esta situación evita la duplicidad de redes.

¹⁸ Dicha disputabilidad se encuentra ligada a la facultad de las distribuidoras de actuar como comercializadoras para los clientes no regulados, y de esta manera cobrar por la intermediación de la energía eléctrica. Por tanto, esta disputa se lleva a cabo en la venta de energía, y no en la actividad de distribución propiamente dicha (referente al transporte de energía).

permite ver que sólo Colombia presenta una regulación tarifaria explícita para los servicios prestados a Usuarios de consumos relativamente bajos o usuarios regulados.

Tabla 5. Regulación del segmento de comercialización

	Reino Unido	Chile	Colombia	Noruega	Luisiana	El Salvador
Marco Regulatorio						
Configuración regulatoria del mercado	<ul style="list-style-type: none"> Libre Competencia 	<ul style="list-style-type: none"> Habilitación implícita de competencia para usuarios libres 	<ul style="list-style-type: none"> Usuarios libres: Competencia Usuarios regulados de bajo consumo: Regulación tarifaria 	<ul style="list-style-type: none"> Libre Competencia 	<ul style="list-style-type: none"> No Regulado 	<ul style="list-style-type: none"> Libre Competencia
Tipo de prestación del servicio	Empresa privada	Figura no definida explícitamente	Empresa privada	Empresa privada	Figura no definida	Empresa privada
	Licencias de provisión	Figura no definida explícitamente	Licencias de provisión	Licencias de provisión	Figura no definida	Aprobación administrativa de SIGET
Requisitos para operar en el mercado	<ul style="list-style-type: none"> Proceso de calificación de la empresa Código de buenas prácticas de venta Licitación de OFGEM 	<ul style="list-style-type: none"> Contratos de transporte y distribución Capital mínimo e Indicadores financieros 	<ul style="list-style-type: none"> Límite Máximo de participación de generador: 25% Proceso de registro Garantías financieras 	<ul style="list-style-type: none"> Aval de entrada Requisitos de solvencia financiera Precios reportados a la autoridad de competencia 	<ul style="list-style-type: none"> Seguimiento financiero 	<ul style="list-style-type: none"> Acuerdo con distribuidor
Posibilidad de elección para usuarios	Libre – Suministro total	No definido	Libre – Suministro total	Libre a Empresa Nacional – Suministro total	No definido	Libre – Suministro total o parcial
Comercialización de último recurso	<ul style="list-style-type: none"> Voluntario entre los agentes 	<ul style="list-style-type: none"> Distribuidor – Todo el mercado 	<ul style="list-style-type: none"> Distribuidor – Todo el mercado 	<ul style="list-style-type: none"> Filial del distribuidor – Todo el mercado 	<ul style="list-style-type: none"> No definido 	<ul style="list-style-type: none"> Distribuidor - Hasta 100 metros Usuarios - Asume costo al exceder 100 metros

Fuente: elaboración propia con base en información pública y en el análisis de la normativa de cada país.

135. Como se aprecia, la forma generalizada para la prestación de la Comercialización es a través de licencias de provisión de servicios concedidas por la administración pública. Los requisitos exigidos a los agentes que pretenden operar en dicho segmento están dados por el

cumplimiento de ciertos ratios e indicadores de solvencia financiera y garantías específicas. En Colombia, se presenta adicionalmente impedimentos a la integración vertical con el segmento de generación. Un rasgo distintivo de la normativa salvadoreña de la comercialización, de acuerdo a lo estipulado en el artículo 10 del Reglamento aplicable a la actividad de comercialización, es la posibilidad de los usuarios no sólo por cambiar de suministrante del servicio, sino también de seleccionar más de un único prestador.

- ¹³⁶. Por otra parte, en los aspectos vinculados a la integración vertical de los países analizados, la mayoría de los países, excepto El Salvador, establecen normas de desverticalización o límites a la integración. Finalmente, un requisito establecido para la correcta regulación de las actividades es la exigencia de contabilidad separada para cada tipo de actividad.

Tabla 6. Integración vertical

	Reino Unido	Chile	Colombia	Noruega	Luisiana	El Salvador
Marco Regulatorio						
Integración vertical distribución/comercialización	No permitida	No definido	Permitida con límite de participación del 25%	No permitida	No diferencia comercialización y distribución	Permitida
Integración vertical transmisión	Separación completa	No definido	Separación completa	No definido	Separación completa	No definido
Condicionantes para integración de actividades	No definido	Contabilidad separada	No definido	Contabilidad separada	No definido	Contabilidad separada
Otras características de regulación sobre integración vertical	-	Actividad realizada por distribuidor	Empresas previas a la regulación conservan actividades integradas	-	-	Separación obligatoria entre cargos de red, commodity y otros servicios.
Medida de Protección al Comercializador	<ul style="list-style-type: none"> • Denegación del servicio directo • Cliente notifica cambio • Medidores prepago • Servicio de distribución sin discriminación • Pago por cancelación de contrato 	<ul style="list-style-type: none"> • Contratos de suministro y transporte sin discriminación 	<ul style="list-style-type: none"> • Denegación del servicio directo • Denegación de servicio implícita: cobro excesivamente 	<ul style="list-style-type: none"> • Denegación del servicio directo 	<ul style="list-style-type: none"> • No definido 	<ul style="list-style-type: none"> • Libre deuda del usuario por lo menos 2 meses • Cliente notifica cambio • Usuario cubre cambio de medidor • Traslado de deudas • Sin pago por cancelación de contrato

Fuente: elaboración propia con base en información pública y en el análisis de la normativa de cada país.

137. En los puntos referidos a la propiedad de los activos eléctricos y el esquema de facturación, la Tabla 7 resume la situación de los países analizados.

Tabla 7. Propiedad de los activos y esquema de facturación

	Reino Unido	Chile	Colombia	Noruega	Louisiana	El Salvador ¹⁹
Propiedad y Registros						
Propiedad y operación red de distribución	Distribuidor	Distribuidor	Distribuidor	Distribuidor	Distribuidor	Distribuidor
Liquidación	Comercializador	Distribuidor	Comercializador	Comercializador/ Distribuidor	Distribuidor	Comercializador
Factura clientes	Comercializador	Distribuidor	Comercializador	Comercializador	Distribuidor	Comercializador
Factura peajes	Comercializador	Distribuidor	Comercializador	Distribuidor	Distribuidor	Comercializador

Fuente: Elaboración propia con base en información pública y en el análisis de la normativa de cada país.

138. Finalmente, se presenta a continuación un análisis comparativo de los distintos componentes de la tarifa final a usuarios y el tratamiento otorgado a cada uno de ellos.

Tabla 8. Componente Energía (commodity) en tarifas

	Reino Unido	Chile	Colombia	Noruega	Louisiana	El Salvador
Tarifa final al consumidor final						
Componente de Energía en tarifas reguladas	Precio de Contrato	Benchmark estacional estimado con costos marginales del sistema (no puede diferir en +/- 10% de precio de contratos bilaterales)	Costo de la energía adquirida reconocido (spot y contrato)	Costo de la energía adquirida reconocido (spot y contrato)	Costo de la energía adquirida reconocido (spot y contrato)	Precios en los contratos de largo plazo reconocidos y precio spot de referencia más ajuste

Fuente: Elaboración propia con base en información pública y en el análisis de la normativa de cada país.

139. En la mayoría de los casos el costo de la energía adquirida, tanto en el mercado spot como en el de contratos, es considerado un componente *pass-through*²⁰ y por lo tanto trasladado totalmente a tarifas. El esquema de traslado aplicado en El Salvador incorpora el precio spot con un rezago y que consiste en que los grandes usuarios, cuando eligen cambiar de

¹⁹ En El Salvador está permitido la actuación del distribuidor como comercializador en el área geográfica donde se encuentran sus redes.

²⁰ Un aumento en el precio de un cliente debido a un aumento en los costos de la empresa.

comercializador, afectan los ingresos de los distribuidores incumbentes ya que retiran su consumo de la base tarifaria de dicho distribuidor con lo que es menor el número de unidades de energía vendidas sobre los cuales el distribuidor puede recuperar el costo de la energía adquirida en el período anterior.

140. La Tabla 9 presenta la metodología de cálculo de los principales componentes del cargo por uso de la red de distribución.

Tabla 9. Componentes del Cargo por Distribución

	Reino Unido	Chile	Colombia	Noruega	Luisiana	El Salvador
	Tarifa Final al Consumidor Final					
Esquema de remuneración	Revenue cap -RIIO	Price cap - Yardstick Competition	Price Cap	Revenue Cap - CREG	Cost plus	Price Cap – cost plus
Base regulatoria	<ul style="list-style-type: none"> Costo de reposición optimizado y depreciado 	<ul style="list-style-type: none"> Base Greenfield de una red hipotética adaptada a la demanda 	<ul style="list-style-type: none"> Blindaje activos existentes Nuevas inversiones por costo de reposición Estabilización de costos 	<ul style="list-style-type: none"> 40% Totex reales 60% Totex de empresa eficiente 	<ul style="list-style-type: none"> Activos prudentes y eficientes de empresa bajo análisis 	<ul style="list-style-type: none"> Activo eléctrico valuado con VNR Factor de Ajuste de Instalaciones
Tasa del costo del capital	Tasa WACC recalculada en cada revisión tarifaria	Fijada por Ley (10%), sin actualización	Tasa WACC recalculada en cada revisión Tarifaria	Tasa WACC recalculada en cada revisión tarifaria	Determinada por la autoridad (LPSC)	Fijada por Ley (10%)
Costos de operación y mantenimiento	<ul style="list-style-type: none"> No diferencia entre Opex y Capex, Procura aplicar Totex eficientes Costos Reconocidos: fast money, costos no controlables, impuestos permitidos y otros costos 	<ul style="list-style-type: none"> Empresa Modelo Eficiente por Área Típica de Distribución (ATD) a partir de la cual establecen los parámetros de costos referencia 	<ul style="list-style-type: none"> Costos reconocidos basados en información contable y en función a indicadores de desempeño en calidad del servicio 	<ul style="list-style-type: none"> Opex se separan en controlables y no controlables (pass through) Costos controlables ingresan al modelo de eficiencia de Totex 	<ul style="list-style-type: none"> Costos Prudenciales 	<ul style="list-style-type: none"> Costos tomados de los registros contables.

Fuente: Elaboración propia con base en información pública y en el análisis de la normativa de cada país.

141. Si bien se presenta una marcada heterogeneidad de criterios entre los diferentes países, se puede ver que El Salvador, en cierto modo, procura emular el esquema chileno, pero presenta algunas características particulares. Los puntos a destacar de El Salvador son:

- a) La tasa de descuento es definida por Ley (al igual que Chile)

- b) La base de activos es la real de la empresa (base *brownfield*) ajustado por un coeficiente que refleja la relación entre los activos informados por la empresa y los relevados por la SIGET,
- c) Los costos de AOM son determinados a partir de datos contables de la propia empresa, es decir sin referenciamiento externo.

142. Finalmente, la remuneración de la actividad de comercialización presenta las características que se detallan en la Tabla 10. Se puede ver que solo Colombia establece un esquema de regulación tarifaria para la actividad de comercialización prestada a usuarios regulados. En el caso de El Salvador, el servicio prestado por el distribuidor incluye un costo de comercialización determinado con base en los registros contables de los costos de atención al cliente y demás gestiones comerciales.

Tabla 10. Remuneración de la comercialización

	Reino Unido	Chile	Colombia	Noruega	Luisiana	El Salvador
Tarifa final al consumidor						
Tarifa clientes no regulados	Precio libre negociación bilateral	Precio libre negociación bilateral	Precio libre negociación bilateral	Precio libre negociación bilateral	No desintegrado de distribución	Precio libre (negociación bilateral) para compra mayorista. Clientes finales precio regulado* ²¹
Tarifa clientes regulados	Sin precio regulado	Precio regulado	Price Cap - Costo Base (fijo) y costo unitario de prestación del servicio	Price-To-Beat - diferencial de 5 øre/kWh sobre precio spot	No desintegrado de distribución	Distribuidor - Costo de atención al cliente y número de usuarios, basado en registros contables
Pago por uso de redes de distribución	Pago de peaje a distribuidor	Pago de peaje a distribuidor	Pago de peaje a distribuidor	Distribuidor cobra su peaje directamente	No desintegrado de distribución	Pago de peaje a distribuidor

Fuente: Elaboración propia con base en información pública y en el análisis de la normativa de cada país.

²¹ El artículo 4 del Reglamento Aplicable a las actividades de Comercialización dispone que “los precios y condiciones de los contratos de suministro suscritos por los comercializadores, podrán ser igual o diferentes a los contenidos en los pliegos tarifarios aprobados por la SIGET a los distribuidores que operan como comercializadores en las áreas donde se ubican sus redes”.

III. Caracterización del sector eléctrica en El Salvador

A. Situación de la industria en el contexto regional

- ^{143.} Se presenta a continuación un resumen del contexto macro regional de la industria de energía eléctrica en Centro América.

Tabla 11. Comparación número de agentes

Segmento	Costa Rica	El Salvador	Guatemala	Honduras	Nicaragua	Panamá
Generación	37	20	41	42	15	31
Transmisión	1	1	8	1	1	1
Distribución	8	8	19	1	20	3
Comercialización	0	16	17	0	0	0

Fuente: Elaboración propia con base a CEPAL (2013)

- ^{144.} Merece destacarse que para la construcción de las Tablas 11 y 12 se ha utilizado una misma fuente de información a los fines de realizar un análisis homogéneo entre los países de la región. Sin perjuicio de lo anterior, la información proporcionada por SIGET determina que existen 36 generadores inscritos (14 que inyectan en el mercado mayorista y el resto son pequeños generadores conectados directamente a la red de distribución así como generadores que aunque están autorizados, han dejado de inyectar). De la misma manera, existen 87 operadores autorizados para comercializar (independientemente que también estén autorizados para operar en otro eslabón de la cadena). De éstos, 17 comercializaron el 97% de la energía para el 2014. A su vez, del total de operadores inscritos, sólo diez participan en el mercado minorista.
- ^{145.} El Salvador y Guatemala son los dos únicos países de la región que reconocen la actividad de comercialización como una actividad independiente de la de distribución, en este sentido el número de agentes comercializadores en dichos países es relativamente similar. Por su parte, la actividad de transmisión en casi todos los países es desarrollada por un único agente, en el caso de Guatemala si bien existen ocho operadores, solo uno es de importancia y el resto son regionales. Además, solo Honduras presenta un único operador en el segmento de distribución.
- ^{146.} La Tabla 12 presenta el detalle de las principales empresas operadoras para cada segmento de actividad.

Tabla 12. Descripción agentes por segmento

Costa Rica	El Salvador	Guatemala	Honduras	Nicaragua	Panamá
Transmisión					
ICE	Etesal	ETCEE	ENEE	Enatrel	ETESA
Otras (7)					
Distribución					
CNFL	CAESS	Deocsa	ENEE	Atder-BL	Edechi
Coopealfar	CLESA	Deorsa		Bluefields	Edemet
Coopeguana	Delsur	EEGSA		Disnorte	ENSA
Coopelesca	Deusem	EEM (16)		Dissur	
Coopesanto	EEO			Wiwili	
ESPH	EDESAL			Aprodelbo	
ICE	B&D			SIUNA	
JASEC	Abruzzo			Otros (13)	
Comercialización					
	CEL	CCEESA			
	Excelergy	CECSA			
	Lageo	Comegsa			
	LYNX	Duke E.C.			
	ORIGEM	MEL			
	Otros (11)	Otros (12)			

Fuente: Elaboración propia con base a CEPAL (2013)

147. En lo referente a la participación de los principales grupos económicos que intervienen en la región, se presenta la Tabla 13 con la participación en el total de clientes y energía demandada en la región para el año 2013.
148. Se aprecia que el Grupo EPM presenta una participación cercana al 20% tanto en los clientes como en la demanda de energía de la región, ENEE tiene una participación del orden del 15% para ambas variables, finalmente, el grupo AES (el de mayor participación en El Salvador) tiene una participación de 13.6% en el total de clientes de la región y de 9.6% en el total de la demanda.
149. Adicionalmente, se destaca que el porcentaje de clientes remanentes, es decir no considerado como parte de los grupos económicos citados es de solo 6.7%, en tanto que el porcentaje de energía demandada no asignada a los principales grupos económicos es de 11.7% aproximadamente.

Tabla 13. Participación de los principales grupos económicos (2013)

Grupo Económico	Usuarios	Demanda en GWh		
		Total	Regulada	Libre
Centroamérica	9,350,271	37,986	34,734	3,252
EPM	1,807,361	8,208	7,117	1,091
<i>Participación (%)</i>	<i>19.3%</i>	<i>21.6%</i>	<i>20.5%</i>	<i>33.5%</i>
ICE-CNFL	1,207,071	7,051	7,051	0
<i>Participación (%)</i>	<i>12.9%</i>	<i>18.6%</i>	<i>20.3%</i>	<i>0.0%</i>
ENEE	1,481,596	5,455	5,455	0
<i>Participación (%)</i>	<i>15.8%</i>	<i>14.4%</i>	<i>15.7%</i>	<i>0.0%</i>
Gas Natural Fenosa	528,869	4,236	4,236	0
<i>Participación (%)</i>	<i>5.7%</i>	<i>11.2%</i>	<i>12.2%</i>	<i>0.0%</i>
AES	1,269,579	3,641	3,563	78
<i>Participación (%)</i>	<i>13.6%</i>	<i>9.6%</i>	<i>10.3%</i>	<i>2.4%</i>
TSK/Melfosur	897,325	2,825	2,772	53
<i>Participación (%)</i>	<i>9.6%</i>	<i>7.4%</i>	<i>8.0%</i>	<i>1.6%</i>
ACTIS	1,534,286	2,137	2,001	136
<i>Participación (%)</i>	<i>16.4%</i>	<i>5.6%</i>	<i>5.8%</i>	<i>4.2%</i>

Fuente: Elaboración propia con base a CEPAL (2013)

150. Otro análisis relevante para caracterizar el contexto en el que se desenvuelve la actividad en el ámbito regional es de la evolución tarifaria. La Tabla 14 muestra las tarifas vigentes al mes de junio de 2014.

Tabla 14. Tarifas vigentes en Centroamérica

Sector	Niveles de Consumo	Costa Rica (ICE)	El Salvador (CAESS)	Guatemala (EEGSA)	Honduras (ENNE)	Nicaragua (DN y DS)	Panamá (ENSA)
Residencial	50 KWh	15.63	8.50	8.95	7.14	17.23	6.90
	99 KWh	15.63	8.44	10.89	6.90	19.51	6.85
	200 KWh	15.63	18.49	21.62	12.71	24.65	10.98
	751 KWh	24.73	23.04	21.92	18.25	31.93	19.42
Comercial	1000 KWh	23.36	22.54	21.88	23.62	27.24	19.86
	15000 KWh, 41 KW	20.36	19.43	25.27	24.06	27.96	23.22
	50000 KWh, 137 KW	20.38	19.16	18.27	24.09	27.66	18.68
Industrial	15000 KWh, 41 KW	20.36	19.43	22.65	24.09	25.65	23.22
	50000 KWh, 137 KW	20.38	19.62	18.37	24.09	25.35	18.68
	100000 KWh, 274 KW	20.38	19.61	18.27	17.12	22.76	18.67
	930000 KWh, 2500 KW	17.16	19.57	18.14	16.67	22.56	16.76
	1488000 KWh, 4000 KW	17.16	19.57	18.13	16.67	22.55	16.77

Fuente: Elaboración propia con base a CEPAL (2013)

151. Para poder efectuar un análisis comparativo se presenta la siguiente tabla con la relación entre la tarifa de cada país considerado y la de El Salvador, para cada una de las respectivas

categorías tarifarias.

Tabla 15. Relación tarifas en Centroamérica respecto a El Salvador

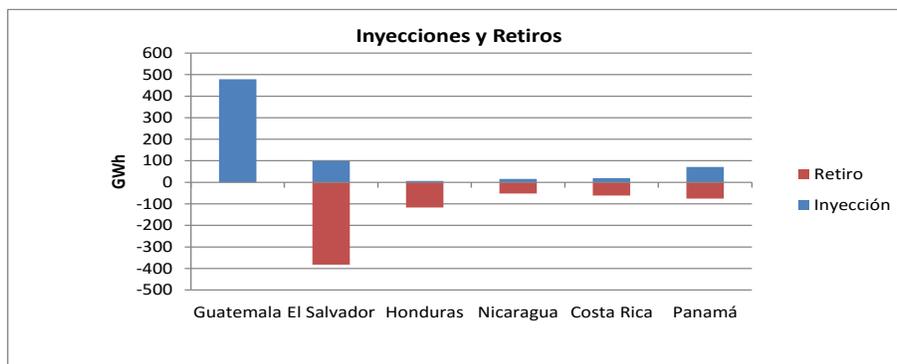
Sector	Niveles de Consumo	Costa Rica (ICE)	El Salvador (CAESS)	Guatemala (EEGSA)	Honduras (ENNE)	Nicaragua (DN y DS)	Panamá (ENSA)
Residencial	50 KWh	1.84	1.00	1.05	0.84	2.03	0.81
	99 KWh	1.85	1.00	1.29	0.82	2.31	0.81
	200 KWh	0.85	1.00	1.17	0.69	1.33	0.59
	751 KWh	1.07	1.00	0.95	0.79	1.39	0.84
Comercial	1000 KWh	1.04	1.00	0.97	1.05	1.21	0.88
	15000 KWh, 41 KW	1.05	1.00	1.30	1.24	1.44	1.20
	50000 KWh, 137 KW	1.06	1.00	0.95	1.26	1.44	0.97
Industrial	15000 KWh, 41 KW	1.05	1.00	1.17	1.24	1.32	1.20
	50000 KWh, 137 KW	1.04	1.00	0.94	1.23	1.29	0.95
	100000 KWh, 274 KW	1.04	1.00	0.93	0.87	1.16	0.95
	930000 KWh, 2500 KW	0.88	1.00	0.93	0.85	1.15	0.86
	1488000 KWh, 4000 KW	0.88	1.00	0.93	0.85	1.15	0.86

Fuente: Elaboración propia con base a CEPAL (2013)

152. La Tabla 15 indica que la tarifa de Costa Rica para la categoría de 50 kWh es 84% más cara que la de El Salvador para la misma categoría. Así se puede ver que, en la comparación con Guatemala, El Salvador presenta tarifas más bajas para las categorías residenciales y más altas para los consumos industriales.

153. En lo concerniente al intercambio de energía a nivel regional, la figura siguiente muestra los retiros e inyecciones de energía. En ella se puede ver que los dos países que cuentan con un volumen significativo de inyecciones y retiro son Guatemala y El Salvador, respectivamente.

Figura 5. Intercambios de energía

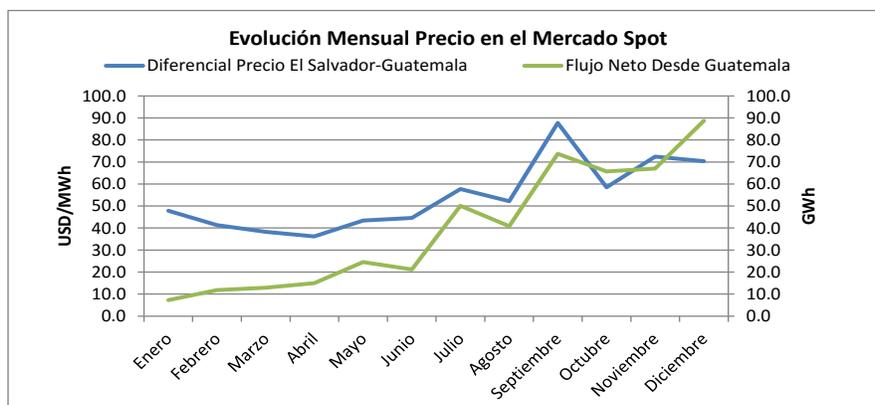


Fuente: Elaboración propia con base a CEPAL (2013)

154. A los fines de explicar la razón de dicho intercambio de energía, se tiene la Figura 6, donde se

puede ver que existe una marcada correlación entre el diferencial de precios del mercado spot de El Salvador vs Guatemala y el flujo neto de energía desde este último país. Es decir, El Salvador se constituye en un país importador neto de energía eléctrica debido fundamentalmente a la diferencia en el precio de la misma en el mercado spot.

Figura 6. Evolución precios spot y flujo de energía

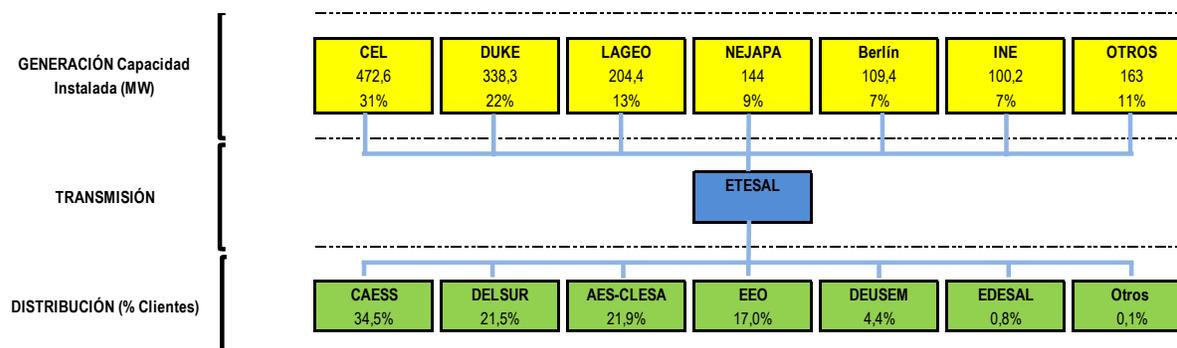


Fuente: Elaboración propia con base a CEPAL (2013)

B. Análisis de la Cadena de Valor

155. Para caracterizar la industria de energía eléctrica en El Salvador, se presenta el siguiente esquema, en el que se describe la estructura general y la participación de cada agente en el segmento respectivo.

Figura 7. Esquema industria de energía eléctrica en El Salvador



Fuente: Elaboración propia con base a SIGET (2014)

156. En la sección superior se puede ver la capacidad instalada de cada una de las empresas

generadoras y la participación de las mismas en el total de energía generada en el país. La transmisión es desarrollada en carácter monopólico por ETESAL. En cuanto a la actividad de distribución, se observa que las cinco empresas incumbentes reúnen el 99.2% de los clientes.

157. Al final del proceso de reestructuración del sistema de distribución de energía eléctrica en El Salvador, se formaron cinco empresas, cada una de ellas como propietaria de una red de distribución. Estas empresas son las denominadas incumbentes, y corresponden a las empresas del Grupo AES El Salvador, conformado por las empresas CAESS S.A. de C.V., AES-CLESA, S.A. de C.V., EEO, S.A. de C.V. y DEUSEM, S.A. de C.V.; y DELSUR, S.A. de C.V. del grupo EPM. No obstante, durante la última década distintas empresas han ingresado a la actividad de distribución, como son la empresa EDESAL, ABRUZZO y B&D Servicios Técnicos. Estas últimas no se encuentran asociadas a ningún grupo económico del sector.
158. Como se observa, dos grupos económicos reúnen casi la totalidad del mercado de distribución en El Salvador. La Corporación AES es una de las principales compañías de energía del mundo. La misma opera en 29 países en los segmentos de generación y distribución de electricidad. Actualmente, la corporación opera en los siguientes países de América Latina: República Dominicana, Panamá, El Salvador, Argentina, Brasil, Chile y Colombia.
159. En El Salvador, AES cuenta con las cuatro empresas distribuidoras: CAESS, AES-CLESA, EEO y DEUSEM. Asimismo, cuenta con la empresa AES Nejapa, la cual es una planta que genera energía eléctrica a partir del metano que se desprende de los desechos sólidos de relleno sanitario. Actualmente, esta central corresponde a la principal central minorista con una capacidad de 6 MW.
160. Por otro lado, Empresas Públicas de Medellín E.S.P. (EPM) es un grupo municipal colombiano que se dedica a la generación, transmisión y distribución de electricidad, distribución de gas natural, tratamiento de aguas servidas, acueductos y las telecomunicaciones. Este grupo opera en Colombia desde el año 1995 cuando el Consejo Administrativo de Medellín fusionó en un establecimiento autónomo cuatro entidades hasta ese momento independientes: Energía, Acueducto, Alcantarillado y Teléfonos. Actualmente, es la mayor empresa de servicios públicos de Colombia.

- ^{161.} EPM está en el mercado centroamericano de energía eléctrica desde el año 2003, cuando adquirió un porcentaje mayoritario de la generadora panameña Hidroecológica del Teribe. Posteriormente, y como parte de un nuevo plan agresivo de expansión internacional, adquirió en octubre 2010 el 100% de la sociedad guatemalteca Deca II y en diciembre del mismo año, el 51% de la sociedad Generadores Hidroeléctricos SA. (Genhidro SA).
- ^{162.} Deca II es la mayor accionista de la distribuidora eléctrica más grande de Centroamérica, la Empresa Eléctrica de Guatemala SA -EEGSA-; de COMEGSA, la principal comercializadora de energía de la región; y de GESA empresa dedicada a la exploración y desarrollo de nuevos negocios eléctricos. Además, posee participaciones mayoritarias en Trelec SA, la segunda empresa de transmisión de energía de Guatemala, y en otras cuatro sociedades constituidas para prestar servicios a las empresas del grupo DECA II: Ideamsa (inmobiliaria), Amesa (administración de materiales), Enérgica (construcción y mantenimiento eléctrico) y Credieegsa (servicios de personal y administrativos). Genhidro SA por su parte, es un holding que agrupa activos de generación hidroeléctrica.
- ^{163.} En 2011, el grupo colombiano adquirió la empresa Ashmore Energy International (AEI), por lo cual se adjudicó el 86.4% de las acciones de la distribuidora Delsur. Asimismo, adquirió las empresas Electricidad de Centroamérica Ltda. de C.V. Pplg El Salvador II e Innova Tecnología y Negocios S.A. de C.V. Estas últimas están constituidas para prestar servicios de comercialización y técnicos a Delsur.

C. Identificación y caracterización general de los agentes participantes en la actividad de distribución y comercialización

- ^{164.} Como se presentó en la Tabla 12, en el segmento de distribución de energía eléctrica existen ocho distribuidoras, cinco de ellas son incumbentes – pertenecientes a los grupos AES y EPM-, es decir, que fueron constituidas como consecuencia del proceso de reestructuración de la industria eléctrica, y las tres restantes se incorporaron posteriormente a la actividad, por ello se las denomina entrantes. En lo referente a la actividad de comercialización, en El Salvador operan 16 comercializadoras, aunque no son comercializadores minoristas sino que operan en la compra y venta de energía en el mercado spot.

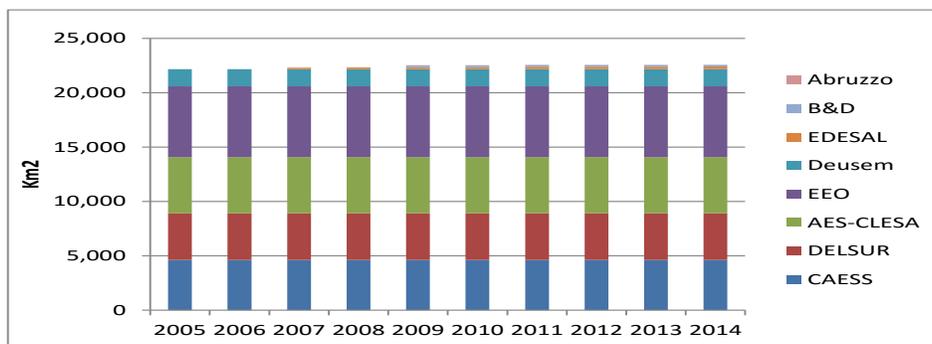
165. Cabe destacar que el propio pliego tarifario hace referencia al Distribuidor entendiendo por tal “al Distribuidor que actúa como comercializador en el área geográfica donde ubica sus redes”, es decir, que en El Salvador la Distribución y la Comercialización minorista están integradas verticalmente.

166. Se presenta una caracterización detallada de los segmentos de distribución y comercialización, en lo referente a sus aspectos físicos y económicos de la prestación de los servicios.

i. Área de Cobertura

167. La Figura 8 muestra el área de cobertura en la prestación de los servicios de las ocho empresas distribuidoras que operan en el mercado.

Figura 8. Área de cobertura (km²)



Fuente: Elaboración propia con base a los Boletines Estadísticos publicados anualmente por la SIGET

168. Como se puede ver, la expansión del área de cobertura de los servicios debida a la incorporación de nuevos agentes entrantes a la actividad es marginal. En este sentido, la Tabla 16 indica que en el año 2014 el área cubierta por los nuevos entrantes es apenas 1.8% del total.

Tabla 16. Área de cobertura por grupo económico (km²)

Grupo	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
AES	17,878	17,878	17,878	17,878	17,878	17,878	17,878	17,878	17,878	17,878
EPM	4,287	4,287	4,287	4,287	4,287	4,287	4,287	4,287	4,287	4,287
Entrantes	0	0	143	166	346	346	384	384	386	401
% Entrantes/Total	0.0%	0.0%	0.6%	0.7%	1.5%	1.5%	1.7%	1.7%	1.7%	1.8%

Fuente: Elaboración propia con base a los Boletines Estadísticos publicados anualmente por la SIGET

169. Los valores de la cobertura en km² del área abastecida representan una medida absoluta de tamaño o escala de las empresas; en este sentido puede resultar de mayor utilidad intentar relativizar dicha medida de tamaño con un índice de densidad, así la figura siguiente presenta la densidad usuarios/km² para cada una de las empresas.

Tabla 17. Densidad usuarios/km²

Distribuidora	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Densidad	58	60	62	63	64	66	68	71	72	74
CAESS	106	108	109	111	113	115	117	121	123	125
DELSUR	65	67	69	71	73	75	77	79	82	84
AES-CLESA	53	55	56	58	59	61	64	66	68	71
EEO	31	32	33	35	36	37	39	42	43	44
Deusem	34	36	37	38	40	41	42	43	45	47
EDESAL	-	-	48	49	44	44	47	51	54	53
B&D	-	-	-	-	0	0	0	3	4	5
Abruzzo	-	-	-	-	14	14	65	77	80	70

Fuente: Elaboración propia con base a los Boletines Estadísticos publicados anualmente por la SIGET

170. Como se aprecia en la tabla anterior, el número de usuarios abastecidos por km² de área servida por las entrantes resulta ahora equiparable con la densidad registrada para las empresas incumbentes. Como primera aproximación del análisis de la cobertura, se puede inferir que las empresas entrantes incorporaron una superficie realmente marginal al área de cobertura de las empresas existentes, sin embargo, la cantidad de clientes incorporados por cada km² de área servida resultó del orden de las empresas incumbentes. Una excepción es el caso de B&D que, como se verá posteriormente, abastece mayoritariamente a usuarios de mediana o gran demanda.

Tabla 18. Densidad – usuarios/km² área servida por grupo económico

Grupo	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
AES	57	59	60	61	63	65	67	69	71	73
EPM	65	67	69	71	73	75	77	79	82	84
Entrantes			48	49	25	25	29	32	35	35

Fuente: Elaboración propia con base a los Boletines Estadísticos publicados anualmente por la SIGET

171. Si bien el área en que presta el servicio una distribuidora es un indicador usado frecuentemente como otra medida de la escala, el mismo complementa la extensión de la red, que es la primera opción a la hora de analizar la densidad de una distribuidora. La extensión de la red es analizada en las secciones siguientes.

ii. *Infraestructura de distribución*

172. Existe una serie de indicadores de infraestructura que posibilitan realizar una adecuada caracterización de las condiciones de prestación del servicio de distribución y comercialización de energía eléctrica. Dichos indicadores recogen la información de variables que representan diferentes dimensiones del vector de productos de la industria, así en el apartado correspondiente a la evolución de la escala del negocio se presentará una metodología diseñada para resumir la información de las diferentes dimensiones del producto en una única variable.
173. A continuación se detalla la evolución de algunos indicadores claves representativos de la infraestructura.

- **Extensión de la red**

174. La tabla siguiente presenta la evolución de la extensión de la red por grupo económico. A nivel total, la extensión de la red se incrementó 32% entre 2005 y 2014, el grupo EPM registró un crecimiento cercano al 55%. Respecto de las empresas entrantes, se puede ver que la cantidad de km de red incorporados por ellas al servicio es marginal, representando menos del 1% del total (0.7% en 2014).

Tabla 19. Extensión de la red (km)

Grupo	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
AES	28,946	28,863	29,592	29,531	30,543	31,522	34,567	35,495	36,002	36,363
EPM	6,885	7,913	8,142	8,365	8,550	8,669	10,017	10,263	10,459	10,518
Entrantes	-	-	122	122	142	153	176	197	235	316
Total	35,831	36,776	37,855	38,018	39,236	40,343	44,759	45,956	46,696	47,197
AES	80.8%	78.5%	78.2%	77.7%	77.8%	78.1%	77.2%	77.2%	77.1%	77.0%
EPM	19.2%	21.5%	21.5%	22.0%	21.8%	21.5%	22.4%	22.3%	22.4%	22.3%
Entrantes	0.0%	0.0%	0.3%	0.3%	0.4%	0.4%	0.4%	0.4%	0.5%	0.7%
Total	100%									

Fuente: Elaboración propia sobre la base de información provista por los operadores y conforme a los Boletines Estadísticos publicados anualmente por la SIGET

175. En lo que respecta a la segmentación de los km de red en función del nivel de tensión se tienen los siguientes valores que muestran que las distribuidoras tiene una red muy equilibrada entre

media y baja tensión.

Tabla 20. Extensión de la red por nivel de tensión

km de red MT

Grupo	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
AES	14,388	14,762	14,447	15,627	16,485	16,983	17,535	17,984	18,179	18,361
EPM	3,618	4,195	4,242	4,360	4,455	4,494	4,518	4,637	4,718	4,797
Entrantes	-	-	69	69	84	88	107	120	134	170
Total	18,006	18,957	18,758	20,056	21,024	21,565	22,160	22,741	23,031	23,327
AES	79.9%	77.9%	77.0%	77.9%	78.4%	78.8%	79.1%	79.1%	78.9%	78.7%
EPM	20.1%	22.1%	22.6%	21.7%	21.2%	20.8%	20.4%	20.4%	20.5%	20.6%
Entrantes	0.0%	0.0%	0.4%	0.3%	0.4%	0.4%	0.5%	0.5%	0.6%	0.7%
Total	100%									

km de red BT

Grupo	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
AES	14,558	14,101	15,145	13,904	14,058	14,538	17,032	17,511	17,823	18,002
EPM	3,267	3,718	3,900	4,005	4,095	4,175	5,499	5,627	5,741	5,722
Entrantes	-	-	52	52	59	65	68	77	101	146
Total	17,825	17,819	19,097	17,962	18,212	18,778	22,600	23,215	23,665	23,870
AES	81.7%	79.1%	79.3%	77.4%	77.2%	77.4%	75.4%	75.4%	75.3%	75.4%
EPM	18.3%	20.9%	20.4%	22.3%	22.5%	22.2%	24.3%	24.2%	24.3%	24.0%
Entrantes	0.0%	0.0%	0.3%	0.3%	0.3%	0.3%	0.3%	0.3%	0.4%	0.6%
Total	100%									

Fuente: Elaboración propia sobre la base de información provista por los operadores y conforme a los Boletines Estadísticos publicados anualmente por la SIGET

176. Finalmente, la tabla siguiente muestra que, en términos generales, la extensión de la red de las distribuidoras se divide casi por partes iguales en Baja Tensión y en Media Tensión.

Tabla 21. Apertura de la red por grupo y por Nivel de tensión

Grupo	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
AES										
Red MT	50%	51%	49%	53%	54%	54%	51%	51%	50%	50%
Red BT	50%	49%	51%	47%	46%	46%	49%	49%	50%	50%
EPM										
Red MT	53%	53%	52%	52%	52%	52%	45%	45%	45%	46%
Red BT	47%	47%	48%	48%	48%	48%	55%	55%	55%	54%
Entrantes										
Red MT				57%	59%	58%	61%	61%	57%	54%
Red BT				43%	41%	42%	39%	39%	43%	46%

Fuente: Elaboración propia sobre la base de información de los operadores y conforme a los Boletines Estadísticos de SIGET

177. Como se comentara en el apartado anterior, una variable relacionada con la escala del negocio

son los kilómetros de red por cliente, que es la inversa de la densidad.

Tabla 22. Densidad usuarios/km de red

Distribuidora	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Densidad Usuarios / km de red										
AES-CLESA	62	59	64	59	58	58	53	54	54	54
CAESS	40	37	36	37	37	37	33	33	33	34
DEUSEM	31	33	33	33	34	34	33	33	34	35
EEO	21	21	22	24	23	23	21	22	22	22
DELSUR	21	30	21	27	27	27	27	28	28	28
ABRUZZO			58	69	64	59	66	66	59	51
B&D			0	0	1	1	2	27	32	43
EDESAL					5	5	25	29	30	3

Fuente: Elaboración propia sobre la base de información provista por los operadores y conforme a los Boletines Estadísticos publicados anualmente por la SIGET

178. Como se puede ver en la tabla anterior, las conclusiones obtenidas con base en la densidad clientes por km² de área servida cambian significativamente cuando se considera como variable determinante la extensión de la red. Así, se observa que la cantidad de clientes por km de red de dos de las entrantes Abruzzo y B&D es mayor que la correspondiente a las empresas incumbentes, (excepto para el caso de CLESA).
179. Un punto importante a destacar es que los valores anteriores son los correspondientes a la totalidad de km de red por distintos niveles de tensión y de distinto tipo de material; una forma de perfeccionar el análisis consistiría en calcular km de red equivalentes, ajustando por el costo unitario de red por cada tipo de material de la misma.

- **Subestaciones**

180. De acuerdo a la información proporcionada por los agentes, en lo que respecta al número de subestaciones de transformación, se observa que a nivel total las mismas se incrementaron 16.5% en el período 2008-2014. El crecimiento del número de subestaciones del grupo AES fue 17.6%, en tanto que el de EPM fue relativamente menor (13%). A raíz de ello, la participación del primer grupo en el total aumentó casi un punto porcentual (0.7%), en tanto que el grupo EPM perdió participación en el mismo porcentaje. En cuanto a niveles de tensión, el crecimiento fue relativamente homogéneo entre media y baja.

^{181.} Para 2014, el número de subestaciones de las entrantes incrementó 1000% con respecto a 2008²², aunque su peso en el número total de subestaciones del mercado continuó siendo marginal. Además, al desagregar por nivel de tensión, se observa que el mayor aumento en subestaciones de las entrantes ha sido en media tensión, donde su peso relativo a las incumbentes es más perceptible.

- **Transformadores**

^{182.} A partir de la información presentada por los agentes, se observó que el crecimiento del número de transformadores experimentado por la industria fue 18%, entre 2008 y 2014, el del grupo AES fue cercano al 20%, en tanto que el grupo EPM registró un crecimiento de 12%. Las entrantes aumentaron en cantidad de transformadores alrededor del 218%, aunque su aporte resulta relativamente bajo al crecimiento de la industria.

^{183.} Otro indicador relevante es el número de MVA por transformador. Como las entrantes suministran a consumidores con mayores cargas, la capacidad de transformación promedio por transformador instalado es mayor en relación al promedio de las incumbentes.

^{184.} En conclusión, se puede ver un crecimiento sostenido en todas las variables relevantes de la industria, tanto en las relacionadas con la infraestructura de capital físico como en las variables asociadas al mercado. Así, entre los años 2009-2014 el crecimiento anual de clientes fue 3%, la energía distribuida por su parte creció un 4,2% anual y la infraestructura básica presentó la siguiente evolución: extensión de la red (3,7% anual), subestaciones (2,8% anual), MVA instalados (2,4% anual).

^{185.} En este sentido, el sector de distribución eléctrica parece haber reaccionado favorablemente aportando el capital de infraestructura necesario para cubrir el crecimiento del mercado. Sin embargo para determinar si hubo un incremento en la Productividad Total de los Factores (PTF) de la industria es necesario incluir en el análisis a los costos e inversiones realizadas. Así, como se verá más adelante, existe ganancia por PTF cuando los productos, determinados

²² Cabe mencionar que en 2008 las entrantes recién ingresaban al mercado, por tanto es razonable suponer que la inversión de los mismos en ese momento tendría un crecimiento sustancial.

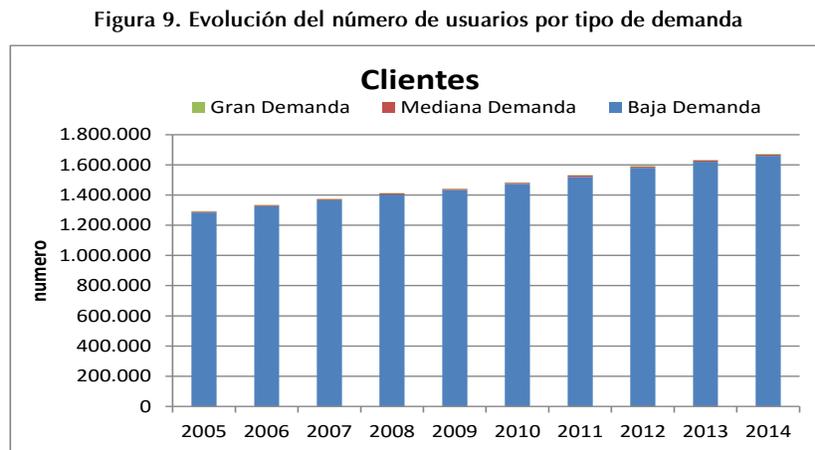
por km de red, clientes y energía distribuida, varían en una mayor proporción que los insumos (costos e inversiones).

- ^{186.} Un punto a destacar es que el crecimiento de la infraestructura para las entrantes presenta un comportamiento diferenciado respecto de las incumbentes, así para las entrantes el crecimiento del número de usuarios fue 10% anual, mientras que el crecimiento de la energía distribuida fue 17% anual. Esto implica que las entrantes compitieron con las incumbentes por clientes con mayores cargas, con el conocido efecto de “descreme”.

D. Caracterización de los usuarios finales servidos

i. Distribución

- ^{187.} En 2014, las empresas de distribución de electricidad abastecieron 1.6 millones de clientes a lo largo de todo el país. Este valor representa un aumento de 29.3% respecto al año 2005. En particular, el 99.3% del total corresponden a clientes de baja demanda. En la siguiente figura se representa la evolución de clientes por tipo de demanda.



Fuente: Elaboración propia sobre la base de información provista por los operadores y conforme a los Boletines Estadísticos publicados anualmente por la SIGET

- ^{188.} Dado el reducido número de empresas participantes en el mercado, un aspecto importante a analizar es la concentración de consumidores en los distintos grupos económicos. La siguiente tabla muestra la evolución de los consumidores abastecidos por grupo económico y empresa

distribuidora.

Tabla 23. Consumidores totales según grupos económicos

Distribuidora	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
AES	78,6%	78,4%	77,9%	77,8%	77,8%	77,8%	77,7%	77,9%	77,8%	77,7%
CAESS	37,7%	37,2%	36,7%	36,3%	36,0%	35,7%	35,4%	35,1%	34,7%	34,5%
AES-CLESA	21,1%	21,3%	21,1%	21,2%	21,3%	21,4%	21,5%	21,5%	21,7%	21,9%
EEO	15,5%	15,6%	15,8%	15,9%	16,1%	16,4%	16,6%	17,0%	17,0%	17,0%
DEUSEM	4,2%	4,2%	4,3%	4,3%	4,3%	4,3%	4,3%	4,3%	4,4%	4,4%
EPM	21,4%	21,6%	21,6%	21,6%	21,6%	21,6%	21,5%	21,3%	21,4%	21,5%
DELSUR	21,4%	21,6%	21,6%	21,6%	21,6%	21,6%	21,5%	21,3%	21,4%	21,5%
Sin Grupo	0,0%	0,0%	0,5%	0,6%	0,6%	0,6%	0,7%	0,8%	0,8%	0,8%
EDESAL	0,0%	0,0%	0,5%	0,6%	0,6%	0,6%	0,7%	0,7%	0,8%	0,8%
B&D	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Abruzzo	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%

Fuente: Elaboración propia sobre la base de información provista por los operadores y conforme a los Boletines Estadísticos publicados anualmente por la SIGET

- ¹⁸⁹. Como se puede ver en la tabla anterior, en el año 2014, las cinco empresas incumbentes detentan el 99% de la totalidad de clientes del mercado. En particular, el Grupo AES tiene una participación mayoritaria de 77.7%, seguido por el grupo EPM que abarca el 21.5% de los clientes. Así, se podría inferir que la incorporación de tres nuevas empresas al segmento parece no haber tenido efecto significativo sobre la cantidad de consumidores de las incumbentes.
- ¹⁹⁰. Al analizar la participación de cada grupo económico en la pequeña demanda, se observa una consistencia con la estructura total del mercado debido a la elevada participación que dichos consumidores tienen sobre el número total de clientes.
- ¹⁹¹. Sin embargo, esta situación es distinta en los clientes de mediana demanda. A continuación se presenta la participación de los grupos económicos en este segmento del mercado. La Tabla 24 muestra que si bien las empresas entrantes continúan con una participación baja sobre el total, B&D y Abruzzo aumentan su participación respecto a lo observado para el segmento de baja demanda.

Tabla 24. Participación de empresas en total de consumidores de mediana demanda

Distribuidora	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
AES	74,1%	74,1%	75,3%	75,2%	74,6%	74,3%	74,0%	73,9%	73,9%	73,7%
CAESS	39,5%	38,5%	38,3%	37,6%	36,6%	35,9%	35,8%	35,8%	36,0%	35,9%
AES-CLESA	18,1%	18,6%	19,0%	20,0%	20,6%	20,8%	20,9%	21,0%	21,0%	21,0%
EEO	13,2%	13,9%	14,9%	14,5%	14,1%	14,3%	14,0%	13,9%	13,7%	13,6%
DEUSEM	3,4%	3,1%	3,1%	3,1%	3,3%	3,4%	3,3%	3,2%	3,3%	3,2%
EPM	25,9%	25,9%	24,7%	24,8%	25,3%	25,6%	25,6%	25,7%	25,6%	25,7%
DELSUR	25,9%	25,9%	24,7%	24,8%	25,3%	25,6%	25,6%	25,7%	25,6%	25,7%
Sin Grupo	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,1%	0,1%	0,4%	0,4%	0,4%	0,5%
EDESAL	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,1%	0,1%	0,0%	0,1%	0,1%	0,2%
B&D	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,1%
Abruzzo	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,3%	0,3%	0,3%	0,3%

Fuente: Elaboración propia sobre la base de información provista por los operadores y conforme a los Boletines Estadísticos publicados anualmente por la SIGET

192. Un comportamiento similar se aprecia si analizamos el mercado de gran demanda. Si bien el grupo AES y EPM detentan más del 95% del mercado, las empresas B&D y EDESAL aumentan su participación sobre el total en detrimento de las empresas incumbentes. A continuación se presenta la participación en los clientes de mediana y baja demanda.

Tabla 25. Participación de empresas en consumidores de gran demanda

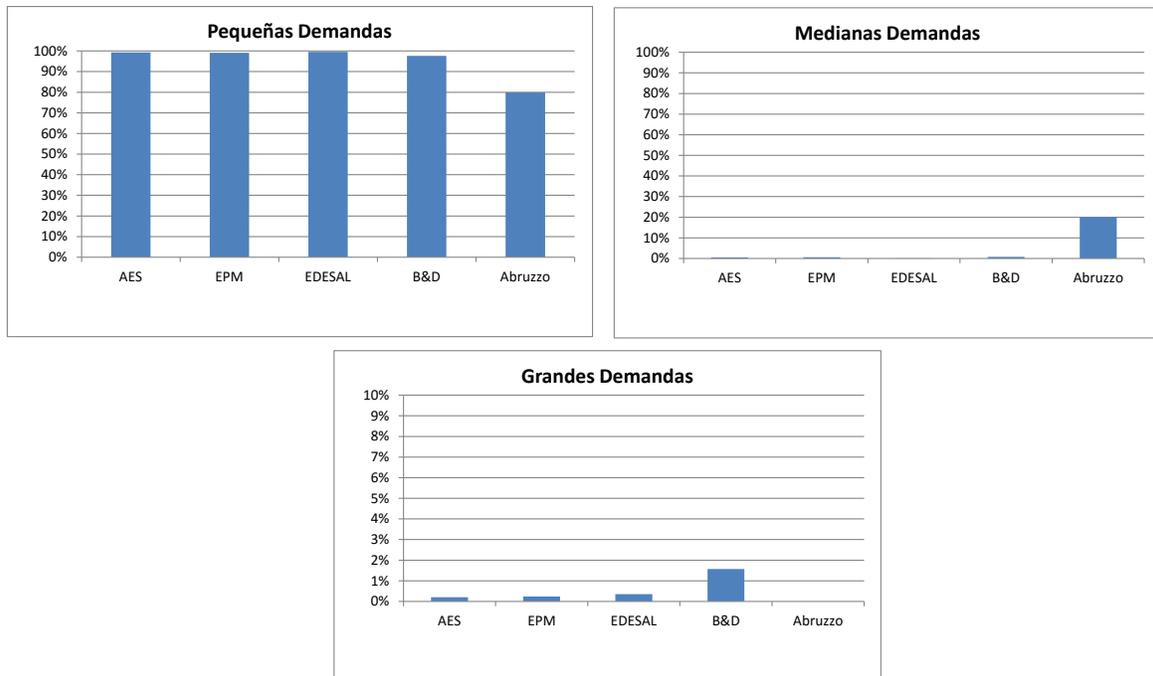
Distribuidora	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
AES	75,4%	75,8%	74,5%	74,6%	74,4%	74,9%	74,5%	74,6%	74,8%	74,1%
CAESS	49,3%	48,6%	47,3%	46,6%	46,3%	46,3%	45,7%	44,9%	44,4%	44,0%
AES-CLESA	17,9%	18,1%	17,8%	17,5%	17,2%	17,3%	17,6%	18,0%	18,0%	17,6%
EEO	6,9%	7,9%	8,1%	9,1%	9,2%	9,3%	9,3%	9,7%	10,1%	10,1%
DEUSEM	1,3%	1,3%	1,3%	1,4%	1,6%	1,8%	1,8%	2,0%	2,3%	2,4%
EPM	24,6%	24,2%	25,3%	24,9%	24,8%	24,4%	24,2%	23,9%	23,7%	24,2%
DELSUR	24,6%	24,2%	25,3%	24,9%	24,8%	24,4%	24,2%	23,9%	23,7%	24,2%
Sin Grupo	0,0%	0,0%	0,2%	0,5%	0,8%	0,7%	1,3%	1,5%	1,5%	1,6%
EDESAL	0,0%	0,0%	0,2%	0,5%	0,8%	0,7%	1,0%	1,2%	1,2%	1,3%
B&D	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,3%	0,3%	0,3%	0,3%
Abruzzo	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%

Fuente: Elaboración propia sobre la base de información provista por los operadores y conforme a los Boletines Estadísticos publicados anualmente por la SIGET

193. De lo anterior se desprende que las entrantes se han orientado, en buena medida, a captar clientes de gran y mediana demanda. Esta situación se refleja directamente en la composición de la cartera de clientes de cada grupo económico. Por ejemplo, en los siguientes gráficos se observa que el 20% de los clientes de Abruzzo son de mediana demanda. Paralelamente, la

participación de estos clientes en la cartera de las demás empresas no supera el 1%.

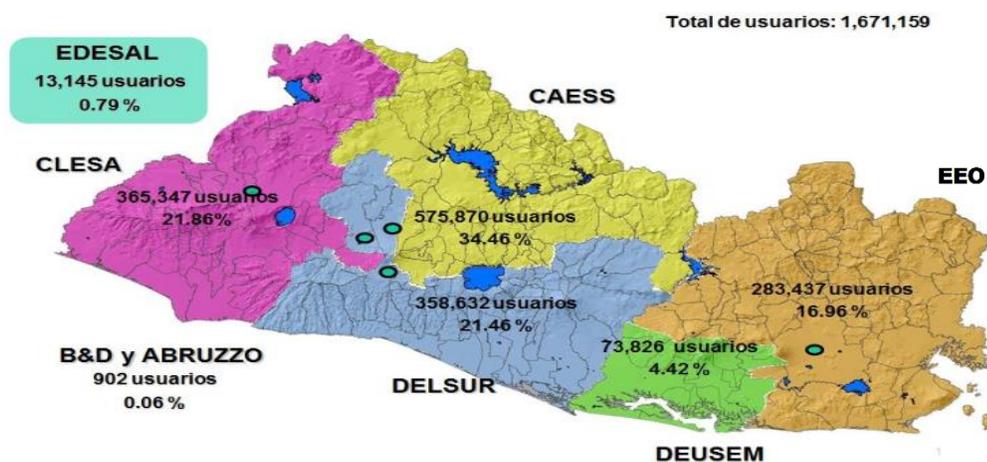
Figura 10. Cartera de Clientes



Fuente: Elaboración propia sobre la base de información provista por los operadores y conforme a los Boletines Estadísticos publicados anualmente por la SIGET

194. En este contexto, es importante realizar una mención especial a la ubicación geográfica de los clientes. El siguiente mapa muestra la distribución regional de los mismos.

Figura 11. Distribución regional del universo de consumidores de El Salvador



Fuente: SIGET (2014).

195. Del análisis del mapa, se observa que el 56% de los clientes se concentran en la región central del país, abastecidos principalmente por las empresas Delsur y CAESS. Si bien en esta región operan las empresas B&D y Abruzzo, las mismas detentan menos el 0.1% del mercado.
196. Por su parte, la región occidental concentra el 22% de los clientes, mientras que la oriental (Usulután, San Miguel, Morazán y La Unión) corresponde al 21%. Principalmente, estas dos regiones están abastecidas por el grupo AES, ya que la empresa EDESAL, que opera en el Departamento de Santa Ana, representa solamente el 0.8% del mercado.
197. La distribución geográfica de los clientes refleja la distribución poblacional dentro del país. Es decir, que la alta concentración de clientes en la región central responde a la elevada densidad poblacional existente en dicha área. Por ejemplo, en el departamento de San Salvador viven 2.6 millones de habitantes, y es la región con mayor densidad dentro del país (2,886 hab/km²).
198. El consumo de energía eléctrica en el año 2014 ascendió a 5,153 GWh. Alrededor del 46.8% de dicho consumo corresponde a la gran demanda, mientras que el 45% fue consumido por los clientes de baja demanda. Si se analizan las ventas de energía por grupo económico, nuevamente, AES y EPM concentran la mayor cantidad de ventas sobre el total de energía vendida.

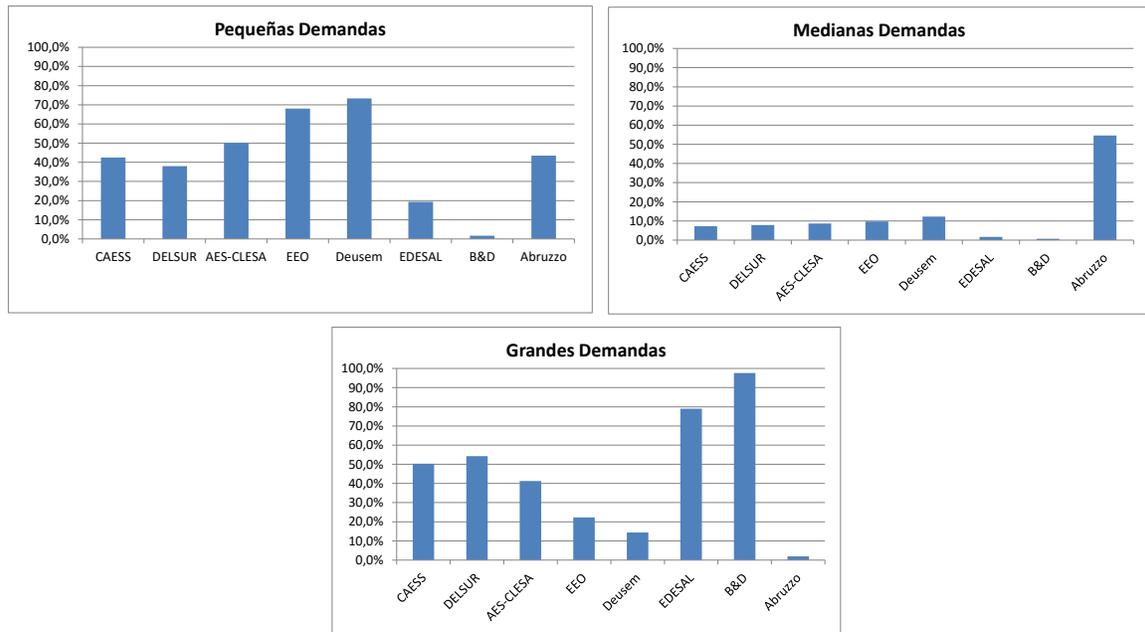
Tabla 26. Participación en venta total de energía por grupo económico

Distribuidora	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
AES	75,2%	74,6%	74,7%	74,2%	73,6%	74,3%	73,7%	72,0%	69,9%	69,9%
CAESS	45,0%	44,5%	44,0%	43,8%	43,4%	44,0%	43,1%	42,2%	40,9%	40,7%
AES-CLESA	17,8%	17,7%	18,0%	17,6%	17,3%	17,5%	17,8%	17,2%	16,6%	16,7%
EEO	10,0%	10,0%	10,4%	10,5%	10,5%	10,5%	10,3%	10,2%	10,1%	10,1%
DEUSEM	2,3%	2,4%	2,4%	2,3%	2,4%	2,4%	2,4%	2,4%	2,4%	2,4%
EPM	24,8%	25,4%	25,2%	25,5%	25,1%	24,7%	25,1%	26,2%	28,0%	27,9%
DELSUR	24,8%	25,4%	25,2%	25,5%	25,1%	24,7%	25,1%	26,2%	28,0%	27,9%
Sin Grupo	0,0%	0,0%	0,1%	0,3%	1,2%	1,0%	1,3%	1,8%	2,1%	2,2%
EDESAL	0,0%	0,0%	0,1%	0,3%	0,8%	0,6%	0,7%	1,1%	1,4%	1,6%
B&D	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,4%	0,3%	0,6%	0,6%	0,6%	0,6%
Abruzzo	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%

Fuente: Elaboración propia con base a los Boletines Estadísticos publicados anualmente por la SIGET

199. En forma análoga al análisis realizado para clientes, al revisar las ventas de energía a los grandes usuarios, la participación de las compañías entrantes aumenta a 4%, en detrimento de la participación de los incumbentes. Esto corrobora las dinámicas descritas con anterioridad. En otras palabras, la composición de ventas de las empresas entrantes, como se muestra en los siguientes gráficos, se centra en las ventas a consumidores de gran y mediana demanda.

Figura 12. Ventas de energía por tipo de demanda (2014)



Fuente: Elaboración propia sobre la base de información provista por los operadores y conforme a los Boletines Estadísticos publicados anualmente por la SIGET

200. En conclusión, las empresas entrantes centran su negocio sobre los consumidores de mediana y gran demanda. Estos últimos son los de mayores niveles de consumo individual. Así, en la siguiente tabla se observa que el consumo por usuario en las empresas entrantes es muy superior al de las empresas incumbentes. Esta situación responde a la composición de cartera de clientes. Por ejemplo, mientras que para los grupos AES y EPM la energía facturada por cliente es del orden de 2800 y 4000 kWh/cliente, respectivamente, mientras que, al considerar todos los clientes y energía facturada por las empresas entrantes en conjunto, esa cifra supera los 8000 kWh/cliente.

201. Adicionalmente, aun cuando en líneas generales las empresas entrantes se focalizaron en captar clientes de mediana y gran demanda, se destaca que dicha estrategia no fue completamente homogénea, así se puede ver que B&D se orienta casi con exclusividad al segmento de gran demanda, en tanto que Abruzzo por su parte dirige sus acciones a los sectores de medianas y pequeñas demandas, casi sin participación de la gran demanda en su cartera de clientes.

Tabla 27. Consumo por cliente (kWh/cliente)

Distribuidora	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
AES	3,000	3,053	3,075	3,065	2,968	2,939	2,889	2,820	2,806	2,774
CAESS	3,742	3,839	3,841	3,877	3,782	3,786	3,717	3,671	3,671	3,644
AES-CLESA	2,644	2,660	2,726	2,657	2,552	2,520	2,532	2,432	2,393	2,355
EEO	2,018	2,062	2,109	2,115	2,037	1,966	1,900	1,837	1,854	1,831
DEUSEM	1,754	1,785	1,784	1,745	1,716	1,703	1,676	1,698	1,691	1,681
EPM	3,626	3,772	3,746	3,790	3,641	3,508	3,548	3,750	4,077	4,005
DELSUR	3,626	3,772	3,746	3,790	3,641	3,508	3,548	3,750	4,077	4,005
Sin Grupo	-	-	740	1,760	6,428	5,338	5,321	6,914	7,872	8,211
EDESAL	-	-	740	1,760	4,388	3,411	2,802	4,610	5,747	6,292
B&D	-	-	-	-	5,799,048	4,895,251	2,611,288	66,637	53,946	39,830
Abruzzo	-	-	-	-	8,693	90,572	23,070	19,541	18,472	16,158

Nota: Para el promedio de cada grupo, se agregan los valores de clientes y energía facturada.
Fuente: Elaboración propia con base a los Boletines Estadísticos publicados anualmente por la SIGET

202. Como se observa en la tabla, el consumo por cliente en las empresas entrantes es cuatro veces superior al consumo por cliente del grupo AES, y dos veces al del grupo EPM. No obstante, dicha brecha es significativamente más amplia cuando se considera a las empresas Abruzzo y B&D. En general, y como se explicó con anterioridad, dichas empresas tienen una participación de clientes medianos y grandes, pues son aquellos clientes apetecibles desde el punto de vista del retorno económico.
203. En conclusión, del análisis de las ventas de energía se observa que las empresas entrantes encaminaron su actividad al abastecimiento a clientes de mediana y gran demanda, situación que remarca el hecho que los dos anteriores son los nichos relevantes de mercado y constituyen los segmentos en los que las empresas incumbentes resultan amenazadas por los potenciales entrantes.
204. Si adicionalmente se considera que la relación usuarios por km de red de las empresas

entrantes es superior a la de las empresas incumbentes, se puede inferir que los esfuerzos de las entrantes por obtener la crema del negocio de distribución (segmento de media y alta demanda) requieren menos capital físico (en términos de red). Esta situación puede representar una ventaja estratégica de costos a las empresas entrantes, considerados en comparación con los costos de las incumbentes.

E. Evolución de la escala de negocio

205. En las secciones anteriores se analizó la evolución de ciertos indicadores individuales de escala del negocio. Las variables generalmente aceptadas para tal fin son: clientes, extensión de la red y energía distribuida. La tabla siguiente compendia la información de dichas variables para las empresas distribuidoras de energía eléctrica para el año 2014.

Tabla 28. Indicadores individuales de escala del negocio

Distrib/Grupo	Cientes	% Cientes	Energía (GWh)	% Energía	Km Red	% Km Red
Grupo AES	1,298,370	77.7%	3,602	69.9%	36,363	77.0%
CAESS	575,816	34.5%	2,099	40.7%	10,578	22.4%
AES-CLESA	365,300	21.9%	860	16.7%	10,564	22.4%
EEO	283,431	17.0%	519	10.1%	12,623	26.7%
Deusem	73,823	4.4%	124	2.4%	2,598	5.5%
Grupo EPM	358,632	21.5%	1,436	27.9%	10,518	22.3%
DelSur	358,632	21.5%	1,436	27.9%	10,518	22.3%
Sin Grupo	14,047	0.8%	115	2.2%	316	0.7%
EDESAL	13,145	0.8%	83	1.6%	256	0.5%
B&D	763	0.0%	30	0.6%	18	0.0%
Abruzzo	139	0.0%	2	0.0%	42	0.1%
Total	1,671,049	100.0%	5,154	100.0%	47,197	100.0%

Fuente: Elaboración propia sobre la base de información provista por los operadores y conforme a los Boletines Estadísticos publicados anualmente por la SIGET

206. Una forma de analizar la escala del negocio, que permite considerar diferentes dimensiones al análisis del tamaño de las empresas es la metodología basada en el trabajo seminal de Neuberger (1977). Dicha metodología, a la hora de realizar un análisis comparativo de los costos de las empresas, considera que es preciso tomar en consideración el impacto que la escala del negocio genera en esos costos, de este modo, el estudio considera que, para las industrias de red hay generalmente tres grandes variables que impactan significativamente en los costos operacionales:

- a) Número de clientes
- b) Volumen facturado del energía eléctrica
- c) Extensión de la red

207. Una forma relativamente sencilla de comparar los costos operacionales de diferentes empresas es a través del costo unitario por cada unidad de escala. Neuberg (1977) demuestra que el principal indicador de la escala está dado por el número de clientes, sin embargo es frecuente encontrar empresas que, aún con un número semejante de clientes, presenten diferencias significativas en otras variables como el volumen facturado o la extensión de la red. Así, a igual número de clientes, las diferencias en los costos deberían estar explicadas por la diferencia en los ratios km de red/clientes o energía facturada/clientes.
208. Como se puede ver en la tabla siguiente, las empresas entrantes presentan una relación energía distribuida por cliente significativamente superior a la correspondiente a las empresas incumbentes. Esta situación denota que solo considerar los clientes no proporciona una buena medida de la escala para las entrantes. A los fines de que estas sean comparables con las empresas incumbentes, se requiere ajustar los clientes por las relaciones energía/clientes y km red/100 clientes.

Tabla 29. Variables de escala

Empresa	Clientes	km Líneas	Energ Dist (MWh)	km/100 Cl	Ene/Cl	Clientes Ajustados
ABRUZZO	139	42	2,246	30.22	16.16	956
B&D	763	18	30,390	2.32	39.83	596
EDESAL	13,145	256	82,705	1.95	6.29	11,630
AES-CLESA	365,300	10,564	860,131	2.89	2.35	352,067
CAESS	575,816	10,578	2,098,319	1.84	3.64	558,792
DEUSEM	73,823	2,598	124,107	3.52	1.68	78,025
EEO	283,431	12,623	518,853	4.45	1.83	314,744
DELSUR	358,632	10,518	1,436,485	2.93	4.01	383,603
Total/Promedio	1,671,049	47,197	5,153,235	2.82	3.08	1,700,412

Fuente: Elaboración propia sobre la base de información provista por los operadores y conforme a los Boletines Estadísticos publicados anualmente por la SIGET

209. Los principios del trabajo de Neuberg fueron considerados por la OFGEM en el proceso de revisión tarifaria del año 1999 (4DPCR – *Distribution Price Control Review*-) y también en el 2010 (5DPCR – *Distribution Price Control Review*-). En esa instancia la OFGEM definió el

concepto de “Variable de Escala Compuesta”, CSV²³, usando la siguiente ecuación derivada de una función Cobb-Douglas:

$$CSV = UC \times \left(1 + \beta \frac{\delta U}{U} + \gamma \frac{\delta L}{L} \right)$$

Donde:

CSV = Variable de escala compuesta;

UC = No de clientes;

$\frac{\delta U}{U}$ Desvío proporcional de energía facturada por cliente con relación a la media

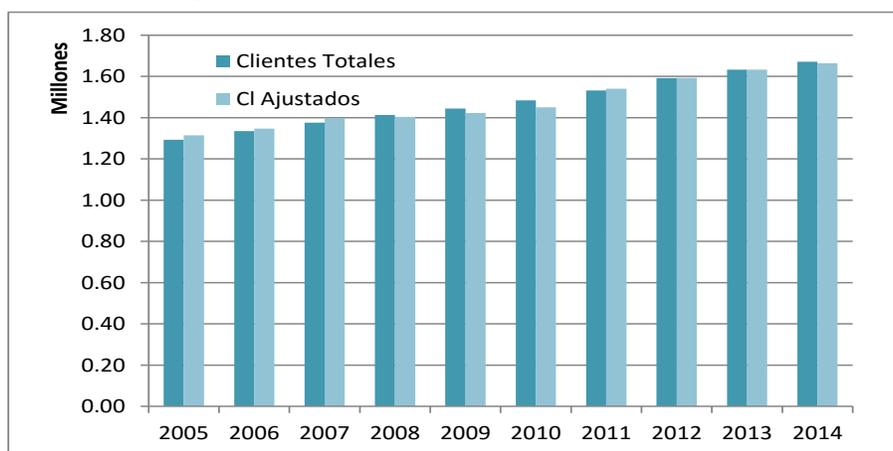
$\frac{\delta L}{L}$ Desvío proporcional de la extensión de red por cliente con relación a la media.

β Peso de la energía facturada por cliente

γ Peso de la extensión de la red por cliente

- ²¹⁰. En el presente estudio, como una medida de la evolución de la escala, se calcularon dos variables de CSV: una para la distribución en baja tensión y otra para la distribución en media tensión, posteriormente fueron sumados los clientes de ambos segmentos de la distribución y comparados con el total de clientes ajustados.

Figura 13. Variable de escala compuesta – Distribución-

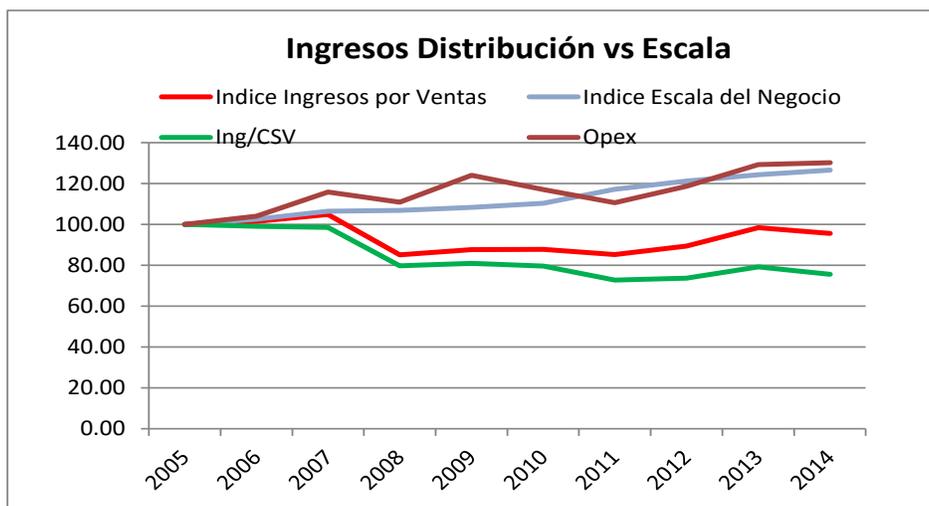


Fuente: Elaboración propia sobre la base de información provista por los operadores y conforme a los Boletines Estadísticos publicados anualmente por la SIGET

²³ CSV = Composite Scale Variable

211. Como lo muestra la figura anterior, la consideración de otras dimensiones de la escala, como son extensión de la red y volumen facturado, generan un ajuste en la cantidad de clientes. Esta variable de escala compuesta representa una estimación más precisa de la evolución de la escala del negocio que la simple consideración del número total de usuarios.
212. Un análisis de interés consiste en comparar la evolución de los ingresos por ventas de la actividad respecto de la evolución de la escala del negocio. Tal como se muestra en la Figura 14, en el período 2005-2014 la escala de la industria total creció cerca de un 27%, en tanto que los ingresos de distribución por venta se redujeron aproximadamente un 5%. Esto significa que los ingresos medios o unitarios del sector se redujeron en el período bajo análisis. En otras palabras, la incorporación de una unidad adicional de escala (medida por clientes ajustados) genera en 2014 un ingreso menor que el correspondiente al año 2005.

Figura 14. Evolución de la Escala y de los Ingresos por Venta (2005=100)



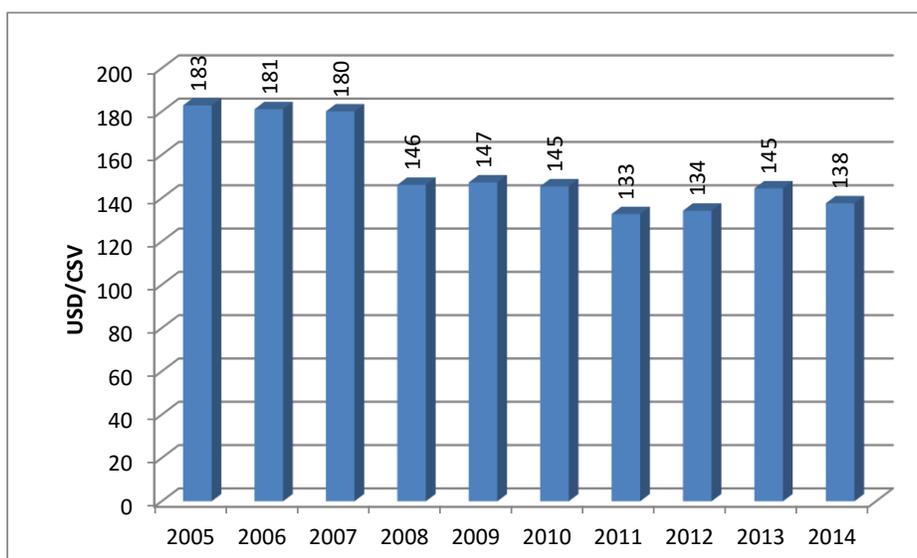
Fuente: Elaboración propia sobre la base de información provista por los operadores y conforme a los Boletines Estadísticos publicados anualmente por la SIGET

213. Del análisis de la Figura 14 se puede ver el comportamiento de la serie de ingresos por unidad de escala (CSV) a lo largo de todo el período 2005-2014. Así, en los primeros años de análisis los ingresos por escala se mantuvieron constantes, en el año 2008 se asiste a una marcada caída de los ingresos unitarios, situación que es consecuencia directa del proceso de revisión tarifaria de dicho año; desde esa fecha y hasta el año 2011, nuevamente se tiene un período de

estabilidad en los ingresos unitarios, es decir, las tarifas acompañan la evolución de la escala. Desde el año 2011 hasta el 2014 se da una especie de desacople entre ambas series, situación que podría estar explicada por el ingreso de las nuevas entrantes.

214. La Figura 15 presenta la evolución de la relación ingresos de distribución por unidad de escala. En dicha figura los ingresos están expresados en dólares del año 2014, razón por la cual la evolución del ingreso medio está libre de efectos inflacionarios.

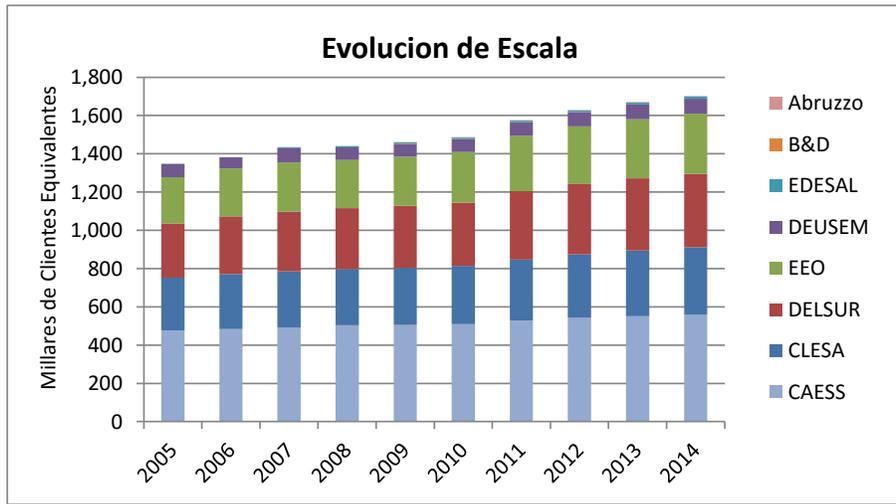
Figura 15. Evolución ingresos por CSV



Fuente: Elaboración propia sobre la base de información provista por los operadores y conforme a los Boletines Estadísticos publicados anualmente por la SIGET

215. Por otra parte, merece destacarse que la empresa Abruzzo presenta un consumo por cliente del orden de cuatro veces la media de la industria. La participación de mediana demanda para esta empresa es de 40% del total de sus ventas de energía, cuando el resto de las empresas presenta valores inferiores al 10%. La situación antes descrita claramente representa el impacto que genera la presencia de valores atípicos (*outliers*) en la consideración de la escala del negocio.
216. A los fines de evitar las inconsistencias debidas a la presencia de *outliers* antes mencionada se sugiere emplear la mediana como medida de tendencia central en lugar del promedio. Esta sugerencia fue incorporada en el desarrollo del análisis de escala pero no a nivel industria, sino desagregado por empresas, el cual presenta la siguiente evolución.

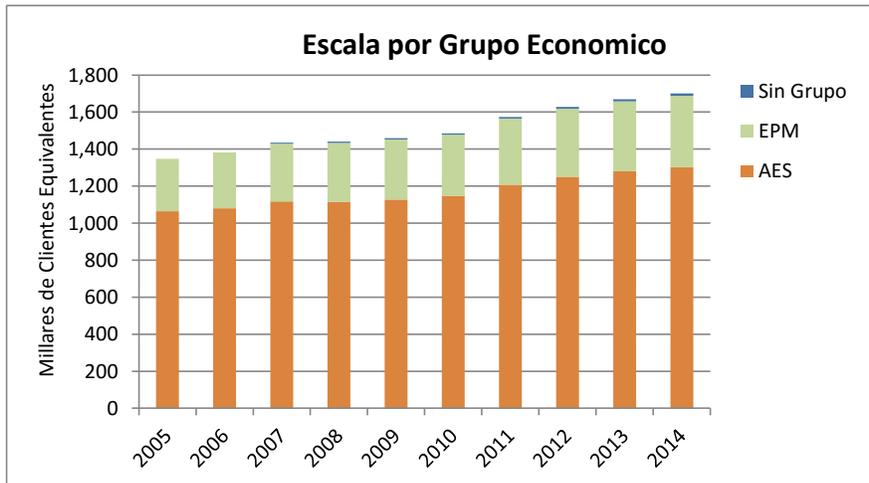
Figura 16. Evolución de la CSV por empresa



Fuente: Elaboración propia sobre la base de información provista por los operadores y conforme a los Boletines Estadísticos publicados anualmente por la SIGET

217. En lo referente a la evolución de la escala por Grupo Económico, se puede ver que el Grupo AES prácticamente ha mantenido su participación en la escala desde el año 2005 hasta la fecha.

Figura 17. Evolución CSV por Grupo Económico



Fuente: Elaboración propia sobre la base de información provista por los operadores y conforme a los Boletines Estadísticos publicados anualmente por la SIGET

218. Entre 2009 y 2014, el crecimiento anual de la escala del negocio fue del orden de 3%. Los

grupos AES y EPM experimentaron un crecimiento anual similar al de la industria, en tanto que las empresas entrantes crecieron 12% anual en dicho período.

- ²¹⁹. Con la información disponible, no es factible determinar si las demandas abastecidas por las entrantes son nuevos clientes o descreme de las incumbentes. En todo caso, merece destacarse que la variable relevante es la demanda proyectada por las empresas incumbentes, en el sentido que si las empresas entrantes se apropian de parte de la misma, ya sea que se trate de cambio de suministrante o de un nuevo cliente, la empresa incumbente sufrirá la amenaza de descreme del negocio y la consiguiente dificultad en la recuperación de sus costos.

F. Análisis de la Productividad Total de los Factores

- ²²⁰. A continuación se presenta una estimación de la productividad total de los factores (PTF) para la industria mediante la aplicación del Índice de Tornqvist. El objetivo del análisis es reflejar las ganancias de productividad de las empresas de la industria, situación que presenta su contraparte en la eficiencia de costos de las mismas.
- ²²¹. Conceptualmente, hay ganancias de productividad cuando los productos de una empresa varían en una proporción mayor de lo que lo hacen sus insumos. En el caso de las empresas de multi-productos y multi-insumos, para determinar las ganancias de productividad es necesario recurrir a un índice que posibilite la agregación de los productos y de los insumos, respectivamente. En este punto, hay básicamente dos metodologías principales para la agregación de los productos y de los insumos, ellas son: índices de Malmquist e índice de Tornqvist; la diferencia fundamental entre ambos métodos es que poseen diferentes formas de agregación, es decir de asignación de las participaciones de cada producto en el total. En el caso del índice de Tornqvist, los pesos son definidos de manera *ad-hoc*, usando en general el peso de cada producto en el ingreso agregado. Por su parte en el índice de Malmquist los pesos son definidos de manera endógena por el modelo de cálculo.
- ²²². La especificación matemática para el índice de Tornqvist es la siguiente:

$$\frac{PTF_t}{PTF_{t-1}} = \frac{\prod_{i=1}^n \left(\frac{Y_{it}}{Y_{it-1}} \right)^{\frac{S_{it}+S_{it-1}}{2}}}{\prod_{j=1}^m \left(\frac{X_{jt}}{X_{jt-1}} \right)^{\frac{E_{jt}+E_{jt-1}}{2}}}$$

donde:

Y es la cantidad del producto

X es la cantidad del insumo

S_{it} y E_{jt} son las participaciones del producto i en el valor agregado de los productos y del insumo j en los insumos totales.

El índice mide la variación entre dos períodos de tiempo t e $t-1$ del producto agregado y del insumo agregado.

223. Tomando logaritmos de la ecuación anterior se tiene la siguiente especificación:

$$\ln \left(\frac{PTF_t}{PTF_{t-1}} \right) = \frac{1}{2} \sum_{i=1}^n (S_{it} + S_{it-1}) \ln \left(\frac{Y_{it}}{Y_{it-1}} \right) - \frac{1}{2} \sum_{j=1}^m (E_{jt} + E_{jt-1}) \ln \left(\frac{X_{jt}}{X_{jt-1}} \right)$$

224. La aplicación de la metodología anterior, al caso de las distribuidoras de energía eléctrica de El Salvador consideró los siguientes supuestos y especificaciones:

- Insumos y Productos: en lo referente a los insumos solo fueron consideradas las variables de costos operacionales (OPEX) descontando los costos de compra de energía y expresando dicha serie en valores del año 2014 y también la variable de costos de capital (CAPEX). Los CAPEX fueron aproximados mediante la suma de las depreciaciones y el EBIT, en este sentido se trataría de una variable de CAPEX ampliado. En lo que respecta a los productos, se consideraron los clientes, la extensión total de la red (de BT y MT) y el mercado, definido por la energía distribuida en MWh.
- Pesos de los Productos: para ponderar los diferentes productos en un único índice se consideró la participación propuesta por OFGEM en Gran Bretaña para la estimación de la Variable de Escala Compuesta (CSV), es decir se aplicaron los siguientes pesos:

clientes (50%), red (25%), mercado (25%).

- **Empresas consideradas:** el análisis se limitó a la consideración de las incumbentes debido a que las entrantes tienen una escala significativamente menor. Adicionalmente, en una escala tan reducida, las incorporaciones de nuevas urbanizaciones generan incrementos desmesurados en los productos (por ejemplo, los clientes de B&D en el año 2012 aumentan en 43 veces, es decir pasan de 10 clientes a 429), sin una contrapartida equivalente en los insumos. En este contexto, se tendrían valores *outliers* indicando una enorme productividad, cuando en realidad se trata de negocios de diferentes escalas.

Tabla 30. Productividad Total de los Factores (PTF)

Empresa	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	Media Geometrica
AES-CLESA	1.01	1.01	1.31	1.01	0.91	1.19	0.94	0.94	1.01	1.03
CAESS	1.04	1.00	1.36	1.00	1.05	1.09	1.00	0.91	1.06	1.05
DEUSEM	0.93	1.13	1.04	1.01	1.02	1.08	0.99	0.84	1.04	1.00
EEO	1.00	1.04	1.09	0.96	1.07	1.12	0.92	0.97	1.03	1.02
DELSUR	1.06	0.92	1.26	1.01	1.05	0.96	1.08	0.94	1.07	1.04
Incumbentes	1.006	1.017	1.208	0.997	1.017	1.086	0.985	0.918	1.042	1.028
	0.60%	1.72%	20.76%	-0.30%	1.68%	8.56%	-1.53%	-8.15%	4.24%	2.80%

Fuente: Elaboración propia sobre la base de información provista por los operadores y conforme a los Boletines Estadísticos publicados anualmente por la SIGET

225. Los resultados de la tabla anterior muestran que la productividad total de las empresas incumbentes para todo el período de 2.80%. Es decir, que si se incrementan todos los insumos en una misma proporción, los productos aumentarían más que proporcionalmente (un 3% adicional).
226. Sin embargo, en los primeros años de análisis puede haber alguna distorsión debido a la revisión tarifaria del año 2008. Consecuentemente, resulta conveniente considerar como período de análisis el comprendido entre los años 2009 y 2014, en el cual la PTF es de 0.62%. Esta ganancia de productividad muestra que hay ganancias de escala en el negocio.

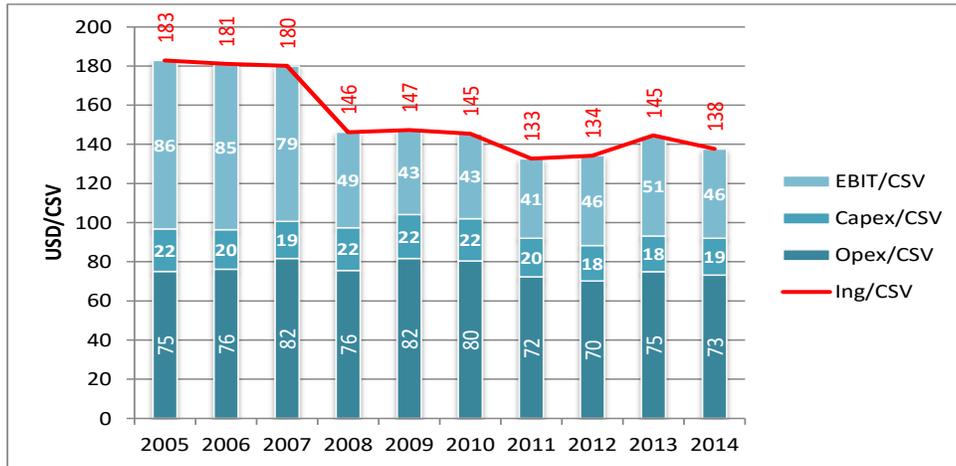
- ²²⁷. Este valor de 0.62% demuestra la existencia de ganancia de productividad. En el caso de que todos los insumos se incrementen proporcionalmente, los productos aumentarían un 0.62% más que los insumos.
- ²²⁸. Conviene destacar que el concepto de ganancia de productividad refiere a un período de tiempo, en el sentido que demuestra el grado de ganancia de productividad promedio registrado en el período 2009-2014 y este valor no debe compararse con el de todo el período de información disponible 2006-2014, ya que, como se mencionó, el año 2008 representa un valor extremo, determinado por la revisión tarifaria. Como se puede ver, la ganancia de PTF de dicho año es en promedio 21%. Valores de semejante magnitud no se verifican en la operación normal de la industria y pueden ser explicados por políticas extraordinarias de incorporación de activos a la Base de Remuneración o reasignaciones y reducciones específicas de costos.

G. Análisis de la rentabilidad de la distribución

- ²²⁹. En lo que respecta al análisis de la evolución de la rentabilidad del segmento distribución, se presenta la Figura 18, la cual contiene la evolución de los ingresos netos del sector (descontado el monto correspondiente a la compra de energía), los costos operacionales (OPEX), las depreciaciones (como una *proxy* de los CAPEX) y el margen neto antes de intereses e impuestos (EBIT). Todos los valores están expresados en términos unitarios o medios, es decir, como cociente respecto del número de clientes ajustados (CSV).
- ²³⁰. Como se aprecia en la Figura 18, existe una caída significativa en los ingresos por usuario como consecuencia de la revisión tarifaria del año 2007. En este sentido, se puede ver que los CAPEX se mantuvieron relativamente estables a lo largo de todo el período, los OPEX presentaron una oscilación levemente mayor que los CAPEX, pero no se evidencia una tendencia definida. En cambio, el EBIT presenta una caída significativa en el año 2008 (casi un 40%) y, posteriormente, se mantuvo relativamente estable en torno al nuevo valor alcanzado. En otras palabras, el ajuste que se produjo en el año 2008 operó directamente en la rentabilidad de las empresas.
- ²³¹. Esto parece demostrar que la ganancia medida por el EBIT para el período previo a la revisión tarifaria se encontraba de cierta forma en valores elevados. La revisión tarifaria marcó una

reducción significativa de la ganancia de la actividad, fijando el valor de la misma en el orden de un 65% de su valor anterior, aún con este nuevo margen no se aprecian reducciones significativas en los OPEX ni en las depreciaciones.

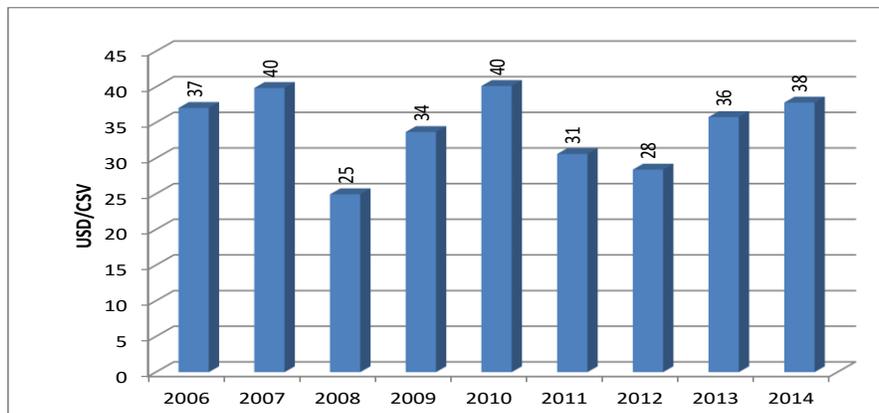
Figura 18. Evolución y composición de los ingresos



Fuente: Elaboración propia sobre la base de información provista por los operadores

232. En ese contexto, un análisis de interés es evaluar el nivel de inversión en la industria, así la figura siguiente presenta la evolución de la inversión por cliente ajustado. Como se puede ver la inversión anual por cliente presenta un comportamiento relativamente errático, sin embargo se puede ver una marcada caída en el año 2008 (con posterioridad a la revisión tarifaria) y luego una fuerte recuperación en los años 2009-2010. El valor promedio de inversiones para el período considerado es de 34 us\$/CSV.

Figura 19. Inversiones por CSV

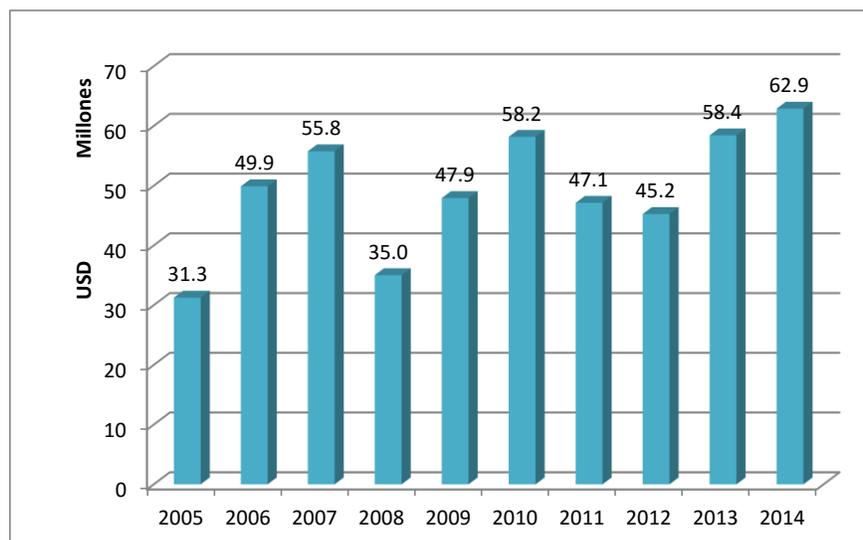


Fuente: Elaboración propia sobre la base de información provista por los operadores

233. Un punto importante a destacar es que debido a que no se contó con información homogénea respecto de la inversión entre las empresas de diferentes grupos económicos se debió construir la serie tomando en consideración la siguiente metodología: para todas las empresas del grupo AES el valor de la inversión se obtuvo de los valores consignados en la cuenta “Adiciones” del cuadro de evolución de plantas y equipos; para Delsur y B&D se debió aplicar una aproximación del método de inventario permanente, es decir, las inversiones se obtuvieron de manera derivada mediante la diferencia entre los valores consignados en la cuenta Bienes de Uso de dos períodos consecutivos, a dicho valor se le sumó el dato correspondiente a las depreciaciones anuales.

234. La siguiente figura presenta la evolución de la inversión total en valores monetarios del año 2014.

Figura 20. Evolución de la inversión total



Fuente: Elaboración propia sobre la base de información provista por los operadores

235. Existe en la literatura especializada una serie de indicadores financieros claves que revelan información sobre el desempeño de las empresas, como son los relacionados con la solvencia, la liquidez, la rentabilidad, etc.

236. Los indicadores analizados en el presente apartado son los siguientes:

- Margen Operacional (MO) (%). El cual se calcula como el cociente entre EBIT (utilidad antes de intereses e impuestos) e ingresos operacionales específicos de la actividad de distribución.

$$MO = \frac{EBIT}{Ingresos\ Operacionales} * 100$$

- Rentabilidad sobre Ingresos (ROI) (%). Se calcula como el cociente entre EBITDA (utilidad antes de intereses, impuestos, depreciaciones y amortizaciones) e ingresos operacionales²⁴.

$$ROI = \frac{EBITDA}{Ingresos\ Operacionales} * 100$$

Estos indicadores registran el margen de la actividad medido en porcentaje respecto de los ingresos operacionales, es decir, cuánto es el saldo remanente una vez descontados los costos propios de la actividad (y las depreciaciones) por cada dólar de ingreso operacional.

- Retorno sobre Activos (ROA) (%), calculado como el cociente entre EBIT y los activos totales:

$$ROA = \frac{EBIT}{Activos\ Totales} * 100$$

Al igual que con los dos indicadores anteriores, el ROA también mide la rentabilidad de la actividad, pero como porcentaje respecto de los activos totales, es decir, se trata de una medida de la rentabilidad por cada dólar invertido en la actividad.

²³⁷. La evolución de la rentabilidad del sector, medida por los tres indicadores descritos, presenta una reducción significativa a lo largo del período 2005-2014.

²⁴ Los ingresos operacionales son los correspondientes a las actividades de distribución y comercialización de energía, es decir que son obtenidos de los ingresos por ventas netos de la compra de energía.

- ^{238.} En dicho período, el Margen Operacional presentó una considerable caída ya que pasó de 47.1% a 30.4%. Para los años analizados, la rentabilidad de AES fue superior a la de EPM, exhibiendo una diferencia promedio del orden de cinco puntos porcentuales. Sin embargo, en el año 2014 la brecha se amplió a veinte puntos porcentuales.
- ^{239.} Como se aprecia en las fórmulas de los indicadores antes descritas, la diferencia entre el Margen Operacional y el ROI es que el numerador del ROI es el EBITDA, en lugar de ser el EBIT. Consecuentemente, la diferencia en el valor de ambos indicadores representa la proporción de ingresos de actividad que se destina a la depreciación del activo en uso. Así, se observa que, en promedio, 15 puntos porcentuales de rentabilidad son asignados por toda la industria a la depreciación de los activos.
- ^{240.} Finalmente, el indicador ROA es equivalente al Margen Operativo pero considerando como denominador los activos totales. A nivel de industria, la rentabilidad, medida por el ROA, experimentó una marcada caída, pasando de 12.5% del valor de los activos en uso a 7.1%.
- ^{241.} Otra característica sobresaliente de la serie de indicadores es la marcada caída en la rentabilidad en el 2008. Lo cual se explica por el proceso de ajuste tarifario producido en dicho año.
- ^{242.} En lo referente al indicador de margen operacional se puede ver un comportamiento marcadamente diferenciado entre CAESS y Del Sur. Durante la mayor parte del período analizado, Del Sur presentó indicadores de rentabilidad superiores a CAESS, sin embargo, en el año 2014 se revierte esta situación y Del Sur pasa a encontrarse con una rentabilidad siete puntos porcentuales menos que CAESS.
- ^{243.} En lo que respecta al ROA, que mide la rentabilidad generada por cada unidad monetaria invertida en activos asociados a la prestación del servicio, se constató una marcada disparidad en el rendimiento de las empresas, incluso dentro del mismo grupo económico. Así, para el caso de AES, en el año 2014, DEUSEM presentó una rentabilidad 3.5 veces mayor que CAESS. Una posible explicación a dicha diferencia está dada por los requerimientos de capital diferenciados, pues DEUSEM es sólo un 14% del tamaño de CAESS, consecuentemente,

posee requerimientos de capital menores. Para el caso de Del Sur, el ROA presenta una caída significativa (34%) entre 2013 y 2014.

En lo que se relaciona con las empresas entrantes, para todos los indicadores analizados en el año 2014, se tiene valores significativamente menores que para las empresas incumbentes. La empresa EDESAL es la entrante con mejores ratios de rentabilidad, mientras B&D presenta valores negativos, denotando la presencia de pérdidas en el desarrollo de las operaciones. Conviene advertir que, al considerar los clientes ajustados por la variable de escala compuesta de las entrantes, EDESAL posee la mayor escala, en tanto que B&D, la menor. Esto podría sugerir que, aunque las entrantes posean menos requerimientos de capital, aún no han alcanzado una escala mínima eficiente.

H. Interacción entre los agentes de los diferentes eslabones de la cadena

²⁴⁴. Se presenta a continuación un resumen de la situación referente a la vinculación potencial entre los diferentes eslabones de la industria.

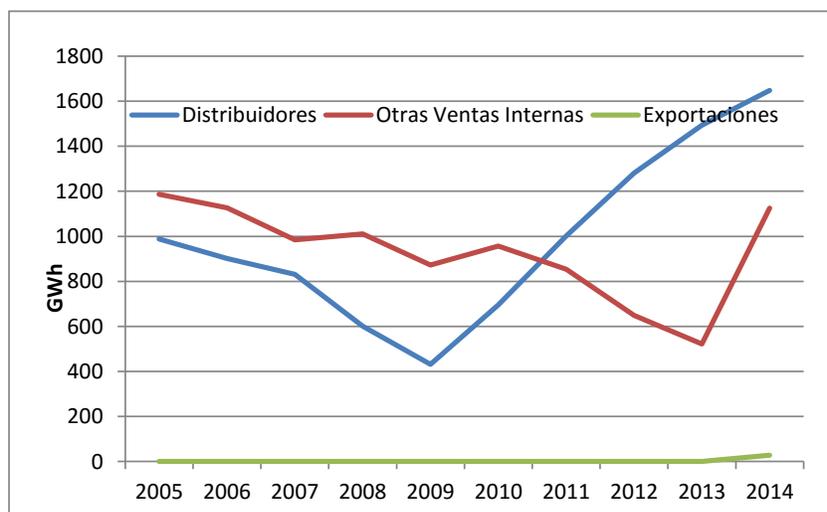
i. Mercado de contrato versus MRS

²⁴⁵. Un primer aspecto a analizar es cómo se distribuye la venta de energía entre los segmentos regulados y libres. Así, en la figura siguiente se puede ver una discriminación de las ventas de los generadores hacia clientes distribuidores (*proxy* del segmento regulado) y destinado a otras ventas internas.

²⁴⁶. Como se puede ver en la figura siguiente, las ventas al MRS superaron históricamente las ventas al segmento distribuidores, en los primeros tres años de análisis la brecha fue del orden de 20%, posteriormente se amplió la brecha luego de la revisión tarifaria de 2008. A partir del año 2012, se revierte la situación y las ventas de generadores a distribuidores a través de contratos supera a las otras ventas internas²⁵ (principalmente en el MRS). En lo referente a las exportaciones, sólo se registran saldos marginales entre el año 2005 y el 2014.

²⁵ Incluye a las inyecciones al mercado spot y pérdidas de transmisión.

Figura 21. Ventas de generadores (GWh)



Fuente: Elaboración propia sobre la base de información provista por los operadores

Recuadro 3. Esquema de comercialización de la energía en El Salvador

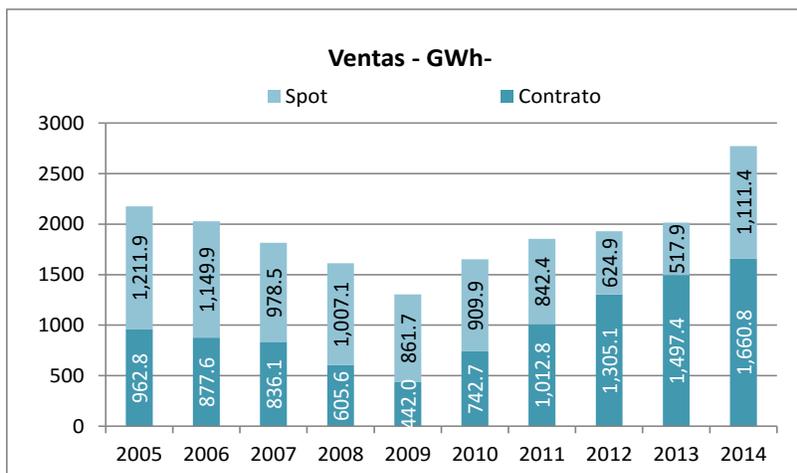
En El Salvador existen tres modalidades de comercialización de energía diferenciadas:

- Comercialización en el Mercado Regulador del Sistema (SPOT): se trata de operaciones de corto plazo desarrolladas con fines de liquidar posiciones y cerrar desbalances. El precio de dichas operaciones es variable y depende de factores propios del sector, tales como: demanda nacional, tasas de indisponibilidad, potencias máximas de cada central, entre otros. El precio lo define la unidad marginal hora a hora, con base en los costos variables asociados a los combustibles y a la remuneración de pago por potencia.
- Contratos bilaterales: se trata de acuerdos específicos entre agentes privados (Generador y distribuidor/comercializador).
- Contratos de largo plazo: son públicos y se adjudican mediante procesos de libre competencia que cumplan con los parámetros y procedimientos establecidos por la SIGET. Las distribuidoras tendrán la obligatoriedad de suscribir contratos de largo plazo, tomando en cuenta los porcentajes mínimos de contratación establecidos. Este tipo de contratos entraron efectivamente en vigencia a partir del 1 de Agosto de 2011. La duración máxima establecida es hasta 20 años.

²⁴⁷. Otro punto relevante para analizar es la división entre ventas por contrato y en el MRS. La

Figura 22 muestra que hasta el 2010 las ventas de energía en el spot superaron a las ventas por contratos. Sin embargo, en los últimos años, y fruto de las nuevas exigencias regulatorias, las ventas en el mercado de contrato ganaron participación y superaron a las ventas spot.

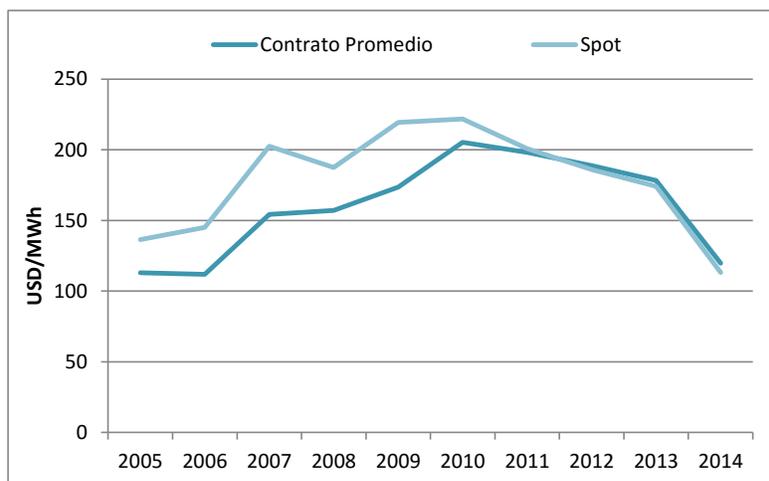
Figura 22. Ventas Spot vs Contrato



Fuente: Elaboración propia sobre la base de información provista por los operadores

248. Otro aspecto de interés a evaluar es el precio implícito de la energía, tanto en el mercado spot como en el mercado de contratos. La figura siguiente expone la evolución de los precios implícitos de la energía. Un punto a destacar es que dichos precios fueron determinados a partir del cociente entre las ventas en dólares y las unidades físicas vendidas (MWh).

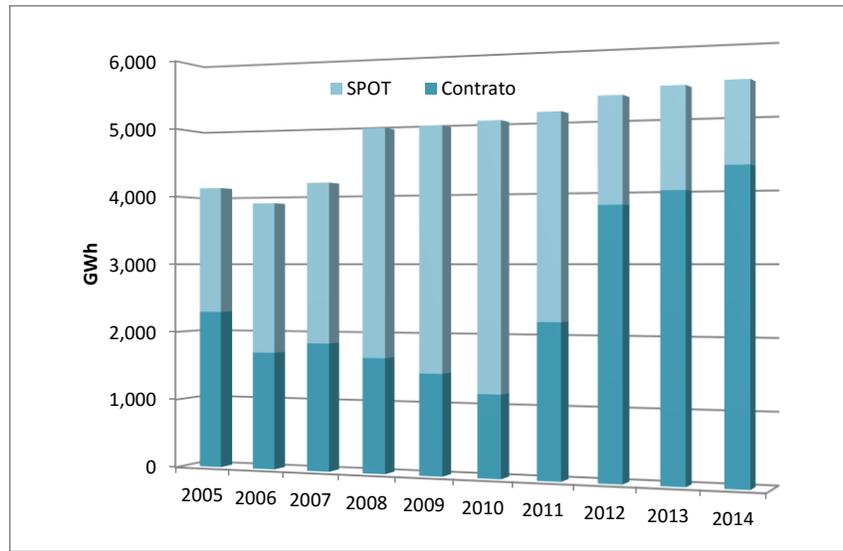
Figura 23. Precio implícito de la energía



Fuente: Elaboración propia sobre la base de información provista por los operadores

249. Una forma alternativa de analizar la vinculación contractual entre los diferentes agentes es a través del porcentaje de compra de energía con contrato por parte de las distribuidoras. Esta información se presenta en la siguiente figura.

Figura 24. Compras de energía de las distribuidoras



Fuente: Elaboración propia sobre la base de información provista por los operadores

250. A partir de las modificaciones regulatorias del año 2012, se puede ver una marcada tendencia hacia la compra en el mercado de contratos.
251. Finalmente, la siguiente tabla resume la participación de la compra por contratos para cada uno de los grupos económicos: resulta llamativo que las entrantes compran prácticamente toda su demanda en el mercado contractual²⁶.

Tabla 31. Porcentaje de compra de energía por contrato según grupo económico

Distribuidora	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
AES	54%	41%	42%	28%	25%	19%	38%	66%	77%	80%
EPM	62%	52%	51%	49%	45%	37%	58%	87%	65%	77%
Entrantes				91%	12%	31%	35%	74%	91%	93%
Total Contrato	56%	44%	44%	33%	29%	24%	43%	72%	74%	79%

Fuente: Elaboración propia sobre la base de información provista por los operadores

²⁶ La información utilizada corresponde a los datos de los 8 principales agentes.

ii. *El negocio de la comercialización*

- ²⁵². El análisis de la infraestructura de distribución es de particular relevancia ya que permite inferir cuál es la contribución de los activos hundidos en el servicio para la generación de los ingresos. Sin embargo, esta situación no es directamente aplicable a la actividad de comercialización, ello debido a que dicha actividad no requiere un activo esencial de red para prestar el servicio.
- ²⁵³. Es por ello que una forma de caracterizar la actividad podría ser a través de la escala del negocio y la participación de las distintas firmas comercializadoras en alguna variable representativa de la misma, por ejemplo el volumen total de energía comercializada.
- ²⁵⁴. Una dificultad adicional presente en la actividad de comercialización es el hecho de que muchas comercializadoras presentan un comportamiento errático. Algunos años registran valores significativos de participación en el mercado y en otros años es prácticamente insignificante. Esta volatilidad resulta más evidente para las variables físicas (ventas/compras de energía) que lo que es para las variables contables (ingresos netos de la actividad)²⁷.
- ²⁵⁵. De acuerdo al análisis realizado, la participación de dos empresas constituye un valor cercano a la mitad del ingreso neto total de la actividad. Por otra parte, las empresas más pequeñas dedicadas a la comercialización presentan un comportamiento inestable en el tiempo, pues la fracción del ingreso asignado a dicho conjunto de empresas es marcadamente fluctuante en todo el período de análisis.

²⁷ Debido a la falta de información consistente referida a indicadores físicos de la actividad se analizó la información contable de los ingresos netos de la actividad. Si bien dicha información está incorporando un efecto precio, los ingresos propios de la actividad son una proxy de la estructura y composición del mercado.

IV. Definición de los mercados relevantes de productos y geográficos

A. Aspectos generales

- ^{256.} Para empezar corresponde definir qué se entiende por “mercado relevante”. Jiménez y Cañizares (2005) entienden que “el mercado relevante comprende todos aquellos bienes o servicios considerados sustitutivos desde el punto de vista de la demanda y bajo determinadas circunstancias, el mercado podría ampliarse atendiendo a consideraciones de sustituibilidad desde el punto de vista de la oferta”.
- ^{257.} Esta visión es compartida por la Comisión de Regulación de Energía de Irlanda (CER, 2009) para analizar el mercado minorista de ese país.
- ^{258.} Sin embargo, y como bien señala la Autoridad de la Competencia de Irlanda (*The Competition Authority*, 2010) en su contribución al documento puesto en consulta pública por el regulador (CER, 2009), es importante tener en cuenta que “hay una distinción entre el concepto de mercado relevante usado por la agencia de competencia para el propósito de análisis del grado de competencia y evaluación de fusiones y el que es usado por el regulador con el propósito de regulación ex ante”²⁸.
- ^{259.} En relación a la posibilidad de sustitución del bien o servicio, es claro que la energía eléctrica cuenta con escasas posibilidades de sustitución, especialmente para el uso de iluminación. Con el estado actual de la tecnología, los tiempos y costos para la sustitución del servicio de energía eléctrica por algún *commodity* alternativo son extensos y onerosos, razón por la cual no se considera factible la competencia a través de otro producto.
- ^{260.} Sin embargo, hay que considerar que el objeto de la transacción no es el *commodity* electricidad, sino el servicio de distribución y comercialización de energía eléctrica. Así, resulta que, en principio, los consumidores de mediana y gran demanda y aquellos consumidores que aún englobados como pequeña demanda presenten consumos altos para los estándares de una familia, tendrían la posibilidad de elegir entre diferentes comercializadores,

²⁸ Traducción libre por el consultor.

situación que no afectaría la actividad de distribución de las empresas incumbentes ya que no se puede prescindir de la red para transportar la energía, por lo que los agentes podrían continuar percibiendo el cargo de distribución. Sin embargo, al no existir exclusividad territorial puede darse (y de hecho ya se ha verificado) la entrada de nuevos competidores que abastecen ciertos clientes dentro de la zona de cobertura de las incumbentes.

Recuadro 4. Criterios normativos para la definición de mercado relevante en El Salvador

La Ley de Competencia de El Salvador, en su artículo 28 establece, en lo fundamental, que para la determinación del mercado relevante deberán considerarse los siguientes criterios:

- a) Las posibilidades de sustituir el bien o servicio de que se trate por otros;
- b) Los costos de distribución del bien mismo; de sus insumos relevantes; de sus complementos y de sustitutos;
- c) Los costos y probabilidades que tienen los usuarios o consumidores para acudir a otros mercados; y
- d) Las restricciones normativas que limiten el acceso de consumidores a fuentes de abastecimiento alternativas, o el acceso de los proveedores a clientes alternativos.

Además de los criterios antes señalados, el artículo 15 del Reglamento de la Ley de Competencia agrega dos elementos más para la determinación del mercado relevante:

- a) La existencia de oferentes en otros mercados que, sin ser productores del bien o servicio del mercado relevante, puedan empezar a producirlo sin costos significativos y en un corto plazo;
- b) La disponibilidad en el corto plazo de contar con productos sustitutos como consecuencia de la innovación tecnológica;

²⁶¹. Con relación a los costos del servicio, también es conocido que la distribución de energía eléctrica se debe hacer con dos insumos relevantes: infraestructura física de redes (Capex) e insumos para su operación y mantenimiento (Opex). Si bien hay sustitución entre esos dos insumos, no es posible, con el estado de la tecnología actual, distribuir energía eléctrica de forma inalámbrica, por lo que necesariamente el proveedor debe llegar hasta el consumidor. Es sabido que sí se puede comprar la energía en el mercado mayorista y transportarla por las redes, pero eso no afecta al negocio de la distribución propiamente dicha; o sea, para llegar al

consumidor final, y más allá de la competencia que puede existir aguas arriba, es necesario usar las redes del distribuidor. En suma, las distribuidoras no se verán amenazadas por la opción de ciertos clientes de cambiar de generador o de comercializador.

- ^{262.} En cuanto a la posibilidad del consumidor de acudir a otros mercados, debe advertirse que las propias características de la red física de la actividad limitan el desplazamiento de la demanda para sustituir el proveedor, siendo este quien transporta y suministra la energía hasta la puerta del cliente. La imposibilidad de los usuarios de acudir a otros mercados se aplica tanto a productos sustitutos, como sería el caso de la generación para consumo propio por la cual sería dispensable conectarse a una red de distribución (por ejemplo, energía solar) pues la inversión requerida es altamente significativa en relación a la capacidad de generación, como al mismo producto pero de otras regiones, dado que se encuentran hundidas las inversiones en red de las empresas incumbentes.
- ^{263.} Además, no se considera factible, al menos en el corto plazo, que el desarrollo tecnológico amplíe las posibilidades de sustitución, situación que se dio particularmente en la industria de las telecomunicaciones, dado el estado actual del arte de la industria de energía eléctrica. Sin embargo, como se señaló, la no exclusividad territorial habilita la posibilidad de que se desarrollen líneas paralelas para abastecer ciertas categorías de usuarios, lo que constituye un caso de sustitución de la oferta.

Recuadro 5. Metodologías para determinar mercados relevantes

Para determinar el mercado relevante la comunidad Europea utiliza el Test del Monopolista Hipotético. Este test considera un oferente de un producto en un área determinada y plantear o modelar, incrementos iterativos de precios, posteriormente se van agregando los productos y áreas geográficas hasta que se tiene un conjunto de bienes y áreas en los que el monopolista puede incrementar los precios sin amenazas de pérdidas de clientes o ventas.

Como métodos alternativos al test de Monopolista Hipotético, existen una serie de pruebas para inferir el grado de poder monopólico de una industria. Estas pruebas son:

- *Análisis de los antecedentes competitivos de las empresas:* una práctica habitual consiste en acudir a algún precedente de la propia jurisdicción o de otra, como puede ser el caso de cierta jurisprudencia, informes técnicos, entre otros.

- *Evidencia cualitativa:* consiste en realizar un análisis conceptual de las condiciones técnicas y regulatorias del producto, para determinar la posibilidad de sustitución.
- *Encuestas y Estudios de Mercado:* mediante encuestas o sondeos de opinión con los consumidores se procura determinar la posibilidad de sustitución entre diferentes productos o servicios.
- *Análisis de Correlación entre los precios de diferentes bienes posibles sustitutos:* a través de técnicas estadísticas se analiza la vinculación entre los precios de bienes potencialmente sustitutos; si la correlación es alta y positiva, es decir conforme se incrementa el precio del bien X se incrementa también el precio del bien Y se tiene un indicio que dichos bienes pueden ser sustitutos.
- *Análisis de Cointegración:* estos análisis se sustentan en técnicas econométricas que permiten inferir si existe una relación estable de largo plazo entre los precios de dos productos o servicios que se consideran sustitutos.
- *Cálculo de elasticidades propias y cruzadas:* la elasticidad cruzada mide la reacción en la demanda de un determinado producto X ante modificaciones en los precios de un producto Y. En este sentido, si la elasticidad cruzada es positiva los bienes analizados son sustitutos. En la medida que el grado sustitución sea elevado se puede inferir que dos productos pertenecen al mismo mercado; consecuentemente, ningún oferente tendrá margen suficiente como para incrementar significativamente los precios de su producto.

Las metodologías expuestas están basadas en la premisa de que el monopolista puede modificar los precios, por lo que los mismos no son aplicables a los servicios públicos con regulación tarifaria.

B. Mercado relevante

^{264.} En el caso de El Salvador, se considera razonable definir como mercados posibles de amenazas de nuevos entrantes a los correspondientes a la Gran Demanda, por un lado, y a la Mediana y Pequeña Demanda. Esto en virtud de que las empresas entrantes focalizaron su actividad mayoritariamente en el abastecimiento a clientes definidos como de media o gran demanda o aquellos consumidores residenciales que, aun siendo englobados dentro de la pequeña demanda, presentan altos consumos.

^{265.} En términos regulatorios, art. 7 de los Términos y Condiciones Generales al Consumidor Final del Pliego Tarifario, se considera gran demanda a aquellos consumidores con demanda máxima de potencia por encima de los 50 kW. La mediana demanda incluye a aquellos usuarios con demandas máximas entre 10 kW y 50 kW. Mientras la pequeña demanda es aquella cuyas

demandas máximas de potencia son iguales o menores de 10 kW. La gran y mediana demanda tienen medición de potencia, mientras que la Pequeña Demanda sólo registra consumos de energía. Cabe destacar que los suministros al sector residencial aún con demandas de potencia superiores a 10kW serán clasificadas, para efectos tarifarios, como tarifa residencial (baja tensión, pequeña demanda).

- ^{266.} La gran demanda presenta en El Salvador una demanda promedio en el orden de 140 kW de potencia, mientras que la mediana demanda se ubica en torno a 20 kW. Los consumidores de mediana demanda poseen un perfil similar al de los consumidores englobados como pequeña demanda. En ese sentido, la mediana y pequeña demanda presentan, para los distribuidores, costos diferentes y, por ende, márgenes de ganancia diferentes, a la gran demanda.
- ^{267.} Los consumidores residenciales con altos consumos arrojan costos de distribución similares a la mediana demanda, especialmente, cuando pueden ser agrupados en “urbanizaciones”. Con relación a los restantes consumidores residenciales, los mismos forman parte de un mismo mercado relevante. En particular, CER (2009) acepta que los consumidores residenciales con consumos menores a 2000 kWh/año no tienen incentivos para cambiar de proveedor, por lo que existe poco estímulo a la competencia en ese segmento. No obstante ello, y a los efectos de análisis regulatorio, fueron incluidos en un único mercado relevante del sector residencial, el cual incluyen aquellos consumidores residenciales que sí tiene incentivos para cambiar de proveedor, pues, de cualquier forma, su estímulo de cambiar es significativamente menor que el de la gran demanda. En este informe, y con el mismo sentido de practicidad, se sugiere incluirlos dentro del mercado de la mediana y pequeña demanda.
- ^{268.} Justamente, la pequeña demanda residencial en El Salvador no parece ofrecer márgenes que permitan desafiar a los incumbentes, pues el cambio de distribuidor implicaría, para este tipo de demanda, altos de costos de transacción y poco margen para tener una menor tarifa.
- ^{269.} Por tanto, el análisis realizado en el Estudio derivó en el establecimiento de dos mercados relevantes de producto:
- a) Servicio de distribución y comercialización de energía eléctrica para la gran demanda. Por su volumen de consumo, poseen mayores incentivos y posibilidades (técnicas y legales) para la sustitución, ya sea de proveedor o mediante la conexión al sistema de

transmisión.

- b) Servicio de distribución y comercialización de energía eléctrica para la mediana y pequeña demanda. La agregación considera que segmentos residenciales (pequeña demanda) exhiben niveles de consumo similares a los categorizados como mediana demanda y, por tanto, presentan costos de transacción análogos a cambiar de proveedor y representan costos de distribución semejantes para las empresas oferentes. Estos usuarios tendrían altos de costos de transacción al cambiar de proveedor y poco margen para tener una menor tarifa, por tanto representan un mercado cautivo, menos sensible a las variaciones de precios.

²⁷⁰. El mercado relevante geográfico se definió nacional, dada la inexistencia de zonas concesionadas para los distribuidores y la rivalidad potencial entre los mismos operadores (incluso, de los incumbentes).

²⁷¹. Otra interpretación podría ser considerar como mercados relevantes las áreas de influencia de cada incumbente. En el caso de El Salvador, es sabido que los incumbentes no han ingresado en el área de influencia del otro incumbente, como sucede en otras partes del mundo, convirtiendo de hecho el área de influencia en exclusividad regional. Sin embargo, se considera conveniente mantener el análisis desde la óptica nacional, pues existe la amenaza potencial del ingreso de cualquier operador (incumbentes o entrantes) en cualquier área.

V. Análisis de concentración y dominancia del mercado

- ^{272.} Los factores que afectan el poder de mercado son ampliamente conocidos: número de jugadores en el mercado relevante, la elasticidad de la demanda, la posibilidad de diferenciar el producto o servicio, la existencia de productos o servicios sustitutos (la elasticidad de la oferta) y la existencia de barreras a la entrada.
- ^{273.} Los análisis de concentración, dominancia, poder de mercado, grado de colusión, etc., no resultan de aplicación para los casos de servicios públicos regulados. Dichos análisis, que se encuadran dentro de la rama de la Organización Industrial, tienen como principal premisa que las empresas detentan cierto grado de poder para influir en la determinación de precios y adicionalmente que las acciones de dichas empresas pueden repercutir en el resultado de otras empresas. En el caso de los servicios públicos regulados, las tarifas son determinadas por la autoridad regulatoria y las empresas no tienen libertad de modificar discrecionalmente dicha tarifa. Sin embargo, en esta ocasión, los indicadores resultan útiles para conocer los cambios en la estructura en el mercado.
- ^{274.} En lo referente a la definición de productos del segmento de distribución, merece destacarse que la forma tradicional de determinar los índices de concentración es a través de la participación de las distintas empresas en el mercado total, que para el caso de la distribución de energía eléctrica dicho mercado es la energía distribuida.
- ^{275.} En las tablas siguientes, se presenta la participación de las empresas de las distintas distribuidoras en los mercados relevantes definidos. Como es conocido, la distribución de energía eléctrica presenta indicadores de concentración elevados tanto a nivel de empresas como de grupo económico, situación que condice con las características de monopolio natural de la industria.
- ^{276.} La Tabla 32 muestra que la participación de las empresas entrantes en el mercado de la energía facturada²⁹ ha logrado capturar casi el 4% del mercado de la gran demanda, siendo el Grupo

²⁹ Se considera la energía facturada, en lugar de otras variables como puede ser el número de clientes, porque es justamente la facturación de la energía servida lo que produce ingresos a las empresas. El número de clientes, por otro lado, es una variable relevante para estimar los costos eficientes de las empresas, pues es la principal variable

AES el que ha sufrido el mayor impacto, que en 10 años ha pasado de tener casi el 73% de ese mercado al 64% del mismo.

Tabla 32. Participación por empresas en el mercado de la gran demanda (energía facturada)

Empresa	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
AES	72.6%	71.5%	72.2%	71.5%	70.5%	72.5%	71.3%	67.9%	63.7%	63.8%
CAESS	49.6%	48.7%	48.1%	48.1%	48.0%	49.7%	48.1%	46.3%	43.6%	43.6%
AES-CLESA	18.2%	17.8%	18.5%	17.5%	16.8%	17.0%	17.4%	15.9%	14.7%	14.7%
EEO	4.0%	4.2%	4.9%	5.2%	5.0%	5.1%	5.1%	4.9%	4.7%	4.8%
DEUSEM	0.7%	0.7%	0.7%	0.6%	0.6%	0.7%	0.7%	0.7%	0.7%	0.7%
EPM	27.4%	28.5%	27.7%	28.2%	27.2%	25.9%	26.6%	29.0%	32.6%	32.2%
DELSUR	27.4%	28.5%	27.7%	28.2%	27.2%	25.9%	26.6%	29.0%	32.6%	32.2%
Sin Grupo	0.0%	0.0%	0.0%	0.3%	2.3%	1.6%	2.1%	3.1%	3.7%	3.9%
EDESAL	0.0%	0.0%	0.0%	0.3%	1.4%	0.9%	0.9%	1.8%	2.4%	2.7%
B&D	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.9%	0.7%	1.2%	1.3%	1.2%	1.2%
ABRUZZO	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%

Fuente: Elaboración propia con base en los Boletines Estadísticos publicados anualmente por la SIGET

277. A diferencia de la gran demanda, en el mercado de la mediana y pequeña demanda, el peso de las empresas entrantes no supera el 1%, mostrando así que el mercado más apetecible para ellas es el mercado de los consumidores de mayor demanda. Es importante destacar, dentro de las empresas entrantes, que no todas tienen el mismo perfil comercial: por ejemplo, Abruzzo no tiene participación en el mercado de la gran demanda, enfocándose en el mercado de la mediana-pequeña demanda, mientras que B&D solo tienen participación en la gran demanda.

Tabla 33. Participación por empresas en el mercado de la mediana y pequeña demanda (% energía facturada)

Empresa	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
AES	77.2%	76.9%	76.5%	76.3%	76.0%	75.8%	75.7%	75.6%	75.5%	75.2%
CAESS	41.6%	41.2%	40.8%	40.4%	39.9%	39.4%	38.9%	38.7%	38.4%	38.1%
AES-CLESA	17.6%	17.5%	17.5%	17.6%	17.7%	17.9%	18.2%	18.2%	18.3%	18.5%
EEO	14.4%	14.5%	14.5%	14.6%	14.7%	14.7%	14.8%	14.8%	14.9%	14.7%
DEUSEM	3.5%	3.6%	3.6%	3.7%	3.7%	3.8%	3.8%	3.9%	3.9%	3.9%
EPM	22.8%	23.1%	23.3%	23.4%	23.6%	23.6%	23.8%	23.8%	23.9%	24.0%
DELSUR	22.8%	23.1%	23.3%	23.4%	23.6%	23.6%	23.8%	23.8%	23.9%	24.0%
Sin Grupo	0.0%	0.0%	0.2%	0.3%	0.4%	0.5%	0.6%	0.6%	0.6%	0.7%
EDESAL	0.0%	0.0%	0.2%	0.3%	0.4%	0.4%	0.5%	0.5%	0.6%	0.6%
B&D	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
ABRUZZO	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.1%	0.1%	0.1%	0.1%	0.1%

Fuente: Elaboración propia con base a los Boletines Estadísticos publicados anualmente por la SIGET

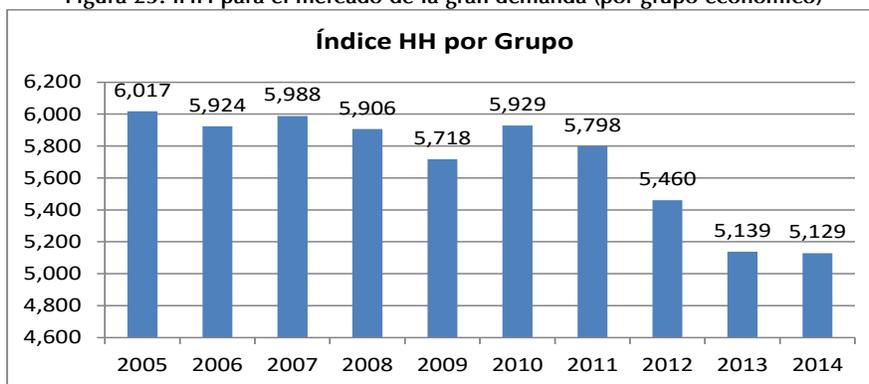
278. Existen diferentes medidas del grado de poder concentración de una industria, una de las más

inductora de costos (*cost driver*); lo mismo aplica para la extensión de la red.

utilizadas es la conocida como Índice de Herfindahl-Hirschmann (HHI), que calcula el grado de concentración de una industria en función de la suma del cuadrado de las participaciones de cada firma en el total del mercado. El HHI calculado sobre la base de las participaciones de los grupos económicos en el volumen de energía entregado a usuarios de gran demanda y mediana-pequeña demanda es presentado en las siguientes figuras.

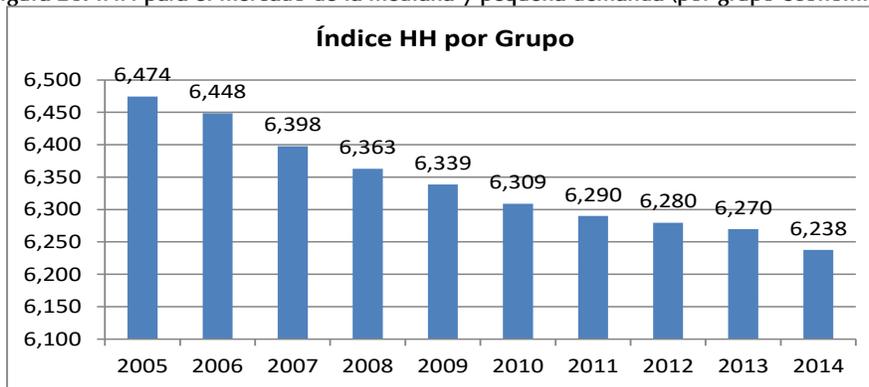
279. Del análisis de la evolución temporal del índice se aprecia una tendencia levemente decreciente en el nivel de concentración: para el mercado de la gran demanda el grado de concentración ha disminuido debido al ingreso de las empresas entrantes, pasando de poco más de 6000 en el año 2005 a 5129 en el año 2014 (14%), mientras que para el mercado de la mediana-pequeña demanda la reducción ha sido marginal (3%), pasando de 6474 a 6238, respectivamente.

Figura 25. IHH para el mercado de la gran demanda (por grupo económico)



Fuente: Elaboración propia sobre la base de información provista por los operadores

Figura 26. IHH para el mercado de la mediana-y pequeña demanda (por grupo económico)



Fuente: Elaboración propia sobre la base de información provista por los operadores

280. Por otra parte, cabe destacar que el HHI solamente presenta una escala ordinal del grado de concentración de un mercado, en el sentido de que permite evaluar la evolución de dicha

concentración mediante la comparación de dos o más años de análisis, o bien efectuar comparaciones entre dos mercados separados en un mismo momento del tiempo. Sin embargo, el valor en sí mismo del HHI para un mercado, en un único período de tiempo no permite caracterizar adecuadamente la estructura del mercado. No obstante ello, se presentan algunos umbrales o valores referenciales para cada tipo de estructura de mercado. Así, por ejemplo, es generalmente aceptado que valores de HHI menores a 1.500, no representan una concentración significativa, en tanto que valores superiores a 2.500 sí lo hacen³⁰. Comparando los valores obtenidos del HHI con los valores referenciales se puede inferir que el segmento de Distribución presenta una situación bastante alejada de la competencia.

³⁰ <http://www.justice.gov/atr/public/guidelines/hmg-2010.html>

VI. Situación regulatoria de la industria

A. Aspectos generales

- ^{281.} En 1996 se aprobó la Ley General de Electricidad (LGE)³¹ que, junto con la posterior adopción de su reglamento³², consolida el proceso de reestructuración del sector, disminuyendo la participación del Estado en los diferentes segmentos de la industria, promoviendo la inversión privada y habilitando la competencia en la generación, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica.
- ^{282.} La LGE regula los diferentes segmentos de la industria de la energía eléctrica, así como a los agentes que las desarrollan, estableciendo a la SIGET como regulador sectorial. Además de las funciones propias de regulación, en los arts. 3, lit. a) y c) y 112-E de la Ley, también se le faculta para velar por la defensa de la competencia.
- ^{283.} En correspondencia con la LGE, la Ley de creación de la SIGET³³ le otorga facultades para aplicar el régimen jurídico del sector eléctrico, aprobar las tarifas a que se refieren las leyes de electricidad, dictar normas y estándares técnicos del sector y dirimir los conflictos entre los diferentes operadores que intervienen en este mercado, entre otras.
- ^{284.} La actividad de la distribución tiene por finalidad principal la entrega de energía eléctrica en redes de bajo voltaje, art. 4, lit. e), de la LGE. De acuerdo a la Ley, la aplicación de la regulación sectorial debe fomentar el acceso al suministro de energía eléctrica para todos los sectores de la población.
- ^{285.} El art. 2 de la LGE pregona el desarrollo de un mercado competitivo, sin discriminación alguna, en las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica. Éste es un punto clave, ya que para los segmentos de transmisión y

³¹ La reestructuración del sector eléctrico inicia con el Plan de Gestión Integral del Servicio Público de Distribución de Energía Eléctrica, que adopta el modelo de Competencia Minorista. Como punto de partida se decretó la Ley General de Electricidad. Decreto Legislativo No. 843, del 10 de octubre de 1996, publicado en el D.O. No 201, tomo 333, del 25 de octubre de 1996.

³² Decreto Ejecutivo No. 70, fecha 25 de julio de 1997, publicado en el D.O. No. 138, Tomo 336, del 25 de julio de 1997.

³³ Decreto Legislativo No. 808 del 12 de septiembre de 1996, Diario Oficial No. 189, Tomo 333. del 9 de octubre de 1996.

distribución la competencia dentro del mercado no siempre es posible y, aun siendo posible, no siempre es deseable, ya que la opinión dominante en la literatura es que se tratan de monopolios naturales. La rivalidad empresarial en las actividades de transmisión y distribución debería, por las características de esas actividades, enfocarse en promover la competencia “por el mercado” y no “dentro del mercado”.

- ²⁸⁶. Al contrario que en la mayoría de países donde la introducción de la competencia se acompaña con límites a la integración vertical, El Salvador autoriza que un mismo operador desarrolle actividades en otro segmento del sector, siempre que establezca una contabilidad separada, art. 8 de la Ley. La experiencia internacional muestra que la separación contable si bien es condición necesaria para desarrollar las áreas potencialmente competitivas de un mercado, no es suficiente, por lo que suele prohibirse.
- ²⁸⁷. La generación corresponde a la producción de energía eléctrica mediante la transformación de alguna clase de energía primaria. Los generadores venden la energía eléctrica en un mercado mayorista³⁴. De acuerdo con el art. 51 de la LGE, el mercado mayorista se organiza a través de un mercado de contratos y un mercado regulador del sistema o “MRS”³⁵. El mercado mayorista dispone la venta libre de energía eléctrica a través de contratos, pero requiere de transacciones al contado utilizadas para cubrir las puntas de demanda, los incumplimientos o simples desajustes en el mercado. La Unidad de Transacciones (UT) debe operar el mercado mayorista de energía eléctrica y el sistema de transmisión.
- ²⁸⁸. La LGE regula las actividades de transporte de energía eléctrica: por una parte, la transmisión, que se refiere al transporte de energía eléctrica en redes de alto voltaje; y por otra, la distribución, que se refiere al transporte de energía eléctrica desde la red de alta tensión hasta los puntos de consumo de los usuarios finales, en redes de bajo voltaje³⁶. Transmisores y

³⁴ El mercado mayorista está diseñado como un mercado marginalista, donde las unidades marginales e inframarginales serán las despachadas en cada franja horaria, para inyectar efectivamente la energía demandada por las distribuidoras. Una vez descontados los compromisos contractuales de suministro, los generadores despachados en una franja horaria reciben un pago equivalente al costo marginal.

³⁵ Es un mercado spot, conocido como pool. En ese sentido, véase a Xavier Vives, El reto de la competencia en el sector eléctrico, IESE, Universidad de Navarra, 2006, [en línea], <http://blog.iese.edu/xvives/files/2012/01/OP-06-13-El-reto-de-la-competencia-en-el-sector-el%C3%A9ctrico.pdf>, [consulta: 30 de agosto de 2016].

³⁶ Se entiende que una red de transporte de electricidad es un conjunto integrado de equipos de transporte de energía eléctrica. Las redes de distribución transportan la energía eléctrica en baja tensión y, normalmente, se emplean para abastecer consumos domiciliarios y alguna parte de los industriales. Las redes de bajo voltaje comprende la media y

distribuidores constituyen operadores de las redes de transporte.

- ²⁸⁹. La comercialización de energía eléctrica es la compra de energía a otros operadores con el objeto de revenderla. Las transacciones comerciales pueden llevarse a cabo tanto en el mercado mayorista como en el mercado minorista, que es donde se suministra energía a los usuarios finales. Todo comercializador deberá tener acuerdos firmados con los propietarios de las redes de transmisión y distribución para transportar la energía eléctrica³⁷.

B. Regulación de segmento distribución

- ²⁹⁰. Si bien la literatura³⁸ y la experiencia internacional³⁹ reconocen a la distribución de energía eléctrica como un monopolio natural otorgándole por lo tanto exclusividad territorial a los operadores mediante concesiones, en El Salvador, la normativa sectorial no le otorga exclusividad territorial al distribuidor en las áreas de influencia donde opera, limitándose a conceder autorizaciones para operar mediante un registro administrativo de la SIGET (art. 7 de la LGE)⁴⁰. En coherencia, el art. 2 de la LGE establece como objetivo de la normativa el desarrollo de un mercado competitivo en la distribución.
- ²⁹¹. Estos rasgos característicos condicionan la formulación de reglas e instrumentos coherentes

baja tensión.

La media tensión se emplea para transportar tensiones medias desde las subestaciones hasta las subestaciones o bancos de transformadores de baja tensión, a partir de los cuales se suministra la corriente eléctrica a los usuarios finales. Se trata de tensiones entre 600 voltios y 115 kilovoltios.

La baja tensión se emplea para transportar la energía a la pequeña industria, el alumbrado público y los hogares. Se trata de tensiones menores a 600 voltios.

³⁷ El art. 75 de la LGE establece que “todo usuario final deberá contratar el servicio con un comercializador. Los contratos de suministro deben cumplir los términos y condiciones de los pliegos tarifarios elaborados por la SIGET”. El art. 76, por su parte, establece que “en los documentos de cobro por el suministro de energía eléctrica a usuarios finales deberán diferenciarse los cargos por el uso de la red de distribución, de los cargos por consumo de energía eléctrica”. Los dos artículos anteriores indican que las ventas a usuarios finales se realizan a través de distribuidores, los cuales actúan como distribuidores-comercializadores, a la vez que determinan cargos específicos para cada una de las actividades, de manera de minimizar la afectación de los ingresos.

³⁸ Al respecto, Joskow, P., Opus cit., págs. 1229-1340; Künneke, R., Electricity network: how “natural” is the monopoly? Utilities Policy 8; 1999; págs. 99-108; Salvanes, K y Tjøtta, Opus cit. págs. 669-685; y Saplacan, R., Opus cit. págs. 231-237.

³⁹ Como en el caso de Reino Unido, Noruega, Estados Unidos, España y Colombia.

⁴⁰ La prestación de los servicios de distribución de energía eléctrica se realiza mediante Autorización Administrativa. Adicionalmente se requiere de una inscripción en el Registro de Operadores de la SIGET, dicha inscripción debe ser actualizada anualmente.

con dicha premisa⁴¹ . Por ejemplo, las “Reglas especiales para el cálculo del cargo por uso de red a distribuidores que lo solicitan por primera vez”; así como la “Metodología de traslado de los precios ajustados de la energía a las tarifas de energía eléctrica de los usuarios finales”, que contiene disposiciones especiales para distribuidores nuevos que actúan como comercializadores⁴² ; y el “Procedimiento para el cálculo de los factores de forma de la demanda de las distribuidoras”, que establece una metodología particular aplicable a las distribuidoras sin demanda consolidada.

292. La regulación sectorial establece la obligatoriedad de los distribuidores y transmisores de permitir la interconexión a través del enlace de sus equipos y el uso de las redes para la transferencia de energía entre las instalaciones de otros operadores⁴³ , arts. 4, lit. h); 27 de la LGE ⁴⁴ y 56 de su reglamento. De tal forma, la interconexión se regula como un mecanismo que debe facilitar el transporte eficiente de energía en el sistema eléctrico. Las condiciones para la interconexión deben ser definidas por las partes, lo cual incluye el acuerdo sobre una contraprestación económica o peaje por el uso de una infraestructura ajena⁴⁵ . La interconexión

⁴¹ El punto más debatible de la LGE es no reconocer explícitamente la existencia de monopolios naturales en los negocios de transmisión y distribución de energía eléctrica, al no establecer áreas de exclusividad. Sin embargo, cabe destacar que esta regulación, en su formulación actual regula a los negocios de distribución y transmisión como monopolios naturales, pero al mismo tiempo le introduce la amenaza de la competencia en sus redes, lo que configura la existencia de objetivos incongruentes.

⁴² En el caso especial de las empresas distribuidoras que iniciaron operaciones en el año 2007 y 2008, a las cuales no es posible establecerles indicadores de referencia de costos eficientes con base en la revisión tarifaria quinquenal realizada en el año 2007, el cálculo de los costos de operación y mantenimiento de los cargos de distribución y comercialización se basa en los costos reales reportados por la empresa en el año base, los cuales serán ajustados por la SIGET de conformidad a criterios de eficiencia. La regla no recoge las mejores prácticas internacionales las cuales incorporan elementos de incentivos regulatorios, a la hora de determinar los costos eficientes. Los costos que se reconocen a dichas empresas devienen de sus propios costos reportados, a los cuales se les hacen algunos ajustes, pero que en esencia no se derivan de una referencia independiente.

⁴³ La interconexión no supone, en ningún caso, un mecanismo para introducir “competencia en redes”, sino un mecanismo para facilitar a operadores el acceso al sistema eléctrico, llevar a cabo transacciones entre ellos y transportar la energía eléctrica transada. Cabe advertir que la LGE y su reglamento no prevén expresamente la posibilidad de que un distribuidor ejerza la actividad de distribución en una determinada zona a partir de su conexión a la red de otro distribuidor.

⁴⁴ El art. 27 de la LGE establece que “Los transmisores y distribuidores estarán obligados a permitir la interconexión de sus instalaciones y la utilización de las mismas para el transporte de energía eléctrica, excepto cuando esto represente un peligro para la operación o seguridad del sistema, de instalaciones o de personas”. El legislador dejó claro que la interconexión y la utilización de las redes es para el transporte de energía, lo cual obliga a un adecuado desarrollo regulatorio del acceso a las redes de forma de evitar la desadaptación de activos.

⁴⁵ El art. 63 de la LGE establece que “en los contratos de transmisión y distribución se deberán diferenciar claramente los cargos a pagar por la construcción, ampliación, modificación o sustitución de las instalaciones necesarias para realizar la interconexión, de los cargos a pagar por el uso de las redes... los cargos por el uso de las redes deberán establecerse de conformidad con el método establecido por la SIGET”. La regla permite a los incumbentes establecer las condiciones y cargos de interconexión, a la vez que le garantiza un cargo por uso de red delineado bajo la metodología señalada por la SIGET.

sólo podrá denegarse cuando represente un peligro para la operación o seguridad del sistema, de instalaciones o de personas.

293. Los distribuidores están obligados a suscribir contratos de largo plazo a través del proceso de libre competencia, por un porcentaje mínimo de su demanda de potencia máxima y su energía asociada⁴⁶. Hasta el 31 de diciembre de 2017 el porcentaje mínimo será del 70% y, a partir del 1 de enero de 2018, será del 80%⁴⁷. Considerando que los precios de los contratos son fijos, aunque ajustables a la inflación bajo parámetros determinados, la medida contribuye a estabilizar los precios promedio de energía adquirida por los distribuidores y a introducir competencia en el mercado mayorista.
294. Las empresas distribuidoras actúan como comercializadores de último recurso. Los arts. 77-C de la LGE y 87 de su reglamento imponen a los distribuidores la obligación de atender a cualquier usuario final que le solicite el servicio, siempre y cuando éste se encuentre conectado a su red y cumpla con las condiciones establecidas en el pliego tarifario vigente, incluso deberá extenderla hasta 100 metros o a trasladar los costos al usuario, cuando exceda dicha distancia, con tal de cumplir con la obligación. La intervención de los distribuidores incumbentes al actuar como comercializadores en los territorios donde despliegan sus redes, les obliga a prestar el servicio a mercados que poseen una diversa densidad poblacional y un consumo heterogéneo. De ahí que, las distribuidoras incumbentes estén condicionadas a poseer una demanda heterogénea⁴⁸.

⁴⁶ Las empresas distribuidoras tienen la obligación de contratar un porcentaje de su demanda de potencia máxima y su energía asociada de sus clientes cautivos. Los contratos son a largo plazo, aprobados por la SIGET y se realizan a través de un proceso público mediante libre competencia.

⁴⁷ Decreto Ejecutivo No. 15, del 28 de enero de 2013, publicado en el Diario Oficial No. 18, Tomo 398, del 28 de enero de 2013.

⁴⁸ Los arts. 77-C de la LGE y 87 de su reglamento establecen que los distribuidores deben atender a cualquier usuario final que le solicite el servicio, siempre y cuando éste se encuentre conectado a su red. Además, deberá extender su red hasta 100 metros o a trasladar los costos al usuario, cuando exceda dicha distancia, para cumplir con dicha obligación.

En cambio, para los distribuidores entrantes, el Anexo 4, apartado 1.6, de las Normas para la determinación del cargo por el uso de las redes de distribución y de cargo de comercialización, establece que “el proyecto de distribución a realizar... deberá considerar la prestación del servicio a nuevos usuarios dentro de una o varias áreas geográficas determinadas y evidenciar una posibilidad elevada de que el mercado previsto tendrá una composición heterogénea de clientes en lo que se refiere al tipo de usuarios a atender... los clientes deberán de estar compuestos por diversos tipos de usuarios y la estructura sobre la cual se considera la heterogeneidad deberá guardar relación con la estructura de los usuarios de todo el país”. Este apartado tiene por objetivo minimizar el impacto del “descrime” del mercado obligando a los entrantes a tener una cartera de clientes balanceada y en armonía con el resto de la estructura de clientes del país. En ese sentido el apartado está bien fundado. Sin embargo, el apartado no precisa en términos cuantitativos cuál es la condición para que una cartera de clientes sea considerada con una

^{295.} A continuación, se desarrollarán los aspectos fundamentales de la remuneración de la actividad de la distribución.

i. Remuneración de la actividad

^{296.} La regulación sectorial de distribución determina a que la actividad no se retribuya vía precios formados competitivamente, sino por vía de tarifas aprobadas por la SIGET⁴⁹ .

^{297.} Por regla general, los distribuidores que actúen como comercializadores deben someter sus pliegos tarifarios, acompañados de un estudio y de la documentación que respalde su solicitud, a la revisión y aprobación de la SIGET⁵⁰ . Las tarifas de estos pliegos están compuestas por (i) los cargos de distribución, (ii) los cargos por energía y (iii) los cargos de comercialización. El resto de precios relacionados con los servicios de energía que no se encuentran explícitamente regulados deben ser fijados por acuerdo entre el distribuidor y terceros, arts. 9, inciso final, y 63 de la LGE.

^{298.} Respecto a la vigencia de los pliegos tarifarios, la LGE y su reglamento⁵¹ disponen que la aprobación de las tarifas es anual y pueden ser ajustados por inflación en los meses de abril, julio y octubre ⁵² . Sin embargo, el art. 4 de las “Normas para la determinación del cargo por el uso de las redes de distribución y de cargo de comercialización” establece, a su vez, una aprobación quinquenal. En la práctica, la aprobación quinquenal implica el cálculo de los

“composición heterogénea”.

⁴⁹ Cabe advertir que las “Normas para la Determinación de los Cargos por el Uso de las Redes de Distribución y del Cargo de Comercialización” formulan una metodología que determina cargos regulados de distribución y comercialización, que son parte de la tarifa final a usuarios que debe aplicar el distribuidor, donde los distribuidores son concebidos como operadores que prestan servicios de distribución y comercialización en forma integrada, y no como comercializadores independientes.

⁵⁰ Art. 90 del Reglamento de la LGE, y art. 4 de las Normas para la determinación del cargo por el uso de las redes de distribución y de cargo de comercialización, Acuerdo de SIGET N°587-E-2012, del 1° de agosto de 2012, publicado en el Diario Oficial N° 164, Tomo 396, del 5 de septiembre de 2012.

⁵¹ Arts. 78 de la LGE y 87 y 89 de su reglamento.

⁵² El ajuste se realiza de acuerdo a la tasa de inflación anual, siempre que exista una diferencia mayor al 10% del valor ajustado respecto al valor vigente.

Si bien la incorporación de cláusulas de ajuste con una periodicidad dada es una práctica habitual y correcta de la regulación tarifaria de industrias de red, a los fines de mantener el valor real de la tarifa, en el caso de El Salvador el ajuste de los cargos de distribución y comercialización está sujeto a la verificación de una cláusula gatillo, situación que puede generar un rezago regulatorio innecesario, que eventualmente puede afectar el equilibrio económico-financiero de las empresas reguladas.

cargos para cada empresa acorde a sus costos de un año base. Las tarifas aprobadas para el quinquenio se ajustan trimestralmente por inflación, lo cual coincide, en enero, con una aprobación anual.

- ²⁹⁹. Las actividades de distribución se remuneran a través del reconocimiento de los cargos por el uso de sus redes. De acuerdo al art. 67 de la LGE, los cargos reconocidos en las tarifas se determinan con base en el costo medio de prestar el servicio⁵³.
- ³⁰⁰. Estos cargos se obtienen dividiendo los costos totales de inversión, operación y mantenimiento de la red entre el consumo de sus usuarios⁵⁴. El costo de prestación del servicio se calcula, para cada empresa, considerando los valores correspondientes al año inmediatamente anterior al de su aprobación (año base del estudio). El costo total comprende los costos de inversión, que se obtienen mediante el cálculo del Costo de Capital (CCA) y los costos operativos, determinados por el Costo Total de Operación y Mantenimiento (CTOM). Por su parte, el consumo de los usuarios se estima a través de la Capacidad Total de Transferencia (CTT)⁵⁵ del subsistema correspondiente a cada nivel de tensión. Estos cargos son calculados en forma separada para las redes de Media Tensión (MT) y Baja Tensión (BT), y se expresan en dólares por kilovatio (kW) al mes.

Recuadro 6. Metodología para determinar los cargos de distribución

El anexo 4 de las “Normas para la determinación del cargo por el uso de las redes de distribución y de cargo de comercialización” desarrolla la metodología para el cálculo de los cargos de distribución a reconocer en las tarifas que los distribuidores cobran a los usuarios finales. Los costos de la actividad se separan en dos tipos: costo anual de capital (CCA) y costo total de operación y mantenimiento (CTOM).

Para calcular los primeros, se utiliza la anualidad del valor nuevo de reemplazo de una red de distribución eficiente dimensionada al mercado (art. 66 LGE). Este es un método de valuación de los activos fijos que se emplea como parámetro de retribución del capital. Se calcula mediante la determinación del valor anual

⁵³ De acuerdo al art. 67 de la LGE, estos costos corresponden a los costos medios de inversión, operación y mantenimiento de una red de distribución dimensionada y operada eficientemente.

⁵⁴ La regulación considera como denominador la capacidad de transformación para el año base, es decir la capacidad demandada por los usuarios en el año previo a la realización del estudio tarifario. El método de determinación de los cargos tarifarios es adherente con la práctica internacional.

⁵⁵ La Capacidad Total de Transferencia es la suma de las potencias máximas de los clientes de cada nivel de tensión.

correspondiente a un capital inicial dado por la base de activos (inversiones en activos fijos de la red de distribución y aquellos necesarios para prestar el servicio eléctrico), a una tasa de descuento (10%, art. 68 LGE) y un horizonte temporal determinado.

En el caso de los costos de operación y mantenimiento, las normas presentan una antinomia ya que, por una parte, indican que el costo total de operación y mantenimiento debe calcularse según los precios de mercado y, por otra parte, se establece que deben calculados con base en los costos de operar y mantener la red de distribución tomados de los registros contables de la empresa durante el año base. En la práctica se aplica esta última regla.

Para obtener los cargos de distribución, los costos son divididos por la Capacidad total de transferencia (CTT), que representa decir la capacidad demandada por los usuarios en el año previo a la realización del estudio tarifario. Los cargos, separados por nivel de tensión, se calculan mediante las siguientes expresiones:

$$CDistr_{MT} = \frac{(CCA_{MT} + CTOM_{MT})}{CTT_{BT} + CCT_{MT}}$$

$$CDistr_{BT} = \frac{(CCA_{BT} + CTOM_{BT})}{CTT_{BT}}$$

Si bien el método de cálculo establece las tarifas al nivel de los costos medios de la actividad, congruente con las características de monopolio natural, no está blindado para competencia por clientes. La potencial amenaza de que otras distribuidoras puedan captar a ciertos clientes (particularmente los de mediana o gran demanda) de las incumbentes, y con el esquema de ajuste de los desbalances en la compra de energía, aporta un factor de inestabilidad en los ingresos de las distribuidoras y un potencial efecto en la tarifa del resto de los usuarios.

Es decir, si algunos usuarios de gran demanda dejan de comprar a la distribuidora incumbente una vez que el cargo tarifario fue determinado con sus respectivas demandas de capacidad como denominador de la fórmula tarifaria, entonces la distribuidora pierde parte de la base de demanda de capacidad sobre la cual se aplican los cargos tarifarios. Consecuentemente, el incumbente puede ver afectado en forma significativa sus ingresos, y sus clientes verían elevados sus cargos de distribución. Un riesgo de demanda de este tipo podría estar captado en otros componentes regulatorios como la tasa WACC, pero en el caso de El Salvador la tasa está fija por Ley.

³⁰¹. En ese sentido, de acuerdo a la metodología tarifaria, los cargos de distribución resultantes

representan los costos medios de prestar el servicio de transporte de energía a usuarios finales. Esto significa que la tarifa promedia el costo de atender a todos los usuarios, aunque éstos individualmente impliquen costos diferentes para la distribuidora.

- ^{302.} Se advierte que, a diferencia de los operadores incumbentes, a los nuevos operadores que ingresen al mercado se les aplica un régimen especial, establecido en el Anexo 4 de las “Normas para la Determinación de los Cargos por el Uso de las Redes de Distribución y del Cargo de Comercialización”⁵⁶, donde se indica que los cargos se definirán conforme una proyección de su demanda esperada, las inversiones a efectuar y las áreas previstas de operación⁵⁷.

ii. Tratamiento del costo de la energía

- ^{303.} Los costos de la energía suministrada no constituyen parte del negocio de la distribución, por lo que únicamente se trasladan a las tarifas cobradas a los usuarios finales (*pass through*). La tarifa reconoce los cargos por energía eléctrica compuesta por una combinación de la energía adquirida en el mercado de contratos y en el MRS, de modo que suma el costo total de ambos mercados y se divide por la energía retirada del sistema, representando el costo medio⁵⁸.
- ^{304.} El costo de abastecimiento de energía eléctrica representa la mayor parte de la tarifa al consumidor final (aproximadamente 80%) y, por ende, del flujo de caja de la empresa. Para cumplir los compromisos de suministro, los distribuidores deben contratar los porcentajes mínimos de su demanda de potencia máxima y energía asociada, actualmente de 70%.
- ^{305.} Respecto de los precios pagados por la energía se presentan dos tipos de rezago en la recuperación, vía tarifa, del costo de adquisición. En primer lugar, en el mercado de contratos, los precios reconocidos en las tarifas que se cobran al usuario final corresponden a los pagos

⁵⁶ Aprobadas por la SIGET mediante Acuerdo No. 587-E-2012, de fecha 1 de agosto de 2012, publicado en el Diario Oficial Número 164, Tomo 396, del 5 de septiembre de 2012.

⁵⁷ Cabe advertir que, para el caso de redes muy pequeñas que abastecen clientes industriales localizados en las proximidades de nodos de interconexión con sistemas de transmisión, puede ocurrir que la tarifa o cargos correspondientes resulten menores que los de las empresas incumbentes. Esta situación, sumada al hecho de que no existe exclusividad territorial, es la que genera la potencial amenaza de duplicidad de red y de competencia dentro del mercado, con la consecuente afectación potencial de los ingresos de las empresas incumbentes e ineficiencias propias de la pérdida de escala para el sistema en su conjunto.

⁵⁸ Arts. 79, literales a) y b), de la LGE y 90, literal a), de su Reglamento.

que el distribuidor efectúa al generador por el suministro de la energía adquirida en el trimestre anterior. Las variaciones en el total pagado por el distribuidor de un trimestre a otro son recuperadas hasta que la tarifa los incorpore en el siguiente ajuste.

- ^{306.} En segundo lugar, en el MRS, el monto que paga el distribuidor no es recuperado en su totalidad sino hasta el trimestre posterior al de su compra. Esto debido a que el precio reconocido en la tarifa trimestral no es el precio real, sino un precio de referencia. De modo que para cada trimestre, los diferenciales entre los precios efectivamente pagados respecto del precio de referencia son financiados hasta el siguiente trimestre, en el cual se ajustan al ser expresamente reconocidos⁵⁹.

C. Regulación de segmento comercialización

- ^{307.} El Reglamento aplicable a las Actividades de Comercialización de Energía Eléctrica y sus posteriores reformas regulan el mercado de comercialización, y determinan los objetivos regulatorios buscados por las autoridades.
- ^{308.} La regulación salvadoreña promueve la competencia en la comercialización de energía eléctrica. Así, los usuarios finales podrán contratar el suministro de energía en forma total o parcial, con uno o varios comercializadores o con el distribuidor al que está conectado. El cambio de suministrante deberá comunicarse al comercializador por escrito, con treinta días de anticipación⁶⁰.
- ^{309.} Los usuarios finales podrán contratar el suministro en forma total o parcial, con uno o varios comercializadores o con el distribuidor al que estén conectados, debiendo tener un contrato para cada medidor. Asimismo, el cambio de medidor deberá ser cubierto por parte del usuario.

⁵⁹ Los ajustes del precio de la energía fueron definidos inicialmente como semestrales (12 de octubre y 12 de abril de cada año). Sin embargo en la actualización del RLGE realizada en julio de 2010 se incorpora el ajuste trimestral del costo de abastecimiento (Art. 90).

⁶⁰ Procedimiento para el cambio de suministrante de energía eléctrica por parte de un usuario final, aprobado por la SIGET mediante Acuerdo No. 207-E-2003, de fecha 20 de agosto de 2003. La fuga de clientes, en el marco de los ajustes tarifarios, favorece condiciones que pueden generar situaciones de desequilibrio financiero para las empresas, ya que al irse los clientes el ajuste en las tarifas por descalce financiero recaerá en los consumidores cautivos, o sea, los clientes que se “fugan” no se llevan la carga financiera que han generado.

- ³¹⁰. Todo comercializador debe poseer contratos de distribución para el transporte de la energía eléctrica que suministrará al usuario final⁶¹. Es responsabilidad del comercializador la facturación mediante un documento único, identificando por separado el cargo por energía del cargo por uso de la red, por lo cual, los montos recolectados por este último concepto deben remitirse al distribuidor. En esta forma el comercializador paga el peaje por el uso de la red de distribución.
- ³¹¹. Los cargos de comercialización incluyen los costos de atención al cliente, facturación y cobranza, los cuales están basados en los registros contables de los costos que enfrentó la empresa para atender su demanda durante el año inmediatamente anterior al de su cálculo (año base). Los cargos se calculan para los segmentos de (i) pequeña y mediana demanda y (ii) gran demanda⁶², y se obtienen dividiendo los Costos de Atención al Cliente (CoAC) entre el promedio anual de usuarios de cada segmento. Estos cargos se ajustan por inflación trimestralmente⁶³.

⁶¹ El art. 72 de la LGE establece que “los comercializadores deberán tener contratos de distribución con cada uno de los operadores de las redes que utilicen para el suministro de energía eléctrica. En los contratos de distribución se deberá establecer la forma en el que el comercializador pagará al distribuidor por la energía consumida por los usuarios, finales, en exceso de la contratada”. Este requisito cumple una doble función. En primer término es una herramienta para garantizar la provisión del servicio a los usuarios finales, de manera tal que, ante la posibilidad de cambio de comercializador existe la garantía que dicho comercializador debe mantener contratos con el distribuidor. Es decir, la voluntad implícita de la norma es que se reconozcan los costos de usar la red del distribuidor. Por otra parte, esta exigencia es una forma de garantizar que los distribuidores puedan aplicar el cargo por uso de la red o cargo de distribución ya sea directamente a los usuarios finales o a los comercializadores que actúan en representación de éstos. En la práctica no hay comercializadores minoristas que no sean distribuidores, por lo que el artículo en sentido estricto no aplica.

⁶² Se considera pequeña demanda a los servicios en los cuales la demanda máxima de potencia es menor a 10 kW. La mediana demanda comprende consumos entre 10 y 50 kW, mientras la gran demanda es considerada a partir de 50 kW. Cabe advertir que, de acuerdo al artículo 9 de los Términos y Condiciones Generales al Consumidor Final, “los servicios suministrados a casas o apartamentos destinados exclusivamente para uso residencial se clasificarán en la tarifa No. 1-R aun cuando tengan una demanda máxima de potencia mayor a 10 kW”.

⁶³ De acuerdo al art. 11 de las “Normas para la Determinación de los Cargos por el Uso de las Redes de Distribución y del Cargo de Comercialización”, el procedimiento para el cálculo de los cargos de comercialización es aplicable a los usuarios finales de las empresas distribuidoras que actúen como comercializadoras en el área geográfica donde se ubican sus redes. De tal forma, los cargos calculados a nivel global, serán utilizados para establecer el componente de cargos de comercialización que la Distribuidora presentará para aprobación de la SIGET. De acuerdo al sentido del artículo, la actividad de comercialización minorista correspondería ser desarrollada por los distribuidores incumbentes que tienen las redes necesarias para llegar hasta los usuarios finales.

VII. Problemática derivada del marco normativo vigente

- ³¹². A continuación se presentan los principales tipos de conflictos entre agentes del mercado salvadoreño y que guardan relación con la disfunción normativa:
- a) Adquisición de redes de distribución ubicadas en urbanizaciones (redes de terceros).
 - b) Construcción de líneas de distribución desde una subestación a través de un *by-pass* de la red existente.
 - c) Aumento de tarifas de largo plazo para los consumidores cautivos por “descreme” de mercado.
 - d) Desequilibrio económico-financiero de corto plazo para las empresas incumbentes.
 - e) “Descalce” en los contratos de largo plazo por fuga de clientes.

A. Adquisición de redes de distribución ubicadas en urbanizaciones

- ³¹³. Esta situación se genera como consecuencia de los alcances limitados de la regulación sobre los derechos de propiedad de las redes de las urbanizaciones y la incorporación de los costos de su adquisición en los cargos de distribución, agravado por la falta de exclusividad territorial en la distribución.
- ³¹⁴. El Anexo 4, apartado 1.6, de las “Normas para la Determinación de los Cargos por el Uso de las Redes de Distribución y del Cargo de Comercialización”, establece que “en caso que las instalaciones de distribución hayan sido construidas como parte de un proyecto urbanístico y que la sociedad constructora forme parte, directamente o a través de empresas controladas, de la entidad que solicita la aprobación para prestación de la actividad de distribución, no se le reconocerá como parte de la tarifa la remuneración sobre el capital conformado por los ABS de las instalaciones existentes a la fecha de solicitud de aprobación de los pliegos. Las instalaciones construidas con posterioridad a la solicitud de aprobación tendrán el tratamiento estándar definido en las Normas para la Determinación de los Cargos de Distribución y Comercialización referente al cálculo del costo anual de capital (CCA)”.
- ³¹⁵. Este apartado deja claro que no se debería reconocer en los cargos de distribución los costos correspondientes a las redes ubicadas en urbanizaciones cuando la empresa constructora y el distribuidor estén vinculados. No obstante, la regla deja espacio para que a terceros

distribuidores que compren esas instalaciones sí se les reconozcan los costos de adquisición.

³¹⁶. Los posibles efectos de la problemática están dados por la afectación de los ingresos de las empresas incumbentes, en la reducción del excedente del consumidor servido por el incumbente como consecuencia de los incrementos de tarifas necesarios por el traslado de usuarios, y por la ineficiencia incurrida por la incumbente debido a una reducción de la escala de operaciones.

³¹⁷. En su art. 77-C, la LGE contiene una herramienta para lograr dos objetivos importantes: la universalización del servicio y la eficiencia asignativa, es decir, que se reconozcan los costos eficientes que generan los usuarios a las empresas distribuidoras. En efecto, dicho artículo prevé que:

“El distribuidor estará obligado a expandir sus líneas de distribución hasta una distancia máxima de cien metros a fin de proporcionar el servicio eléctrico a los usuarios finales que lo soliciten. La extensión de las líneas de distribución hasta esta distancia será a costo del distribuidor, y solamente la conexión del servicio; es decir, acometida y medidor, será a costo de los usuarios finales.

En los casos en donde el punto de entrega esté ubicado a una distancia mayor que cien metros de las instalaciones del distribuidor, correrá por cuenta del usuario final la construcción de la infraestructura que exceda de dicha distancia y que sea necesaria para que éste accese al servicio de energía eléctrica. La mencionada infraestructura podrá ser desarrollada por el distribuidor, con cargo al usuario final, de conformidad a la normativa establecida por la SIGET.

El distribuidor deberá proporcionar al usuario final facilidades financieras para el pago de las extensiones de líneas de distribución solicitadas, cuando éstas corran por cuenta de dicho usuario final, así como para el pago de los costos de conexión y reconexión de los servicios eléctricos. En todo caso, el financiamiento deberá ser de hasta doce cuotas mensuales, iguales y sucesivas, sin intereses (Sic)”.

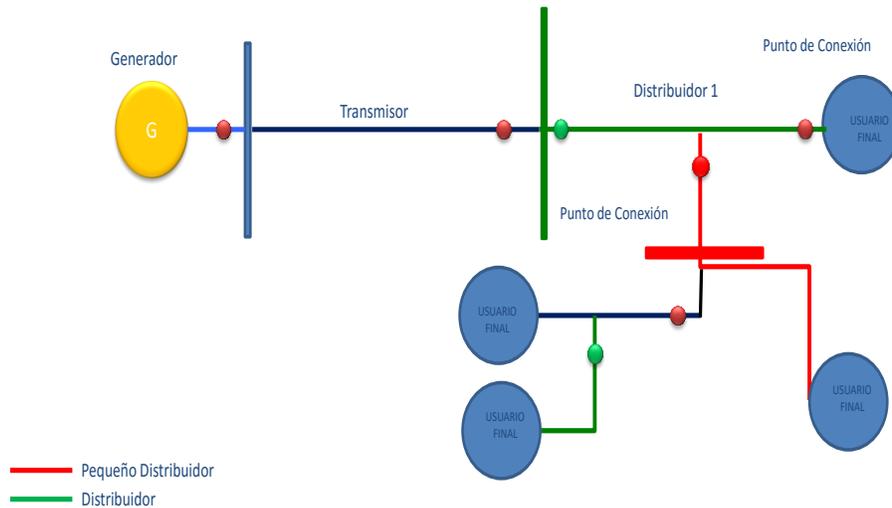
³¹⁸. Es decir, si hubiera exclusividad territorial, la aplicación de esta regla permitiría cumplir con los dos objetivos mencionados de política regulatoria. Sin embargo, al habilitar la rivalidad en redes surgen oportunidades de rentas para que distribuidores operen al interior de urbanizaciones y arbitren entre los cargos de la media y baja tensión. De esta forma, los

322. La implicancia directa de esta situación está en la potencial afectación de los ingresos de las distribuidoras incumbentes y en el consiguiente aumento de los cargos medios para los usuarios cautivos.
323. Como se mencionó anteriormente, si hubiera exclusividad territorial no se produciría este problema, ya que el distribuidor incumbente tiene la obligación, según el art. 77-C de la LGE, de realizar la conexión de usuarios, aún de aquellos que estén ubicados más allá de 100 metros de sus instalaciones, bajo el pago de los costos que originan su incorporación a la red.

C. Construcción de líneas de distribución desde una subestación a través de un bypass de la red existente

324. Otra arista de la competencia dentro el mercado es representada en la siguiente figura, que muestra el caso en que pequeños distribuidores generan una especie de red de subdistribución que se conecta directamente desde la red de alta tensión con los usuarios finales sin necesidad de interconectar con la red del distribuidor incumbente.

Figura 28. Competencia dentro del mercado por parte de pequeños distribuidores



Fuente: Elaboración propia sobre la base de información provista por los operadores

325. Por razones de eficiencia productiva, esta situación es normal cuando se trata de atender a

usuarios de gran demanda. En El Salvador, la aplicación del *bypass* no se limita a esta situación. Como se expuso, esta situación podría otorgar ciertos elementos de contestabilidad a una industria que presenta condiciones de monopolio natural, en consecuencia, las implicancias de dicha situación están asociadas a la ineficiencia social inherente en la duplicidad de redes, los mayores costos para los usuarios de las empresas incumbentes y las potenciales afectaciones de los ingresos de dichas empresas.

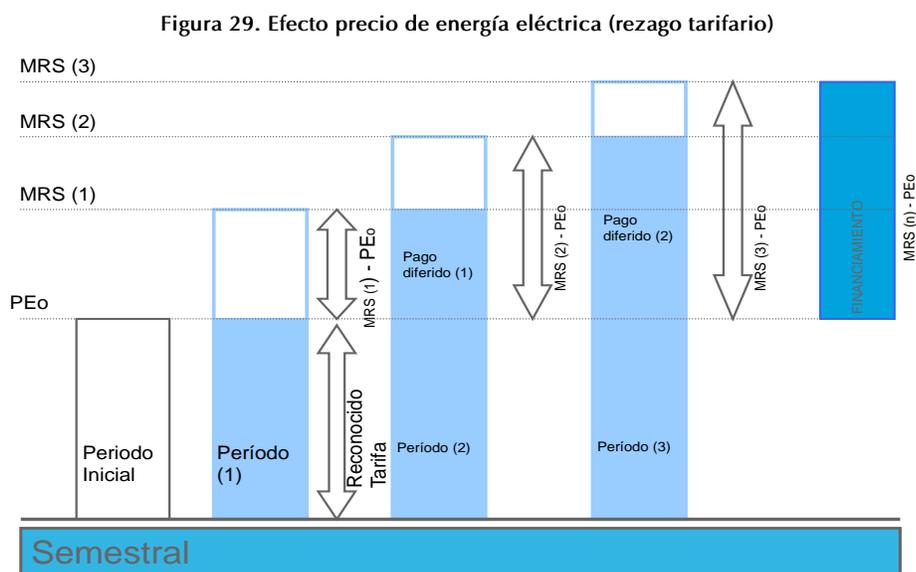
- ³²⁶. El *bypass* supone un uso ineficiente de las redes previamente instaladas y arroja incentivos perversos para la “fuga” de clientes, por lo cual, no debería estar permitido. La excepción aplicaría para los usuarios de gran demanda, quienes deben disponer de la libertad para conectarse a la red de transmisión y, por tanto, pasible de *bypass* de la red existente.

D. Equilibrio económico financiero de corto plazo para las empresas incumbentes

- ³²⁷. La fuga de clientes como consecuencia de las prácticas anteriormente aludidas repercute en el equilibrio económico-financiero de las distribuidoras incumbentes. En términos generales, hay tres mecanismos principales de afectación potencial de los ingresos de dichas distribuidoras.
- ³²⁸. El primer mecanismo se da cuando las migraciones de usuarios de una empresa incumbente hacia una entrante reduce significativamente la base de demanda de potencia o energía sobre la cual aplicar los cargos tarifarios, afectando directamente a los ingresos.
- ³²⁹. El segundo mecanismo se presenta por la firma de contratos de largo plazo con generadores para poder abastecer a la demanda. Ante una fuga importante de demanda, las distribuidoras incumbentes pueden quedar con un contrato de abastecimiento que resulte sobredimensionado para sus necesidades. Ante esta situación, se debería habilitar que ante reducciones de más de cierto porcentaje de la demanda, como consecuencia de fuga de clientes hacia distribuidoras entrantes, las incumbentes tengan el derecho de solicitar una renegociación de su contrato de largo plazo de compra de energía.
- ³³⁰. El tercer mecanismo está dado por el esquema de recuperación del precio de la energía, dado que la diferencia entre el precio de compra de energía en el MRS respecto del precio de reconocido en tarifa se traslada al costo de energía del período siguiente, el cual se aplicará

sobre una base de demanda menor debido a la migración de usuarios. Esta migración en síntesis afecta la recuperación del componente precio de energía eléctrica para la empresa incumbente.

331. La siguiente figura resume esta situación, en el período inicial el precio de la energía reconocido en tarifa es PE_0 , al final del primer periodo, el costo de la energía en el mercado *spot* es $MRS(1)$, de los cuales PE_0 son recuperados en tarifa y $MRS(1)-PE_0$ es el pago diferido que será recuperado en el siguiente período. En el siguiente período el valor de energía en tarifa es $MRS(1)$ que incluye el precio inicial más el pago diferido. Esta nueva componente ajustada de precio de energía debe ser recuperada de los usuarios existentes al momento de generarse la obligación de compra de energía en el mercado *spot*, a un precio superior al de tarifa. Si los usuarios migran de distribuidora la incumbente se encuentra imposibilitada de recuperar el pago diferido.



Fuente: Elaboración propia sobre la base de información provista por los operadores.

E. Problemas de liquidez por rezagos tarifarios

332. El esquema de ajuste de los cargos de distribución y comercialización incluye una especie de cláusula gatillo que habilita la aplicación de dicho ajuste cuando la variación registrada en la fórmula de referencia es mayor a 10%. Esta situación extiende el rezago regulatorio pudiendo

afectar el equilibrio económico financiero de las distribuidoras, en la medida que los costos de los insumos se acercan al umbral de 10% pero sin alcanzarlo. No obstante, dado que la fórmula comprende dos componentes: tipo de cambio e inflación, y el tipo de cambio ya no aplica porque la moneda de curso legal es el dólar estadounidense, resta solo el ajuste por inflación. En concreto, las tarifas deberían ser ajustadas anualmente por la inflación.

- ³³³. Vale la oportunidad para agregar que se debería incluir un componente de productividad en esos ajustes anuales, de forma de compartir con los consumidores las ganancias de productividad del sector.

VIII. Análisis cuantitativo del esquema regulatorio actual de El Salvador

A. Enfoque Metodológico

- ^{334.} A los fines de realizar un análisis cuantitativo del impacto de potenciales modificaciones en ciertas características y/o políticas regulatorias del sector, se desarrolló un modelo de estática comparativa para la cuantificación de cargos tarifarios.
- ^{335.} El modelo desarrollado replica, de forma simplificada, la definición y cálculo de los principales componentes tarifarios aplicados al segmento de distribución de energía eléctrica. En este sentido, se identifican y modelan los diferentes costos de distribución (incluyendo costos de capital, costos de operación y mantenimiento, costos de comercialización, entre otros) de una empresa hipotética que se considera representativa. De esta forma, el modelo permite realizar una serie de análisis de sensibilidad para aproximar el impacto sobre los costos de distribución y comercialización, y consecuentemente en la tarifa, de modificaciones en los diferentes componentes de costos, acorde a las alternativas metodológicas analizadas.
- ^{336.} La variable sobre la cual se mide el impacto de diferentes escenarios, simulados sobre variables explicativas, es el “Costo de los servicios de distribución”. En tal sentido, el cálculo de dicho costo, en el modelo, se efectúa buscando reflejar, en la medida de lo posible, la metodología establecida mediante las “Normas para la determinación del cargo por el uso de las redes de distribución y de cargo de comercialización”. De esta forma, el caso base o punto de comparación inicial será el de la situación actual de una empresa distribuidora promedio o típica.
- ^{337.} El modelo permite realizar sensibilidades respecto a la problemática salvadoreña vinculada con el desplazamiento de clientes desde las empresas incumbentes hacia las nuevas entrantes, integración de las actividades de comercialización y distribución, entre otras. Con esta formulación se busca evaluar y cuantificar el impacto que cambios de dichas variables explicativas generan sobre los costos de los servicios de distribución y comercialización totales y, por ende, los cargos a incluir en las tarifas al consumidor final, aproximando así el efecto económico y social de ciertas modificaciones en dichos cargos tarifarios.

Recuadro 7. Los postulados de la economía de bienestar

En la consideración de aspectos de bienestar social existen diferentes enfoques, Harberger, en el estudio "*Basic Needs versus Distributional Weights in Social Cost-Benefit Analysis*", destaca en primer lugar el enfoque de Bentham y Mill, quienes adecuan el criterio utilitarista para introducir ponderaciones diferenciadas a la utilidad marginal de diferentes grupos sociales. Así, la utilidad marginal de una unidad monetaria para un individuo adinerado se considera significativamente menor que la utilidad marginal de dicha unidad monetaria para un individuo en situación de pobreza. El segundo enfoque destacado por Harberger consiste en incorporar dentro de la función de utilidad de los individuos cierta utilidad derivada de efectos altruistas o de contenido social, en el sentido que un individuo recibe cierta utilidad o satisfacción por cada unidad monetaria destinada a la asistencia a otros pares que se encuentran en situaciones precarias. El primer enfoque es llamado de "Ponderaciones distribucionales", en tanto que el segundo se define como "Necesidades básicas".

El análisis realizado por Harberger se basa en los tres postulados fundamentales de la Economía del Bienestar, los cuales son:

- a) El beneficio de una unidad incremental de un bien o servicio destinado a un demandante competitivo es medido por su precio de demanda, es decir, por la disponibilidad marginal a pagar por dicho bien.
- b) El costo de oportunidad de una unidad incremental de un bien o servicio para un oferente competitivo está determinado por su precio de oferta, es decir, por el costo marginal de producir dicha unidad.
- c) En el cálculo o evaluación del costo o beneficio social de un proyecto, una política o un programa, simplemente se determina la diferencia entre el beneficio total y el costo total del programa o política, lo que implica que la valoración social de una unidad monetaria asignada a un cierto agente es la misma que para cualquier otro agente económico. Es decir, un dólar de beneficio para un agente determinado tiene la misma valía que dicho dólar asignado a otro agente.

³³⁸. Finalmente, se resalta que el modelo desarrollado es uno de estática comparativa, en el que se presenta una situación inicial o caso base, y una situación modificada como consecuencia de la influencia de una o varias variables explicativas sensibilizadas. Dicho de otra forma, el modelo no es un modelo financiero de valuación de empresas, ni uno de determinación tarifaria de los cargos aplicables a cada categoría específica de clientes, sino que se determina una tarifa o cargo unitario acorde a la metodología de las revisiones tarifarias.

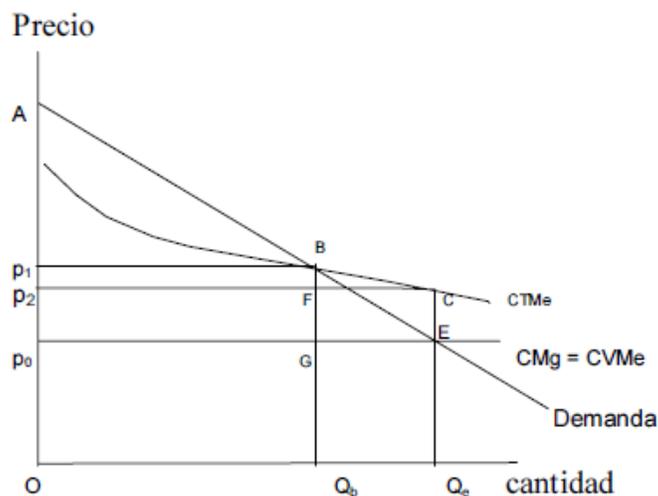
³³⁹. Los principales bloques regulatorios y tarifarios incorporados al modelo de estática

comparativa son los siguientes (en el Anexo 2, se desarrollan con detalle la metodología para la determinación de cada uno de estos elementos):

- a) Base de activos a remunerar,
- b) Costos de operación y mantenimiento de red,
- c) Costos de comercialización,
- d) Pérdidas técnicas y no técnicas reconocidas en tarifas.

340. El modelo proporciona, al final, una tarifa monómica. A partir de la cual se determina el efecto que genera la variación de dicha tarifa en el bienestar de los agentes económicos, basándose en los postulados sobre bienestar de la teoría marginalista.
341. La teoría económica marginalista, identifica la existencia de dos efectos por las variaciones en precios de productos monopólicos. Éstos son:
- a) Transferencia de recursos entre diferentes agentes,
 - b) Pérdida social de eficiencia o pérdida de bienestar general.
342. Para exponer ambos efectos, se presenta la siguiente figura, donde se parte de una situación inicial de equilibrio a un nivel de precios P_0 y con una cantidad Q_0 . Si el precio o tarifa se incrementa a un valor de P_1 , el nuevo nivel de cantidad de equilibrio es Q_b .
343. Considerando que el excedente del consumidor está dado por toda el área situada debajo de la curva de demanda y por encima del precio de equilibrio, resulta evidente que dicho excedente se redujo de P_0EA al nuevo triángulo P_1BA . El rectángulo P_0P_1BG representa la transferencia de recursos desde los consumidores hacia los oferentes como consecuencia del incremento en el precio de las Q_b unidades que los consumidores continúan demandando al nuevo nivel de precio.
344. Por otra parte, el triángulo GEB representa la pérdida de peso muerto o pérdida social que se origina en el hecho de que los consumidores dejan de demandar $(Q_0 - Q_b)$ unidades del bien y consecuentemente el excedente del consumidor de esas unidades desaparece.

Figura 30. Análisis marginalista. Efectos derivados de la variación de precios



Fuente: Richard Schmalensee y Robert D. Willig (1989).

345. Para modelar los resultados de aplicar el enfoque marginalista, se parametrizó un coeficiente de elasticidad precio de la demanda monómica de energía. Según Benavente, Galetovic, Sanhueza y Serra (2005), el valor de la elasticidad precio para la distribución de energía eléctrica en Chile es -0.27 para un período anual. Por su parte King y Chatterjee (2003), determinan que el coeficiente de elasticidad precio para la demanda de energía eléctrica en California es de -0.3. Con base en dichas fuentes, se consideró adecuado emplear un coeficiente de -0.3⁶⁴.
346. Del modelo se determinan los valores iniciales de precio y cantidad (P_0 y Q_0) y el nuevo nivel de precios (P_1). Posteriormente, mediante el parámetro de elasticidad, se puede inferir el nuevo valor de cantidad Q_b .
347. Una vez que se cuenta con los cuatro valores arriba referidos la estimación de los efectos sobre el bienestar económico se realiza de la siguiente manera:
- Transferencia de Recursos Demanda-Oferta = $(P_1 - P_0) \times Q_b$
 - Pérdida Social de bienestar = $\frac{(P_1 - P_0) \times (Q_0 - Q_b)}{2}$

⁶⁴ Sin embargo, resulta posible adoptar cualquier otro valor a la luz de nuevos estudios o alguno específico para la realidad salvadoreña, en virtud que el modelo incorpora dicho coeficiente en forma parametrizada.

³⁴⁸. Dichos valores representan la transferencia de recursos y la pérdida social de un año en particular, por lo tanto para estimar dichos efectos pero a lo largo de todo el horizonte temporal de un ciclo tarifario se procedió a calcular el valor presente de una anualidad a cinco años, de los valores anuales obtenidos con las fórmulas anteriores, descontado al 10%.

B. Estructura interna del modelo

³⁴⁹. En lo referente al cálculo los cargos de distribución y comercialización, se utiliza la información de la determinación de la anualidad de los activos y costos, así como del número de clientes y la capacidad total de transferencia. Los principales elementos procesados para reproducir los cargos son:

- Costo anual de los activos brutos de servicio: se calculó la anualidad de los activos básicos del servicio o activos eléctricos mediante la aplicación del método de valor nuevo de reemplazo (VNR, o GORC, por sus siglas en inglés).
- Costo anual de activos generales asignados a distribución: se calculó la anualidad de los activos generales de distribución es decir de hardware, software, muebles e inmuebles. La metodología definida para ello es la del VNR-GORC.
- Anualidad de Activos: se calcula segregando por MT y BT, los elementos que componen la base de activos son los activos eléctricos (ABS), netos de activos financiados por terceros o donaciones, y adicionando la inversión correspondiente a programas de mejora de la calidad de servicios; también se incluyen los activos no eléctricos (AGD). El método de cálculo de la anualidad es a través del Valor Nuevo de Reemplazo (VNR), que consiste en determinar el valor anual correspondiente a un capital inicial dado por la Base de Activos, una tasa de descuento de 10% y un horizonte temporal de 30 años y 25 años para MT y BT, respectivamente.
- Costos de Operación y Mantenimiento: los costos anuales de operación y mantenimiento forman parte del cargo de distribución y se componen de los siguientes

rubros: costos directos de O&M, costos de lectura, costos indirectos (comerciales y administración), costo anual de capital de trabajo y valor esperado de costo de falla.

- Cargo distribución: se obtuvo el cargo de distribución por nivel de tensión con base en las fórmulas definidas en el artículo 6 de las “Normas para la determinación del cargo por el uso de las redes de distribución y de cargo de comercialización”.

$$CDistr_{MT} = \frac{(CCA_{MT} + CTOM_{MT})}{(CTT_{MT} + CTT_{BT})} \quad \text{y} \quad CDistr_{BT} = \frac{(CCA_{BT} + CTOM_{BT})}{(CTT_{BT})}$$

Donde:

$CDistr_{MT}$: Cargo de distribución de la red de MT

$CDistr_{BT}$: Cargo de distribución de la red de BT

CCA_{MT} : Costo anual de capital de la red de MT

CCA_{BT} : Costo anual de capital de la red de BT

$CTOM_{MT}$: Costo total de operación y mantenimiento de la red de MT

$CTOM_{BT}$: Costo total de operación y mantenimiento de la red de BT

CTT_{MT} : Suma de las potencias máximas de los clientes de MT

CTT_{BT} : Suma de las potencias máximas de los clientes de BT

- Cargo de comercialización: se calcula en función de los clientes y de las categorías de demanda y tiene por finalidad remunerar los siguientes costos: atención al cliente, facturación y cobranza. No incluye el costo de lectura, que es una actividad típica que realiza un comercializador. Se calculó mediante la aplicación de la fórmula definida en el artículo 13 de las “Normas para la determinación del cargo por el uso de las redes de distribución y de cargo de comercialización”, así:

$$CC_i = \frac{CoAC_i}{NPU_i}$$

Donde

CC_i : Cargo de comercialización de la categoría i

$CoAC_i$: Costo de atención al cliente de la categoría i

NPU_i : Número promedio de clientes de la categoría i en el año base del estudio.

Las categorías i: usuarios gran demanda y usuarios de pequeña y mediana demanda

C. Sensibilidades formuladas

i. Caso Base

350. A los fines de garantizar que el modelo captase en forma precisa la metodología de determinación de los cargos tarifarios establecida en la normativa vigente, se realizó un proceso de calibración del mismo con base en los parámetros reales de las empresas, aplicados en la revisión tarifaria del año 2011.
351. Sin embargo, los resultados expuestos a continuación se refieren a una empresa incumbente hipotética de tamaño promedio de acuerdo a los clientes atendidos. La decisión de simular únicamente una incumbente hipotética se debe a que son estas quienes poseen un área de influencia donde operan sus redes para atender a la población, las cuales son indispensables para garantizar la prestación de un servicio de interés general.
352. El número de clientes de dicha empresa se estima en 305,783. De tal forma, la estructura por tipo de cliente de la empresa hipotética replica la del mercado en general, es decir, el peso promedio que cada tipo de usuario tiene en el mercado: 795 de gran demanda (0.3%), 1,603 de mediana (0.5%) y 303,385 de pequeña (99.2%). En lo referente a los cargos de distribución y comercialización estimados para el caso base, los mismos son los que se presentan en la siguiente Tabla.

Tabla 34. Caso base – Cargos distribución y comercialización

Cargos de Distribución			Cargos de Comercialización		
Año	Unidad	2011- Base	Año	Unidad	2011- Base
CD_MT	USD/kW_mes	6.04	CCOM_GD	USD/Cl_mes	12.78
CD_BT	USD/kW_mes	7.01	CCOM_PD y MD	USD/Cl_mes	0.85

Nota: CD_MT corresponde a cargo de distribución en media tensión; CD_BT, cargo de distribución en baja tensión; CCOM_GD, cargo de comercialización de gran demanda; y, CCOM_PD_y_MD, cargo de comercialización de pequeña y mediana demanda.

Fuente: Elaboración propia

353. Finalmente, un dato importante a tener en consideración es el costo anual por usuario para cada

actividad, en el caso base se tienen los siguientes valores.

Tabla 35. Caso Base – Costo total por cliente

Año	Unidad	2011- Base
Costo Distrib	USD/CI_año	96.71
Costo Comerc	USD/CI_año	10.59
Total	USD/CI_año	107.31

Fuente: Elaboración propia

354. Como se puede ver en la tabla anterior, el mercado de comercialización es relativamente pequeño, generando un aporte de rentas del orden de 10.6 dólares anuales por cliente.

ii. Escenario 1: Traslado de los costos de lectura a comercialización

355. La metodología establecida para la determinación de los cargos de comercialización y distribución considera que los costos de lectura se remuneran mediante los cargos de distribución. Sin embargo, es generalmente aceptado que una de las principales actividades desarrolladas por los comercializadores minoristas de electricidad es la de lectura; en tal sentido se plantea como escenario 1 el correspondiente a la reasignación de dichos costos a la actividad comercialización.

356. La tabla siguiente presenta los resultados de dicha simulación a nivel de costos totales de Distribución y Comercialización.

Tabla 36. Escenario 1 – Diferencias en costos totales con respecto al caso base

Año	Diferencia
CA_ABS	0.0%
CA_Increm	
CA_AGD	0.0%
CT_AOM	-3.8%
CCOM	19.5%
Total	0.0%

Nota: CA_ABS: costo anual de activos brutos de servicio; CA_Increm: costo anual de incremento; CA_AGD: costo anual de activos generales de distribución; CT_AOM: Costo total de administración, operación y mantenimiento.

Fuente: Elaboración propia

357. Con el cambio, el costo total de las actividades de distribución y comercialización se mantiene.

Sin embargo, el efecto de la reasignación de los costos de lectura implica un incremento de 19.5% en los costos de comercialización y una reducción de 3.8% en los costos de operación y mantenimiento de distribución. Esta modificación tiene su efecto en los cargos tarifarios tal como se presenta a continuación:

Tabla 37. Escenario 1 – Cargos de distribución (dólares por kW-mes)

Año	2011- Base	2011"- Esc 1"	Diferencia
CD_MT	6.04	5.90	-2.3%
CD_BT	7.01	6.89	-1.7%

Fuente: Elaboración propia

- ³⁵⁸. Los cargos de distribución se reducen en un valor cercano a 2%, en tanto que los cargos de comercialización presentan un incremento cercano a 20%.

Tabla 38. Escenario 1 – Cargos de comercialización (dólares por cliente-mes)

Año	2011- Base	2011"- Esc 1"	Diferencia
CCOM_GD	12.78	15.27	19.5%
CCOM_PD y MD	0.85	1.02	19.5%

Fuente: Elaboración propia

- ³⁵⁹. El efecto final sobre los ingresos de la empresa naturalmente estará determinado por las elasticidades precio e ingreso de los distintas categorías de consumidores.

iii. Escenario 2: Implicancias económicas de la integración vertical de las actividades de distribución y comercialización

- ³⁶⁰. Para evaluar las implicaciones de la integración vertical de las actividades de distribución y comercialización, se plantea la simulación correspondiente al escenario 2. Dicho escenario toma como base la prestación en forma integrada de ambos servicios y se compara con una situación de prestación desintegrada. En la prestación desintegrada de los servicios, el costo de distribución no se ve modificado ya que corresponde a la actividad desarrollada por el distribuidor para la entrega del suministro a los usuarios.

- ³⁶¹. En lo referente a los costos de comercialización se realizan los siguientes supuestos:

- a) Los costos de atención al cliente, facturación y cobranza se mantienen en los mismos valores ya sea que la prestación se realice en forma integrada o por separado.
- b) Se agrega un componente de costo indirecto de administración para remunerar la actividad gerencial de la empresa comercializadora. Dicho costo de Administración se estima como un porcentaje del costo total de administración de la actividad de distribución de energía eléctrica. Dicho porcentaje, dado los montos de costo de Administración para distribución y los requerimientos necesarios para la prestación del servicio de comercialización, se estima que no debería ser menor a 10%, ni mayor a 25%. El valor adoptado en el modelo es 15%.

^{362.} A nivel de costos totales, como se aprecia en la siguiente tabla, ocurre un incremento del 24% en el costo de comercialización debido a la separación de dicha actividad respecto de la prestación conjunta con distribución. Sin embargo, dadas las participaciones de cada grupo de costos y actividades en el total, el impacto final es 2.4%.

Tabla 39. Escenario 2 – Diferencias en costos totales con respecto al caso base

Año	Diferencia
CA_ABS	0.0%
CA_Increm	
CA_AGD	0.0%
CT_AOM	0.0%
CCOM	24.0%
Total	2.4%

Fuente: Elaboración propia

^{363.} Los cargos de distribución no presentan modificaciones, pero en lo referente a los cargos de comercialización los mismos se incrementan un 24%, suponiendo que la cantidad de clientes se mantiene inalterada.

Tabla 40. Escenario 2 – Cargos de comercialización (dólares por cliente-mes)

Año	2011- Base USD/CI.	2011"- Esc 2" USD/CI.	Diferencia
CCOM_GD	12.78	15.85	24.0%
CCOM_PD y MD	0.85	1.06	24.0%

Fuente: Elaboración propia

De la tabla siguiente muestra que la pérdida social de eficiencia es de 25 mil dólares, en tanto que el nuevo nivel tarifario genera un costo de 2.9 millones de dólares que deben ser transferidos a los oferentes. En caso de que el Gobierno optara por afrontar este costo, dicho valor es una medida del subsidio que debería implementarse a los fines de no modificar la situación de los consumidores.

Tabla 41. Escenario 2 – Impacto en el bienestar

Año	Unidades	2011
Pérdida social eficiencia	Miles de USD	25
Transferencia recursos	Miles de USD	2,900

Fuente: Elaboración propia

- ^{364.} Conviene destacar que la pérdida social de peso muerto o *dead weight loss* se deriva del hecho que el incremento de precios conlleva a que parte de los usuarios existentes reduzcan la cantidad demandada de los clientes cautivos. Sin embargo, dada la inelasticidad de la demanda del servicio de energía eléctrica, este efecto social es marginal. El verdadero impacto social está dado por la transferencia de recursos desde los consumidores hacia los oferentes.
- ^{365.} La ventaja de la integración vertical de las actividades de distribución y comercialización está dada por las economías de alcance, que se derivan del hecho que las empresas integradas evitan duplicar ciertos costos comunes a ambas actividades. Así, por ejemplo, al desintegrarse la comercialización de la distribución, las comercializadoras deberán incurrir en ciertos costos de infraestructura edilicia, administración, tecnología de la información, etc., que en un esquema de prestación integrada serían compartidos con la distribución.
- ^{366.} En sentido contrario, el argumento a favor de la desintegración vertical de actividades tiene por finalidad evitar cierto tratamiento discriminatorio a empresas que no pertenecen al mismo grupo económico. Dada la caracterización actual del mercado salvadoreño, con dos grandes grupos económicos, no se considera que las ventajas de la desintegración resulten significativas; por el contrario, se asume que el ahorro de costos debido a la prestación integrada es el efecto más significativo y predominante.

iv. *Escenario 3: Rivalidad empresarial en la distribución y comercialización*

- ³⁶⁷. En este escenario se evaluó la dinámica competitiva, sus efectos en los mercados relevantes y en la eficiencia económica general.
- ³⁶⁸. En este sentido, una forma de evaluar la rivalidad empresarial consiste en analizar el impacto sobre la tarifa y rentabilidad de las empresas incumbentes de la migración de clientes. Particularmente, de mediana y gran demanda hacia nuevos entrantes.
- ³⁶⁹. El escenario 3 considera que un 10% de los clientes de mediana y gran demanda de la empresa incumbente son absorbidos por una empresa entrante. De esta forma, la rivalidad tendrá efectos sobre las tarifas de la empresa incumbente, tanto para las categorías clientes ‘fugados’ como para las categorías que no se vieron modificadas.
- ³⁷⁰. A nivel de costos totales, se puede ver que el efecto de la pérdida de clientes para la empresa incumbente es una reducción mínima en el costo de operación y mantenimiento, explicada por los costos asociados a los clientes como es el caso de lectura, y una caída aún menor los costos de comercialización. La razón del reducido impacto en los costos de comercialización es que la reducción de clientes afecta a un porcentaje menor al 1% de los clientes totales.

Tabla 42. Escenario 3 – Diferencias en costos totales con respecto al caso base

Año	Diferencia
CA_ABS	0.0%
CA_Increm	
CA_AGD	0.0%
CT_AOM	-0.3%
CCOM	-0.1%
Total	-0.2%

Fuente: Elaboración propia

- ³⁷¹. En lo referente a los cargos, se presenta la siguiente situación: los cargos de distribución para la incumbente hipotética se incrementan en virtud de que la pérdida de clientes trae aparejada una reducción en la CTT y consecuentemente el denominador de la fórmula tarifaria resulta menor.

Tabla 43. Escenario 3 – Cargos de distribución (dólares por kW-mes)

Año	2011- Base	2011"- Esc 3"	Diferencia
CD_MT	6.04	6.43	6.4%
CD_BT	7.01	7.09	1.1%

Fuente: Elaboración propia

372. Resulta razonable que el incremento tarifario sea mayor para el segmento de MT ya que tienen mayor participación los clientes de medianas y gran demandas, los cuales fueron captados por la empresa entrante. Los cargos de comercialización presentan un leve incremento.

Tabla 44. Escenario 3 – Cargos de comercialización (dólares por cliente-mes)

Año	2016- Base	2016"- Esc 3"	Diferencia
CCOM_GD	12.78	12.82	0.3%
CCOM_PD y MD	0.85	0.85	0.3%

Fuente: Elaboración propia

373. Finalmente, en lo referente al impacto social el resultado obtenido se muestra en la tabla siguiente. La pérdida social es de 132 mil dólares, en tanto que la transferencia de recursos de los consumidores a los oferentes es de 8.6 millones de dólares.

Tabla 45. Escenario 3 – Impacto social rivalidad empresarial

Año	Unidades	2011
Pérdida social eficiencia	Miles de USD	132
Transferencia recursos	Miles de USD	8,677

Fuente: Elaboración propia

374. La tabla siguiente resume el impacto social del escenario de rivalidad por categoría de clientes.

Tabla 46. Escenario 3 – Impacto social por categoría (miles de dólares)

Año	2011"- Esc 1"
Pérd Soc Eficiencia	-123
<i>Gran Demanda</i>	-113
<i>Mediana Demanda</i>	-9
<i>Pequeña Demanda</i>	0
Transferencia Recursos	8,394
<i>Gran Demanda</i>	6,885
<i>Mediana Demanda</i>	1,101
<i>Pequeña Demanda</i>	408

Fuente: Elaboración propia

- ^{375.} Como se puede apreciar, la categoría que sufre el principal impacto derivado del incremento de tarifas por la rivalidad empresarial, es la categoría de gran demanda, que lleva cuenta del 82% del impacto total de la transferencia de recursos. Esta situación se explica en el hecho que la base de energía consumida por dicha categoría es significativa y superior a las de las otras dos categorías, y, por ende, el impacto de la variación de cargos tarifarios recae con más peso en dicho tipo de demanda.
- ^{376.} En la elaboración de la tabla anterior los costos de distribución se asignaron en función de la demanda de potencia correspondiente a cada una de las categorías, y se supuso que la elasticidad precio⁶⁵ de la gran demanda es -0.3, en tanto que la de mediana y pequeña demanda es -0.20.
- ^{377.} Un punto a destacar es que el modelo no considera las empresas entrantes, consecuentemente la pérdida social de eficiencia podría estar sobrestimada, ya que los usuarios que migran desde la empresa incumbente a las empresas entrantes podrían generar un beneficio social derivado de la menor tarifas aplicadas a estos clientes. Sin embargo, dado la inelasticidad de la demanda y la escala de las empresas entrantes es de esperar que este efecto sea absolutamente marginal, y el verdadero impacto social estaría dado por la transferencia de recursos.

v. *Escenario 4: Regulación actual vs monopolio natural*

- ^{378.} Para realizar la comparación entre costos económicos para la sociedad salvadoreña del sistema actual de regulación de la distribución (en el que existe cierto tipo de competencia), versus los costos que tendría regularla como un monopolio natural, se supone que el paso de la situación actual a una de estricto monopolio natural implica un incremento en la cantidad de clientes de mediana y gran demanda de la incumbente hipotética. Dichos clientes dejarían de ser abastecidos por una empresa entrante y pasarían a la incumbente. En este sentido, los efectos del cambio de esquema regulatorio y de prestación de los servicios serán los derivados de las ganancias de escala.

⁶⁵ A diferencia del primer resultado del escenario 3, que agrega la demanda y le aplica un mismo valor de elasticidad precio de la demanda para aproximar el efecto general del mercado, este resultado asume distintas elasticidades para distinguir efectos individuales por tipo de demanda.

379. Para llevar esta sensibilidad al modelo de estática comparativa se supuso un incremento de una única vez en los clientes de gran demanda de 5% y en los clientes de mediana demanda de 3%. Así, la cantidad total de clientes incorporados es 104.

380. Los resultados son los que se presentan a seguir:

Tabla 47. Escenario 4 – Diferencias en costos totales con respecto al caso base

Año	Diferencia
CA_ABS	0.00%
CA_Increm	
CA_AGD	0.00%
CT_AOM	0.12%
CCOM	0.04%
Total	0.06%

Fuente: Elaboración propia

381. A nivel de costos totales la incorporación de nuevos clientes genera un incremento de 0.1% en el costos de O&M. Sin embargo, hay que destacar que esos 104 clientes que se incorporan a la empresa incumbente estaban siendo abastecidos por una empresa que disputaba ese mercado, consecuentemente, el costo total de abastecimiento es la suma del costo total de la empresa incumbente más el costo de abastecer a los 104 clientes. Como el costo total por cliente es 107.34 dólares anuales, surge que al costo inicial de abastecimiento es necesario sumarle USD 11.160 (104 clientes x 107.34 USD/cliente).

382. En lo relacionado con los cargos tarifarios, los cargos de distribución presentaron reducciones de 2% para MT y 0.5% para BT, en tanto que los cargos de comercialización se reducen en 0.1%. La combinación de dichas reducciones generan una disminución de 3% en la tarifa monómica (USD/kWh).

383. El efecto final sobre el bienestar económico es básicamente una transferencia de recursos desde los oferentes hacia los consumidores del orden de 2,7 millones de dólares y una ganancia social de eficiencia de 11 mil dólares.

384. Sin embargo, a los dos efectos anteriores es necesario adicionarle el ahorro de costo por los

104 clientes que dejan de ser abastecidos por la empresa entrante. Así, dado que el costo anual de abastecimiento es 11,160 dólares anuales, se calcula el ahorro para todo el período tarifario como el valor presente de una anualidad de ese valor, durante un horizonte de 5 años y a la tasa de descuento de 10%; este valor es 42,300 dólares.

Tabla 48. Escenario 4 – Efecto social

Año	Unidades	2011
Ahorro clientes transferidos	Miles de USD	42
Ganancia social eficiencia	Miles de USD	11
Transferencia recursos	Miles de USD	-2,692

Fuente: Elaboración propia

vi. *Escenario 5: Máximo descreme del negocio*

³⁸⁵ Finalmente, un análisis interesante a desarrollar es el relacionado con el máximo descreme del negocio compatible con un determinado incremento de tarifa. Así, se modeló el descreme como un determinado porcentaje de reducción de clientes y mediante un mecanismo de programación se determinó el porcentaje de reducción de clientes compatible con un incremento en el cargo de distribución de baja tensión del orden de 5%. El valor resultante como porcentaje máximo de descreme de negocio es 4.77%.

³⁸⁶ Este resultado debe entenderse de la siguiente manera: en caso que se presentara una situación de descreme del negocio de la empresa incumbente por parte de una entrante, la pérdida o fuga de clientes desde esta incumbente hacia la entrante no debería superar el 4.77%, a los fines de evitar que el cargo de distribución de baja tensión no se modifique en más del 5% respecto de su valor previo al descreme. Merece destacarse que se considera como objetivo el cargo de distribución de baja tensión debido a que representa a la mayoría de los clientes cautivos.

IX. Conclusiones y recomendaciones

³⁸⁷. El estudio muestra que la regulación de la distribución y comercialización de energía eléctrica en El Salvador posee rasgos que se apartan de la experiencia internacional. La principal característica que lo distingue del resto del mundo es la apertura de la distribución a la competencia, permitiendo incluso la duplicación de redes de distribución.

A. Principales conclusiones

³⁸⁸. Al respecto, cabe destacar:

Estructura y desempeño de la distribución y comercialización:

En lo relacionado con la estructura del mercado de distribución, dicho segmento presenta valores de concentración, medidos por el índice de Herfindahl-Hirschman, muy superiores a los umbrales generalmente aceptados por organismos de defensa de la competencia, por lo que se puede concluir que la estructura se corresponde con una oligopólica.

En lo referente al mercado de comercialización, se destaca que en El Salvador la distribución y la comercialización minorista están integradas verticalmente. En Centroamérica, El Salvador y Guatemala son los únicos países que normativamente reconocen la comercialización como una actividad que también puede ser desarrollada de manera independiente de la distribución. Si bien en El Salvador operan varias comercializadoras, las mismas operan principalmente en la compra y venta de energía en el mercado *spot*.

Respecto del desempeño del sector en general, para el período 2009-2014, se ve un crecimiento sostenido en todas las variables relevantes. Así, entre esos años el crecimiento anual de clientes fue 3%, la energía distribuida por su parte creció un 4.2% anual, y la infraestructura básica presentó la siguiente evolución: extensión de la red (3.7% anual), subestaciones (2.8% anual), MVA instalados (2.4% anual). En otras palabras, el sector de distribución aportó el capital de infraestructura necesario para satisfacer el crecimiento del mercado.

Un punto a destacar es que el crecimiento de la infraestructura para las empresas entrantes presenta un comportamiento diferenciado respecto de las incumbentes. Así, para las entrantes el crecimiento del número de usuarios fue 10% anual, mientras que el crecimiento de la energía distribuida fue 17% anual. Esto implica que las entrantes compitieron con las incumbentes por clientes con mayores cargas. De hecho, en el mercado relevante de la gran demanda, las empresas entrantes han logrado captar casi el 4% de la energía distribuida.

Con respecto a la caracterización de la demanda, la conclusión del análisis de las ventas de energía efectuado es que las empresas entrantes encaminaron su actividad al abastecimiento a clientes de gran y mediana demanda (incluyendo a aquellos consumidores residenciales que, aun englobados como pequeña demanda, presentan altos consumos), situación que remarca el hecho que esos clientes son los nichos relevantes de mercado y constituyen los segmentos en los que las empresas incumbentes resultan amenazadas por los potenciales entrantes. En el presente estudio, se cuantificó dicha amenaza potencial y se arribó al resultado que una caída del 10% de clientes de dichas categorías genera un incremento en los cargos tarifarios y una transferencia significativa de recursos desde los consumidores hacia los oferentes durante todo el ciclo tarifario, en un valor equivalente al 26% del costo total anual de distribución y comercialización de la empresa incumbente.

Con relación a la escala del negocio, entre 2009 y 2014, el crecimiento anual de la escala fue del orden de 3%, los grupos AES y EPM experimentaron un crecimiento anual similar al de la industria, en tanto que las empresas entrantes crecieron 12% anual en dicho período.

Para las empresas incumbentes, la Productividad Total de los Factores fue de 0.62% entre los años 2009 y 2014. Esto implica que hay ganancias de productividad, es decir, en el caso que todos los insumos se incrementen proporcionalmente, los productos aumentarían un 0.62% más que los insumos.

En cuanto a la rentabilidad del sector, el ingreso medio por unidad de escala se ubicó en los últimos años en torno a \$135/CSV, de los cuales \$75 corresponden a costos operacionales, \$20 a las depreciaciones y los \$40 restantes constituyen el margen de la actividad. Dicho

margen es del orden de 30% de los ingresos netos de la actividad. En términos de rentabilidad de los activos, la misma se encuentra por debajo del costo de capital regulatorio, por lo que se puede inferir que la aplicación de la regulación vigente no ha dado espacio para ganancias desmedidas de las empresas.

El análisis realizado muestra que a partir del año 2008 la rentabilidad de los dos principales grupos económicos con presencia en el país estuvo alineada con el costo de capital regulatorio, y no se detectaron grandes cambios en la revisión tarifaria del año 2012. Del análisis realizado no se puede inferir que las empresas incumbentes obtuvieran ganancias superiores a su nivel de riesgo. Es más, los valores detectados de ganancias en relación a sus activos muestran valores inferiores a su costo de capital regulatorio.

El sector de distribución se caracteriza por una marcada concentración. Existen dos grupos incumbentes y tres pequeñas empresas entrantes, las cuales orientan su actividad hacia los segmentos de gran y mediana demanda, lo que constituye una amenaza de descreme del negocio para las incumbentes.

Marco normativo:

El régimen jurídico del sector ha fomentado la competencia en distribución y comercialización de energía eléctrica “en el lugar” en vez de “por el lugar”. La práctica internacional en la regulación de sectores sujetos a condiciones de monopolio natural ha buscado fomentar la competencia “por el lugar”. La consecuencia de esta política regulatoria salvadoreña ha sido la duplicación en algunos espacios de las redes de distribución, lo que redundará en un aumento de los costos totales del sistema, deseconomías de escala y pérdida social de eficiencia.

La desregulación del eslabón de la comercialización minorista ha tenido lugar en países con niveles de desarrollo muy diferentes a El Salvador. De hecho la mayoría de los países que han optado por liberalizar la comercialización minorista, con excepción quizá de Colombia, son países del mundo desarrollado. Una condición necesaria para que exista un número significativo de comercializadores minoristas es la existencia de un mercado con tamaño suficiente para que la actividad resulte atractiva. En términos internacionales, El Salvador

es un mercado extremadamente pequeño, tanto en valores totales como en valores por cliente servido.

En lo referente a la integración vertical de las actividades de distribución y comercialización, se simuló a través de un modelo de estática comparativa el impacto de ambos esquemas de operación. Los resultados muestran que el costo de comercialización por cliente presentaría un incremento cercano al 25%, esta situación generaría un efecto de transferencia de recursos desde los consumidores hacia los oferentes del orden de 9% del costo total de distribución y comercialización de la empresa incumbente. A consecuencia de lo anterior, se concluye que la integración vertical de ambas actividades es la opción que más favorece a los consumidores y a la sociedad en su conjunto ya que las ganancias de escala pueden ser compartidas entre oferentes y demandantes.

El mercado que realmente interesa a los entrantes es el que corresponde a la gran y mediana demanda. En ese contexto, la captura de clientes por el entrante representa una pérdida de clientes para el incumbente, de forma que los costos de distribución que este último enfrenta deberán ser repartidos entre una menor demanda, lo que redundará en un aumento de los cargos de distribución. Este aumento de costos implica una transferencia de recursos de la demanda del incumbente al entrante. A su vez, el aumento de costos impacta sobre la cantidad demandada final, determinado por la elasticidad de la demanda, generando además una pérdida neta de bienestar.

Con relación a la comercialización mayorista, la misma se ha enfocado principalmente a arbitrar entre los precios spot de los mercados de El Salvador y Guatemala, importando de este último cada vez que la oportunidad lo amerita. La apropiación de la diferencia en los costos marginales va directamente a las arcas del comercializador mayorista con escaso beneficio en la demanda final salvadoreña.

B. Principales recomendaciones

³⁸⁹. El análisis realizado permite realizar las siguientes recomendaciones de largo plazo:

- **Regulación de la actividad de distribución como monopolio natural.** Se sugiere limitar los alcances de la competencia en la distribución reformando el art. 2 de la LGE, dejando claro que las actividades de transporte de energía son monopolios naturales y deben ser regulados como tales. En todo caso, debe introducirse el fomento de la competencia “por el lugar” en la normativa legal y derivada relacionada a dichas actividades.
- **Libre acceso a las instalaciones de transmisión y distribución.** Para evitar el uso indebido de la interconexión, que redundaría en efectos ineficientes en la actividad, se sugiere establecer de forma explícita, en la regulación de dicho mecanismo, que las instalaciones de transmisión y distribución serán consideradas de libre acceso, pagando los peajes correspondientes.
- **Integración vertical de las actividades de generación, transmisión y distribución-comercialización.** Se sugiere evaluar la flexibilidad de los límites a la integración vertical entre los eslabones de generación, transmisión, y distribución-comercialización, de acuerdo a las mejores prácticas internacionales.
- **Equilibrio económico-financiero de las distribuidoras.** La normativa introduce espacios que pueden generar problemas en el equilibrio económico-financiero de las distribuidoras, en particular con los contratos de compra de energía, y con los ajustes por los cambios en los precios de la energía comprada.
 - Con relación a los contratos de largo plazo de compra de energía, se sugiere asegurar la inclusión de cláusulas que garanticen el equilibrio económico entre las partes ante las reducciones de potencia contratada. De esa forma, ante reducciones en la demanda de las distribuidoras incumbentes debidas a fugas de clientes, los contratos podrían flexibilizar las obligaciones entre las partes. La SIGET debe

asegurar la inclusión de estas cláusulas.

- Respecto de los costos financieros derivados de los rezagos tarifarios, se sugiere introducir modificaciones en la regulación que garanticen que el distribuidor que pierde clientes recupere los costos asociados a la energía servida en los periodos previos.
- El ajuste tarifario por inflación también debería incorporar las ganancias de productividad del sector, para compartir con los consumidores las ganancias derivadas de las economías de escala del negocio. De esta forma, se respetaría la esencia de un esquema de tarifas de “precio máximo”, ya aplicado en El Salvador, pero en el cual es tradición incorporar un factor X por ganancias de eficiencia⁶⁶.
- **Heterogeneidad de la demanda.** Se sugiere ajustar el Anexo 4 de las “Normas para la determinación de cargos por el uso de las redes de distribución y de cargo de comercialización”, el cual no cuantifica las condiciones para que la demanda de un distribuidor entrante sea considerada como “heterogénea”. Se sugiere definir como porcentaje mínimo el 35% de la energía distribuida alocada en la pequeña demanda. Para implementar esta modificación, debe llevarse a cabo un fortalecimiento de las capacidades de la SIGET, sin lo cual la aplicación de la regla sugerida sería de difícil control.
- **Compra de redes existentes en urbanizaciones.** Se sugiere mejorar la formulación del marco normativo vigente (Anexo 4 de las “Normas para la determinación de cargos por el uso de las redes de distribución y de cargo de comercialización”) estableciendo que en ningún caso se incluirán en los cálculos de los cargos de distribución los costos correspondientes a las instalaciones al interior de las urbanizaciones.

A efectos de resguardar la operación del incumbente en su área de influencia y de evitar duplicación de pagos por la red de distribución, se sugiere evaluar licitaciones para la operación y mantenimiento de la red en caso de nuevas urbanizaciones cuando éstas se encuentren más allá del área donde la responsabilidad recae en el distribuidor incumbente

⁶⁶ El esquema original diseñado por Prof. Littlechild en Gran Bretaña es $CPI-X$ (inflación – factor de eficiencia). Para países con inflación alta la fórmula correcta es $\{(1 + CPI) \times (1 - X)\}$.

para garantizar el suministro.

- **By-pass de redes existentes.** Se recomienda prohibir el *by-pass* de redes existentes para abastecer a usuarios de mediana y pequeña demanda. Debe exceptuarse a los usuarios de gran demanda, para lo que se sugiere incorporar una salvedad en la LGE que establezca el nivel de demanda según el cual este tipo de usuarios es considerado libre de conectarse a la red de transmisión.
- **Regulación por incentivos.** El abandono del modelo de empresa de referencia introducido en el proceso de revisión tarifaria de 2001 no se alinea con las mejores prácticas internacionales, las cuales incorporan elementos de incentivos regulatorios a la hora de determinar los costos eficientes que se incorporan a tarifas. Actualmente, los costos que se reconocen a dichas empresas devienen de sus propios costos reportados, a los cuales se les hacen algunos ajustes, pero que en esencia no se derivan de una referencia independiente. En consecuencia, sería recomendable retomar las buenas prácticas regulatorias en los procesos de revisión tarifaria.

Bibliografía

- Antuko Energy S. A. (2012). *Impacto de la participación del agente comercializador en el mercado eléctrico chileno. Informe ejecutivo.*
- Baumol, W. J., Panzar, J. C., & Willig, R. D. (1982). *Contestable Markets and the Theory of Industry Structure.* New York: Harcourt Brace Jovanovitch, Inc.
- Benavente, J. M., Galetovic, A., Sanhueza, R., & Serra, P. (2005). Estimando la Demanda Residencial por Electricidad en Chile: El Consumo es Sensible al Precio. *Cuadernos de economía*, 42 (125), 31-61.
- Braeutigam, R. (1989). Optimal Policies for Natural Monopolies. *Handbook of Industrial Organization, Volume II*, 1290-1343.
- Cambridge Economic Policy Associates. (2010). *The Economic Lives of Energy Networks Assets a Report for OFGEM.* Londres: OFGEM.
- Comission for Energy Regulation. (2009). Review of the Regulatory Framework for the Retail Electricity Market: Proposals on a Roadmap for Deregulation. *Consultation Paper CER 09/189, Dublin.*
- Eurelectric. (2010). *The Role of Distribution System Operators (DSOs) as Information Hubs.* Bruselas: Union of the Electricity Industry.
- Eurelectric. (2011). *Costumer-Centric Retail Markets: A Future-Proof Market Design.* Bruselas: Union of the Electricity Industry.
- Gunn, C., & Sharp, B. (1999). Electricity Distribution as an Unsustainable Natural Monopoly: A Potential Outcome of New Zealand's Regulatory Regime. *Energy Economics* 21, 385-401.
- Harberger, A. C. (1984). Basic Needs versus Distributional Weights in Social Cost-Benefit Analysis. *Economic Development and Cultural Change, Volume 32, Issue 3*, 455-474.
- Jiménez Latorre, F., & Cañizares Pacheco, E. (2005). *Dificultades para la definición del mercado relevante.* Nera Consulting, mimeo.
- Joskow, P. (2007). Regulation of Natural Monopoly. *Handbook of Law and Economics, Volume 2*, 1229-1340.
- King, C., & Chatterjee, S. (2003). Predicting California Demand Response – How do customers react to hourly prices? *Public Utilities Fortnightly.*
- Künneke, R. (1999). Electricity Network: How “Natural” is the Monopoly? *Utilities Policy* 8, 99-108.

- Lazar, J. (2011). *Electricity Regulation in the US: A Guide*. Montpelier: The Regulatory Assistance Project.
- Littlechild, S. (2001). Competitive Bidding for a Long-Term Electricity Distribution Contract. *Cambridge Working Papers in Economics, Faculty of Economics, University of Cambridge*.
- Louisiana Department of Natural Resources. (2005). *Louisiana Electric Generation and Distribution Utilities An Updated (2002) Tabulation of Louisiana's Electric Power Generation Facilities with a Companion Tabulation of Independent Power Producer (IPP) and Cogeneration Facilities*. Baton Rouge.
- McDermott, K. (2012). *Cost of Service Regulation in the Investor-Owned Electric Utility Industry – A history of adaptation*. Washington D.C.: Edison Electric Institute.
- NordREG. (2011). *Economic regulation of electricity grids in Nordic countries*. Copenhagen: Danish Energy Regulatory Authority Report 7/2011.
- OFGEM. (2011). *Electricity Distribution Annual Report for 2008-09 and 2009-10*. Londres: OFGEM.
- OFGEM. (2012). *Strategy consultation for the RIIO-ED1 electricity distribution price control Overview*. Londres: OFGEM.
- Portal X-M. (2005-2014). *Información Operativa y Comercial: Informes Mensuales de Análisis de Mercado*. Medellín: Portal X-M.
- Reyes García, F. (1999). *La función del Comercializador en el Negocio Eléctrico y su Aplicación en Chile*. Santiago: Escuela de Ingeniería, Pontificia Universidad Católica de Chile.
- Salvanes, K., & Tjøtta, S. (1998). A Test for Natural Monopoly with Application to Norwegian Electricity Distribution. *Review of Industrial Organization* 13, 669-685.
- Saplacan, R. (2008). Competition in Electricity Distribution. *Utilities Policy* 16, 231-237.
- Schmalensee, R., & Willig, R. (1989). *Handbooks in Economics Volume II*. Elsevier.
- Sruoga, A. (1999). *El proceso de Cálculo de los Cuadros Tarifarios de Empresas Distribuidoras de Electricidad*. Buenos Aires: Asociación de Distribuidores de Energía Eléctrica de la República Argentina.
- Superintendencia General de Electricidad y Telecomunicaciones. (2006-2015). *Boletín de Estadísticas Eléctricas*. San Salvador: SIGET.

ANEXO 1: Modelos regulatorios

A. Modelo de Gran Bretaña

1. Caracterización del Sector

- ^{1.} La producción de energía actual se basa fundamentalmente en generación térmica y nuclear, con una participación menor pero creciente de las energías renovables. El impacto de reemplazar las centrales antiguas de carbón y petróleo para cumplir con la normativa ambiental de la Unión Europea, junto con los cambios de la matriz de generación de la próxima década, han implicado importantes desafíos a la seguridad de suministro.
- ^{2.} Las viejas plantas de carbón están siendo parcialmente reemplazadas por generación eólica y con biomasa. Otras deberán cerrar por requerimiento de la legislación ambiental europea y además varias de las centrales de ciclo combinado más antiguas han salido de producción para un reacondicionamiento. Algunas nucleares también deberán ser retiradas.
- ^{3.} La política energética, entonces, enfoca como prioritario el objetivo de suficiencia de energía, con energías más limpias. Esto requiere significativas inversiones y a la vez, obligó a la regulación a acompañarse a este marco político.
- ^{4.} En lo referente a la red de distribución, las redes regionales de distribución tienen más de 800 mil km de líneas en tensiones de 132 kV e inferiores, lo que hace que sean potencialmente aptas para inyección de pequeña generación conectada directamente a distribución.
- ^{5.} Hay 14 empresas regionales de distribución en Gran Bretaña, que tienen licencia para realizar esa actividad. En 2010-11 las 14 licencias estaban en manos de siete grupos económicos. La Figura 31 muestra el nombre y localización de los sistemas de distribución de las 14 licencias.

Figura 31 – UK: Sistemas Regionales de Distribución



Central Networks: West (CN West), ahora Western Power Distribution: West Midlands (WMID); 2. Central Networks: East (CN East), ahora Western Power Distribution: East Midlands (EMID); 3. Electricity North West Limited (ENWL); 4. CE Electric UK: Northern Electric Distribution Limited (NEDL), ahora Northern Powergrid: Northeast Ltd (NPGN); 5. CE Electric UK: Yorkshire Electricity Distribution plc (YEDL), ahora Northern Powergrid: Yorkshire Plc (NPGY); 6. Western Power Distribution: South Wales (SWALES); 7. Western Power Distribution: South West (SWEST); 8. UK Power Networks: London Power Networks (LPN); 9. UK Power Networks: South East Power Networks (SPN); 10. UK Power Networks: Eastern Power Networks (EPN); 11. Scottish Power: Distribution (SPD); 12. Scottish Power: Manweb (SPMW); 13. Scottish & Southern Energy: Hydro (SSEH); 14. Scottish & Southern Energy: Southern Electric Power Distribution (SSES). Fuente: Ofgem (2011).

2. Marco Regulatorio e Institucional

6. Gran Bretaña fue pionera en el establecimiento del modelo competitivo para la generación, acompañado de la *desverticalización* de los segmentos del sector.
7. La ley del año 1989 (*Electricity Act*) sentó las bases legislativas para la reestructuración y privatización de la industria en Gran Bretaña. La ley permitió privatizar las empresas y la introducción de mercados competitivos y un sistema de regulación independiente.

8. En marzo de 1990, la nueva estructura fue introducida en Inglaterra y Gales, dividiendo la *Central Electricity Generating Board* (CEGB) en tres empresas generadoras y una transmisora: National Power, Powergen, Nuclear Electric y la National Grid Company (NGC).
9. Las centrales con combustibles fósiles fueron transferidas a National Power y Powergen, las nucleares a Nuclear Electric y el sistema de transmisión, junto con las centrales de bombeo de Gales y las interconexiones con Escocia y Francia a NGC.
10. Las oficinas regionales de distribución fueron reemplazadas por empresas regionales (RECs), a las que se transfirieron los sistemas de distribución locales y se atribuyó a cada REC la obligación de atender cualquier solicitud de suministro razonable en el área asignada. La red nacional de transmisión (NGC) quedó como propiedad de las REC en su conjunto.
11. Con la reestructuración se estableció el *pool* como el mecanismo de mercado mayorista para la compra-venta de electricidad en Inglaterra y Gales.
12. Además, se abolió el Consejo de electricidad (*Electricity Council*) y se creó un sistema de regulación independiente, encabezado por el Director General de suministro de electricidad, que cubría Inglaterra, Gales y Escocia, respaldado por una oficina reguladora, la Offer, para regular el nuevo sector eléctrico privatizado.
13. Además, se estableció una serie de comités de consumidores regionales para reemplazar los consejos consultivos.
14. En ese momento, aunque la reforma clave en la privatización era la desverticalización del sector, algunas integraciones verticales subsistieron, las *REC estaban a cargo de la distribución y comercialización y podían participar por hasta 15% de su volumen de ventas en generación*. Asimismo, National Power y Powergen tenían algunos clientes directos.
15. Desde ese momento se establecieron numerosos ajustes y modificaciones, profundizando la reforma y las medidas contra el poder de mercado de algunos agentes.

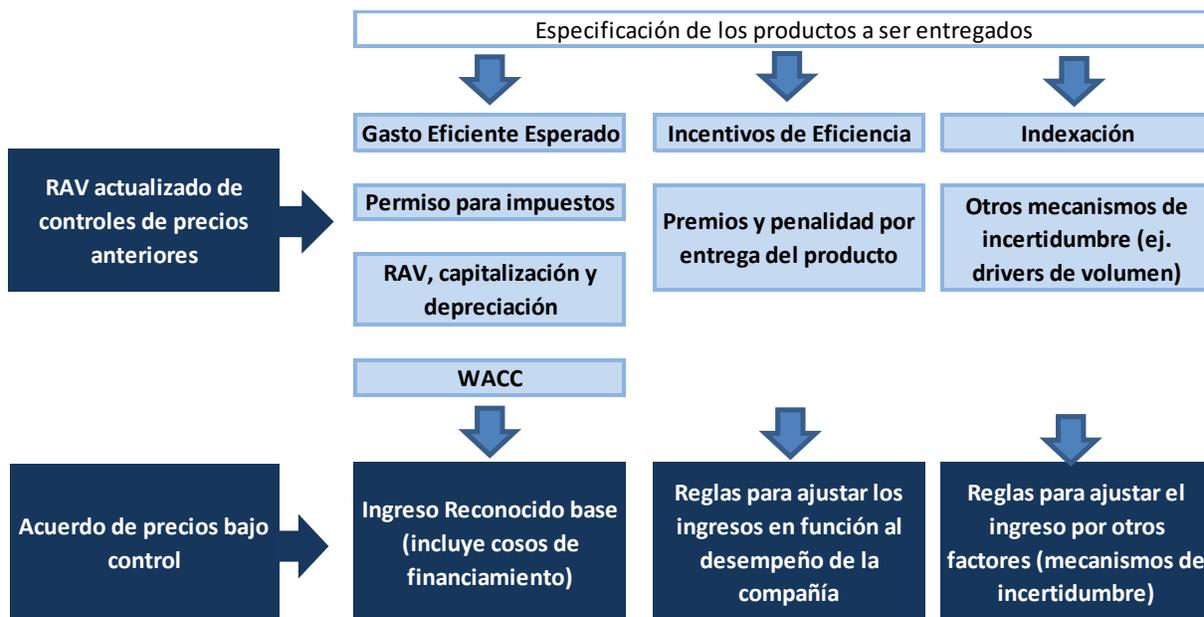
16. La regulación fue actualizada completamente con la ley del año 2000 (*Utilities Act*), que reformó el marco institucional de la regulación de la industria eléctrica y los parámetros legislativos de su estructura.
17. Con relación a los cambios institucionales y regulatorios se destacan:
 - a) Se reemplazó el regulador individual, Director General de Suministro de Electricidad, con un concejo, la Autoridad de Mercados de Gas y Electricidad (*Gas and Electricity Markets Authority*).
 - b) Se fusionaron las oficinas regulatorias de gas y electricidad en la Ofgem.
 - c) Se sustituyeron los comités de consumidores con un concejo independiente del consumidor para gas y electricidad, conocido como Energywatch
 - d) Cambios en las atribuciones y responsabilidades del Secretario de Estado para Comercio e Industria y traslado de responsabilidades a la Ofgem
 - e) Atribución de nuevos poderes al Secretario de Estado y a la Ofgem
18. Estos cambios se hicieron mediante modificaciones de la *Electricity Act* de 1989. La nueva ley también eliminó el concepto de suministrador de servicio público e introdujo una única licencia tipo para todos los suministradores, poniéndolos en pie de igualdad.
19. En la Ley también se estableció el requerimiento formal de separar los negocios de distribución y comercialización o suministro y se introdujo la obligación de que la actividad de distribución fuera autorizada en forma independiente del suministro. Esos cambios tuvieron un fuerte impacto en la estructura de propiedad de la industria.
20. La *Utilities Act* de 2000 también cambió la implementación de los esquemas de comercio mayorista, reemplazando el “*pool*” con los Nuevos Arreglos para la Comercialización de Electricidad (*new electricity trading arrangements* NETA), basado en contratos o acuerdos bilaterales entre generadores, suministradores, comercializadores y clientes a través de negocios en mercados a futuro y de corto plazo.
21. En 2008 y 2011, se aprobaron, respectivamente, la Ley de Cambio Climático (*Climate Change Act*) y la Ley de Energía (*Energy Act*) (que han tenido impacto en la regulación del sector eléctrico, de forma de acompañar las nuevas necesidades de política energética

dictadas por los compromisos ambientales asumidos por el Gobierno.

3. Regulación del Segmento Distribución

22. La última revisión tarifaria de distribución realizada por Ofgem fue la quinta, vigente en el período 2011-2015. La regulación con el enfoque RIIO se planificó que sería introducida en distribución en la revisión del año 2015. La estrategia para dicha revisión tarifaria está contenida en el documento *Strategy decision for the RIIO-ED1 electricity distribution price control*. El documento suministra una visión general de la decisión de la Ofgem en cuanto al enfoque que determina los productos que las 14 empresas de distribución deberán entregar y los ingresos que les serán autorizados en el período entre el 1 de abril de 2015 y el 31 de marzo de 2023.
23. Como se indicó, con el nuevo modelo, el regulador establece los productos que las empresas deben entregar y los ingresos que pueden recaudar de los consumidores por esos productos. Los ingresos son determinados utilizando un enfoque de bloques regulatorios (*building blocks*), cuyos elementos fundamentales están ilustrados en la Figura 32 siguiente.

Figura 32 – UK: Building blocks para la próxima revisión de distribución (2015-2023)



Fuente: Ofgem (2012).

24. Con relación a los productos, el marco RIIO tiene seis categorías primarias, asociadas a los desempeños que se busca incentivar para RIIO-ED1, los cuales son:
- a) *Seguridad*: asegurar que se provee una red segura que cumple las normas de seguridad y salud *Health and Safety Executive*, HSE)
 - b) *Medio ambiente*: incentivar a las empresas a alcanzar objetivos ambientales más generales, en particular la reducción de emisiones de carbono, y minimizar el impacto ambiental de las actividades de la empresa gestionando su propia huella de carbono, polución visual y contaminación.
 - c) *Satisfacción de cliente*: mantener altos niveles de satisfacción de los clientes y mejorar el servicio donde sea necesario. Asumir e integrar el punto de vista de los accionistas en la operación de los negocios.
 - d) *Conexiones*: Conectar a los usuarios en forma rápida y eficiente, incluyendo la respuesta a las necesidades específicas de los clientes, y simultáneamente facilitar la competencia en la comercialización minorista (*supply*).
 - e) *Obligaciones Sociales*: Adoptar un enfoque estratégico, coordinando y asociándose con otras redes, suministradores y agencias para el uso más efectivo de datos y conocimiento a los efectos de beneficiar a los consumidores vulnerables.
 - f) *Confiabilidad y disponibilidad*: Proveer confiabilidad de largo plazo, minimizando el número de interrupciones y asegurando la adaptación al cambio climático.
25. Para cada categoría de producto Ofgem ha considerado un rango de mecanismos para incentivar a las empresas en el sentido deseado. En algunos casos se han fijado límites superiores y/o inferiores al ajuste de ingresos. Esos límites son determinados en la forma de cierta cantidad de dinero. Sin embargo no en todos los casos los incentivos son financieros. Para la seguridad, por ejemplo, no hay premio o penalidad puesto que existen normas absolutas vigentes y la HSE puede actuar en caso de incumplimiento.
26. Resumiendo, el esquema (RIIO-ED1) se diseñó para generar beneficios reales a los usuarios del servicio mediante la definición de una serie de incentivos que se le genera a las empresas para lograr un servicio confiable, de calidad y sostenible.
27. En marzo del 2013 se publicó la decisión estratégica y los elementos fundamentales de este marco regulatorio. Esto incluye los productos a entregar, los parámetros financieros y los

incentivos regulatorios. Un elemento esencial del modelo es la generación de planes de inversión justificados y sólidos. En julio del 2013 las empresas remitieron sus planes de inversión para el periodo comprendido por la revisión tarifaria.

28. Respecto de la evaluación de los planes de inversión se presentan las siguientes situaciones: si un plan es considerado como de elevada calidad y genera un valor a los consumidores, el mismo es considerado como *fast-track*, esto significa que se acepta el plan como fue emitido y se concluye la revisión del precio tempranamente. Por el contrario, cuando el plan presenta puntos fuertes, pero no genera una mejora general a la situación actual, el mismo es considerado como *slow-track*. Es decir, la posibilidad de ser considerado *fast-track* genera el incentivo para mejorar la calidad de los planes.
29. Los planes fueron evaluados con base en cinco criterios centrales:
 - a) Productos a desarrollar
 - b) Gastos eficientes
 - c) Financiamiento eficiente
 - d) Incertidumbre
 - e) Riesgo
30. De la evaluación realizada por el regulador surgió que 10 empresas fueron consideradas como *slow-track*, y remitieron sus planes revisados en marzo del 2014.
31. En el documento *RIIO-EDI: Final determinations for the slowtrack electricity distribution companies Overview* de Noviembre del 2014 se fijan los determinantes últimos sobre el proceso tarifario para 10 empresas distribuidoras de electricidad consideradas como *slow-track*. El régimen tarifario para las empresas *fast-track* siguió los lineamientos definidos en el documento *Strategy decision for the RIIO-EDI electricity distribution price control*.
32. De este modo, la Ofgem determinó los lineamientos finales para fijar las tarifas de todos los agentes del mercado. Si bien los cambios determinados para el proceso de las empresas *slow-track* son marginales, existen algunos que merecen ser mencionados:
 - a) Una reducción en las ganancias antes de inflación en un 4.7% en promedio respecto del proceso tarifario *Distribution Price Control Review 5 (DPCR5)*

- b) Se empleó el cuartil superior de un estudio de *benchmarking* en lugar de la frontera eficiente, para la determinación de los costos de administración, operación y mantenimiento (AOM) reconocidos y se incorporó una interpolación por calidad de la información (IQI), reconociendo que el organismo no tiene información perfecta.
- c) Se especifica que en los análisis de regresión para determinar los costos eficientes se empleará una variable de escala compuesta o CSV que es una combinación del Valor Equivalente del Activo (MAEV, por su sigla en inglés) y del número de empleados.

a) *Remuneración de la Actividad*

- 33. La Ofgem definió un esquema general de remuneración para las industrias de red mediante el cual la empresa prestadora recibe una remuneración por las inversiones realizadas que consiste en dos componentes:
 - a) La aplicación del costo de capital sobre la Base Regulatoria de Activos (BRA, en inglés *Regulatory Asset Value - RAV*). La BRA es la base de activos reconocida regulatoriamente neta de depreciaciones.
 - b) Cuota anual de depreciación regulatoria de los activos la cual depende de la vida útil promedio establecida por el regulador.

- 34. El método de remuneración de las inversiones adoptado por la Ofgem en el modelo RIIO es conceptualmente similar al utilizado en el modelo RPI-X, asimilable al modelo de Costo de Reposición Optimizado y Depreciado (*DORC* por sus siglas en Inglés). En virtud del volumen de inversiones previsto en el sector para cumplir con las metas de reducción de carbono, cobra un rol central en el modelo RIIO el concepto de optimización de las inversiones. El concepto de optimización y eficiencia en el modelo RIIO tiene un alcance más amplio, integral y de largo plazo que el aplicado en el modelo RPI-X:
 - a) Amplio, ya que se vincula al objetivo general del modelo RIIO que consiste en proveer energía sustentable, con niveles máximos emisión de carbono, a largo plazo (usuarios actuales y futuros).
 - b) Integral, ya que para la incorporación de nuevos activos se pondera aquellos proyectos que incorporan tecnologías que minimicen los costos totales (TOTEX) de proveer energía sustentable en el largo plazo.
 - c) De largo plazo, ya que si bien el periodo tarifario es de ocho años, el Plan de Negocios

considera un horizonte de largo plazo (30 años).

Base Regulatoria de Activos

35. La BRA al final de cada año es el resultado de adicionar a la BRA valuada al inicio del año los ajustes por transferencias de activos (*shadow RAV*) e incrementos de BRA y de deducir las depreciaciones generadas en el año, en término de fórmulas:

$$BRA_t = BRA_{t-1} + TRANSF_t + INCBRA_t - DEP_t \quad (4)$$

Dónde:

BRA_t es la Base Regulatoria de Activos, el stock de activos al final del año t .

$TRANSF_t$ son las Transferencias de activos realizadas durante el año t .

$INCBRA_t$ son los Incrementos de BRA ocurridos durante el año t .

DEP_t son las depreciaciones de la BRA generadas durante el año t .

Un aspecto distintivo del modelo RIIO con respecto al modelo RPI-X es que a los efectos de la valuación no se distinguen inversiones (CAPEX) de gastos de administración, operación y mantenimiento (OPEX), sino que analiza la suma de ambos componentes o costos totales (TOTEX, por su denominación en inglés).

36. Posteriormente, y a los efectos de la remuneración, el TOTEX es desagregado en dos componentes:
- Recuperación lenta del TOTEX (*slow money*). Corresponde a la parte del TOTEX que se adiciona a la BRA ($INCBRA_t$ en la fórmula presentada anteriormente)
 - Recuperación rápida del TOTEX (*fast money*). Corresponde a la parte del TOTEX que se recupera anualmente, en forma similar al tratamiento que reciben los OPEX.
37. Los TOTEX de recuperación rápida no son activables y su tratamiento contable es equivalente al de los OPEX, en tanto que los TOTEX de recuperación lenta si son activables.

Vida útil de los activos

38. Si bien en el documento final de la cuarta revisión tarifaria de distribución eléctrica (DPCR4), en noviembre de 2004, quedó plasmada la necesidad de revisar la vida útil regulatoria de los activos, recién en el documento de consulta del modelo RIIO publicado en enero de 2010 este tema fue discutido en detalle considerando:
- La necesidad de balancear los intereses de usuarios presentes y futuros, en un escenario de fuertes inversiones que tiene como principal objetivo el reducir los niveles de carbono en el sector.
 - La necesidad de dar señales correctas de precios.
 - La necesidad de calibrar el esquema de incentivos. Un esquema de depreciación acelerada de las inversiones puede opacar el esquema de incentivos operacionales y de calidad de servicio.
39. La Ofgem encomendó al grupo consultor conformado por *Cambridge Economic Policy Associates* (CEPA), *Sinclair Knights Merz* (SKM) y *GL Noble Denton* la elaboración de un estudio acerca de la vida económica de los activos de redes de electricidad y gas.

Tabla 49 – UK: Distribución: vida útil de los activos utilizada en la contabilidad regulatoria según empresa

Red de Distribución Eléctrica	Tipo de Activo	Vida Útil Contable (años)
CE	Activos del sistema de distribución	45
	Tecnología de la Información	hasta 10
Red Central Este y Red Central Oeste	Activos de la red de distribución	40-70
EDFE EPN, EDFE LPN y EDFE SPN (redes no de Reino Unido)	Líneas aéreas y subterráneas	45-60
	Otras plantas y construcciones de la red	20-60
Electricidad Noroeste	Infraestructura	5-80
Distribución SP y SP Manweb	Planta de Distribución	30-40
	Torres, líneas y cables subterráneos	40-60
SSE Hidro	Activos de Distribución	10-40
SSE Sur	Activos de Distribución	10-80
WPDS Gales y WPDS Oeste	Postes y líneas aéreas	45
	Cables subterráneos	60
	Transformadores y protecciones	45
	Torres y subestaciones	hasta 55

Fuente: Ofgem (2010)

40. Los resultados del estudio referente a los activos eléctricos determinan que:
- La vida útil técnica promedio se ubica entre 54 y 60 años.
 - Los activos tienen un nivel de antigüedad promedio (vida útil transcurrida) de 33 años.

- c) Los operadores de red utilizan en su contabilidad regulatoria una vida útil que, dependiendo del equipamiento, se ubica en el rango entre 10 a 80 años, estando la mayor parte del equipamiento ubicado entre 30 a 60 años.
41. La determinación de la Ofgem se basó en una recomendación realizada por la consultora CEPA de adoptar una vida útil promedio del entorno entre 45 y 50 años.

Recuperación lenta del TOTEX

42. La proporción de TOTEX que se activa (*slow money*) es determinada por la Ofgem con base en distintos criterios, entre los que se destacan: la evaluación del Plan de Negocios propuesto por las empresas, los antecedentes de capitalización de las empresas evaluadas, etc.

Costo de capital

43. El modelo RIIO establece cuatro criterios principales para la determinación del costo de capital que asegure que una empresa, que actúa eficientemente, pueda financiarse tanto a través de su propio capital como de capital de terceros:
- a) Continuar con el criterio determinado en el modelo RPI-X de calcular el costo de capital a través del modelo WACC (*Weighted Average Cost of Capital*).
 - b) Determinar el costo de la deuda con base en información de promedios de largo plazo con actualización anual.
 - c) Continuar con el criterio determinado en el modelo RPI-X de determinar el costo del patrimonio (equity) a través del modelo CAPM (*Capital Asset Pricing Model*).
 - d) Establecer niveles de Estructura de Capital (EdC) que reflejen la exposición al riesgo de cada una de las empresas. La EdC puede variar entre sectores y en el interior de cada sector (por empresa).
44. La tabla siguiente presenta los valores de costo de capital determinado por la Ofgem para diferentes sectores e industrias.

Tabla 50 – UK: Costo de capital, valores determinados por la Ofgem en revisiones tarifarias recientes de electricidad y gas

Component	RIIO-T1/GD1 March		RIIO-T1/GD1 December		DPCR5	GDPCR	TPCR4	CC Bristol Water
	Low	High	Low	High				
Risk-free rate	1.7%	2.0%	1.4%	2.0%	2.0%	2.5%	2.5%	2.0%
Equity risk premium	4.75%	5.5%	4.0%	5.5%	5.25%	4.75%	4.5%	5.0%
Equity beta	0.9	0.95	0.65	0.95	0.9	1.0	1.0	0.92
Cost of Equity (post-tax)	6.0%	7.2%	4.0%	7.2%	6.7%	7.25%	7.0%	6.6%

Fuente: Ofgem

45. En forma complementaria al esquema general de remuneración de la actividad, se agrega el llamado Proceso de Iteración Anual (*Annual Iteration Process, AIP*).
46. En efecto, el modelo RIIO incorpora, para el negocio de distribución eléctrica (RIIO-ED1) el AIP, el cual permite ajustar anualmente la Base de Ingresos tomando en consideración el desempeño y los niveles de productos alcanzados por las empresas. El AIP plantea un cambio sustancial con respecto al modelo RPI-X ya que en dicho modelo los ingresos regulatorios no se ajustaban durante los cinco años que duraba el periodo tarifario.
47. El análisis de desempeño se realiza a través de un grupo de variables predeterminadas. La Ofgem calcula, al 30 de noviembre de cada año, el llamado término de Modificación en la Base de Ingresos (*MOD*) que refleja el Cambio Incremental en la Base de Ingresos. El *MOD* se aplica a partir del 1 de enero del siguiente año. Las reglas para la determinación de las variables y la metodología de cálculo del AIP están incorporados en las Licencias de las empresas y en las Guías Financieras y el Modelo Financiero de la Revisión Tarifaria (*Price Control Financial Model and Handbook, PCFM*).
48. Matemáticamente la especificación del ajuste mediante la aplicación del factor *MOD* es la siguiente:

$$BING_t = BINGINI_t + MOD_t \quad (5)$$

Dónde:

$BING_t$ es la Base de Ingresos para el año t .

$BINGINI_t$ es la Base de Ingresos Inicial para el año t .

MOD_t es el término que refleja la Modificación de la Base de Ingresos para el año t .

Ajustes previstos en el AIP

49. El cálculo del valor MOD_t es un proceso dinámico ya que el Modelo Financiero de Control de Precio (*Price Control Financial Model*, PCFM) incluye los efectos encadenados entre variables. Por ejemplo, un incremento del TOTEX podría afectar la estructura óptima de capital propio de la empresa. El AIP puede implicar la revisión del valor de las variables contenidas en el PCFM, inclusive de valores anteriores. Sin embargo, una vez estimado el MOD para un año determinado, este valor no sufre variaciones como consecuencia de resultados posteriores del AIP.

b) Reconocimiento de los costos de AOM

50. La remuneración de los gastos de administración, operación y mantenimiento se realiza a través de los llamados costos permitidos (*Allowed Costs*) los cuales se agrupan en los siguientes conceptos:
- a) Recuperación rápida del TOTEX (*fast money*). Corresponde a la parte de TOTEX no activada, la cual se recupera en un año.
 - b) Costos no controlables.
 - c) Otros costos. (e.g. pensiones y resultados de revisiones tarifarias anteriores)
 - d) Impuestos permitidos.

51. Adicionalmente, el modelo RIIO-D1 introduce un par de modificaciones con respecto a los criterios establecidos en la revisión tarifaria anterior (*Distribution Price Control Review 5*, DPCR5) al considerar en el TOTEX a:
- a) CAPEX no operacionales
 - b) Costos de soporte del negocio, o sea aquellos costos que no están directamente relacionados con la producción.

c) Tratamiento regulatorio de las pérdidas

52. La Ofgem señala que las pérdidas en el sistema son la contribución más importante de las

distribuidoras a su huella de carbono⁶⁷ y que son una consecuencia inevitable de transferir electricidad en una red. Las mismas pueden ser reducidas con varias acciones por parte de las empresas y otros interesados. Es claro que el tema refiere a pérdidas técnicas ya que las pérdidas no técnicas *no* son un problema relevante en Gran Bretaña.

53. Ofgem indica que ha tenido problemas significativos con los mecanismos de incentivos de reducción de pérdidas de la revisión anterior, DPCR5, debido a fluctuaciones importantes de los datos y que ello resultó en la eliminación del mecanismo.
54. En lugar de una medida de las pérdidas, Ofgem coloca una cláusula de obligación de reducir pérdidas en la licencia de las distribuidoras, junto con la posibilidad de éstas de justificar gastos en sus Planes de negocio con base en la reducción de carbono. Las empresas deberán publicar informes anuales en que comparen las reducciones planificadas y logradas.
55. También se establece una recompensa monetaria discrecional durante el período RIIO-ED1 para premiar iniciativas eficientes e innovadoras de reducción de pérdidas. La Ofgem prevé revisar los mecanismos de incentivo para reducción de pérdidas en la revisión RIIO-ED2 una vez que evalúe si las tecnologías de medidores inteligentes y otras innovaciones permiten una medida confiable de las pérdidas.

4. Regulación del Segmento Comercialización

56. El mercado de comercialización de Gran Bretaña se compone de 31 empresas, donde la mayoría ofrece gas y energía eléctrica. En particular, existen 6 empresas integradas verticalmente, que corresponden a las *incumbentes* (British Gas, EDF, E.ON, Npower, SSE y Scottish Power). Las restantes empresas corresponden a compañías más pequeñas que ingresaron al mercado luego de la liberalización. Estas empresas no se encuentran integradas verticalmente y son conocidas como las *oferentes independientes*.
57. En términos generales, el sector de comercialización de electricidad de Gran Bretaña fue organizado como un mercado competitivo en 1999. A partir de dicho momento, los

⁶⁷ La huella de carbono se define como la totalidad de los gases de efecto invernadero emitidos por la empresa.

consumidores han podido elegir y cambiar de un proveedor a otro. Por su parte, los oferentes adquieren la electricidad en el mercado mayorista o directamente desde los generadores, entregándola al consumidor final. Permitiendo la competencia, se traslada la presión a la baja en los precios, e incentiva la innovación y la mejora en el servicio eléctrico.

a) Esquema regulatorio específico para la actividad

58. La provisión o comercialización de energía en Inglaterra y Gales es el proceso de compra de energía eléctrica en el mercado mayorista y su venta a consumidores finales. Los consumidores tienen el derecho de elegir libremente el agente que le suministrara la energía eléctrica. No obstante, se encuentra sujeto a ciertas condiciones particulares.
59. Antes de la década de 1990, la actividad de suministro y distribución era concebida como una única unidad. Sin embargo, con las modificaciones de la estructura del mercado la actividad de proveer al consumidor se separó de la de distribución.
60. Dentro de la operatoria del esquema de comercialización se tienen las siguientes características: los medidores pertenecen a un tercero conocidos como Operador de Medidores (*Meter Operators*, en inglés), que se encarga de su instalación y mantención, en tanto que las lecturas las hacen los comercializadores a través de la Distribuidora o de un Agente autorizado.
61. Las principales tareas a realizar por los comercializadores se resumen a continuación:
 - a) Comprar y vender electricidad
 - b) Lograr contratos con los generadores que afecten sus costos de generación
 - c) Procurar que la electricidad sea transportada por el sistema de transmisión y distribución, pagando el peaje adecuado
 - d) Proveer servicios a los consumidores como facturación y cobranza, emisión de boletas y lecturas de medidores
 - e) Ganar cierta utilidad del negocio de provisión
62. La regulación obliga a los comercializadores a contratar la distribución de electricidad con una empresa distribuidora, pagando el costo de utilizar la red del tercero.

- ^{63.} La actividad de comercialización, al igual que las de generación, transmisión y distribución, es una actividad licenciada. Es decir, que todas las empresas jurídicas y naturales que quieran ejercer estas actividades requieren de una licencia para poder ejercerlas. El encargado de otorgar estas licencias es el Director General de Suministro Eléctrico (DGES, por su sigla en inglés).
- ^{64.} En particular, existen medidas que evitan la especulación por parte de los comercializadores, y que protegen al mercado frente a posibles insolvencias de éstos. Para ello, los comercializadores para poder empezar actividades deben someterse a un proceso de registro de parte de las respectivas autoridades, en el que deben cumplir requisitos de capital mínimo de garantía o aval, cumplir ciertos estándares de calidad o tener separación de actividades en el caso de integración vertical con generación y/o distribución.
- ^{65.} De igual modo, el comercializador se encuentra protegido mediante la notificación anticipada por cambio de cliente. Asimismo, cuenta con medidores de prepago con servicio de infraestructura sin discriminación por los distribuidores a los comercializadores. Finalmente, existe el pago por cancelación anticipada de contrato.
- ^{66.} Adicionalmente el marco regulatorio define el concepto de comercializador de último recurso (*Supplier of Last Resort*) que se refiere a que en un área existe un agente que tiene la obligación de acoger a cualquier cliente que no se encuentre suscrito a un comercializador. La elección de este agente debe realizarse considerando sus obligaciones contractuales actuales y futuras.
- ^{67.} En este contexto, la actividad de comercialización es desarrollada, además de empresas entrantes, por las Compañías Regionales de Electricidad o Distribuidoras (RECs, por su sigla en inglés) que poseen la adecuada licencia y desarrollan la actividad de comercialización como una actividad distinta a la de distribución. De todos modos, también puede ser ejercida por los generadores, autoprodutores y cualquier otra persona que cumpla con las condiciones exigidas. Es relevante mencionar que la elección del comercializador no representa costo alguno al cliente.

- ^{68.} La ley de electricidad de 1989 distingue dos tipos de licencias de provisión:
- a) *First Tier Business*: La primera es la licencia otorgada a las Compañías Regionales, que además de poseer la habilitación para distribuir energía eléctrica, pueden suministrar a todo tipo de consumidor que se encuentre dentro de su área.
 - b) *Second Tier Business or Supply Licence*: La licencia del proveedor de segunda fila otorga el derecho a que cualquier persona pueda suministrar energía a cualquier consumidor salvo a los consumidores que estén sujetos a control de precio. De este modo, esta licencia otorga el derecho a ser proveedor puro. Este tipo de licencia puede incluir a Compañías Regionales que suministren energía fuera de su área de concesión. Estas licencias exigen menos obligaciones, ya que las primeras se asocian al carácter monopolístico de las Compañías Regionales.
- ^{69.} El *Utilities Act* de 2000 reunió ambos tipos de licencias en una única licencia de provisión, y se introdujo el concepto de la oferta contractual. Asimismo, las licencias pueden ser otorgadas para todo Reino Unido o para alguna área en particular.
- ^{70.} Esta reforma introdujo las licencias domésticas y no domésticas. Las primeras poseen una mayor cantidad de requisitos, siendo los principales:
- a) Cumplir con los requerimientos de seguridad
 - b) Cumplir con las normas comerciales
 - c) Ofrecer términos para el suministro
 - d) Otorgar a los clientes la información adecuada
 - e) Ofrecer una variedad de medios de pago, incluyendo el prepago
 - f) Otorgar el derecho de finalizar el contrato anticipadamente pagando la cuota (*fee*) e finalización
 - g) Construir los mecanismos para prevenir el abuso de mercado, incluyendo la selección del personal, su capacitación, auditorías, etc.
- ^{71.} La ley de 1989 establece la no discriminación del suministro. Es decir, todas las licencias de proveedor poseen una condición que impide a los proveedores, que se encuentren en posición dominante, ejercer cualquier tipo de discriminación en el suministro. Finalmente, en el año 1997 se determinó que las 14 Compañías Regionales eran dominantes en el mercado geográfico de su área designada.

72. Todas las compras de energía de los comercializadores son realizadas en el *Pool*, ya que toda la energía es reunida en él. Las ventas y compras se realizan utilizando los contratos llamados Contratos de Diferencia (CfDs, por su sigla en inglés), que son básicamente contratos de seguro o cobertura. Estos contratos son muy utilizados, evitando la volatilidad del precio spot. Es importante mencionar que los CfDs son instrumentos financieros y no son contratos bilaterales.

b) Remuneración de la actividad

73. El mercado de comercialización reúne a oferentes que compran energía eléctrica en el mercado mayorista, o directamente desde los generadores, y luego la venden a los usuarios finales. Estos oferentes fijan el precio para la energía vendida. La lógica subyacente se sustenta en que mediante la competencia se genere una presión a la baja de los precios.

74. Existe una gran variedad de factores que influyen el precio de venta de la energía comercializada. Estos incluyen:

- a) Costos Mayoristas
- b) Costos de la Red
- c) Políticas Ambientales
- d) Costo de Inversión en la Red
- e) Margen de Ganancia

75. Independientemente de ello, los comercializadores deben pagar el peaje de distribución correspondiente al uso de la red de terceros.

76. El control de precios es utilizado en un contexto donde el mercado se encuentra limitado por comportamientos monopólicos. Asimismo, la búsqueda del control de precios es otorgar los incentivos para que se aumente la eficiencia y la seguridad en el mercado. Por lo tanto, si existe competencia, los controles no son necesarios.

77. En este sentido, los controles de precio rigieron durante la transición hacia un mercado competitivo. Desde el año 2002, Ofgem ha removido el control de precios reemplazándolo por

investigación de mercado enmarcado bajo la Ley de Competencia. Bajo este esquema, el agente regulador realiza un seguimiento sobre todos los comercializadores, y en particular, sobre los dominantes, pudiendo actuar frente actividades prohibidas (precios excesivos o precios predatorios) en la Ley de Competencia. Asimismo, esta actividad implica determinar los niveles de competitividad del mercado.

c) Vinculación con otros eslabones de la cadena

78. Actualmente, existe una separación legal de la distribución y comercialización. Antes de la década de 1990, la actividad de suministro y distribución era concebida como una única unidad.
79. Asimismo, la transmisión corresponde a una actividad totalmente separada.
80. De este modo, el precio final pagado por el consumidor corresponde a los siguientes conceptos independientes:
- a) Costo de Compra de Electricidad a los Generadores
 - b) Peaje de Transmisión
 - c) Peaje de Distribución
 - d) Costo del Servicio de Provisión

5. Análisis de los elementos que limitan la competencia

a) Descripción de los elementos que limitan la competencia

81. En junio de 2014 la Autoridad de Competencia y Mercados (CMA, por su sigla en inglés) realizó una investigación del mercado energético de Gran Bretaña. La institución analizó el mercado de comercialización mayorista y minorista; en este último, se estudió únicamente la oferta a clientes residenciales y pequeñas empresas.
82. Esta investigación fue motivada principalmente por un rápido aumento en los precios de la energía, situación que ha generado una percepción generalizada de que los precios y la rentabilidad del sector se encuentran en niveles superiores a los que deberían ser bajo un

esquema competitivo. En particular, en los últimos 10 años los precios de la electricidad aumentaron en términos reales un 75%.

83. La investigación determinó que una de las causas de los aumentos de precios son los costos sociales y ambientales impuestos en el esquema regulatorio. No obstante, se ha observado que los márgenes del EBIT aumentaron y fluctuaron a lo largo del periodo analizado.
84. Por otro lado, también se determinó que el precio pagado por la electricidad varía entre distintos consumidores, y se observó una gran variabilidad de las tarifas a las pequeñas y medianas empresas. En particular, se analizaron las tarifas definidas bajo las modalidades *rollover*⁶⁸, *retention*⁶⁹, y *deemed*⁷⁰. Sin embargo, la Ofgem reconoció que los consumidores podrían tener importantes ahorros si combinan oferentes, tarifas y métodos de pago. Finalmente, existen grandes preocupaciones con la calidad del servicio provisto por las seis grandes distribuidoras de electricidad. En concreto, el número de quejas por cortes se quintuplico entre 2008 y 2013.
85. En un primer momento, la investigación definió el mercado, reconociendo que es una herramienta útil pero que determinar los límites del mercado no determina la competitividad existente en el mismo. Posteriormente, se analizó el mercado mayorista y minorista tendientes a buscar limitaciones a la competencia y comportamientos anticompetitivos. Es importante mencionar que el precio mayorista corresponde a la mitad del precio final del servicio eléctrico.
86. En este sentido, dentro del marco de la investigación, se modeló el mercado y como resultado se concluyó que ningún generador tiene incentivo a ejercer poder de mercado e incrementar el precio mayorista en forma significativa. Asimismo, el análisis de la rentabilidad de las seis grandes firmas demostró que el mismo se encontraba en línea con el costo del capital. Por lo tanto, se demuestra que en el mercado no existe el poder monopólico unilateral.
87. Por su parte, el mercado de comercialización minorista se analizó considerando que la

⁶⁸ Tarifa que el consumidor pagara si no toma ninguna acción al finalizar el contrato

⁶⁹ Tarifa que el consumidor negocia activamente al finalizar el contrato

⁷⁰ Tarifa que paga el consumidor hasta que se termina de negociar el contrato por primera vez

electricidad es un bien necesario homogéneo con una baja elasticidad precio e ingreso. Por lo tanto, el precio se convierte en el principal factor para elegir el oferente. De este modo, la competencia se determina principalmente a partir del precio, pero también de otros factores que tienen relación con el grado en que se involucran los consumidores en las negociaciones tarifarias, con base a tres criterios:

- a) Elección de la Tarifa
- b) Elección del Método de Pago
- c) Elección del Comercializador

⁸⁸. Este último punto fue realizado a partir de una encuesta a 7.000 consumidores, la cual demostró un bajo nivel de interés de los consumidores. En concreto, se determinaron tres elementos donde el mercado presenta limitantes para la competencia.

Baja Respuesta de los Consumidores

⁸⁹. El estudio reveló que 36% de los consumidores no conocían la posibilidad de elegir entre comercializadores, 34% que nunca consideró cambiarse de comercializador, y 72% que no sabían que podían cambiar de tarifa dentro del mismo comercializador. Esta situación ha llevado a que grandes ahorros potenciales no hayan sido aprovechados por los usuarios.

⁹⁰. En primer lugar, se observó que personas de bajos ingresos, bajas calificaciones, que viven en viviendas rentadas o mayores de 65 años tienen menos probabilidad de involucrarse en el mercado. Asimismo, las ganancias para personas de altos ingresos representan un porcentaje poco significativo en términos de sus ingresos mensuales.

⁹¹. En segundo lugar existen barreras para involucrarse, como son la falta de diferenciación entre el gas y la electricidad limitan la participación, a la vez que las facturas son calculadas con base a medidores que no son horarios, por lo tanto el consumo utilizado es estimado y no el real. En consecuencia, una gran mayoría de los consumidores mantienen una tarifa default⁷¹ la cual le genera al distribuidor una ganancia superior por kWh que la tarifa de precio regulado.

⁷¹ Tarifa que pagan en caso de no tomar una decisión activa de cambiar de tarifa (tarifa SVT)

- ^{92.} Finalmente, se demostró la falta de información por parte de los consumidores. Por ejemplo, la falta de acceso a internet, o la desconfianza en internet parecían ser un limitante a la competencia. Asimismo, el mecanismo para seleccionar nuevos comercializadores es complejo.

Comportamiento de los Comercializadores

- ^{93.} Existen actividades de los comercializadores que limitan la competencia y la posibilidad de ahorros por la elección por parte de los consumidores.
- ^{94.} En primer lugar, existen disparidades entre las seis grandes empresas que no pueden ser explicadas. Asimismo, no existen diferencias entre los costos sociales y ambientales para cada tipo tarifario. Por lo tanto, existe un poder de mercado unilateral que las empresas ejercen sobre los consumidores bajo la tarifa default o SVT.
- ^{95.} Por otra parte las tarifas no estándares (las que resultan de negociación con los comercializadores) se redujeron en el último tiempo, situación que va en sentido contrario a lo observado en las tarifas estándares. Las empresas han informado que la razón de esto es que fijan los valores no estándares considerando que una porción significativa de los clientes acabarán contratando a la tarifa default, por lo que pueden fijar valores no estándar inferiores.
- ^{96.} A partir del 2008, existe una reducción en el cambio de comercializadores alcanzando los niveles del 2003. La prohibición de la discriminación de precios regionalmente ha incentivado esta caída. Además, las empresas han decidido reducir las ventas en puerta de sus servicios. La evidencia muestra que las empresas incumbentes poseen clientes con más de 10 años de antigüedad. Esta situación demuestra una lealtad hacia las empresas incumbentes por parte de los consumidores.
- ^{97.} En conclusión, una actitud pasiva de los consumidores le ha dado un poder a los comercializadores sobre el mercado que no deberían tener bajo un esquema competitivo, y cobrando una tarifa SVT superior a lo que sus costos debería justificar. Sin embargo, no existe una coordinación entre las empresas.

Regulación

98. Desde 2010, Ofgem realiza Revisiones de las Reformas del Mercado, determinando si el mismo opera eficientemente y buscando eliminar las trabas a la competencia.
99. El principal objetivo de estas revisiones es estimular a los consumidores. Sin embargo, varias de las medidas no han logrado generar el incentivo requerido para la participación de los consumidores.
100. Asimismo, la introducción de la *Four-Tariff Rule* prohibió que los intermediarios entre el comercializador y el cliente compitan entre sí reduciendo comisiones.
101. Finalmente, en 2009 Ofgem implementó la condición de licencias SLC 25A por medio de la cual se prohíbe la discriminación de precio regional. Esta medida se suspendió en 2012 pero se continuaron con los principios de la misma. En conjunto, estas medidas han llevado a una competencia menos clara.

b) Tratamiento propuesto para los elementos que limitan la competencia

102. Mediante el Sondeo de Oferta Energética (*Energy Supply Probe* en inglés), el Ofgem propuso medidas cuyo objetivo corresponde al tratamiento de los elementos identificados en el inciso anterior. Estas medidas fueron incorporadas como nuevas condiciones de las licencias.
103. El primer conjunto de medidas tenía como objetivo limitar los diferenciales de precios injustificados. Para lo mismo, se prohibió toda discriminación hacia los consumidores que no sea justificada adecuadamente por la estructura de costos.
104. Asimismo, por medio del estudio realizado en junio de 2014 la Autoridad de Competencia y Mercados (CMA, por su sigla en inglés) se establecieron medidas para beneficiar la competencia en el mercado.
105. En primer lugar, se establecieron medidas informales tendientes a otorgar información a los consumidores de las opciones existentes a los fines de aumentar la competencia en el mercado. Asimismo, estas medidas se acompañaron de otras que buscaban abrir el mercado y

reducir las barreras al acceso a la información.

- ^{106.} Adicionalmente se priorizó la iniciativa de que las empresas coloquen medidores inteligentes a los usuarios con medidores prepagos. Además, se implementaron medidas para facilitar la planificación y la introducción de medidores horarios.
- ^{107.} En tercer lugar, Ofgem ofrece un servicio de comparación de precios a los usuarios y pequeñas empresas, a los fines de facilitar la elección de tarifas. De este modo, los usuarios se encuentran con menos exigencias al momento de elegir entre los distintos esquemas. Esta medida, se acompañó de la obligatoriedad a las compañías a ofrecer listas de precios en sus páginas web y de otorgar gratuitamente esta información a los intermediarios.
- ^{108.} En cuarto lugar, se prohíbe la inclusión de condiciones contractuales por el cual se generaba una renovación automática del contrato con opciones limitadas de tarifa u oferente. Asimismo, los consumidores con tarifas default fueron contactados y recibieron información para incentivarlos a involucrarse en el mercado.

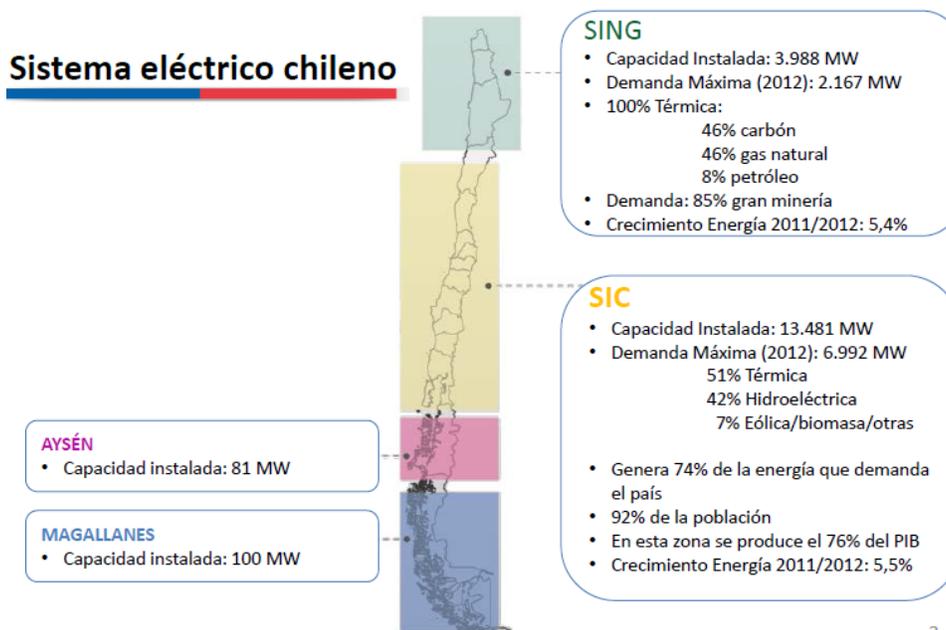
B. Modelo Chileno

1. Caracterización del Sector

- ^{109.} En Chile existen seis sistemas eléctricos independientes: el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING), que abastece la Primera y Segunda Regiones administrativas; el Sistema Interconectado Central (SIC), que abastece desde la Tercera a la Décima Región; el Sistema de Aysén en la Décimo Primera Región y el Sistema de Magallanes en la Décimo Segunda Región, que incluye tres sistemas denominados medianos.
- ^{110.} La generación en Chile depende principalmente de recursos hídricos y de la importación de hidrocarburos. El país carece de recursos petroleros significativos, por lo que el petróleo es importado. El gas natural también es importado mediante dos terminales de regasificación de GNL, Quintero y Mejillones. Existen seis gasoductos desde Argentina, aunque los volúmenes transados en los últimos años prácticamente han sido nulos.

111. La generación en Chile depende principalmente de recursos hídricos y de la importación de hidrocarburos. El país carece de recursos petroleros significativos, por lo que el petróleo es importado. El gas natural también es importado mediante dos terminales de regasificación de GNL, Quintero y Mejillones. Existen seis gasoductos desde Argentina, aunque los volúmenes transados en los últimos años prácticamente han sido nulos.

Figura 33 – Chile: Sistema Eléctrico Chileno



Fuente: Desafíos del sector eléctrico en Chile, presentación del Ministro Jorge Bunster Betteley en el Seminario SONAMI, abril 2013

112. La casi totalidad del sistema de transmisión de alta y extra alta tensión (154-220 y 500 kV), pertenece a la empresa privada Transelec S.A. junto a su filial Transelec Norte. Esta empresa es la propietaria y operadora de la gran mayoría de las instalaciones troncales de transmisión eléctrica que conforman el Sistema Interconectado Central, SIC, como asimismo de una parte del Sistema Interconectado del Norte Grande, SING.
113. A los efectos regulatorios el sistema de transmisión chileno se divide en tres sistemas: sistema troncal, sistema de subtransmisión y sistema adicional.
114. La distribución sujeta a regulación de precios se define como aquella actividad que realiza el

transporte de potencia y energía eléctrica a niveles de voltaje de 23 kV o menos, y se encarga del suministro de energía a consumidores cuya potencia conectada es inferior o igual a los 2.000 kW (kilowatts), con excepción de aquellos clientes que contraten condiciones especiales de suministro o que, teniendo una potencia conectada superior a los 500 kW e inferior o igual a los 2.000 kW, hayan optado por suscribir un contrato libre. Por otro lado, las empresas generadoras pueden vender energía a clientes de potencia conectada superior a 2.000 kW, o bien clientes que contraten condiciones especiales de suministro o que, teniendo una potencia conectada superior a los 500 kW e inferior o igual a los 2.000 kW, hayan optado por suscribir un contrato libre, algunos de los cuales se encuentran físicamente instalados en las zonas de concesión de una distribuidora y por lo cual deberán pagar un peaje de distribución, en caso de que usen la red de la distribuidora. Este peaje también se encuentra regulado en la Ley.

115. En síntesis, la actividad de distribución comprende dos subactividades:
 - a) Transporte de potencia y energía eléctrica en redes de 23 kV o menos
 - b) Suministro de energía a consumidores con potencia conectada de 2.000 kW o menos.
116. El punto 2 no implica que no puedan conectarse usuarios de más de 2.000 kW (con límites técnicos), sino que en ese caso son consumidores libres, a los que el distribuidor está obligado a suministrar transporte a cambio de un peaje pero no energía a precio regulado.
117. Los clientes con demanda mayor o igual a 500 kW pueden optar por ser clientes libres pero si deciden permanecer como clientes regulados, el distribuidor está obligado a suministrarles energía a precio regulado. Los consumidores con cargas mayores a 2MW son obligatoriamente clientes libres.
118. Aunque hay 34 empresas distribuidoras, el 81% del total de los clientes es abastecido por seis empresas. Chilectra y CGED son las empresas con mayor participación de mercado; en conjunto, ambas abastecen a 2.8 millones de clientes y suministran cerca del 63% de la energía entregada al sistema.

2. Marco Regulatorio e Institucional

119. El marco regulatorio que introdujo la competencia en el mercado de generación fue

implementado hace ya treinta años. Actualmente, no hay participación empresarial del Estado en el sector.

¹²⁰. El marco regulatorio vigente está compuesto por una serie de leyes, reglamentos y normas, que regulan la producción, transporte, distribución y comercialización de energía eléctrica, y la provisión de los servicios complementarios a estas actividades y los servicios asociados al suministro de electricidad.

¹²¹. A continuación se listan los principales cuerpos normativos vigentes:

a) Ley General de Servicios Eléctricos (DFL-4/2007)

- Rige las concesiones y permisos, el transporte de energía eléctrica, la explotación de los servicios eléctricos y el suministro y las tarifas. Incluye lo dispuesto en la LGSE, la Ley Corta I, Ley Corta II y Ley de Energías Renovables no Convencionales (ERNC), entre otras.
- Reglamento de la Ley General de Servicios Eléctricos (Decreto 327): Reglamenta la ejecución y aplicación de la Ley General de Servicios Eléctricos.
- Reglamento de transferencias de potencia entre empresas generadoras (Decreto 62) Reglamento de transferencias de potencia entre empresas generadoras.
- Reglamento de servicios complementarios (Decreto 130) Reglamento que establece las disposiciones aplicables a los servicios complementarios con que deberá contar cada sistema eléctrico para la coordinación de la operación del sistema.
- Reglamento para la fijación de Precios de Nudo (Decreto 86) Reglamento que establece los procedimientos para la determinación y la fijación de los Precios de Nudo.

b) Ley Corta I (Ley 19.940/2004)

- Introduce modificaciones a la Ley General de Servicios Eléctricos con el objetivo principal de regular la toma de decisiones y el desarrollo de la expansión de la transmisión de electricidad. También establece incentivos para medios de generación no convencionales y pequeños medios de generación.

c) Ley Corta II (Ley 20.018/2005)

- Introduce modificaciones a la Ley General de Servicios Eléctricos con el objetivo principal de estimular el desarrollo de inversiones en el segmento de generación a través de licitaciones de suministro realizadas por las empresas de distribución.
- Reglamento de las licitaciones de suministro de energía (Decreto 4) Reglamenta el proceso de las licitaciones de suministro de energía para satisfacer el consumo de los clientes regulados que, de acuerdo a la Ley General de Servicios Eléctricos, deben realizar las empresas de distribución.

d) *Creación del Ministerio de Energía (Ley 20402/2009)*

e) *Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio (NTSyCS)* Documento técnico que establece exigencias mínimas para diseño de instalaciones y estándares de seguridad y calidad de servicio, entre otros.

f) *Procedimiento para otorgar concesiones eléctricas (Ley 20.701/2013)* Esta ley responde a modificaciones al DFL N° 1 que hará más expeditos los procedimientos para otorgar concesiones, contribuyendo al impulso de la inversión y la competitividad en el mercado eléctrico, dando mayor certeza al sistema y evitando problemas de abastecimiento.

^{122.} En lo que refiere a la organización institucional del sector, la Ley N° 2.224 de 1978 creó la Comisión Nacional de Energía (CNE), órgano encargado de la regulación de precios, elaboración de la política y promoción de los cambios legales, reglamentarios, y normativos para el buen funcionamiento del sector. La Ley N° 18.410 de 1985 del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción fijó las atribuciones y responsabilidades de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC), órgano fiscalizador del sector.

^{123.} La actual organización institucional del sector energético quedó definida a partir de la aprobación de la Ley N° 20.402 que crea el Ministerio de Energía, que entró en vigencia el 1 de febrero del año 2010. Este ministerio fue concebido como el órgano superior de colaboración del Presidente de la República en las funciones de gobierno y administración del sector de energía.

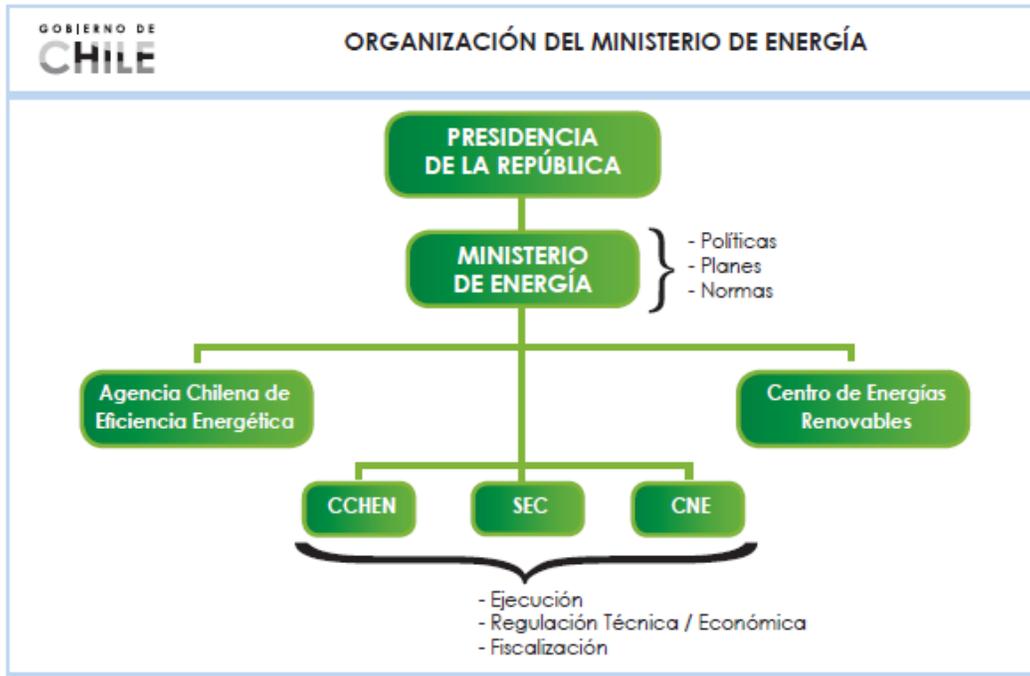
^{124.} El objetivo general del Ministerio de Energía es elaborar y coordinar los planes, políticas y

normas para el buen funcionamiento y desarrollo del sector, velar por su cumplimiento y asesorar al gobierno en todas aquellas materias relacionadas con la energía.

125. Con las definiciones de la Ley N° 20.402, quedó establecido que el sector energía comprende todas las actividades de estudio, exploración, explotación, generación, transmisión, transporte, almacenamiento, distribución, consumo, uso eficiente, importación y exportación, y cualquiera otra materia que concierna a la electricidad, gas, petróleo y derivados, energía nuclear, geotérmica y solar, y demás fuentes energéticas.

126. La siguiente figura describe la organización institucional vigente.

Figura 34 – Chile: Organización del sector energético



Fuente: Ministerio de Energía de Chile

3. Regulación del Segmento Distribución

127. En Chile los servicios públicos de distribución son prestados por empresas privadas, reservándose para el Estado el rol Regulador, Fiscalizador y Subsidiario.

128. El establecimiento, operación y explotación de instalaciones de distribución de electricidad se realiza mediante Concesión de Servicio Público (Art 2° del LGSE y Art 7° del Reglamento). La Concesión puede ser de dos tipos:
- a) *Provisional*, en cuyo caso debe ser solicitada directamente a la SEC (Art 18° del Reglamento). La concesión provisional tiene por objeto permitir el estudio de proyectos de obras de aprovechamiento de la concesión definitiva, y no constituyen un requisito previo para obtener la concesión definitiva, ni una obligación de solicitar esta última (Art 4° LGSE). El plazo de otorgamiento de las concesiones provisionales es de dos años.
 - b) *Definitiva*, son otorgadas por el Presidente de la República por intermedio del Ministro de Economía, Fomento y Reconstrucción (Art 11° LGSE). Las concesiones definitivas son otorgadas sin límite temporal y finalizan por caducidad⁷² o por renuncia. (Art 30° LGSE).
129. Existe disputabilidad para usuarios no regulados de más de 2 MW, y los clientes con consumos de entre 0,5 y 2 MW pueden decidir entre mercado regulado o no regulado.
130. La Ley admite la posibilidad de zonas de concesión superpuestas (Art 17° LGSE). Es decir, se faculta a que un nuevo distribuidor interesado pueda solicitar y obtener una nueva concesión en parte o en la totalidad del territorio ya concesionado.
131. Naturalmente, a los fines de cumplir con el criterio de no discriminación, se impone al nuevo concesionario las mismas obligaciones y derechos que posee la empresa *incumbente*.
132. Las distribuidoras están obligadas a dar servicio, en su zona de concesión, a quien lo solicite, sea que el usuario este ubicado en la zona de concesión o que se conecte a las instalaciones de la distribuidora por líneas propias o de terceros (Art 74° LGSE).
133. El esquema regulatorio establecido en Chile para la distribución es el de *Yardstick*

⁷² Las concesiones definitivas de servicio eléctrico caducarán, antes de entrar en explotación, si: 1. el concesionario no redujere a escritura pública el decreto de concesión; 2. si no se iniciaren los trabajos dentro de los plazos señalados; 3. si no se hubiesen ejecutado por lo menos los dos tercios de las obras dentro de los plazos establecidos y no mediare fuerza mayor. La caducidad será declarada por el Presidente de la República mediante decreto supremo fundado.

Competition con Precio Techo.

- ^{134.} Las revisiones tarifarias se realizan cada 4 años (Art 110° LGSE). La duración del período tarifario es idéntica para todas las distribuidoras. Los niveles y esquemas de precios de la industria, en general, están segmentados y asociados al eslabón de la cadena que se está remunerando. Las distribuidoras eléctricas traspasan a sus clientes regulados los precios que resulten de promediar los precios vigentes para dichos suministros conforme con los respectivos contratos de suministro con los generadores.
- ^{135.} De conformidad a las nuevas disposiciones legales vigentes a partir de 2010, en el caso de que el precio promedio de energía de una distribuidora sobrepase el 5% del precio calculado para todas las distribuidoras del sistema, el exceso se suprime y es absorbido por todos los consumidores de precio regulado del sistema eléctrico correspondiente.

a) Remuneración de la Actividad

- ^{136.} La remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica propiamente dicha está determinada por el Valor Agregado de Distribución (VAD). Conceptualmente el VAD debe generar ingresos suficientes a la Distribuidora para la cobertura de los costos eficientes de operación y mantenimiento, las inversiones requeridas para la adecuada prestación de los servicios, como así también generar una razonable rentabilidad sobre los activos.
- ^{137.} El VAD considera costos fijos por usuario (gastos de administración, facturación y atención), pérdidas de distribución en energía y potencia, y costos de inversión, mantenimiento y operación de la concesión de distribución, por unidad de potencia suministrada. La misma normativa establece que los costos anuales de inversión se calculan considerando el Valor Nuevo de Reemplazo (VNR) de las instalaciones adaptadas a la demanda, la vida útil de esas instalaciones y una tasa de descuento del 10% real anual (antes de impuestos).
- ^{138.} Dada la diversidad de tamaño y densidad de consumo de las empresas chilenas, la Ley concibió que el cálculo del VAD se realice por áreas típicas de distribución (ATD), que representan a empresas con VAD similares. Los componentes del VAD para cada área típica se calculan sobre la base de un estudio de costos encargado a una empresa consultora por la

Comisión. Para la elaboración del Estudio, la consultora supone eficiencia en la política de inversiones y en la gestión de una empresa modelo que actúa como distribuidora en el país. Dado que se realiza un Estudio de Costos por ATD, existe una empresa modelo por área típica.

- ^{139.} Los Términos de Referencia para la realización del Estudio de determinación del VAD son elaborados por la CNE.
- ^{140.} El mencionado estudio de costos también puede ser llevado a cabo por consultores contratados por las empresas concesionarias de distribución, ya sea en conjunto o individualmente. Para ello la Comisión informa cuáles son las áreas típicas y cómo se clasifican las empresas en su interior. En caso que las empresas presenten estudios de costos propios, y que no se llegue a acuerdo entre los valores entregados por el consultor de la Comisión y los valores de los estudios encargados por las empresas, éstas últimas preservan los valores presentados en sus correspondientes estudios de costos. Sin embargo, para efectos de determinar los VAD definitivos, la Comisión calcula para cada ATD el promedio aritmético ponderado de los VAD resultantes de los estudios de la Comisión y de las empresas. Los coeficientes de ponderación correspondientes son dos tercios para los que resulten del estudio encargado por la Comisión y un tercio para los valores del estudio encargado por las empresas como conjunto, o para el promedio de los valores resultantes en los estudios encargados individualmente por más de una empresa. Si las empresas no contrataren ningún estudio o si todos ellos fueran declarados fuera de bases, los VAD serán aquellos que resulten del estudio de la Comisión.
- ^{141.} La vigencia de las fórmulas tarifarias del VAD es de cuatro años. Sin embargo, existe la posibilidad de revisiones extraordinarias de tarifas dentro del período tarifario, si se verifica que en el período tarifario se registra una variación acumulada del 100% en el índice de precios al consumidor, o si la rentabilidad del promedio de las empresas difiere en más de cinco puntos porcentuales respecto al valor definido por la Ley de 10% real anual antes de impuestos.
- ^{142.} La normativa regulatoria establece una limitación a la rentabilidad que las distribuidoras pueden obtener, en tal sentido se estipula un mecanismo de verificación de la rentabilidad que consiste en determinar el VAD, con él cada empresa debe calcular los ingresos que hubiera

obtenido al aplicar las tarifas aprobadas sobre la totalidad de suministros realizados el año anterior al de análisis. Luego se procede a la determinación de una tasa de rentabilidad con la consideración de los VNR, los costos operacionales y los ingresos antes descritos. Seguidamente se efectúa la agregación de todas las distribuidoras para obtener un índice de rentabilidad de la industria en su conjunto.

- ^{143.} La ley establece que las concesionarias deben mantener una rentabilidad a nivel de toda la industria dentro de una banda del 10% (real antes de impuestos) \pm 4% (cuatro puntos porcentuales) al momento de la determinación del VAD. En caso que, al momento de la determinación del VAD, la rentabilidad se encuentre fuera de los límites aquí establecidos, se debe ajustar proporcionalmente el VAD de todas las distribuidoras hasta alcanzar el límite más cercano (inferior o superior). Y dentro de una banda del 10% (real antes de impuestos) \pm 5% durante los 4 años de vigencia de la misma. En caso que la rentabilidad conjunta de las empresas de la industria se encuentre fuera de esta banda, la CNE deberá efectuar un nuevo estudio para determinar nuevas fórmulas tarifarias.
- ^{144.} En el decreto tarifario de distribución que se dicta cada cuatro años, se establece un porcentaje de reducción del VAD para cada año de vigencia de las tarifas por concepto de *economías de escala*.
- ^{145.} Entre revisiones tarifarias el VAD de cada área típica es indexado mensualmente según un índice de la tasa de cambio del dólar y aranceles aplicables a los equipos importados, índices de precios locales al consumidor, índice de precios al por mayor de productos nacionales, e índice de precios del cobre.

b) Base de Capital

- ^{146.} La normativa establece que los costos anuales de inversión se calculan considerando el Valor Nuevo de Reemplazo (VNR) de las instalaciones adaptadas a la demanda (o sea de una empresa eficiente modelo o de referencia), la vida útil de esas instalaciones y una tasa de actualización del 10% real anual. Por otra parte, la misma normativa establece el requerimiento de verificación de rentabilidad de las empresas reales.

- ^{147.} Por lo tanto, en lo referente a la base de capital, en el esquema normativo chileno se determinan dos valores de base de capital, con metodologías de cálculo marcadamente diferentes y que aplican a distintas etapas del proceso de revisión tarifaria:
- a) Base de capital tipo *greenfield*, aplicada en la determinación del VAD.
 - b) Base de capital VNR de activos inventariados, aplicada en el Mecanismo de Verificación de la Rentabilidad General de la Industria.

c) Base Greenfield

- ^{148.} La base de capital *greenfield* se determina a partir del VNR de instalaciones adaptadas a la demanda.
- ^{149.} La metodología para identificar los activos necesarios para la prestación de los servicios de distribución consiste en modelar a través de un software específico, la red necesaria para abastecer la demanda real de las empresas que representan cada ATD. Una vez identificada la demanda, y modelada la red, con la identificación de sus componentes fundamentales, se procede a la valorización de dichos componentes por el método del VNR.
- ^{150.} Con relación a la tasa de retorno para el cálculo de la anualidad, la Ley determina la aplicación de una tasa de retorno de 10% real anual, antes de impuestos. Merece destacarse que la normativa chilena no contempla la posibilidad de modificaciones de dicho valor, y en los hechos esta tasa se ha mantenido estable desde la promulgación del DFL 1/1982.

d) Base para el mecanismo de revisión de la rentabilidad

- ^{151.} A los fines de la implementación del esquema de verificación de la rentabilidad, la cuantificación de la base de capital consiste en la determinación de un VNR inicial para cada concesionaria. El VNR debe considerar el costo de renovar todas las obras, instalaciones y bienes físicos incluyendo intereses intercalarios, servidumbres, bienes intangibles y capital de explotación.
- ^{152.} La primera valuación se efectúa con base en un inventario de todos los activos afectados a la prestación del servicio. Posteriormente se recalcula el VNR cada cuatro años (en el año

anterior a la aplicación de las fórmulas tarifarias). El recálculo debe ser efectuado por la concesionaria y comunicado a la Superintendencia quien deberá aprobar el nuevo VNR, en caso de existir diferencias respecto a la determinación del VNR, se recurrirá a una comisión pericial. Las ampliaciones realizadas por las concesionarias también deben ser aprobadas por la Superintendencia para su inclusión en el VNR.

153. Los ajustes de precios al VNR se efectúan por aplicación del Índice General de Precios al Consumidor.

e) Reconocimiento de los costos de administración, operación y mantenimiento (AOM)

154. Los componentes de costos de administración, operación, mantenimiento y comercialización del VAD, son determinadas por los consultores para la empresa de referencia que es objeto de modelación. Los costos reales no son considerados.

155. La metodología para la determinación de los costos eficientes de explotación, a reconocer en la tarifa, es la siguiente:

- a) Se construye una empresa de referencia lo más representativa del conjunto de empresas del ATD.
- b) Se elige un área de Concesión determinada, a modo de referencia y se establecen los parámetros de una firma que produce la cantidad demandada al mínimo costo técnicamente posible; simulando así, el ingreso de un nuevo agente en el mercado, con gestión y tecnología moderna, pero considerando las condiciones del entorno vigente.

156. Con este enfoque se busca considerar los antecedentes de territorio operacional, clientes, consumos y los puntos de inyección de energía, propios de la empresa analizada, así como las condiciones locales que la afectan, pero suponiendo operación eficiente.

f) Tratamiento regulatorio de las pérdidas

157. Las pérdidas técnicas y no técnicas se encuentran formalmente reconocidas por la legislación como parte integrante del VAD.

- ^{158.} La regulación permite reconocer aquellas pérdidas técnicas y no técnicas que tienen sentido económico. Es decir, aquellas pérdidas cuyo costo de eliminarlas es mayor que el beneficio asociado a tal eliminación.
- ^{159.} El cálculo de los valores referenciales de pérdidas se define de la siguiente forma:
- a) Pérdidas técnicas: Se calculan analíticamente sobre la base de las instalaciones de distribución adaptadas a la demanda dimensionada para la empresa modelo.
 - b) Pérdidas no técnicas: Se considera un porcentaje de pérdidas de hurto residual cuya eliminación no resulta económica, el cual no debe exceder el 2% de la energía vendida a clientes regulados en baja tensión.
- ^{160.} El nivel de pérdidas técnicas de la red adaptada a la demanda, adicionado al de las pérdidas no técnicas justificadas, constituye la meta de eficiencia.

g) Esquema Tarifario

- ^{161.} En la formulación del sistema chileno de precios de la electricidad se contempló como objetivo central reflejar en ellos los costos eficientes de generar, transmitir y distribuir los suministros eléctricos.
- ^{162.} Dada la separación existente entre las actividades de generación, transmisión y de distribución, la regulación de precios a nivel de clientes regulados de empresas distribuidoras concibe los precios a nivel de distribución como la suma del precio de compra de energía, establecido en el punto de conexión con las instalaciones de distribución, de un valor agregado por concepto de costos de distribución y de cargos por concepto del uso del sistema de transmisión.
- ^{163.} A partir de las modificaciones introducidas por la Ley Corta II, el componente de precio de nudo se determina sobre la base del promedio ponderado por volumen de suministro de los precios vigentes en los contratos de compra de la distribuidora, para abastecer a los clientes regulados en la zona de concesión.

- ^{164.} Dado que las empresas distribuidoras se conectan al sistema en subestaciones de subtransmisión, el precio de nudo final, establecido en el punto de conexión con las instalaciones de distribución, debe incorporar el costo asociado a la subtransmisión y a la transmisión troncal. El componente de precio de distribución consiste en el Valor Agregado por concepto de costos de Distribución (VAD). El esquema planteado refleja el costo de capital y de operación y mantenimiento ocasionado por el suministro a un consumidor final. Es decir, el costo medio para la empresa distribuidora de atender a un nuevo cliente.
- ^{165.} Por lo tanto, todo cliente implica para una empresa distribuidora los siguientes conceptos de costos:
- a) *Costos administrativos debido a la existencia del cliente:* Este es un cargo fijo mensual, independiente del consumo del usuario.
 - b) *Costo por consumo de energía del cliente:* Cada kWh consumido por el cliente obliga a la empresa distribuidora a comprar ese kWh, más las pérdidas de distribución correspondientes, al sistema generador.
 - c) *Costo por consumo de potencia de punta del cliente:* Cada kW consumido por el cliente obliga a la empresa distribuidora a comprar ese kW, más las pérdidas de distribución correspondientes, al sistema generador.
 - d) *Costo por demanda de potencia del cliente en las horas de demanda máxima local del sistema:* Este costo se refiere a la capacidad requerida de las instalaciones para hacer frente al momento en que el consumo del cliente coincide con la demanda máxima que enfrenta la distribuidora. Ello obliga a la empresa distribuidora a ampliar sus subestaciones, líneas y transformadores en alta y baja tensión, para abastecer cada kW adicional que el cliente demanda a las horas de mayor consumo de potencia.
 - e) *Costo por demanda de potencia del cliente no coincidente con la demanda máxima del sistema:* Ello no tiene incidencia en las inversiones a nivel de subestaciones, líneas y transformadores alejados del cliente, pero sí incide en las inversiones que están más cerca de él y son más específicas al comportamiento de demanda.
- ^{166.} Básicamente, la estructura tarifaria a nivel de cliente final de distribución, tiene la siguiente composición:

$$T \text{ final} = \text{PNdx} + \text{VAD} + \text{CUTx} \quad (6)$$

$$T_{\text{final}} = CF_{\text{CLIENTE}} + PN_{dx} \cdot FPERDg + CD \cdot FCOINCd + CUTx \quad (7)$$

$$T_{\text{final}} = CF_{\text{CLIENTE}} + PN_{dx-E} \cdot FPERDg - E + PN_{dx-P} \cdot FPERDg - P \cdot FCOING + CD \cdot FCOINCd + CUTx \quad (8)$$

- ^{167.} Tal como se ha señalado a lo largo de este documento, la estructura básica considera la adición de las tres componentes, tal como lo muestra la primera ecuación, éstas son:
- Precios de compra de energía en el punto de conexión con las instalaciones de distribución;
 - cargo único por concepto de uso del sistema de transmisión troncal; y
 - valor agregado por concepto de costos de distribución.
- ^{168.} La combinación de dichos valores a través de fórmulas, permite que el precio resultante de suministro corresponda al costo de la utilización por parte del usuario de los recursos empleados a nivel de producción, transporte y distribución.
- ^{169.} El término asociado al CF_{CLIENTE} representa la componente tarifaria por concepto de recuperación de los costos fijos asociados a los gastos de administración, facturación y atención del usuario, independientes de su consumo. Este componente tendrá distintos valores de acuerdo al tipo de medidor que posea el cliente, esto es medidor simple de energía, medidor simple de energía y demanda máxima leída, o bien, medidor simple de energía y demanda máxima leída, y demanda máxima leída en horas de punta del sistema eléctrico. Se expresa en unidades monetarias por cliente.
- ^{170.} El término de la suma asociada a PN_{dx} representa la componente tarifaria por concepto de recuperación de compras de energía y potencia a los suministradores, cuyos precios de nudo (PN_{dx}) consideran los costos de generación incluidos los costos medios de subtransmisión hasta el punto de ingreso al sector de distribución correspondiente, los factores de coincidencia ($FCOING$) aplicables sólo en el caso de la potencia y los factores de pérdidas en las redes de una empresa modelo ($FPERDg-E$ y $FPERDg-P$) calculados en el caso de la potencia, en la hora de demanda máxima del sistema de generación. Además, esta componente se separa en dos partes, una asociada a las compras de energía (PN_{dx-E} , $FPERDg-E$) y otra a las compras de potencia en horas de punta del sistema eléctrico (PN_{dx-P} , $FPERDg-P$, $FCOING$). Se expresa en \$/kWh para la energía y \$/kW/mes para la potencia.

- ^{171.} El término asociado al CD representa la componente tarifaria por concepto de recuperación de los costos de distribución en base a costos estándares de inversión, mantención y operación asociados a la distribución, por unidad de potencia suministrada. Esta componente se diferencia entre alta y/o baja tensión de distribución (CDAT y CDBT), según se aplique a clientes conectados en alta o baja tensión, respectivamente. Se expresa en \$/kW/mes.
- ^{172.} El término asociado a CUTx corresponde al cargo único en base a uso del sistema de transmisión troncal.
- ^{173.} Así, los parámetros relevantes de la estructura tarifaria de distribución son:
- a) precios de compra de energía en el punto de ingreso al sector de distribución;
 - b) factores de coincidencia para horas de máxima demanda de Generación y para horas de máxima demanda de Distribución;
 - c) costos de distribución; y
 - d) factores de pérdidas.

4. Regulación del Segmento Comercialización

- ^{174.} La existencia de economías de escala y densidad en los sistemas de distribución, determinan que es económicamente ineficiente la superposición de redes de distribución en una misma zona de concesión. No obstante lo anterior, y si bien se justifica la existencia de redes únicas, el servicio de comercialización de energía no necesariamente debe ser exclusivo de las empresas distribuidoras.
- ^{175.} En particular, el suministro de energía a grandes clientes, capaces de negociar en forma efectiva sus compras de energía, no requiere someterse a regulación de precios. Así, los grandes consumidores dentro de una zona de concesión pueden contratar su suministro directamente con empresas generadoras o intermediarios, en la medida que las redes estén regidas por un sistema de libre acceso para distintos comercializadores, a tarifa regulada por el uso de ellas.

a) *Esquema regulatorio específico para la actividad*

- ^{176.} La Comisión Nacional de Energía formuló algunas disposiciones tendientes a regular la actividad de comercialización de electricidad. Al respecto, se definió a la empresa comercializadora como “Persona Jurídica que accediendo a las redes de transporte o distribución tiene como función la venta de energía eléctrica a los consumidores libres”.
- ^{177.} De la definición anterior se desprenden las siguientes observaciones:
- a) El comercializador eléctrico debe revestir la condición de *persona jurídica*;
 - b) La finalidad de la actividad consiste en la venta de electricidad a clientes no sometidos a regulación de precios, es decir, los clientes libres.
 - c) Se establece que las comercializadoras deben poseer capital propio y mantener los niveles de sus índices financieros que le permitan respaldar sus contratos de suministro.
- ^{178.} En consecuencia, las comercializadoras son intermediarias, las cuales obtienen utilidades de la compra y venta de energía. Las comercializadoras pueden competir con las compañías distribuidoras, debido a que pueden lograr una alta eficiencia al concentrar sus esfuerzos en las transacciones económicas, separando su función de los aspectos físicos relativos al abastecimiento de energía eléctrica.
- ^{179.} Específicamente, las disposiciones mencionadas establecen que es responsabilidad de las comercializadoras estructurar los contratos de suministro al cliente final. De manera de lograr cumplir con sus responsabilidades la ley establece que el comercializador deberá contar con contratos de generación con las empresas generadoras o con otras comercializadoras. De igual forma, las comercializadoras deberán contar con contratos de transporte con las empresas de transmisión, subtransmisión y distribución.
- ^{180.} Pese a que estas disposiciones permiten dar consistencia normativa a la figura del comercializador eléctrico, no fueron incluidas en la Ley General de Servicios Eléctricos ni en su reglamento, dejando el sustento normativo de la figura comercializadora respaldada en la garantía constitucional que consagra la posibilidad de desarrollar cualquier actividad económica, descrita en el artículo 19 N° 21 de la Constitución.

- ^{181.} En este sentido, la actividad de comercialización se relaciona con el consumo de los clientes libres. La norma establece que no es requisito fundamental poseer la calidad de concesionario de distribución con el fin de suministrar energía eléctrica a este tipo de clientes.
- ^{182.} Este tipo de usuario se encuentra regulado por el artículo 147 de la Ley general. Dicha norma establece las categorías de clientes no sometidos a regulación de precios:
- a) Usuarios finales cuya potencia conectada es superior a 2.000 kW.
 - b) Usuarios finales cuya potencia conectada es inferior a 2.000 kW., pero su servicio contratado es por un lapso menor de 12 meses.
 - c) Usuarios cuya potencia conectada es inferior a 1.500 kW., y su calidad de servicio es superior a las calidades especiales de servicio señaladas en el inciso segundo del artículo 130 de la Ley.
 - d) Usuarios que al momento de carga, respecto de la subestación de distribución primaria, resulte superior a 20 megawatts-kilómetro.
- ^{183.} Asimismo, la Ley 19.940 del año 2004 dejó abierta la posibilidad para que clientes regulados con potencia conectada menor o igual a 2.000 kW y superior a 500 kW puedan optar por ser abastecidos a precio libre. Esta ley da lugar al suministro por parte de un comercializador distinto del distribuidor. A esto se suma que la misma normativa previó que mediante disposición reglamentaria se puede reducir el límite de 500 kW, de manera que en el futuro, puede ampliarse el mercado potencial al que podrán acceder los comercializadores, sin modificación legal.
- ^{184.} De esta manera, la empresa distribuidora puede prestar el servicio de transporte a otros comercializadores que venden energía a clientes libres dentro de su área de concesión. A cambio, está facultada para cobrar un peaje que cubre el costo de transporte en la red de distribución, el que se regula y aplica mediante cargos tarifarios en forma equivalente a los asignados a los clientes propios de la distribuidora. Con este procedimiento regulatorio, el pago de peaje hace indiferente para una empresa distribuidora el suministro a clientes propios o de terceros.

b) Remuneración de la actividad

- ^{185.} El precio por los servicios y suministros contratados bajo la modalidad libre es determinado mediante negociación bilateral entre el consumidor libre y el comercializador, es decir que dicho precio no está sujeto a ningún tipo de regulación. Independientemente de ello, en caso de existir un comercializador distinto del distribuidor deberá afrontar el costo del peaje de distribución, el cual será trasladado al usuario final.

c) Vinculación con otros eslabones de la cadena

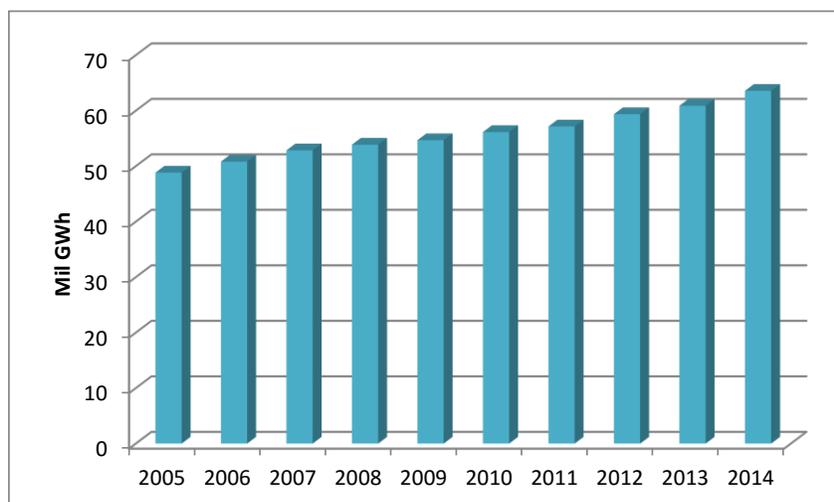
- ^{186.} Actualmente, la comercialización en Chile es realizada por las empresas de distribución. Las transacciones que se efectúan son generalmente transacciones entre distribuidores y clientes libres. No obstante, existe la posibilidad de generar contratos bilaterales entre el generador y los usuarios libres.

C. Modelo Colombiano

1. Caracterización del Sector

- ^{187.} La capacidad efectiva neta instalada en el Sistema Integrado Nacional de Colombia (SIN) al finalizar 2014 fue 15,489 MW. Al comparar la capacidad con la registrada en 2013 se observa un crecimiento en 930 MW, equivalentes al 6.4%. En dicha capacidad de generación los recursos hidráulicos participan un 64%, los térmicos un 31%, los cogeneradores un 0.5% y el resto proviene de generadores menores.
- ^{188.} En lo relacionado con la demanda de energía a nivel nacional, en el año 2014 la misma fue de 63,571 GWh, con un crecimiento del 4.4% frente a 2013, que se constituye en el mayor crecimiento de demanda en los últimos 10 años. La razón principal de este mayor crecimiento se debió al incremento del 5.0% de la demanda de energía del mercado regulado (consumo de energía del sector residencial y pequeños negocios), ocasionado por el mayor consumo de energía en refrigeración y acondicionamiento del ambiente ante la presencia de las altas temperaturas en el país entre los meses de mayo a octubre.

Figura 35 – Evolución Demanda de Energía Eléctrica



Fuente: Elaboración propia con base a X-M.

- ¹⁸⁹. En lo referente al número de agentes por cada eslabón de la cadena se tiene la siguiente composición: 44 generadores, 10 transmisores, 29 distribuidores y 69 comercializadores.
- ¹⁹⁰. Finalmente, la estructura funcional del sector eléctrico se fundamenta en el hecho de que las empresas comercializadoras y los grandes consumidores adquieren la energía y potencia en un mercado de grandes bloques de energía, el cual opera libremente de acuerdo con las condiciones de oferta y demanda. Para promover la competencia entre generadores, se permite la participación de agentes económicos, públicos y privados, los cuales deberán estar integrados al sistema interconectado para participar en el mercado de energía mayorista. Como contraparte, comercializadores y grandes consumidores actúan celebrando contratos de energía eléctrica con los generadores. El precio de la electricidad en este mercado se establece de común acuerdo entre las partes contratantes, sin la intervención del Estado.
- ¹⁹¹. La operación y la administración del mercado la realiza “XM Compañía de expertos en mercados, S.A. E.S.P., el cual tiene a su cargo las funciones de Centro Nacional de Despacho -CND-, Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales -ASIC- y Liquidador y Administrador de Cuentas de cargos por Uso de las Redes del SIN -LAC-.
- ¹⁹². Finalmente, la tabla siguiente muestra la participación de cada eslabón de la cadena en el costo total del sector. Así se puede ver que las transacciones del mercado por la energía

representan 70%, los cargos de transmisión totalizan un 13%, incluyendo tanto al sistema de transmisión nacional (STN) como a los sistemas regionales (STR), y por último la remuneración de la distribución (SDL) participa en un 17%.

Tabla 51 – Participación de cada segmento en el costo de la actividad

Remuneración	2013	2014	2013%	2014%
Total transacciones del mercado	12,354,382	13,285,608	70.3%	70.5%
Cargos por uso STN	1,261,828	1,332,605	7.2%	7.1%
Cargos por uso STR	953,414	1,003,869	5.4%	5.3%
Cargos por uso SDL	2,995,375	3,231,165	17.1%	17.1%
Total	17,564,999	18,853,247	100.0%	100.0%

Fuente: Elaboración propia con base a X-M.

2. Marco Regulatorio e Institucional

¹⁹³. El marco legal e institucional de Colombia es el que se resume a continuación:

- **Constitución Política de 1991**

¹⁹⁴. Inicia el proceso de reforma de la prestación de los servicios públicos, establece la posibilidad de que los servicios públicos sean prestados por el Estado, directa o indirectamente, o bien por particulares, habilitando así la participación de la inversión privada en dichos servicios. Sin embargo, el Estado se preserva para sí las facultades de regulación, control y vigilancia.

- **Ley N° 142/1994**

¹⁹⁵. Esta ley se aplica a los servicios públicos domiciliarios de acueducto, alcantarillado, aseo, energía eléctrica, distribución de gas combustible, telefonía fija pública básica conmutada y a la telefonía local móvil en el sector rural, los cuales son definidos como “Servicios Públicos Esenciales”.

¹⁹⁶. Sobre estos servicios la Ley N° 142/1994 determina sus pautas de funcionamiento, a la vez que especifica los instrumentos de regulación e intervención estatal.

^{197.} La Ley crea las Comisiones Regulatoras, a través de las cuales el Presidente puede delegar las funciones de regulación y control de los servicios respectivos. Adicionalmente se crea la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios SSPD, que se constituye en el organismo fiscalizador de la actividad.

^{198.} Establece un esquema de solidaridad o subsidios entre los diferentes estratos sociales.

▪ **Ley N° 143/1994**

^{199.} La Ley N° 143/1994 establece el esquema de prestación de las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización de electricidad. En esta norma se reestructura el sector a través de la separación de las actividades de cada segmento de la industria eléctrica.

^{200.} Se definen como objetivos del Estado la promoción de la competencia en el sector, la regulación de los monopolios naturales, velar por la protección de los derechos de los consumidores, alcanzar niveles de cobertura de los servicios eléctricos que garanticen la satisfacción de las necesidades básicas de los usuarios de estratos de menores ingresos, etc.

^{201.} Se establece la estructura organizativa y las funciones de la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME), como organismo encargado de la *planeación* de la expansión del sistema interconectado nacional, la cual se realiza a corto y largo plazo.

^{202.} La *regulación* del sector es asignada a la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), el artículo 21 establece que la CREG se organizará como Unidad Administrativa Especial del Ministerio de Minas y Energía, y que estará integrada por el Ministro de Minas y Energía, quien la presidirá, por el Ministro de Hacienda y Crédito Público, por El Director del Departamento Nacional de Planeación, además de cinco expertos en asuntos energéticos con dedicación exclusiva nombrados por el Presidente de la República por períodos de cuatro años.

- **Ley N° 689/2001**

^{203.} Esta Ley modifica parcialmente la Ley N° 142/1994. Los principales aspectos contenidos en esta norma son:

- a) Creación de los "comités municipales de desarrollo y control social de los servicios públicos domiciliarios"; los cuales estarán compuestos por usuarios, suscriptores o suscriptores potenciales de los servicios en cuestión.
- b) Establecimiento de un esquema de control de gestión de las empresas de servicios públicos
- c) Define la estructura orgánica y las funciones de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios(SSPD)
- d) Constituye el Sistema Único de Información (SUI)

- **Decreto N° 3734/2003**

^{204.} A través del Decreto No 3734/2003, el Ministerio de Minas y Energía establece un condicionamiento a la liberalización del límite para ser usuario no regulado por parte de la CREG, dicho condicionamiento está dado por la no afectación de los ingresos del distribuidor o la tarifa a los usuarios regulados.

^{205.} El Decreto indica que en “aras de proteger el mercado” la regulación deberá establecer una relación simétrica en la asignación de responsabilidades entre los agentes en la prestación del servicio universal, en todos sus parámetros incluyendo pérdidas y la forma de cobro del cargo de comercialización.

^{206.} El Decreto reglamenta la definición de cargos para la actividad de Comercialización, y establece que la CREG deberá incluir en la definición de los mismos, los siguientes costos y/o riesgos:

- a) Por ser comercializadores de última instancia;
- b) por la gestión que deben realizar los comercializadores cuya demanda comercial se calcula con base en balances de energía, para verificar el sistema y los registros medición de clientes y fronteras de otros comercializadores;
- c) las responsabilidades relacionadas con la asignación y cálculo de las pérdidas de energía

^{207.} Se establece que el número mínimo de usuarios de estratos socioeconómicos 1, 2 y 3 (urbanos y rurales) que debe incorporar un Comercializador a su base de clientes se determinará de forma tal que se equilibren los consumos promedio de los usuarios de los Comercializadores en un Área de Comercialización. El número de usuarios se determinará de acuerdo con los siguientes criterios y parámetros:

- a) La relación entre los consumos promedios de los usuarios regulados de un Comercializador en un Área de Comercialización y los consumos promedio de todos los usuarios regulados de la respectiva Área de Comercialización;
- b) El número de usuarios regulados de los estratos residenciales 4, 5 y 6 y los no residenciales de la base de clientes del Comercializador;
- c) La distribución de los usuarios de los estratos 1, 2 y 3 del Área de Comercialización se debe reflejar en el número de usuarios que debe incorporar a su base de clientes el respectivo Comercializador;
- d) El cargo de comercialización que apliquen los Comercializadores en un Área de Comercialización será el que resulte de considerar el consumo del número total de usuarios regulados.

▪ **Decretos N° 387/2007 y N° 4977/2007**

^{208.} Mediante el Decreto N° 387/2007, ajustado por el Decreto N° 4977 del mismo año, el Gobierno Nacional estableció varias disposiciones “pretendiendo corregir las distorsiones a la competencia que se venía dando en la comercialización del mercado regulado”. El objeto de dicho Decreto es el establecimiento de políticas regulatorias generales, relacionadas con la actividad de comercialización de energía eléctrica, de manera de propender al desarrollo de la competencia en dicho sector; y las principales disposiciones son las que se presentan a continuación:

- a) Las fórmulas tarifarias deben reconocer el costo de la energía adquirida por los Comercializadores Minoristas que atienden Usuarios Regulados. Dicha energía deberá ser adquirida a través de los mecanismos de mercado establecidos por la CREG.
- b) La fórmula tarifaria incluirá un *Costo Base de Comercialización* único y uniforme, que remunerará los costos fijos de los Comercializadores Minoristas y un *Margen de Comercialización* que refleja los costos variables de la actividad.

- c) El tratamiento a otorgar a las pérdidas de energía es el siguiente:
- Las pérdidas de energía totales de un Mercado de Comercialización que se apliquen para efectos del cálculo de la demanda comercial de los Comercializadores Minoristas que actúen en dicho Mercado, se distribuirán entre éstos a prorrata de sus ventas.
 - Se crearán mecanismos de incentivo a la implementación de planes de reducción de pérdidas.
 - La CREG reconocerá al Operador de Red (OR) el costo eficiente del Plan de reducción de Pérdidas No Técnicas, el cual será trasladado a todos los Usuarios Regulados y No Regulados conectados al respectivo OR.
- d) La actividad de comercialización consiste en la intermediación entre los agentes de generación, de transmisión, de distribución y los usuarios finales. Se especifica que dicha actividad puede desarrollarse en forma combinada con alguna otra actividad del sector (generación, transmisión o distribución) o bien en forma independiente.

▪ **Decreto N° 388/2007, Decretos N° 1111/2008 y N° 3451/2008**

²⁰⁹. El Gobierno Nacional, en el Decreto N° 388/2007, modificado por los Decretos 1111 y 3451 de 2008, fijó las políticas y directrices relacionadas con la universalización del servicio de electricidad, que debía implementar la CREG al fijar la metodología de remuneración de la actividad de distribución para el período 2008–2013. Dichas directrices pueden resumirse en los siguientes puntos:

- a) Minimizar diferencias tarifarias en zonas geográficas próximas: Con el fin de “aproximar, hasta donde fuere posible, los cargos por uso que enfrentan los usuarios finales del Sistema Interconectado Nacional”, se ordenó a la CREG la conformación de Áreas de Distribución (ADD).
- b) Procurar la Universalización del Servicio, entendida como la ampliación de la cobertura del servicio a toda la población y el sostenimiento del mismo en el tiempo, basado en criterios técnicos y económicos. Con miras a la universalización se definieron las siguientes pautas:
- Los cargos tarifarios deben dar debido reconocimiento de la totalidad de la red que se encuentre en operación y su reposición; sólo por excepción y por razones de eficiencia, puede reconocerse un menor valor.

- Una vez reconocido un activo en la base de inversiones, su inclusión se mantendrá en las siguientes revisiones tarifarias mientras el activo siga prestando servicios.
 - Los cargos por uso regionales y los costos medios de los operadores de red deben considerar la base de inversiones de los OR del ADD en cuestión, y los gastos eficientes de administración, operación y mantenimiento.
 - Para la expansión de los servicios se establece que, en los casos en que el costo incremental del proyecto sea menor que el costo medio vigente la CREG determinará la metodología de remuneración de los mismos; en caso contrario;
 - I. Se admite la posibilidad de realizar convocatorias públicas (licitaciones), en cuyo caso la remuneración será la resultante de la convocatoria;
 - II. Si no se utilizan convocatorias, se prevé la actualización inmediata de los cargos por uso.
- c) Elaboración del Plan Indicativo de Expansión de la Cobertura a cargo de la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME).
- d) Limitaciones a cambios entre niveles de tensión y conexión, para no afectar las condiciones de conexión y acceso de todos los usuarios.

3. Regulación del Segmento Distribución

²¹⁰. A continuación se analiza el marco regulatorio vigente de la distribución de energía eléctrica, focalizando en el tratamiento de algunos puntos claves para la determinación de las tarifas de dicha actividad. Dichos puntos son:

- a) la conformación y valuación de la base de capital,
- b) la tasa de remuneración del capital invertido,
- c) los criterios para el reconocimiento de gastos de administración y operación y mantenimiento,
- d) el tratamiento de las pérdidas técnicas y no técnicas.

a) Base de Capital

²¹¹. La Resolución CREG N° 097/2008, aprueba los principios generales y la metodología para el

establecimiento de los cargos, de transmisión y distribución, para el período tarifario 2008-2013. Posteriormente, en el año 2014 la CREG pone en consulta la Resolución 197/2014 por medio de la cual se define la metodología para la determinación de la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica para el período tarifario que debía iniciar en el año 2014.

212. En lo relacionado con la base de capital los puntos a analizar son básicamente dos; por un lado se encuentra la identificación de los activos a incorporar en la base, y por otro lado la valoración que se le da a dichos activos.
213. Con respecto a la identificación de los activos a incorporar, se implementa un esquema del tipo *blindaje*, que consiste en lo siguiente: se reconocen los activos aprobados por la Res. CREG N° 082/2002, pero se efectúan ajustes y adecuaciones de dichos activos en función de las nuevas Unidades Constructivas (UC), estas adecuaciones están dadas en la conformación de las UC, la vida útil y la tasa de descuento.
214. A dicha base se le incorporan los proyectos incrementales aprobados por UPME y se le restan los activos que finalizaron su vida útil.
215. Los Activos No Eléctricos (ANE), se determinan como porcentaje de los activos eléctricos, con base en la relación existente, utilizada en la formulación tarifaria del período 2003-2008, es decir 4.1%.
216. En los aspectos correspondientes a la valuación de los activos, las UC se valúan por el método de costos de reposición a nuevo, con base en el valor promedio de mercado para el año anterior al período tarifario, y a los fines de evitar la volatilidad propia de las valuaciones del mercado se establece un esquema de estabilización por medio del cual el costo de las inversiones se define como un promedio ponderado entre la valuación de la Res CREG 082/2002 y el nuevo valor de mercado; los ponderadores son 90% y 10% respectivamente.

Activos a incorporar en la base

- ^{217.} La base de activos a reconocer en los cargos tarifarios está dada por un esquema de definición de Unidades Constructivas. Las unidades constructivas son un conjunto de elementos que conforman una unidad típica de un sistema eléctrico, destinada a la conexión de otros elementos de una red, al transporte o a la transformación de la energía eléctrica.
- ^{218.} Para el nivel de tensión 4 (NT4) los activos a reconocer están dados por el inventario aprobado para la determinación de cargos tarifarios del período anterior, adicionado con los proyectos aprobados por UPME con posterioridad a la última resolución de ajuste de costos en el NT4, y excluyendo los activos que salieron de operación.
- ^{219.} Para que las inversiones sean reconocidas, el OR debe adecuar sus inventarios a las nuevas UC definidas en la presente resolución CREG 097/2008.
- ^{220.} El costo anual de los activos para el NT4 se conforma a partir de las valuaciones efectuadas con base en las nuevas UC, considerando una tasa de descuento del 13% (correspondiente al esquema regulatorio de ingreso máximo, determinada en la Res CREG 093/2008), y considerando vidas útiles de los activos del orden de: Líneas: 40/30 años, Subestaciones: 30 años, Centros de Control: 10 años.
- ^{221.} Con la valoración de los inventarios a través de las UC, considerando las vidas útiles arriba mencionadas, y aplicando una tasa de descuento del 13.9% (correspondiente a la regulación por precio máximo de la Res CREG 093/2008), se calcula el costo anual de los activos, el cual es utilizado en la determinación de los cargos tarifarios para los niveles de tensión en análisis.

Definición de Unidades Constructivas

- ^{222.} Las UC vigentes hasta el año 2008 fueron definidas en la Res. CREG 082/2002. Durante el año 2007 se llevó a cabo un estudio para la revisión y determinación de UC que constituye la base sobre la cual se definieron y valorizaron las nuevas UC, a las que los OR deben asimilar sus inventarios. Este estudio tuvo por objetivo contribuir a la reducción de la asimetría de la

información⁷³ propia de la distribución de energía eléctrica.

Conformación de UC

- ^{223.} El mecanismo de conformación de UC para el período tarifario 2008-2013 consistió en aplicar ajustes sobre la base de las UC definidas en la Res. CREG 082/2002. Los principales ajustes aplicados fueron:
- a) Creación de nuevas UC, en los casos que las UC no reflejaban toda la infraestructura existente.
 - b) Ajuste en la conformación de las UC, modificaciones en la cantidad o el tipo de elementos constitutivos de las UC.
 - c) Desagregación de UC, creación de nuevas UC para activos que estaban agrupados
 - d) Separación de UC.
- ^{224.} Con base en los criterios anteriormente enunciados se conforman UC para los siguientes grupos de activos:
- a) UC de líneas
 - b) UC de equipos de subestaciones
 - c) UC de transformadores
 - d) UC equipos de compensación
 - e) UC equipos
 - f) UC centros de control
- ^{225.} A modo de síntesis, resulta importante destacar el marcado incremento en el número de UC, (aproximadamente un 58%) registrado entre la metodología del año 2002 y la del año 2008.

Valoración de UC

- ^{226.} La valoración de las UC se efectúa por el método del Costo de Reposición a Nuevo. Este costo es el que se estima incurriría la empresa para adquirir en el momento actual un activo semejante al que se está utilizando, incluyendo todos los costos asociados para dejarlo en

⁷³ Existe información asimétrica tanto en el conocimiento de las características técnicas de los elementos que conforman una UC, como en el conocimiento del costo de los mismos.

condiciones de funcionamiento.

- ²²⁷. En la práctica, el valor de reposición a nuevo se estima a partir del promedio de valor de mercado correspondiente al año anterior al inicio del período tarifario, en caso de no contarse con la información suficiente se recurre a precios de los últimos cinco años.
- ²²⁸. Existen diversos factores que afectan al precio de mercado de los activos, entre dichos factores se puede citar el cambio tecnológico, el tipo de cambio, las condiciones de contratación de las empresas, etc. En Colombia la utilización de los costos “más recientes” para valorar activos de baja tasa de reposición repercute en una alta volatilidad de la valoración de las UC, la cual se traslada a las tarifas.
- ²²⁹. Este método de valoración genera un riesgo⁷⁴ potencial a las empresas de no recuperar la totalidad de la inversión, como consecuencia de reducciones significativas en la valoración de mercado de los activos que conforman las UC. Esta situación es la que origina el mecanismo de estabilización de costos.

Costo de los Activos no Eléctricos

- ²³⁰. Para el período 2003-2007 la metodología utilizada consistió en determinar el costo anual de los activos no eléctricos como un porcentaje del costo anual de los activos eléctricos. Dicho porcentaje fue 4.1%, el cual se determinó como el cociente entre el costo anual de los activos eléctricos y el costo anual de los activos no eléctricos para los niveles de tensión 2, 3 y 4, sobre la base de información del año 1997, tal como se presenta en la Tabla 52.

Tabla 52 – Costo Anual Activos No Eléctricos

⁷⁴ A decir de la CREG parte de dicho riesgo no es gestionable por parte de las empresas.

% ANUALIDAD ACTIVOS NO ELECTRICOS RESPECTO A ANUALIDAD ACTIVOS ELECTRICOS		
Empresa Que Enviaron Estudio	AN. ACTIVOS NO ELEC TOTAL / AN. ACTIVOS ELEC TOTAL	AN. ACTIVOS NO ELEC TOTAL / AN. ACTIVOS ELEC SIN NIVEL 1
EBSA	2.66%	4.31%
ESSA	2.92%	7.47%
CENS	3.78%	8.48%
EPSA	8.70%	12.09%
EMCALI	4.62%	8.11%
EPP	0.72%	2.08%
CEDELCA	1.91%	2.78%
CHEC	2.69%	3.94%
EEB	3.45%	6.25%
HUILA	2.19%	3.46%
EPM	7.29%	10.12%
CEDENAR	0.93%	1.59%
TULUA	4.73%	7.67%
EADE	1.28%	2.15%
BOLIVAR	5.43%	6.67%
ATLANTICO	1.47%	1.88%
CORDOBA	1.64%	2.02%
BAJO PUTUMAYO	4.27%	5.75%
PUTUMAYO	0.69%	1.10%
VALLE DEL SIBUNDOY	0.45%	1.04%
CESAR	1.81%	2.49%
SUCRE	0.00%	0.00%
GUAJIRA	1.93%	2.57%
MAGDALENA	1.34%	2.07%
MAGANGUE	0.00%	0.00%
COSTA	1.81%	2.19%
CARIBE	1.21%	1.57%
	2.59%	4.1%

Fuente: Resolución CREG 082/2002

231. Dado que para el período tarifario 2008-2013 no se obtuvo información que justificara la modificación de dicho porcentaje, se mantiene el valor de 4.1% para la determinación del costo anual equivalente de los Activos No Eléctricos.
232. A priori resulta razonable establecer el valor de los activos no eléctricos con base en los activos eléctricos definidos para el período tarifario en cuestión. Sin embargo, calcular dicho porcentaje como un promedio simple de los porcentajes registrados por todos los OR no refleja la estructura subyacente de la relación entre activos no eléctricos y activos eléctricos.

Mecanismo de estabilización de Costos

233. La valorización de las unidades constructivas se efectúa mediante el costo de reposición a nuevo de los activos, y considerando valores de mercado del año anterior al inicio del período tarifario (en la medida de que exista disponibilidad de información). Asimismo, puede

afirmarse que la “*vida útil*” de los activos de distribución supera los veinticinco años, y la reposición anual de activos en Colombia es inferior al 1%, por lo tanto, asignarle a un activo con estas características valores disímiles e inciertos a lo largo de su “*vida útil*”, puede ser considerado un riesgo no aceptable para el inversor.

- ²³⁴. La fuerte volatilidad en las valuaciones de los activos, derivadas del método de costo de reposición a nuevo, genera un riesgo para los OR ya que, en caso de aplicación directa de dicho método, la remuneración de los activos puede no resultar suficiente para la cobertura de activos hundidos.
- ²³⁵. En tal sentido, la CREG implementó un mecanismo para la reducción en la volatilidad de los costos que consiste en ponderar, en el cálculo del costo anual equivalente de los activos, las valuaciones aprobadas mediante Res. CREG 082/2002 con un 90% y permitir que el nuevo valor de las UC tenga una participación de sólo el 10%.
- ²³⁶. Aunque la decisión de limitar la volatilidad en la remuneración de las inversiones ya realizadas parece razonable y justificada, la metodología adoptada resulta *ad hoc* y hace difícil su previsibilidad futura.

b) Costo de Capital

- ²³⁷. El costo de capital, de aplicación en el período tarifario 2008-2013 es aprobado mediante Res CREG 093/2008, la cual se sustenta en los análisis desarrollados en el Doc. CREG 067/2008.
- ²³⁸. Se determina una tasa de rentabilidad para el segmento con regulación por Ingresos Máximos y otra tasa de rentabilidad para el segmento regulado mediante Precios Máximos.
- ²³⁹. El método utilizado para el cálculo de dicha tasa de rentabilidad es el de Costo Promedio Ponderado del Capital (WACC), el costo del capital propio se determina con el método del CAPM, y el costo del endeudamiento es obtenido a partir del mercado doméstico.
- ²⁴⁰. En la Tabla 53 se presentan los valores adoptados para cada uno de los componentes del costo de capital para el período 2008-2013.

Tabla 53 – Costo de Capital

Componente	WACC 2008	
	Ingreso Regulado	Precio Máximo
Inflación USD =	2,50%	2,50%
Tasa de Impuestos =	33,0%	33,0%
ESTRUCTURA DE CAPITAL		
Deuda =	40,0%	40,0%
Capital Propio =	60,0%	60,0%
COSTO DE LA DEUDA		
Costo Real =	6,94%	6,94%
Costo Nominal =	9,61%	9,61%
COSTO DEL CAPITAL PROPIO		
Tasa libre de riesgo =	4,88%	4,88%
Beta (SIC 4911) =	0,44	0,44
Ajuste de Beta =	0,11	0,22
Prima riesgo mercado =	7,05%	7,05%
Prima riesgo país =	2,85%	2,85%
Beta desapalancado =	0,55	0,66
Beta apalancado =	0,80	0,95
Prima riesgo negocio =	5,61%	6,73%
	13,34%	14,46%
COSTO PROMEDIO PONDERADO		
WACC USD desp. imp. =	10,58%	11,25%
WACC USD antes imp. =	15,79%	16,80%
WACC real antes imp. =	13,0%	13,9%
WACC real después imp. =	7,9%	8,5%

Fuente: Elaboración propia con base en Doc 067/2008

c) Reconocimiento de los costos de AOM

241. El tratamiento regulatorio aplicado a los gastos de AOM ha experimentado importantes modificaciones en los últimos períodos tarifarios, así para el período regulatorio 2003-2007 el monto de gastos se calculaba con un porcentaje, único para todos los OR⁷⁵, a aplicar sobre el costo de reposición de la inversión. Posteriormente para el período 2008-2009 se determinó un “porcentaje de referencia”, como el promedio entre el porcentaje AOM remunerado y el porcentaje de AOM efectivamente gastado, finalmente a partir del año 2010 se aplica un complejo mecanismo que conjuga el desempeño de la firma medido mediante indicadores de calidad del servicio, y la brecha entre el porcentaje reconocido y el porcentaje gastado, tanto en el período de referencia (2004-2007), como en el período de evaluación.

⁷⁵ Se contemplaban diferentes porcentajes para diferentes niveles de tensión y se le adicionaba una prima para las zonas con contaminación salina.

Metodología para el período 2010 – presente

- ^{242.} El porcentaje a reconocer a partir del año 2010 se determina con base en la información anual de gastos en AOM presentados por el OR, en los valores referencia de gastos de AOM de dicho OR y en el comportamiento en los indicadores de calidad.
- ^{243.} Se establece un límite superior y uno inferior al porcentaje de AOM a reconocer, los cuales están dados por:
- Límite inferior: 1% respecto del Costo de Reposición de la Inversión (VNR)
 - Límite superior: $PAOM_{j,ref}$ incrementado en un 0,7 punto porcentual
- ^{244.} En virtud de que el porcentaje de AOM a reconocer se determina con base en la información contable suministrada por las empresas, las mismas deben contratar auditorías. Se establece que para cada año que una distribuidora no presente la información solicitada que permita conocer las ganancias de eficiencia se aplicará una reducción de 0.5% en el porcentaje de AOM reconocido⁷⁶.
- ^{245.} Se calcula anualmente el gasto de AOM demostrado en el período anterior, $AOMD_{j,k-1}$, este valor está dado por los costos de AOM del año k-1 reportados por el OR a la CREG. A partir de dicho gasto se determina el porcentaje de AOM demostrado, mediante el cociente respecto del Costo de Reposición de la Inversión del OR j.

$$PAOMD_{j,k-1} = \frac{AOMD_{j,k-1}}{\sum_{n=1}^4 CRI_{j,n} * \frac{IPP_{k-1}}{IPP_0}}$$

- ^{246.} Los porcentajes de gasto de AOM a reconocer a partir del año 2010 se determinan con base en los siguientes criterios:

$$SI IAAD_{j,k-1,n} \leq IAAD_{j,k-2,n}$$

⁷⁶ Es decir, la CREG asume que la empresa que no presentó la información requerida, obtuvo una ganancia de eficiencia superior a 0.5% en el año inmediato anterior.

247. Si los Índices Anuales Agrupados de la Discontinuidad (*IAAD*)⁷⁷, calculados al mes de diciembre del año $k-1$, como el promedio de los *IAAD* del año 2008 hasta el año $k-1$, son inferiores o iguales a los *IAAD* calculados doce meses atrás, año $k-2$, como el promedio de los *IAAD* del año 2008 hasta el año $k-2$, el porcentaje de AOM a reconocer en el año k , $PAOMR_{j,k}$, será igual al promedio entre el $PAOMR_{j,k-1}$ y el $PAOMD_{j,k-1}$.

$$PAOMR_{j,k} = \frac{PAOMR_{j,k-1} + PAOMD_{j,k-1}}{2}$$

248. La fórmula indica que si la empresa obtuvo una mejora en la calidad en el período anterior, se le reconoce como costo de AOM el promedio entre el porcentaje reconocido y el demostrado en el período anterior. Esta regla establece una exigencia de eficiencia adicional a la de mejora en la calidad de los servicios en el sentido que, si la mejora de calidad fue obtenida a expensas de un incremento en el AOMD por encima del AOMR el regulador sólo permite recuperar el 50% de dicho incremento de costo.

$$IAAD_{j,k-1,n} > IAAD_{j,k-2,n}:$$

249. En los casos en que se produjese una reducción en los niveles de calidad alcanzados, el porcentaje de AOM a reconocer en el año k , $PAOMR_{j,k}$, se determina de acuerdo con el siguiente procedimiento:

$$i. \text{Si } PAOMG_{j,04-07} \geq PAOMR_{j,04-07} \text{ y } PAOMD_{j,k-1} \geq PAOMR_{j,k-1}$$

$$PAOMR_{j,k} = \frac{PAOMR_{j,k-1} + PAOMR_{j,04-07}}{2}$$

250. Es decir, si se produjo una caída en la calidad de los servicios prestados y adicionalmente el gasto efectivo en AOM superó los valores reconocidos, tanto para el período de referencia 2004-2007 como para el período anual anterior, se reconocerá en el siguiente período el

⁷⁷ *IAAD*: Índice de Discontinuidad que relaciona la cantidad promedio de Energía No Suministrada (ENS) por cada unidad de Energía Suministrada (ES) por un OR durante el año de evaluación, el cual se obtiene como el promedio de los *ITAD* del respectivo año.

promedio de los dos valores referenciales. Esta fórmula tiene un fuerte incentivo hacia la eficiencia, de manera de encuadrar el gasto de AOM dentro de los valores reconocidos; por otra parte, resulta lógico que el regulador no reconozca un gasto mayor de AOM que no se corresponda con una mejora en la calidad.

ii. Si $PAOMG_{j,04-07} \geq PAOMR_{j,04-07}$ y $PAOMD_{j,k-1} < PAOMR_{j,k-1}$

$$PAOMR_{j,k} = \text{Min} \left(PAOMD_{j,k-1}; \frac{PAOMD_{j,k-1} + PAOMR_{j,04-07}}{2} \right)$$

251. En este caso se puede ver que el OR tuvo, en el año anterior, un AOMD menor al reconocido, sin embargo, en el período de referencia el AOMG había superado al valor de referencia, por tal motivo se reconoce, para el período siguiente, el mínimo entre el AOMD y el promedio de dicho valor con el AOMR del período 2004-2007.
252. De esta forma el OR puede recuperar todo el costo de AOM demostrado, si dicho costo es menor que el de referencia del período 2004-2007, de lo contrario se queda sin recuperar el 50% de la diferencia entre el AOMD y el AOMR_{j, 04-07}.

iii. Si $PAOMG_{j,04-07} < PAOMR_{j,04-07}$ y $PAOMD_{j,k-1} \geq PAOMR_{j,k-1}$

$$PAOMR_{j,k} = \frac{PAOMR_{j,k-1} + PAOMG_{j,04-07}}{2}$$

253. En la alternativa iii, el OR registró un AOMD superior al reconocido, por lo tanto el porcentaje a reconocer para el siguiente período es el promedio entre los valores menores para cada período de análisis, es decir para el período 2004-2007 y para el período anual inmediato anterior.

iv. Si $PAOMG_{j,04-07} < PAOMR_{j,04-07}$ y $PAOMD_{j,k-1} < PAOMR_{j,k-1}$

$$PAOMR_{j,k} = \text{Min} \left(PAOMD_{j,k-1}; \frac{PAOMD_{j,k-1} + PAOMG_{j,04-07}}{2} \right)$$

254. Finalmente se presenta el caso en que los valores efectivamente gastados o demostrados de ambos períodos resultaron menores a los correspondientes valores referenciales. Nuevamente si el AOM demostrado en el período anual anterior es inferior al AOM gastado en el período 2004-2007, se le permite al OR recuperar todo el gasto demostrado, de lo contrario, y como una forma de incentivo a la reducción de costos, se le permite recuperar un promedio del gasto de AOM del período 2004-2007 y del año anterior. En caso que $AOMD_{j, k-1}$ resultare mayor que $AOMG_{j, 04-07}$, el OR no recuperaría el 50% de dicho incremento.
255. En términos generales, el esquema de reconocimiento de costos de AOM implementado por la CREG conjuga un fuerte incentivo a la mejora en la calidad del servicio con incentivos a la eficiencia económica. Un punto a destacar del esquema colombiano es que existe una cierta inercia en los parámetros, para algunos OR, toda vez que los porcentajes a reconocer para el próximo período anual dependen, en algunos casos, de los porcentajes determinados en el período k-1. Adicionalmente no existen referencias externas para la eficiencia, las empresas son comparadas consigo mismas tomando en consideración el desempeño de períodos anteriores.

d) Tratamiento de las pérdidas

256. El nivel de pérdidas de energía para cada OR se establece en la resolución que aprueba los respectivos cargos tarifarios. La determinación de las pérdidas reconocidas se efectúa por Nivel de Tensión a partir de análisis técnicos de los sistemas operados por cada OR, con base en la información entregada por los OR y en la información provista por el XM, referida fundamentalmente a la simulación de pérdidas de los STR.

Pérdidas reconocidas por nivel de tensión

257. Acorde a lo establecido en la Res CREG 097/2008, el nivel de pérdidas reconocida por cada nivel de tensión es el que se presenta a continuación:

Nivel de Tensión 4

258. En este nivel se reconoce solamente las *pérdidas técnicas*, para lo cual se determina un índice de pérdidas para cada STR, de esta forma se tiene en consideración la energía perdida por aspectos técnicos de la red, respecto de la energía de entrada.
259. El cálculo de las pérdidas en los STR lo efectuó XM Compañía de Expertos en Mercados S.A. E.S.P., con base en información relativa a las características eléctricas de los activos, datos de demanda horaria de energía y los casos de despacho en el SIN para algunos días representativos de cada mes durante un año.

Niveles de Tensión 3 y 2

260. Al igual que en el caso anterior, las pérdidas a reconocer en los NT3 y NT2 son las pérdidas técnicas.
261. Se calcula un índice de pérdidas técnicas para cada sistema operado por un OR, modelando la totalidad de la red con la información de redes y equipos del Nivel de Tensión correspondiente y sus curvas de carga entregados a la CREG.
262. La normativa establece que, en caso de no contar con información de un OR, se le asignará un valor inferior en 0,5 puntos porcentuales al menor índice de pérdidas técnicas calculado para los otros OR en el país, hasta tanto el OR presente la información requerida.

Nivel de Tensión 1

263. En el NT1 las pérdidas a reconocer son tanto las Técnicas como las No Técnicas.
264. El cálculo de cada una de ellas es como sigue:

Pérdidas Técnicas

265. El cálculo de las pérdidas técnicas se realiza para cada sistema, modelando la totalidad de los circuitos entregados por cada agente de acuerdo con lo solicitado en la Circular CREG

013/2007. El comportamiento de la carga a través del tiempo en cada circuito, se simula utilizando un modelo de Montecarlo.

Pérdidas No Técnicas

- ^{266.} Las pérdidas no técnicas reconocidas ($PNT_{j,r}$), para cada sistema, son las que se aprueban a cada OR conforme a la presentación de los Planes de Reducción o Mantenimiento de Pérdidas de Energía Eléctrica que deberán ser presentados por los OR.
- ^{267.} La Res CREG 172/2011 establece la metodología para la implementación de los Planes de reducción de pérdidas no técnicas en los SDL. Asimismo, en el año 2012 una serie de resoluciones aprueban los índices de pérdida a reconocer para cinco compañías específicas.

Planes de Reducción de PNT en los SDL

- ^{268.} Estaba previsto que en abril de 2013 entrara en vigencia la Res CREG 172/2011, por la cual se establece la metodología para la implementación de los Planes de reducción de pérdidas no técnicas en los SDL.
- ^{269.} Los criterios para la aprobación de planes de reducción de pérdidas establecidos en la resolución son los siguientes:
- a) Se remunerarán los costos eficientes del Plan, excluyendo la infraestructura utilizada en la prestación del servicio que es remunerada a través de los cargos por uso del STR o SDL.
 - b) Los costos eficientes del Plan están constituidos por las inversiones y por los costos y gastos aprobados al OR.
 - c) La remuneración de los planes de reducción de pérdidas será aplicable únicamente en los mercados de comercialización que presenten pérdidas de energía eléctrica en el NT1 superiores a las pérdidas reconocidas a la fecha de entrada en vigencia de esta resolución y tendrá una duración de cinco años.
 - d) La remuneración de los planes de reducción de pérdidas está sujeta al cumplimiento de las metas aprobadas a cada OR en resolución particular. El incumplimiento de las metas

será causal de devolución, de parte o de la totalidad de los recursos recibidos por este concepto a los usuarios.

270. Como resultado de un proceso de evaluación, análisis de información y aplicación de costos eficientes, la CREG aprobará el costo del Plan a cada OR y las metas de reducción de pérdidas. En dicho proceso se verificará que el costo total del Plan presentado por el OR no supere el costo total de referencia, calculado con un Modelo de Estimación del Costo Eficiente por la CREG.
271. En síntesis, en lo referente al tratamiento de las pérdidas desarrollado por Colombia, este comprende básicamente dos aspectos, el reconocimiento de ciertos niveles de pérdidas técnicas aprobados mediante resoluciones y la aplicación de un cargo para la implementación de planes de reducciones de pérdidas no técnicas.

e) Resolución 197/2014

272. Como se mencionó, la CREG sometió a consulta la Resolución 197/2014 la cual establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional.
273. Si bien dicha normativa aún no se encuentra vigente, se resumen a seguir las principales consideraciones en ella contenidas:
- a) Un OR será remunerado mediante cargos por uso por la totalidad de los activos de uso que opera y mantiene en desarrollo de la prestación del servicio público domiciliario de energía eléctrica, independientemente de que sea o no propietario de los mismos y sin perjuicio de la remuneración que deberá pagar al propietario por su inversión.
 - b) Nuevos sistemas de distribución. Quienes pretendan operar nuevos sistemas de distribución que se constituyan con posterioridad a la entrada en vigencia de la presente resolución, deberán obtener previamente la aprobación de costos y cargos por parte de la CREG. Cuando se trate de la conformación de nuevos sistemas a partir de la división de activos de un OR existente, los respectivos agentes deberán someter en forma previa, para la aprobación de la CREG. Un OR que entra a reemplazar a otro OR que opera una red existente, que ya tiene cargos aprobados para un STR o SDL, no requiere una nueva

aprobación de costos por parte de la Comisión.

- c) Se incorporarán a la tarifa los costos eficientes de planes de reducción y mantenimiento del nivel de pérdidas.
- d) Los Operadores de Red, en función de las mejoras o desmejoras en la calidad media del servicio prestado respecto de las metas establecidas, podrán obtener un aumento o disminución de sus ingresos y deberán compensar a los usuarios a quienes no les entregue una calidad mínima. Es decir hay un esquema de incentivos para la mejora en la calidad de los servicios a través de aumentos o reducciones de tarifas.
- e) Se establece un esquema para la migración de usuarios a niveles de tensión superior.
- f) La base de activos regulatoria se compone de los activos eléctricos y no eléctricos, valuados por el costo de reposición de la inversión. Para el caso de los activos correspondientes a los niveles de Tensión NT4, NT3 y NT2 dichos activos son los inventariados, en tanto que para el NT1 se recurre a un muestreo.
- g) Los activos no eléctricos se determinan como un porcentaje de los activos eléctricos existentes y los nuevos, dicho porcentaje es determinado en 2%.
- h) Se incorporan mecanismos de incentivos a la eficiencia tanto en AOM como en Inversiones.

4. Regulación del Segmento Comercialización

a) Esquema regulatorio específico para la actividad

²⁷⁴. La Ley 143 de 1994, en su artículo 11, definió la actividad de comercialización como la actividad consistente en la compra de energía eléctrica y su venta a los usuarios finales, regulados o no regulados. De acuerdo con lo dispuesto en el artículo 7, esta actividad sólo puede ser desarrollada por agentes económicos que realicen alguna de las actividades de generación o distribución, y por los agentes independientes que cumplan las disposiciones de la Comisión de Regulación de Energía y Gas; posteriormente se amplió dicha definición permitiendo la participación de otros agentes; así, el Decreto 3734 de 2003 define la comercialización como “*la actividad de compra de energía eléctrica en el mercado mayorista y su venta a los usuarios finales o distribuidores*”.

²⁷⁵. A su vez, el artículo 9 de la Ley 142, señaló como uno de los derechos de los usuarios la libre

elección del prestador del servicio y del proveedor de los bienes para su obtención o utilización.

- ^{276.} En tanto que el artículo 74 consagró como función de la CREG propiciar la competencia en el sector de minas y energía y buscar la liberación gradual de los mercados hacia la libre competencia.
- ^{277.} Con base en los principios establecidos por el marco normativo de jerarquía superior, el modelo regulatorio definido por la CREG para el sector eléctrico en Colombia permite la competencia en la comercialización tanto para usuarios regulados como para los no regulados, dentro de un esquema denominado por la ley “*de libertad regulada*”, entendiéndose por tal un esquema de precio máximo para los usuarios regulados. Ello significa que los comercializadores entrantes pueden prestar el servicio de energía eléctrica aún a usuarios con consumos pequeños, en competencia con el comercializador integrado al distribuidor incumbente. Sin embargo, el precio por el servicio para los consumidores pequeños es regulado a través de un esquema tipo precio máximo (price cap).

b) Remuneración de la Actividad

- ^{278.} El artículo 42 de la Ley 143 de 1994 estableció un mercado de comercialización libre para los usuarios no regulados, en el cual las transacciones de electricidad son remuneradas mediante precios acordados entre las partes. En tanto que para los usuarios regulados las ventas de electricidad deben ser remuneradas, sin excepción, por medio de tarifas sujetas a regulación.
- ^{279.} Las Leyes 142 y 143, en sus artículos 73.11 y 23, respectivamente, asignaron a la CREG la competencia de aprobar las fórmulas tarifarias y metodologías para el cálculo de las tarifas aplicables a usuarios regulados.
- ^{280.} En este contexto, y bajo la premisa de promoción de la competencia y la universalización del servicio, el Decreto No 3734/2003, establece una serie de medidas entre las que se resumen:
- a) Condicionamiento a la liberalización del límite para ser usuario no regulado por parte de la CREG, dicho condicionamiento está dado por la no afectación de los ingresos del distribuidor o la tarifa a los usuarios regulados.

- b) Incorporación en los cargos de remuneración de la actividad de ciertos riesgos reconocidos por la CREG como ser la obligación de constituirse en comercializador de última instancia, incorporación de usuarios de baja renta, etc.

^{281.} En síntesis, la fijación de un cargo variable de comercialización, la prohibición al incumbente de discriminar precios y el tratamiento diferenciado de las pérdidas entre comercializadores puros e incumbentes ha llevado a que éstos hayan perdido progresivamente los usuarios de mayor consumo; y por tal motivo en el año 2007 fueron emitidos dos Decretos “pretendiendo corregir las distorsiones a la competencia que se venía dando en la comercialización del mercado regulado”. Éstos son, el Decreto No 387 y el Decreto No 4977 que determinan, entre otras las siguientes disposiciones:

- a) Las fórmulas tarifarias deben reconocer el costo de la energía adquirida por los Comercializadores Minoristas que atienden Usuarios Regulados, y que dicha energía deberá ser adquirida a través de los mecanismos de mercado establecidos por la CREG.
- b) Las pérdidas de energía totales de un Mercado de Comercialización que se apliquen para efectos del cálculo de la demanda comercial de los Comercializadores Minoristas que actúen en dicho Mercado, se distribuirán entre éstos a prorrata de sus ventas.
- c) La fórmula tarifaria incluirá un Costo Base de Comercialización que remunerará los costos fijos de los Comercializadores Minoristas y un margen de Comercialización que refleja los costos variables de la actividad.
- d) La CREG reconoce al Operador de Red el costo eficiente del Plan de reducción de Pérdidas No Técnicas, el cual será trasladado a todos los Usuarios Regulados y No Regulados conectados al respectivo Operador de Red.

^{282.} Como resultado de la vigencia de los decretos antes citados, la CREG aprobó la Resolución 119 de 2007, que consagró una nueva fórmula tarifaria general para permitir a los Comercializadores Minoristas de electricidad establecer los costos de prestación del servicio a usuarios regulados en el Sistema Interconectado Nacional.

^{283.} Los aspectos destacados de la Resolución son los siguientes:

- a) Libertad regulada. Permanece el régimen de libertad regulada para las empresas comercializadoras minoristas al fijar sus tarifas a los usuarios finales regulados; las empresas deben determinar con la fórmula tarifaria general y con la metodología

establecida en la resolución las tarifas a aplicar a esos usuarios.

- b) Costo Base de Comercialización. Se define el Costo Base de Comercialización que remunera los costos fijos de las actividades desarrolladas por los Comercializadores Minoristas de energía eléctrica que actúan en el Mercado Regulado y que se causan por usuario atendido en un Mercado de Comercialización.
- c) El Costo Unitario de Prestación del Servicio de Energía Eléctrica, que es el costo económico eficiente de prestación del servicio al usuario final regulado, incluye un cargo variable que representa el margen de comercialización y de un cargo fijo que representa los costos fijos de la actividad de comercialización, etc.

^{284.} Adicionalmente durante el período 2008-2010 se aprobaron las Resoluciones CREG 17 y 18 de 2008 y la Resolución CREG 156 de 2009, que corrigen, adicionan y complementan la Resolución 119 de 2007. Adicionalmente, la CREG aprobó la Resolución 183 de 2009, que estableció reglas relativas al cambio de usuarios entre el mercado no regulado y el mercado regulado, con el objetivo de limitar comportamientos estratégicos de usuarios que cumplen las condiciones para ser usuarios no regulados y que alternaban entre ambos mercados (regulado y no regulado), con el potencial de afectar las tarifas de los usuarios regulados.

^{285.} Con el objetivo de reducir el impacto para los usuarios finales de los posibles aumentos en la tarifa de prestación de energía eléctrica, la CREG aprobó mediante Resolución 168 de 2008 otra opción para el cálculo de la tarifa aplicable a consumidores finales regulados, que los Comercializadores Minoristas en el Sistema Interconectado Nacional podrían aplicar como alternativa a la resultante de la fórmula definida por la Resolución 119 de 2007. Esta opción limita la variación mensual de tarifa a un máximo de 2%.

^{286.} Recientemente, en el año 2014, la CREG aprobó la Resolución No 180/2014 por la cual se establecen los criterios generales para determinar la remuneración de la actividad de comercialización de energía eléctrica a usuarios regulados en el Sistema Interconectado Nacional.

^{287.} Los preceptos y la metodología definidos en esta Resolución son los que se resumen a continuación:

288. Se define el Costo base de comercialización como: componente de la fórmula tarifaria que remunera los costos fijos de las actividades desarrolladas por los comercializadores de energía eléctrica que actúan en el mercado regulado y que se causan por usuario atendido en un mercado de comercialización. Y adicionalmente se determina el Margen de comercialización como: margen a reconocer a comercializadores que atienden usuarios regulados, que refleja los costos variables de la actividad.

289. La metodología de cálculo del costo base de comercialización consiste en la aplicación de la siguiente fórmula:

$$Cf_j = \frac{GC_j * \eta_j}{Fact_j}$$

Donde:

Cf_j : Costo base de comercialización del mercado de comercialización j , expresado en pesos por factura de diciembre de 2013.

GC_j : Gastos en la actividad de comercialización, para el año 2013, del comercializador integrado al OR que sirve el mercado de comercialización j .

η_j : Factor de eficiencia del mercado de comercialización j , calculado de acuerdo con lo establecido en el anexo 1 de la Resolución CREG 180/2014.

$Fact_j$: Cantidad de facturas expedidas, en el año 2013, por el comercializador integrado al OR que sirve al mercado de comercialización j .

290. En la expresión anterior se destaca la incorporación de consideraciones de eficiencia, mediante el factor o puntuación de eficiencia determinado mediante un método de **frontera estocástica** resultante de un estudio de *benchmarking*.

291. En lo referente al mecanismo de indexación del Costo Base, la Resolución CREG 180/2014 establece un ajuste mensual en función del IPC, adicionalmente se incorpora un factor X para tomar en consideración la evolución de la productividad acumulada en el período.

292. En cuanto al costo variable de comercialización, la especificación matemática es la siguiente:

$$C_{i,j,m}^* = (G_{i,j,m-1} + T_{m-1} + D_{1,j,m-1} + PR_{1,j,m-1} + R_{i,m-1}) \times (mo + RC_{i,j,m} + CFE_{i,j,m})$$

Donde:

- $C_{i,j,m}^*$: Costo variable de la actividad de comercialización para el comercializador i , del mercado de comercialización j , en el mes m .
- $G_{i,j,m-1}$: Costo de compra de energía para los usuarios regulados del comercializador i , en el mercado de comercialización j , en el mes $m-1$, (\$/kWh).
- T_{m-1} : Costo por el uso del sistema de transmisión nacional para el mes $m-1$, (\$/kWh).
- $D_{1,j,m-1}$: Costo por el uso de los sistemas de distribución en el nivel de tensión 1, en el mercado de comercialización j , para el mes $m-1$, (\$/kWh).
- $PR_{1,j,m-1}$: Costo de compra, transporte y reducción de pérdidas de energía acumuladas hasta el nivel de tensión 1, en el mercado de comercialización j , para el mes $m-1$, (\$/kWh).
- $R_{i,m-1}$: Costo de restricciones y de servicios asociados con generación, asignados al comercializador i , en el mes $m-1$, (\$/kWh).
- mo : Margen operacional definido por la CREG de acuerdo con el artículo 13 de la resolución arriba mencionada .
- $RC_{i,j,m}$: Riesgo de cartera del comercializador i , en el mercado de comercialización j , para el mes m .
- $CFE_{i,j,m}$: Factor que compensa por los costos financieros asociados al ciclo de efectivo de la actividad de comercialización, del comercializador i , en el mercado de comercialización j , para el mes m .

²⁹³. El margen operacional de comercialización es un porcentaje (2.73%) sobre el costo total por kWh. Un punto a destacar es la incorporación o reconocimiento de una prima por el riesgo de cartera del comercializador, esta prima busca proteger los ingresos de los comercializadores ante situaciones en las que, por razones de universalización del servicio, se vea obligado a prestar a clientes regulados de baja renta, o en barrios subnormales, etc.

c) Vinculación con otros eslabones de la cadena

²⁹⁴. Inicialmente la actividad de comercialización sólo podía ser desarrollada por agentes

económicos que realicen alguna de las actividades de generación o distribución, y por los agentes independientes que cumplan las disposiciones de la Comisión de Regulación de Energía y Gas. Así, en las primeras etapas de desarrollo de la industria la actividad de comercialización se encontraba integrada con la de distribución y/o generación.

- ²⁹⁵. La normativa evolucionó permitiendo la incorporación de nuevos agentes al segmento de comercialización, bajo ciertas condiciones que determinan los cargos a aplicar a los usuarios regulados. En este nuevo esquema son requisitos fundamentales de la regulación la separación de actividades, la libertad de elección del proveedor, la no discriminación y la conexión a la red de las incumbentes.

D. Modelo Noruego

1. Caracterización del Sector

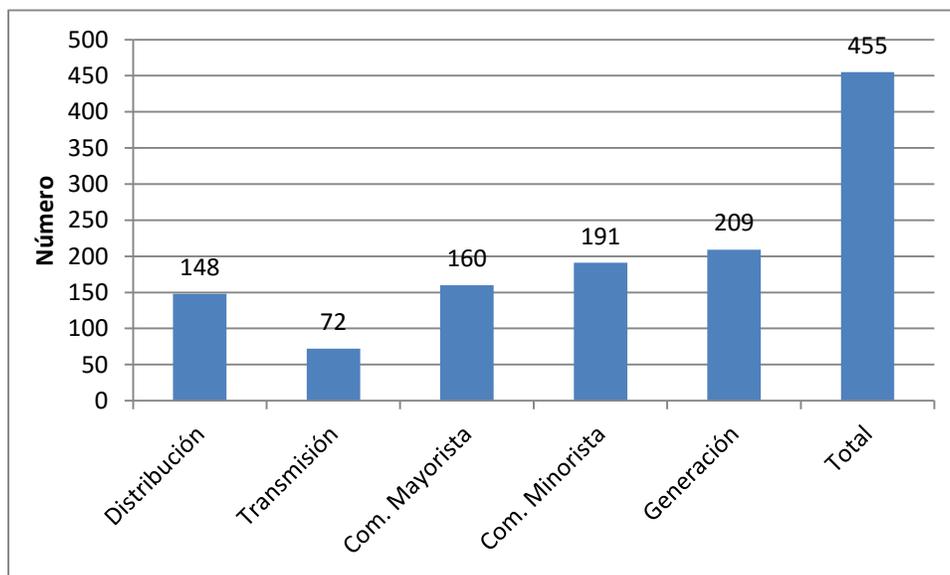
- ²⁹⁶. Noruega posee una de las mayores reservas de petróleo en el mundo. Las ventas al exterior de este combustible lo transforman en el tercer exportador más grande de energía en el mundo, después de Rusia y Arabia Saudita. La actividad petrolera es la columna vertebral de la economía noruega; en el año 2009, el sector generó 22% del PIB y el 47% de las exportaciones del país. Asimismo, representa cerca de un cuarto del total de inversiones realizadas en el país y casi el 30% de los ingresos del Estado.
- ²⁹⁷. No obstante, Noruega ha desarrollado una matriz de generación de electricidad con escasa participación de este recurso, en la que la energía proviene básicamente de recursos hidráulicos, complementados con producción térmica y de fuentes renovables (eólica y biomasa).
- ²⁹⁸. En un año hidrológicamente normal, hasta el 99% de la energía generada puede ser hidroeléctrica. La alta dependencia de la generación hidráulica provoca que las variaciones climáticas interanuales modifiquen significativamente los precios de la energía.
- ²⁹⁹. El gobierno posee más del 90% de las redes del sistema a través de la empresa Statnett SF, que opera gran parte del sistema de transmisión (TSO). Por otro lado, la mayor parte de las

empresas distribuidoras son municipales. También, un 88% de la capacidad de producción se encuentra en manos estatales, 52% pertenece a las autoridades de municipios y condados y 36% al Gobierno Central.

300. En cuanto a las ventas de energía a consumidores finales, se encuentran las figuras de las distribuidoras, que pueden a su vez desarrollar otras actividades dentro del mercado, y los comercializadores. Existen 157 sistemas de distribución (DSO), en su mayoría municipales de propiedad estatal, de las cuales 34 registran solo operaciones exclusivas del área de distribución, y entre las cuales 8 cuentan con más de 100.000 usuarios finales, registrando en conjunto el 60% de los consumidores residenciales del país.

301. La figura siguiente muestra el número de agentes que desarrolla cada una de las actividades del sector.

Figura 36 – Noruega: Agentes por actividades en el Sector Eléctrico



Fuente: Elaboración propia con base a NordREG (2011).

302. La red eléctrica en Noruega está clasificada en tres niveles, en forma similar al resto de los países nórdicos:

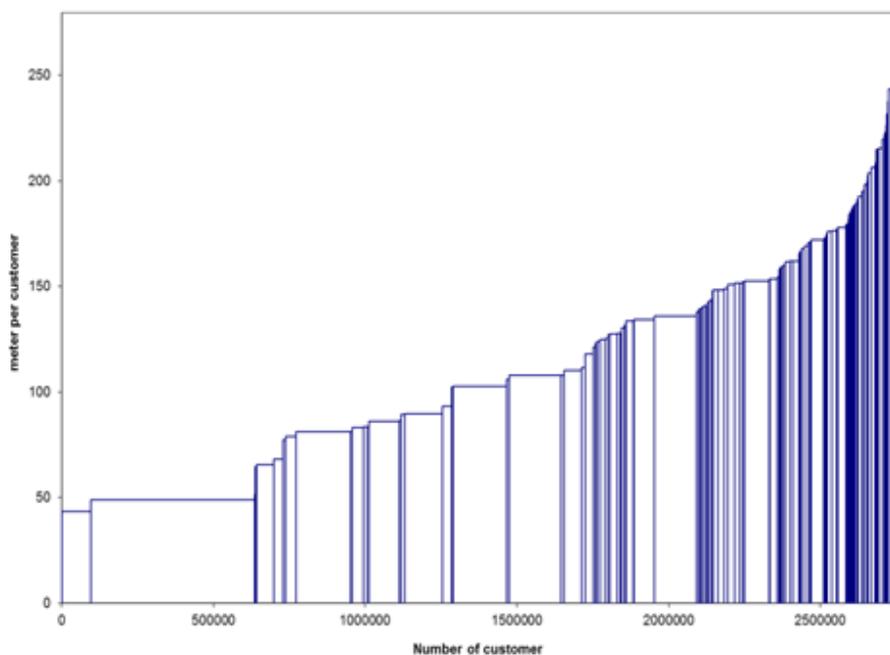
- a) Redes de distribución: en niveles de tensión de hasta 22 kV
- b) Redes regionales: de sub-transmisión, con tensiones entre 33 kV y 132 kV
- c) Red troncal o central: con tensiones superiores a 132 kV, básicamente en 300kV y

420kV.

- ^{303.} Conforme a la Agencia Internacional de Energía (2011), la red de alta tensión en Noruega tiene 2900km en líneas de 420kV, 5100km de 300kV y 570km de 220kV.
- ^{304.} La compañía estatal Statnett SF posee el 90% de la red, y es el operador del sistema de transmisión noruego, las líneas restantes son atendidas por 25 compañías del sector privado y autoridades municipales. Gran parte de las redes regionales y de distribución son propiedad de autoridades provinciales y municipales.
- ^{305.} Para los generadores, la tarifa de red resulta en un principio independiente de su ubicación, aunque la tarifa varía en función del costo marginal de las pérdidas inyectadas en el punto de conexión establecido. A grandes rasgos, dos tercios del costo total de la red son atribuidos a la red de distribución, un sexto a la red regional y el otro sexto a la red central.
- ^{306.} El 60% del consumo total se registra en las redes de distribución. Las industrias intensivas en energía y otros grandes usuarios están conectados a las redes regionales y centrales.
- ^{307.} El sector de distribución y venta de energía posee una característica peculiar debido al avanzado esquema de competencia en la comercialización y además por la cantidad de empresas que operan en distintas actividades del mercado y escalas significativamente diferentes (en muchos casos se tiene pequeños productores de energía que a su vez operan una pequeña línea de distribución).
- ^{308.} La compañía de distribución más grande es Hafslund Nett AS, que opera en el área de Oslo, suministra 15.283 MWh y tiene 541.000 clientes, es decir, representa una participación del mercado del 20% y posee 26.502 km de líneas de distribución. Es la única compañía que tiene una participación del mercado mayor al 10%. El promedio de participación del mercado se encuentra en 0,8%. Del total de empresas de distribución y comercialización que registra el mercado, 20 reportan tener menos de 2.000 usuarios.
- ^{309.} En el otro extremo, una de las compañías más pequeñas es la Modalen Kraftlag BA con 387 usuarios, 12.843 MWh de energía suministrada y 68km de redes de distribución.

- ³¹⁰. El siguiente gráfico muestra que la densidad de consumidores es baja: eliminando de la muestra las diez empresas que representan los extremos, se tiene una densidad promedio que corresponde a 157 metros por cliente, con una variación de entre 43 y casi 280 metros por cliente.

Figura 37 – Noruega: Densidad de redes de distribución



Fuente: NordREG (2011).

2. Marco Regulatorio e Institucional

- ³¹¹. El funcionamiento del mercado responde a la normativa establecida por la Ley de Energía y la Regulación de Energía.
- ³¹². En virtud de esta ley, el principal responsable de la política energética noruega es el Ministerio de Petróleo y Energía (MPE) y su brazo gestor es la Dirección General de Recursos Hídricos y Energía de Noruega (NVE).
- ³¹³. De manera general, el NVE responde por la regulación económica y técnica del sistema, el

buen funcionamiento de la red y la disponibilidad del mercado. Estas funciones, por lo tanto, implican el establecimiento de tarifas eficientes, la protección de los actores y usuarios frente a prácticas discriminatorias y la organización el sistema de intercambio energético nórdico (*Nord Pool Spot*).

- ³¹⁴. El esquema regulatorio vigente en el país favorece la libre competencia y el libre acceso de participantes en las actividades de generación y de comercialización, a diferencia de lo que ocurre con la transmisión y distribución que, por las conocidas características de monopolios naturales, son reguladas.
- ³¹⁵. Una característica del esquema noruego es el grado de avance de la introducción de competencia en la actividad de comercialización y también la gran cantidad de distribuidoras, registrándose un elevado número de compañías operando en el sector con grandes diferencias de tamaño y de densidad de usuarios.
- ³¹⁶. Desde el año 1991 las autoridades noruegas establecieron un mercado eléctrico competitivo y promovieron el libre acceso de participantes. A partir de esa fecha se dieron los primeros pasos para que los usuarios finales del servicio pudieran escoger el proveedor de energía. Así, durante los siguientes años se comenzó a rediseñar el marco normativo para permitir que las empresas que operan las redes de distribución puedan establecer contratos con un cargo tarifario no discriminatorio para consumidores finales o comercializadores.
- ³¹⁷. Gran parte de las empresas distribuidoras (DSOs) realizan, además de sus actividades monopólicas de distribución, negocios competitivos como generación y comercialización. Esta integración vertical de las empresas distribuidoras, desarrollando simultáneamente actividades reguladas y no reguladas, ha representado un desafío regulatorio para NVE, que puede exigir la segregación contable o legal de las actividades. Para las empresas con más de 100.000 usuarios conectados, se requiere separar legalmente las actividades monopólicas de las competitivas.
- ³¹⁸. Es importante señalar que el mercado eléctrico de Noruega debe ser visto como parte de un sistema integrado de la región nórdica, con numerosos reglamentos y normativas que deben ajustarse a ese sistema ampliado y con objetivos de cooperación entre los reguladores y los

operadores de los sistemas de transmisión.

- ³¹⁹. Desde el punto de vista de la comercialización minorista, el usuario final dispone de la posibilidad de escoger la empresa comercializadora o distribuidora local. Esto ha transformado la venta de energía en Noruega en un mercado con alto grado de competitividad entre las empresas. En el 2011, más del 10% de las unidades residenciales en Noruega cambiaron de proveedor.

3. Regulación del Segmento Distribución

- ³²⁰. Los incentivos del marco regulatorio para las empresas de red, tanto de transmisión como de distribución se basan en dos pilares fundamentales: esquemas de incentivos económicos y esquemas de incentivos directos. Estos últimos, por ejemplo, obligan a las compañías a conectar nuevos consumidores y/o nuevas fuentes energéticas y a alcanzar los niveles requeridos de atención a los clientes. En este sentido, las empresas deben llevar a cabo inversiones suficientes para cumplir con las metas establecidas, y el cumplimiento de estas metas o límites es rigurosamente monitoreado.
- ³²¹. Los principios básicos de la regulación económica están definidos en la Ley de Energía y en su reglamentación, en la que se establece que los ingresos máximos se determinarán anualmente de forma que el ingreso en el tiempo permita a la empresa cubrir los costos de red más una utilidad razonable sobre el capital invertido, en la medida en que la red sea gestionada, utilizada y desarrollada en forma eficiente.
- ³²². Como se señaló, la determinación de los ingresos máximos se realiza anualmente, pero los principios básicos para ese cálculo se re-evalúan periódicamente, con un período mínimo de 5 años. Dentro del período, pueden realizarse ajustes menores del modelo y también se actualizan anualmente algunos parámetros como el ajuste de precios por inflación, la tasa de interés de los bonos de gobierno utilizada en el cálculo de la WACC y los costos de la energía para valorizar las pérdidas.
- ³²³. NVE fija la remuneración de cada empresa de red estableciendo un ingreso máximo (*Revenue Cap*) anual, integrado en 40% por los costos reales de la empresa (*cost base*) y en 60% por los

costos eficientes (*cost norm*) que resultan para esa empresa de un estudio de *benchmarking*; así, si la empresa es eficiente, recupera el 100% de los costos.

$$RC_t = 0.4C_t + 0.6C_t^*$$

- ^{324.} El costo base considerado se determina en función de los datos de costos reales de dos años atrás; antes del comienzo de cada año NVE notifica el Ingreso Máximo calculado en función de valores estimados del WACC, índice de precios al consumo y precio de energía.
- ^{325.} Los costos incluidos tanto para el costo base como en el *benchmarking* son los costos de operación y mantenimiento, costos de capital, costos de energía no suministrada y costos de pérdidas.

$$C_t = (OM_{t-2} + CENS_{t-2}) \times \frac{CPI_t}{CPI_{t-2}} + PL_{t-2} \times P_t + DEP_{t-2} + RAB_{t-2} \times WACC_t$$

OM y CENS son los costos de operación y mantenimiento y de energía no suministrada, respectivamente, que se actualizan por el índice de precios al consumo.

PL son las pérdidas, que se valorizan a un precio que se estima representativo para el año *t*.

DEP y RAB son la depreciación y la base regulatoria del año *t-2*, conforme libros.

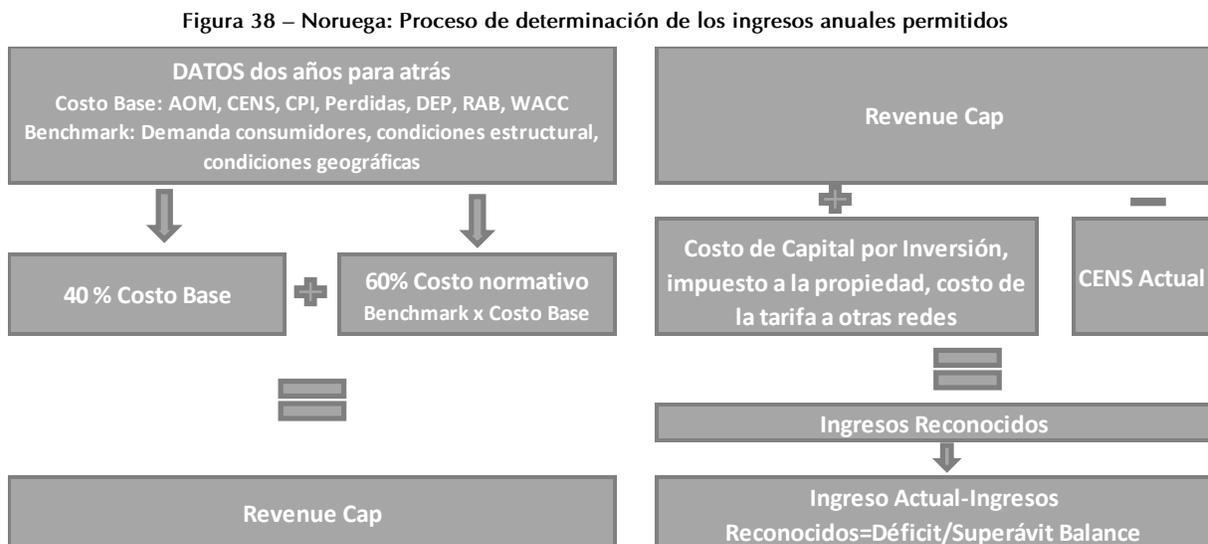
- ^{326.} Una vez cerrado el año, se determina el monto definitivo basado en los parámetros observados, al que adicionalmente se agregan los impuestos al patrimonio y costos correspondientes a otras redes y del que se deducen los costos reales de energía no suministrada. Además, se consideran los cambios en los costos de capital correspondientes al año de aplicación del Revenue cap.

$$AR_t = RC_t + PT_t + TC_t - CENS_t + [(DEP_t - DEP_{t-2}) + (RAB_t - RAB_{t-2}) \times WACC_t]$$

AR es el ingreso autorizado.

PT son los impuestos al patrimonio y TC son los costos pagos por costos de red de otras empresas, que no integran el *cap* y se agregan como *pass through*.

327. La regulación asegura que una empresa a la que el análisis de *benchmarking* asigna un puntaje de eficiencia promedio obtenga un retorno sobre el capital igual a la WACC.
328. Esto también es válido para el conjunto de la industria, es decir que el costo de referencia (“*cost norm*”) es calibrado de forma de asegurar que la suma de los Ingresos Máximos de las empresas iguale a la suma de sus costos totales.
329. El valor autorizado constituye la base para el cálculo de las tarifas y se monitorea la recaudación para asegurar el cumplimiento, los excesos o déficits de recaudación respecto del ingreso autorizado llevan a ajustes de tarifas de forma que las eventuales diferencias tiendan a anularse en el tiempo.
330. El esquema para el cálculo del ingreso autorizado se muestra en la figura siguiente:



Fuente: NordREG (2011)

331. Las fórmulas y el esquema descritos se aplican igualmente para la transmisión regional y para la distribución se realizan dos análisis de eficiencia del tipo DEA separados, uno para cada actividad y con variantes para el operador del sistema de transmisión Statnett.

- ^{332.} El costo referencial eficiente o *cost norm* resultante del *benchmarking*, que participa en 60% en la determinación del Ingreso Máximo (*Revenue cap*) autorizado, es el elemento que suministra incentivos a la gestión de las empresas en el desarrollo, operación y mantenimiento de la red.
- ^{333.} Se utiliza un análisis de tipo *Data Envelopment Analysis* (DEA), orientado a los insumos, con retornos constantes a escala. Los costos utilizados son los informados por las empresas, complementados con información técnica de una base de datos de la red regional y central, y con información de fuentes externas (por ejemplo meteorológica). En ambos estudios (distribución y transmisión) el insumo considerado representa los costos totales, aunque en el caso de transmisión los costos no incluyen los costos de pérdidas.
- ^{334.} Hay ocho productos considerados para distribución y cinco para transmisión. Algunos de ellos describen las condiciones estructurales de las empresas (líneas, cables, transformadores), algunos se relacionan con medidas de la demanda y otros representan restricciones, como las condiciones geográficas.
- ^{335.} Los pesos han permanecido fijos desde que la regulación se estableció en 2007 y están basados en varios catálogos de costos. Los componentes de red se actualizan anualmente por parte de las empresas y están registrados en una base de datos de NVE.
- ^{336.} El estudio de *benchmarking* es un análisis no paramétrico de fronteras eficientes (DEA). El esquema DEA en Noruega toma en cuenta como único insumo el costo total, conformado por los siguientes elementos:
- a) Costos de operación y mantenimiento (OPEX)
 - b) Costo de energía no suministrada (CENS)
 - c) Intereses de préstamos (según valores contables que incluye los financiamientos del capital para inversiones)
 - d) Depreciación
 - e) Costos de pérdidas de energía (pérdidas reales de energía por un precio de referencia de la energía)

337. Por otro lado, el modelo de distribución incorpora ocho productos que se describen a seguir:
- a) Número de consumidores excluyendo casas vacacionales
 - b) Número de consumidores casas vacacionales
 - c) Energía suministrada en MWh
 - d) Líneas de alta tensión km
 - e) Número de Subestaciones
 - f) Bosque: Proporción del área con bosque desarrollado por km líneas aéreas AT
 - g) Nieve: Precipitación promedio en forma de nieve en mm por km líneas aéreas AT
 - h) Costa: Velocidad promedio de Viento en m/s / distancia media a la costa en metros x km de líneas aéreas de AT
338. El primer resultado obtenido por el análisis DEA son puntajes de eficiencia.
339. A partir del 2010, la NVE incorporó una nueva etapa en su proceso de comparación, mediante un análisis de regresión, el cual corrige algunos resultados al incorporar tres factores ambientales:
- a) Interface: suma ponderada por el Costo de Equipamiento de interface con la red regional,
 - b) Islas: número de islas a 1 km o más de tierra o de otra isla con servicio y
 - c) Generación Distribuida: MW inyectados desde pequeñas hidroeléctricas.

Puntajes de Eficiencia

$$= \beta_1 * \text{Conecciones por Islas} + \beta_2 * \text{Interfaces de Transmisión} + \beta_3 * \text{Generacion Distribuida}^{78}$$

340. Estos coeficientes conforman el factor de corrección ambiental (EFC, por sus siglas en ingles), además de las tres variables incluidas en el primer análisis, que equilibran el desempeño de las empresas en función del contexto operacional particular (factores ambientales).

a) Remuneración de la Actividad

⁷⁸ International Energy Agency (2011)

341. La remuneración de las inversiones resulta de una tasa de retorno sobre la base de activos regulatorios (RAB). La RAB, a su vez, se utiliza como base para el cálculo de la depreciación anual de los activos.
342. Además, la NVE adiciona 1% de costo sobre la RAB en consideración del costo de capital trabajo.
343. La RAB se obtiene a partir de valores históricos de los activos ajustados conforme a la depreciación acumulada.
344. La RAB incluye los siguientes activos: componentes de red central y regional, edificios, terrenos, equipamiento específicos para clientes, medios de transporte, herramientas y equipos informáticos, así cualquier otro activo fijo utilizado para el negocio de red. Se incluyen los edificios y componentes.
345. No se incluye equipos en *leasing*; no obstante los costos de *leasing* de activos de red (líneas, cables, transformadores, equipos de maniobra) que son pagados a otras empresas reguladas de red pueden incorporarse a los costos relacionados con otras redes, indicados en la fórmula de ingreso permitido (AR) como TC.
346. La depreciación del capital es lineal. Las inversiones se reconocen en la base a partir del año en que entran en servicio.
347. La tasa de remuneración de capital reconocida es la WACC, calculada conforme se describe a continuación:

$$WACC_{post\ tax} = 0.4[Rf(1-t) + \beta e \times MP] + 0.6(Rf + Pd) \times (1-t)$$

Donde

- Tasa libre de riesgo Rf : promedio anual de bono de gobierno con madurez a 5 años
- Tasa de impuestos t : 28%

- Premio de Mercado *MP*: 4%
- Beta de activos: 0.35 (equity beta 0.875)
- Relación deuda/capital propio: 40/60
- Premio de deuda: 0.75

³⁴⁸. La fórmula está establecida en la Regulación económica de redes y todos los parámetros excepto la tasa libre de riesgo están fijados. Para cambiarlos debe cambiarse la Regulación Económica. La tasa libre de riesgo se actualiza anualmente.

³⁴⁹. La regulación económica establece que las empresas deben obtener un retorno sobre el capital razonable, para un desarrollo y gestión eficiente de la red. Está definido que todas las empresas deben ganar al menos un retorno de 2% promedio en los últimos cinco años. Si una empresa cae debajo de ese retorno mínimo, se realiza una corrección del balance de déficit o exceso de ingresos de forma de alcanzarlo.

b) Reconocimiento de los costos de AOM

³⁵⁰. Los gastos de administración, operación y mantenimiento (OPEX) se separan en costos controlables de operación y mantenimiento y costos no controlables.

³⁵¹. Los primeros se componen principalmente por gastos de personal (incluyendo costos de pensiones), gastos de materiales relacionados con el servicio, contrataciones de servicios externos, deudas incobrables y otros costos operativos.

³⁵². Los costos no controlables se componen principalmente de costos asociados a otras redes (no propias de la compañía) y de impuestos o aranceles.

c) Tratamiento de las pérdidas

³⁵³. En el caso de la distribución, los costos de pérdidas son asociados a la gestión de la empresa y por lo tanto son incorporados en el *benchmarking*, por lo que intervienen en los *scores* de eficiencia.

d) Esquemas Tarifarios Aplicados

- ^{354.} Las tarifas domiciliarias consisten de un cargo fijo, en NOK/año y un cargo por energía (NOK/kWh). El cargo fijo debe cubrir los costos de atender al usuario relacionados con medida del consumo, emisión de facturas y cobro.
- ^{355.} El cargo por energía depende del consumo y como mínimo debe cubrir los costos de pérdidas marginales, es decir de la pérdida que ocurre cuando se suministra un kWh adicional para cierto nivel de carga. Adicionalmente, las tarifas deben cubrir los demás costos fijos de la red. Es usual que las empresas de red clasifiquen los usuarios por grupos a los que aplican diferentes tarifas (por ejemplo, residenciales, casas de vacaciones, industriales, etc.).
- ^{356.} Las tarifas varían empresa a empresa, principalmente por la diferencia en costos de inversión y operación de la red y las diferencias de escala.
- ^{357.} Para contribuir a nivelar las tarifas entre empresas, se fijó un subsidio financiado con presupuesto del gobierno para reducir las tarifas en las áreas de costos más elevados. NVE transfiere los fondos a las empresas de acuerdo con los términos establecidos por el Ministerio de Petróleo y Energía, y el monto es deducido de lo que debe recaudarse por tarifas.

4. Regulación del Segmento de Comercialización

- ^{358.} El mercado de comercialización Noruego es diferente a otros mercados, ya que existe una gran cantidad de comercializadores, muchos de los cuales son muy pequeños. Estas empresas son importantes para pequeñas comunidades, donde proveen otros servicios además de la electricidad.
- ^{359.} En concreto, el país cuenta con 350 comercializadores en el Nord Pool, el cual es el mercado spot de la energía. La gran cantidad de comercializadores exige un complejo sistema de coordinación entre los distribuidores y comercializadores. Sin embargo, la concentración y la integración vertical no alcanzan los niveles deseados, lo que lleva a aplicar nuevas medidas tendientes a promocionar la competencia.

a) *Esquema regulatorio específico para la actividad*

- ^{360.} La experiencia de Noruega resulta interesante ya que la liberalización no fue realizada gradualmente como en otros países, sino que fue inmediata con la *Energy Act* de 1990. No obstante, la liberalización en el mercado minorista no se logró hasta 1999 cuando se sancionaron un conjunto de normas al respecto.
- ^{361.} Actualmente los clientes tienen la posibilidad de elegir libremente el comercializador, sujeto al cumplimiento de ciertas condiciones particulares. Así, un cliente puede elegir a cualquier comercializador dentro del Nord Pool mientras éste sea nacional, adicionalmente se garantiza que no existe costo de cambio entre comercializador. Finalmente, el cliente es libre de elegir el producto que desea contratar.
- ^{362.} El *Energy Act* establece que todos los actores involucrados en la negociación física deben contar con la licencia de comercialización. El *Norwegian Water Resources and Energy Directorate* (NVE) es la autoridad que otorga dichas licencias.
- ^{363.} En Noruega, los comercializadores tienen definido como objetivo vender energía a los clientes finales. La actividad de comercialización puede realizarse por empresas que cumplan los requisitos necesarios, o por generadores y distribuidores, siempre que mantengan contabilidades separadas, minimizando así, la aparición de subsidios cruzados.
- ^{364.} Dentro de la operatoria del esquema de comercialización se tienen las siguientes características: los medidores pertenecen a los distribuidores, que se encargan de su instalación y mantenimiento. Es decir, que el comercializador no realiza conexiones a clientes nuevos del sistema. Además, las lecturas las hacen las Distribuidoras. Finalmente, la red es propiedad del distribuidor. Esta medida se sustenta en la idea de facilitar el intercambio entre comercializadores.
- ^{365.} Por su parte, los comercializadores realizan las actividades de facturación. En Noruega, un consumidor recibe una factura por el comercializador y otra por el distribuidor. No obstante, si el comercializador es el mismo distribuidor, aunque sean una única entidad, se recibe una

única factura, donde se incluye el componente de la comercialización y el componente de la distribución. Esta característica también facilita la elección del comercializador.

- ^{366.} Del mismo modo que se observó en otros países, existen medidas que evitan la especulación por parte de los comercializadores, y que protegen al mercado frente a posibles insolvencias de éstos. Para ello, los comercializadores, para poder empezar actividades, deben tener un aval de inicio de operación fijado en 30 mil euros. Además, la empresa debe tener una cuenta en un banco aprobado por el Nord Pool para participar.
- ^{367.} El marco regulatorio, de igual modo que para el caso inglés, establece que los usuarios deben ser protegidos ante la posibilidad de quedarse sin abastecimiento eléctrico. Para lo cual, se define el concepto de comercializador de último recurso (*Supplier of Last Resort*) que se refiere al precepto de que en un área existe un agente que tiene la obligación de acoger a cualquier cliente que no se encuentre suscrito a un comercializador.
- ^{368.} En el caso concreto de Noruega, el proveedor de última instancia corresponde a la filial del distribuidor con un mecanismo de Precio a Vencer (*Price-to-beat*), el cual se definirá en la siguiente sección.

b) Remuneración de la actividad

- ^{369.} La comercialización es la actividad de intermediación entre los consumidores finales y un mercado inaccesible para ellos, bien por capacidad de negociación, bien porque el producto que se negocia no es el consumido y no existe capacidad de transformarlo, etc. De este modo, el comercializador tiene la facultad de cobrar una comisión por el servicio.
- ^{370.} Los contratos ofrecidos por los comercializadores son negociados libremente con los usuarios finales, por lo que no existen tarifas reguladas. Entre los contratos se encuentran desde contratos a un precio fijo de uno a tres años, a contratos que varían sus precios según el mercado spot.
- ^{371.} En resumen, en Noruega los usuarios pueden escoger diferentes opciones de tarifas:
- a) un contrato de precio variable: se determina el precio y la duración libremente, y se le

debe informar al cliente todo cambio 14 días antes.

- b) un contrato de precio fijo: el precio se fija libremente por el plazo del contrato, cuya duración es entre 1 y 3 años.
- c) al precio spot: estos contratos se encuentran vinculado al precio promedio del *Nord Pool* más un margen (*markup*) que consiste de una cuota (*fee*) anual o un costo variable fijado libremente.

^{372.} Para fomentar la libre competencia, en Noruega se aplica la definición de *Price-to-beat*. Esta es una tarifa fijada por la autoridad y que es la que el comercializador de último recurso debe cobrar a sus clientes. Esta tarifa es mayor que el precio del mercado, para que el consumidor se sienta incentivado a suscribirse a otra comercializadora.

^{373.} El cliente que no elija un comercializador será abastecido por el comercializador de último recurso (filial del distribuidor) por un periodo de seis semanas con un precio que mantiene un diferencial de 5 øre/kWh sobre el precio spot, sin considerar impuestos. Luego de las seis semanas, el comercializador de último recurso se encuentra obligado a poner un precio superior para incentivar al consumidor a buscar un nuevo comercializador.

^{374.} Los precios son fijados libremente por los comercializadores. No obstante, los mismos deben ser universales para todos sus clientes (principio de no discriminación) y deben ser reportados a la Autoridad de Competencia Noruega (*Norwegian Competition Authority*) semanalmente.

^{375.} Por su parte, los usuarios asumen directamente el costo de distribución. En Noruega, un consumidor recibe una factura por el comercializador y otra por el distribuidor.

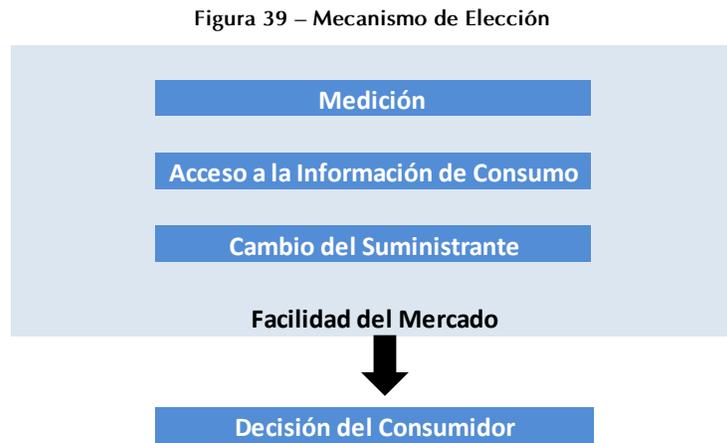
c) Vinculación con otros eslabones de la cadena

^{376.} El mercado Noruego fue desregulado en 1991, y al igual que otros países, se asistió a una transición de un mercado verticalmente integrado a una separación de las actividades de generación, transmisión y distribución. También se hace una clara distinción entre producción de energía y comercialización. Si bien el país cuenta con una separación vertical entre las actividades, se mantiene la integración de las actividades de comercialización y distribución para las empresas anteriores a la regulación. De este modo, las empresas de distribución están

integradas con un comercializador o tiene un comercializador dentro del grupo.

d) Promoción de la competencia y transparencia

- ^{377.} La NVE considera que la existencia de usuarios bien informados es la base de un mercado competitivo y eficiente. Por lo tanto, se han diseñado mecanismo para incentivar la participación de los usuarios en el mercado.



Fuente: Euroletric (2010).

- ^{378.} En general, la *Norwegian Competition Authority* busca identificar y reducir las barreras que limitan el involucramiento de los consumidores. En primer lugar, el Regulador ofrece información de comparación de precios, a la vez que presenta un análisis semanal del Mercado.
- ^{379.} La *Norwegian Competition Authority* es responsable de la comparación de precios determinados en los contratos de comercialización. Los mismos son publicados en su sitio web. Asimismo, se ofrece una calculadora donde el cliente puede analizar y comparar las distintas alternativas ofrecidas.
- ^{380.} Ahora bien, los comercializadores solamente están obligados a entregar información de precios y condiciones contractuales para aquellos contratos que reúnan alguna de las tres condiciones de contratos antes citadas. Esta información recibida debe estar en línea con los

términos y condiciones estándares que resultan de la negociación entre el *Norwegian Electricity Industry Association (Energy Norway)* y el *Norwegian Consumer Ombudsman*.

381. Los consumidores son incentivados a utilizar el sistema de comparación de precios, y los comercializadores tienen la obligación de informar sobre esta herramienta. Independientemente, muchos de los contratos no puede ser ingresados al sistema ya que si bien los comercializadores utilizan condiciones contractuales estándar, en muchos casos incluyen cláusulas especiales que dificultan su presentación en el sistema web.
382. Otra de las medidas para evaluar la eficiencia del mercado es realizar informes trimestrales analizando la participación en el mercado de cada comercializador, y el número de intercambios existentes.
383. Se esperan cambios estructurales para el futuro próximo, a los fines de aumentar la competencia y eficiencia del mercado. Se prevé implementar medidores inteligentes hacia 2019, creando un organismo de manejo de información (Elhub). Esta medida permitirá una mejor gestión de la demanda.
384. Por otra parte, se evalúa la posibilidad de generar un modelo de mercado común. La autoridad regulatoria considera la posibilidad de integrar el mercado noruego con el de los demás países Nórdicos, siendo el principal limite el idioma, y la generación de un sistema de factura combinado.

Figura 40 – Representación de los contratos de los Usuarios



Fuente: Euroletric (2011).

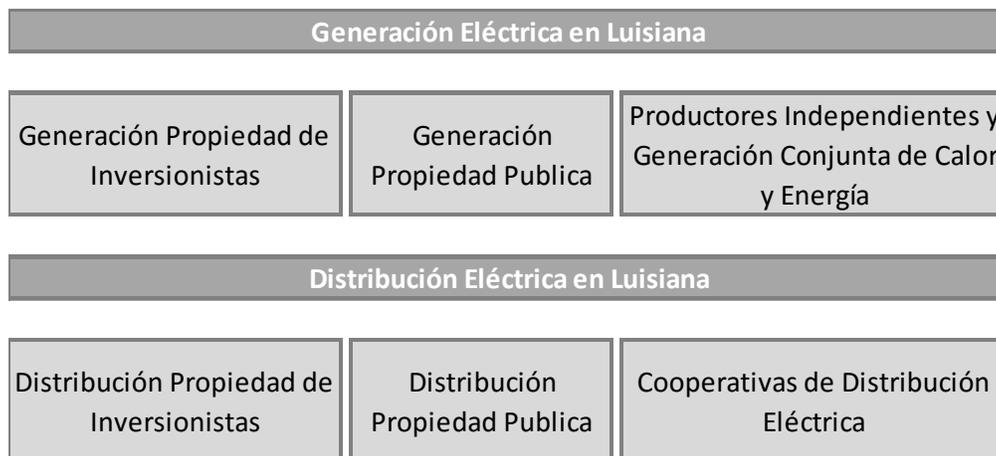
E. Modelo de Estados Unidos de América – El caso de Baton Rouge, Louisiana ⁷⁹

1. Caracterización del Sector

- ^{385.} El diseño del sistema eléctrico de Louisiana no se diferencia de lo observado en otros estados de Estados Unidos. Las compañías públicas y privadas generan y distribuyen electricidad dentro del estado de Louisiana. Asimismo, existen cooperativas que participan del mercado.
- ^{386.} En muchos casos, las empresas privadas se encuentran integradas verticalmente, combinando la generación, transmisión y distribución.
- ^{387.} Asimismo, existen sistemas eléctricos públicos, incluyendo los municipales, estatales y regionales.
- ^{388.} Las cooperativas son empresas privadas sin fines de lucro que son controladas por los mismos usuarios a la que ella sirve. Los miembros votan directamente a una Comisión de Directores. Estas empresas pueden generar electricidad y vender sus excedentes, manejar sistemas de transmisión, u operar redes de distribución. No obstante, en la mayoría de los casos no operan sistemas de transmisión y utilizan instalaciones de terceros.
- ^{389.} La figura siguiente presenta el esquema del Sistema Eléctrico de Louisiana.

Figura 41 – Esquema del Sistema Eléctrico de Louisiana

⁷⁹ Este caso fue referenciado por la empresa Edesal en entrevista realizada el 19 de agosto de 2015 en el marco de este estudio, quienes aludieron como ejemplo regulatorio al caso de Baton Rouge, en el estado de Louisiana.



Fuente: Louisiana Department of Natural Resources (2005).

- ^{390.} En conjunto, las empresas privadas de distribución abastecen al 75% de los consumidores, lo que corresponde al 85% de las ventas de energía eléctrica.
- ^{391.} La compañía *Cajun Electric Power Generation and Transmission Cooperative*, previo a su quiebre y su venta a un grupo inversor privado, era una cooperativa sin fines de lucro que generaba y transmitía electricidad, abasteciendo con energía eléctrica a sus 12 cooperativas de distribución. Actualmente, la empresa provee el servicio de transmisión como un productor de electricidad independiente. Las cooperativas de distribución se mantuvieron como empresas de servicios públicos dentro de Louisiana.
- ^{392.} En Louisiana existen 22 ciudades donde cada una posee un sistema municipal público e independiente de distribución eléctrica. En este contexto, existen tres autoridades que regulan las actividades eléctricas de estas municipalidades:
- En primer lugar, la Autoridad de Energía y Electricidad de Louisiana (LEPA, por su sigla en inglés) fue creada en 1979 como una subdivisión del estado de Louisiana. El objetivo final de este ente es operar y mantener los sistemas de generación de varias de las municipalidades participantes en el mismo. Además, provee un servicio de despacho de potencia desde su central en Lafayette. Del total de los sistemas municipales, 18 se encuentran asociados a esta autoridad.
 - En segundo lugar, se encuentra la Autoridad Publica de Energía de Lafayette (LPPA, por su sigla en inglés). Esta última es una subdivisión del estado y fue creada por la alcaldía

del municipio. Esta compañía tiene como objetivo ejecutar proyectos eléctricos, y comprar y vender electricidad.

c) Finalmente, la Autoridad del Rio Sabine de Louisiana (SRAL, por su sigla en inglés) fue creada por la legislatura. Su principal objetivo es la de promover y resguardar la utilización eficiente y la preservación del rio Sabine en relación a la generación eléctrica para los ciudadanos del estado. No obstante, la planta se encuentra en Texas, por lo que la generación se registra en el estado de Texas aun cuando la totalidad de la energía es vendida en Louisiana.

^{393.} Por su parte, la Asociación de Cooperativas Electivas (ALEC, por su sigla en inglés) es una organización sin fines de lucro que representa a las cooperativas que distribuyen electricidad en Louisiana. Estas cooperativas proveen servicio a 1 millón de usuarios.

^{394.} El sector eléctrico de Louisiana se encuentra estrechamente vinculado con el mercado de gas, ya que tiene una industria *upstream* muy desarrollada al ser el segundo productor de gas natural en Estados Unidos. Si excluimos la producción proveniente de la plataforma exterior el estado se convierte en el quinto productor a nivel nacional. Asimismo, el estado es el cuarto productor de crudo, sin considerar las áreas off-shore.

^{395.} Como consecuencia, el 48% de la generación de electricidad proviene del gas natural, mientras que el carbón es utilizado para generar el 25% del total. Finalmente, existen dos reactores nucleares que genera un 20% en conjunto.

^{396.} La estrecha vinculación existente entre el mercado eléctrico y el de gas explican la actividad regulatoria dentro del estado. Las políticas ambientales tendientes a reducir las emisiones de dióxido de carbono y mitigar el efecto invernadero son costosas. En consecuencia, el gobierno estatal, considerando la importancia del gas natural, no limita las emisiones de dióxido de carbón y no es miembro del acuerdo regional para limitar las emisiones de gases.

2. Marco Regulatorio e Institucional

^{397.} La relación existente entre las normativas federales y estatales se determina en el *Public Utility Regulatory Policies Act* de 1978. Esta norma, conocida usualmente como PURPA,

modifica el *Federal Power Act*.

- ³⁹⁸. PURPA establece una relación entre la Comisión Federal de Regulación Energética (FERC, por su sigla en inglés) y los estados para establecer sus términos. La FERC establece los lineamientos generales y, sujetos a dichos lineamientos, los estados determinan los elementos esenciales en las obligaciones de compra de energía y los costos.
- ³⁹⁹. En este sentido, en concordancia con PURPA, la Comisión de Servicios Públicos de Louisiana adopta políticas (*Docket Number U-14964*⁸⁰) para la venta de energía eléctrica por parte de las compañías que califiquen como cogeneración y pequeñas generadoras, así como para las compras de energía desde dichas plantas. El modelo establecido es bajo el esquema de Despacho Económico, considerado como un medio razonable para calcular los costos que se evitan al comprar la energía desde plantas que califiquen como cogeneradoras o sean pequeñas centrales.
- ⁴⁰⁰. Además, PURPA establece que las relaciones interestatales también son jurisdicción de la FERC. Dicho de otra forma, en Estados Unidos, a pesar de ser un país federal, el congreso puede establecer normas nacionales en desmedro de las autonomías estatales. El Congreso de Estados Unidos entiende que regular esta actividad se asocia a la protección de la salud pública, la seguridad, y el bienestar.
- ⁴⁰¹. PURPA define como “*electric utility*” a toda persona, agencia estatal, o agencia federal que venda electricidad. Por su parte, un “*electricity consumer*” es toda persona o agencia a la cual se le vende la energía sin que la misma sea revendida.
- ⁴⁰². La regulación que rige sobre los sistemas públicos varía entre los distintos estados. Por ejemplo, en algunas regiones la jurisdicción pública ejerce control sobre la totalidad de las operaciones, mientras que en otras sólo sobre parte de las mismas. En la mayoría de las situaciones, los sistemas públicos son regulados por los gobiernos provinciales o auto-regulados. Asimismo, las redes municipales son controladas por la municipal y la legislatura regional. En algunas situaciones se designa una comisión independiente elegida por voto

⁸⁰ Son documentos donde se publican avances y resoluciones respecto a casos.

popular o por las autoridades.

- ⁴⁰³. El *Energy Policy Act* del 2005 fue sancionado para proveer un plan de largo plazo que cree un mercado energético competitivo en los mercados de comercialización mayorista y minorista. Inmediatamente, distintos estados han incluido varias de las medidas dispuestas en dicha ley, buscando sobrepasar los límites de corto plazo que tenía la regulación de precio basada en el costo.
- ⁴⁰⁴. Hacia 2006, 16 estados y el Distrito de Columbia habían reestructurado su mercado de comercialización minorista y permitieron el ingreso de agentes competitivos al mercado.

3. Regulación del Segmento de Distribución

- ⁴⁰⁵. Como establece la PURPA, es potestad de la Comisión Federal de Regulación Energética (FERC, por su sigla en inglés) establecer los lineamientos generales de la Regulación de la Actividad. Por su parte, los entes estatales, determinan los elementos esenciales en las obligaciones de compra de energía y los costos de los servicios eléctricos. Es decir, que en Estados Unidos, país ejemplo de federalismo regulatorio, entes reguladores de diferentes ámbitos jurisdiccionales operan sobre las distintas actividades del sector.
- ⁴⁰⁶. En este sentido, la FERC tiene la autoridad sobre las licencias hídricas, la transmisión interestatal, etc. Las comisiones regulatorias estatales regulan la actividad de las empresas de distribución privadas, y en especial, el mecanismo de fijación de la tarifa eléctrica regulada. La *Louisiana Public Service Commission* es la encargada de regular al sector de distribución específicamente dentro del estado de Louisiana.
- ⁴⁰⁷. En términos generales, el compacto regulatorio reconoce una serie de derechos, obligaciones y beneficios en la relación entre el distribuidor y el consumidor final. Los distribuidores tienen el derecho de exclusividad territorial, y como contraparte, asumen la responsabilidad de abastecer a todos los usuarios que manifiesten intención de conectarse al servicio eléctrico. Esto último se realizará a un precio regulado.
- ⁴⁰⁸. Dentro los principios rectores de la regulación se establece que los distribuidores deben

abastecer el mercado eficientemente, y en contraprestación tienen el derecho de recuperar los costos incurridos en dicho proceso, incluyendo el costo de oportunidad del capital, es decir de percibir una renta sobre el capital que dependerá del costo de la deuda y del capital empleado.

a) Remuneración de la actividad

409. El proceso de revisión tarifaria es conocido como *General Rate Case*, y corresponde al período en el cual la comisión regional determina la base regulatoria.
410. La regulación establece que las empresas deben percibir un ingreso requerido que es igual al costo incurrido eficientemente en la provisión del servicio. En este sentido, se podrán cumplir dos objetivos esenciales:
- a) Establecer precios que reflejen los costos eficientes; y
 - b) Generar los incentivos adecuados para mantener un servicio eficiente
411. Por lo tanto, las tarifas se fijan en función del Ingreso Total Requerido (TRR, por su sigla en inglés). Este concepto viene dado por la siguiente ecuación:

$$TRR = TC = [RB - D]ROR + OE + d + T$$

Donde,

TRR es el ingreso requerido

TC representa el costo total

RB es el valor base o valor del capital

D hace referencia a la depreciación acumulada

ROR representa el retorno sobre el capital

OE son los costos operativos

d es la depreciación anual

T representa a los impuestos

412. Los reguladores deben revisar los costos propuestos para ser incluidos en el ingreso requerido y realizar un análisis basado en la eficiencia y la prudencia de los costos incurridos.

4. Regulación del Segmento de Comercialización

a) Esquema regulatorio específico para la actividad

- ⁴¹³. La regulación federal entiende a la comercialización de energía eléctrica como la venta de electricidad en mercados regulados a clientes residenciales, comerciales e industriales. La comercialización estimula la innovación, e incentiva a los consumidores a buscar mejores combinaciones de precios. Sin embargo, esta actividad puede desarrollarse en aquellos estados donde las políticas se han modificado, reduciendo la protección monopolística a la actividad de distribución.
- ⁴¹⁴. Si bien en el caso bajo análisis del estado de Louisiana, la Comisión de Servicios Públicos de Louisiana mantiene un seguimiento financiero de las empresas que venden energía eléctrica a los fines de proteger a los usuarios, lo cierto es que el estado no ha realizado un cambio regulatorio que conciba a la comercialización como una actividad independiente y bajo un esquema de libre competencia.
- ⁴¹⁵. De este modo en Louisiana se mantiene el esquema monopolístico para la comercialización. Dos motivos pueden ayudar a comprender esta realidad en Louisiana, en primer lugar está el hecho que la distribución y comercialización se conciben como un único eslabón de la cadena de valor, y en segundo lugar las empresas de distribución presionan para mantener un precio monopólico regulado.
- ⁴¹⁶. A diferencia de Louisiana, varios estados han adoptado un esquema de libre competencia para la comercialización de energía eléctrica. Por tal motivo, la Asociación de Comercialización y Suministro de Energía se dedica a preservar la posibilidad de elección por parte del consumidor y busca expandir el modelo competitivo a lugares donde se encuentra limitado.

Figura 42 – Estados con Liberalización en la Comercialización



Fuente: EIA (2010).

417. Ahora bien, en aquellos estados donde la comercialización se rige por la competencia, el distribuidor mantiene la propiedad sobre la red de distribución y asume los costos asociada a la misma. Es decir, que la red se opera mediante un mecanismo tradicional de monopolio natural. Estos costos se remuneran bajo el esquema de precio regulado, y las empresas reciben una tarifa que refleje el costo más un retorno considerable.
418. Por el otro lado, los consumidores pueden elegir el proveedor de la energía, y éste vende la energía eléctrica directamente al consumidor. Es decir, que si bien el consumidor mantiene una única tarifa de precio, tiene la posibilidad de elegir el comercializador de su energía. El comercializador, debe pagar el costo de utilización de la red de distribución al distribuidor.
419. Asimismo, el distribuidor mantiene el carácter de “*Supplier of Last Resort*” para todo consumidor que no opte por asociarse a un nuevo comercializador. Esta tarifa de comercializador de último recurso es fija y por periodos de tiempo extendidos.
420. En este sentido, las autoridades han comenzado programas de educación al consumidor, al mismo tiempo que se evalúa la posibilidad de agregar consumidores para reducir los costos de transacción e incentivar el intercambio entre comercializadores.

421. Finalmente, las autoridades se encuentran analizando los costos de intercambio, los cuales deben minimizarse para incentivar la competencia.

b) Remuneración de la actividad

422. La comercialización, en aquellos estados donde existe competencia, se rige mediante acuerdo bilateral entre las partes. Los consumidores pueden elegir entre una variedad de precios.
423. Por su parte, los comercializadores de último recurso poseen un precio fijo que actúa, en cierta medida, como un *Price-to-beat*. La realidad, de todos modos, es que este precio ha limitado el ingreso de potenciales competidores. En concreto, el precio es fijado por largo periodos de tiempo lo que ha llevado a que se encuentre por debajo del precio mayorista. Por este motivo, las autoridades se encuentran en un proceso de revisión de este precio, bajo el argumento de que el mismo debe relacionarse con un precio competitivo.

c) Vinculación con otros eslabones de la cadena

424. En aquellos estados de libre competencia, existe una integración vertical entre la comercialización y la generación. Esto permite que el comercializador obtenga energía eléctrica en el mercado mayorista para cubrir las necesidades del consumidor final o de los comercializador de último recurso.

F. Modelo Salvadoreño

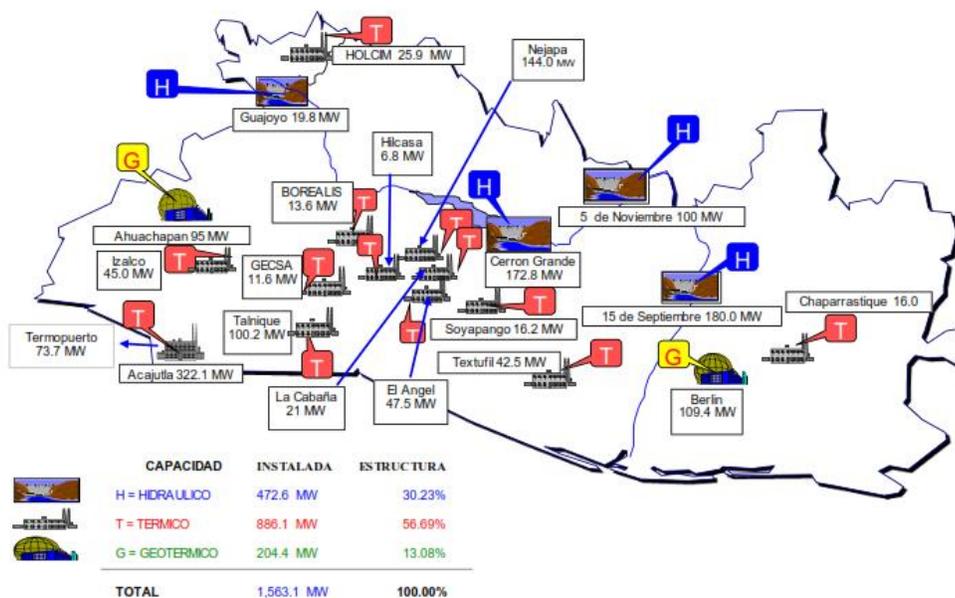
1. Caracterización del Sector

425. La energía eléctrica del país es producida principalmente por centrales térmicas (40.1%), hidroeléctricas (26.02%), geotérmicas (21.94%), el resto corresponde a importaciones y desvíos. En la actualidad, el sistema eléctrico de El Salvador cuenta con una capacidad instalada de 1,563 MW. Asimismo, existe importación de energía desde Guatemala como consecuencia de la diferencia de precios *spots* entre ambos mercados.
426. Un aspecto importante a considerar es el subsidio a la energía eléctrica aportado por las

centrales hidroeléctricas. Bajo este esquema, las centrales asociadas al grupo CEL aportan capital para el pago de la totalidad del subsidio directo al consumo de energía eléctrica. Con este esfuerzo se benefició a todos los consumidores domiciliarios de energía a nivel nacional con un consumo entre 1 a 99 kWh mensuales y a los servicios de bombeo y re-bombeo de agua potable de zonas rurales autorizados.

427. La Unidad de Transacciones (UT) es la entidad responsable de la operación del Sistema de Transmisión, así como de asegurar la calidad del suministro y administrar el mercado mayorista de energía eléctrica. La UT es un ente privado cuyos accionistas son los generadores, transmisores, distribuidores, comercializadores y usuarios finales, y su capital social está constituido por cinco clases o series de acciones.
428. El mercado mayorista se subdivide en Mercado de Contratos y Mercado Regulador del Sistema (MRS). El primero tiene como objeto abarcar los despachos programados entre los oferentes y los demandantes, y se basa en transacciones libres. Por su parte, el segundo tiene por objeto equilibrar la oferta y la demanda de energía mediante un mercado de precio spot.
429. Los participantes del mercado mayorista son:
- a) Generadores
 - b) Transmisora
 - c) Distribuidores
 - d) Comercializadores
430. Las empresas de generación de energía eléctrica son la Comisión Ejecutiva Hidroeléctrica del Río Lempa (CEL), quien opera las centrales hidroeléctricas; LaGeo, que opera las centrales geotérmicas; Duke Energy, Energía Borealis, Nejapa Power Company, etc., encargados de la generación térmica, y CASSA, Ingenio El Ángel, Ingenio La Cabaña e Ingenio Chaparrastique, cuya generación la realizan utilizando el bagazo.
431. Con excepción de la generación hidroeléctrica, la cual está casi en su totalidad en manos de la empresa pública CEL y es administrada por ésta, el resto de la capacidad de generación está en manos privadas (con excepción de las centrales LaGeo e INE).

Figura 43 – Centrales de generación de energía eléctrica en El Salvador



Fuente: SIGET (2014).

432. Desde 1996, la Empresa Transmisora de El Salvador, S.A. de C.V. (ETESAL, S.A. de C.V.), es la única entidad responsable del transporte de energía en alta tensión, incluyendo las líneas de interconexión con Guatemala y Honduras. Además, la empresa tiene el compromiso de elaborar el planeamiento de la expansión, la construcción de nuevas ampliaciones y refuerzos de la red de transmisión, así como el mantenimiento de la misma.
433. Actualmente, la red de transmisión cuenta con 38 líneas de 115 kV y 4 de 230 kV, dos de las cuales interconectan el sistema de transmisión con Guatemala y Honduras. En conjunto, la red de transmisión tiene una extensión de 1,372 km, y cuenta con 24 subestaciones de potencia y una capacidad de transformación de 2,387 MVA.

Figura 44 – Sistema de Transmisión El Salvador



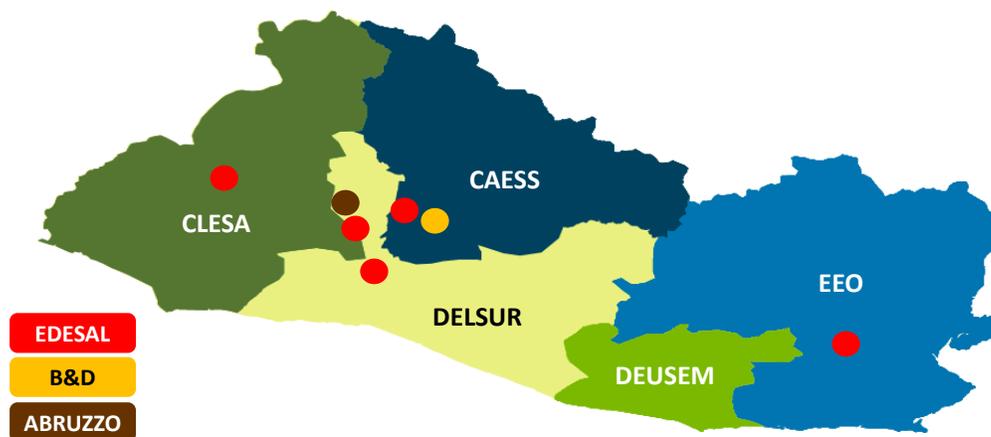
Fuente: SIGET (2014).

434. La demanda de electricidad en el mercado mayorista se compone de los distribuidores de electricidad y los comercializadores que intermedian en la compra y venta de electricidad. Éstos adquieren la electricidad para ser vendida en el mercado minorista, a otro comercializador, otra distribuidora, o al consumidor final.
435. El mercado minorista de energía eléctrica está integrado por las pequeñas centrales de generación conectadas directamente al sistema de distribución, distribuidores, comercializadores y los consumidores finales de energía eléctrica. En este mercado existen transacciones entre generadores y distribuidores, entre distribuidores y usuarios finales, y entre comercializadores, distribuidores y consumidores finales.
436. Los pequeños generadores conectados en bajo voltaje son la Compañía Eléctrica Cucumacayán, Sensunapán, De Matheu y Cía., Central Hidroeléctrica Venecia Prusia y la Central Hidroeléctrica Papaloate. Éstas son pequeñas centrales hidroeléctricas que la mayor parte de la producción se vende principalmente a las empresas distribuidoras CAESS, DELSUR y AES-CLESA.
437. Al final del proceso de reestructuración del sistema de distribución de energía eléctrica en El Salvador se formaron cinco empresas, cada una de ellas como propietaria de una red de distribución, pero sin establecer concesiones territoriales exclusivas para la actividad de

distribución. Éste es un rasgo distintivo de la regulación de energía eléctrica en El Salvador. En efecto, si bien cada una de las empresas opera en una región del país, la normativa vigente tiene como objetivo desarrollar un mercado competitivo en la actividad y, por lo tanto, no establece el principio de exclusividad territorial.

438. En este sentido, distintas empresas han ingresado con posterioridad a la actividad de distribución en El Salvador, como son las empresas del Grupo AES El Salvador, conformado por las empresas CAESS, S.A. de C.V., AES-CLESA, S.A. de C.V., EEO, S.A. de C.V. y DEUSEM, S.A. de C.V; DELSUR, S.A. de C.V., EDESAL, ABRUZZO y B&D Servicios Técnicos.
439. A continuación se presentan las zonas cedidas a las cinco empresas originales, y las zonas donde operan dos o más distribuidoras simultáneamente:

Figura 45 – Distribución de Electricidad El Salvador

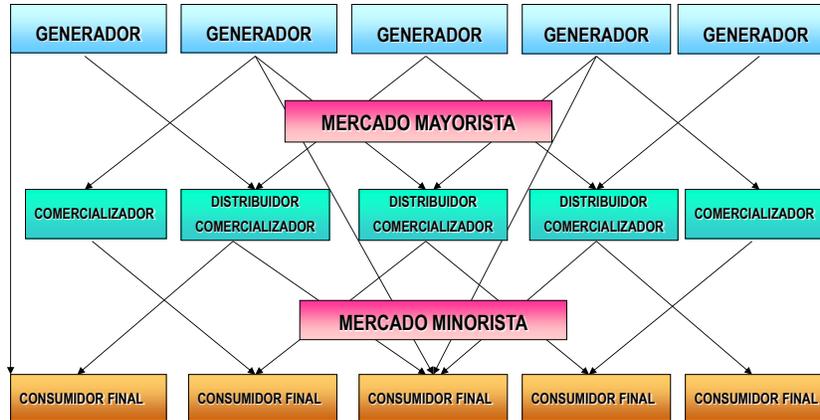


Fuente: Presentación AES (Julio 2013).

440. En la actualidad, la actividad de distribución comprende la adquisición de energía desde el transmisor y la entrega de la misma a los usuarios finales. Estas actividades incluyen la comercialización energética. No obstante, el mercado de El Salvador se caracteriza por tener comercializadores que operan bajo un esquema competitivo.
441. En este contexto, la tarifa al usuario final está integrada por el Cargo de Comercialización, Cargo de Distribución y Cargo por Energía. Los Cargos de Comercialización y de

Distribución, se revisan cada cinco años.

Figura 46 – Esquema del Mercado Eléctrico de El Salvador



Fuente: CEPAL y SIGET (2003).

2. Marco Regulatorio e Institucional

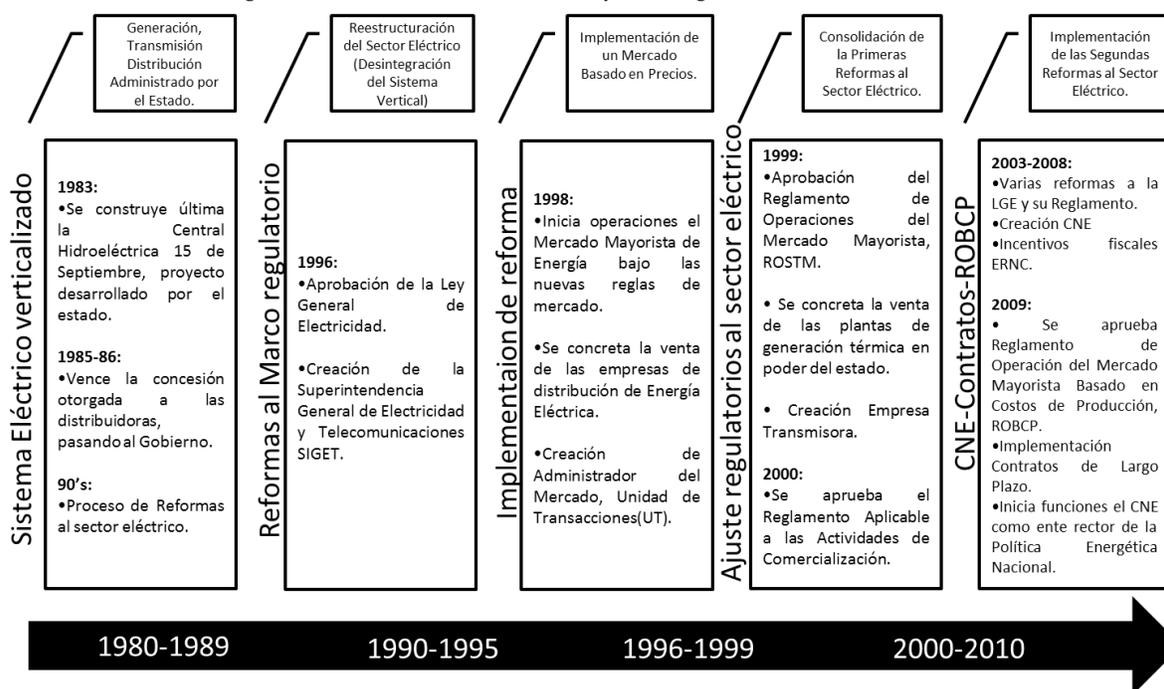
⁴⁴². Se presenta a seguir una reseña cronológica de la evolución del marco regulatorio del sector eléctrico de El Salvador, siguiendo la información consignada en el sitio web de la Comisión Nacional de Energía⁸¹.

- a) Fines siglo XIX: primer sistema eléctrico del país relacionado a las actividades de alumbrado público. Prestación mediante iniciativa privada.
- b) 1936: inicia la regulación de la actividad mediante la Declaración Legislativa de Utilidad Pública de las obras y trabajos para la producción, transmisión y distribución de energía eléctrica para uso público.
- c) 1986: se promulga la Ley Transitoria para la Administración de las Empresas Eléctricas, facultó a CEL para tomar posesión de las empresas de generación y distribución; y le encomendó su administración.
- d) 1994: se decreta la Ley Transitoria para la Gestión del Servicio Público de Distribución de Energía Eléctrica, incorpora el principio de obligación del Estado de proveer a la población de un servicio público de distribución de energía eléctrica continuo, oportuno y confiable. Establece que es necesario regularizar la titularidad de la prestación del servicio.

⁸¹ http://www.cne.gob.sv/index.php?option=com_content&view=article&id=277&Itemid=119

- e) 1997: se promulga la Ley para la Venta de Acciones de las Sociedades Distribuidoras de Energía Eléctrica. Establece el mecanismo por medio del cual la CEL podrá transferir a los trabajadores, empleados y a otros inversionistas, las acciones que representan el capital de las empresas eléctricas que había asumido su gestión por ministerio de ley, en virtud del vencimiento de las concesiones otorgadas al amparo de la Ley de Servicios Eléctricos de 1935⁸².
- f) 1996: se aprueba La Ley General de Electricidad⁸³ (Decreto Legislativo n° 843). Así, se reestructuró el sector eléctrico a partir del Plan de Gestión Integral del Servicio Público de Distribución de Energía Eléctrica, se adoptó el modelo de Competencia Minorista, y como punto de partida se decretó la Ley General de Electricidad.
- g) 1998: se crean la Empresa Transmisora de El Salvador (ETESAL) y la Unidad de Transacciones (UT), encargadas de la transmisión de energía y la operación del Sistema Eléctrico, respectivamente.
- h) 2009: entra en operación el CNE como órgano rector de la política energética.

Figura 47 – Evolución reciente del Esquema Regulatorio de El Salvador



⁸² Decreto Legislativo N° 177 del 31 de diciembre de 1935, publicado en el Diario Oficial N°4, tomo N° 120 del 6 de enero de 1936

⁸³ Decreto Legislativo No. 843, del 10 de octubre de 1996, publicado en el D.O. No 201, tomo 333, del 25 de octubre de 1996

⁴⁴³. Ley General de Electricidad (1996): los principales preceptos contenidos en la Ley son los siguientes:

- a) La LGE rige las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica.
- b) Dentro de los objetivos de la aplicación de la Ley se encuentra el desarrollo de un mercado competitivo en las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica.
- c) La SIGET es el órgano responsable de velar por el cumplimiento de la LGE, particularmente por la Defensa de la competencia, en los términos de dicha Ley.
- d) Establece la posibilidad de que las empresas desarrollen actividades en los diferentes segmentos de la cadena como son generación, transmisión, comercialización y distribución, siempre sujeto al requisito de establecer esquemas de contabilidad separados.
- e) Determina que los cargos por el uso de las redes de transmisión y distribución, así como los cargos de conexión y/o reconexión se encuentran sujetos a regulación por parte de la SIGET. El resto de precios relacionados con los servicios de energía, no explícitamente regulados, deben ser fijados por acuerdo entre las partes interesadas.
- f) Se establece la obligatoriedad de los distribuidores y transmisores de permitir la interconexión de sus instalaciones y el uso de las mismas para transportar energía. Las condiciones para la interconexión deben ser definidas por las partes, y los costos de la misma son a cuenta del solicitante.
- g) Se define la Unidad de Transacciones (UT) con los objetivos de gestionar el mercado mayorista y operar el sistema de transmisión.
- h) Se determina la existencia y operación de dos mercados mayoristas el Mercado Regulator del Sistema, que es un mercado spot conocido como *pool* y el Mercado de Contratos.
- i) Se especifican los elementos que deberá contener el esquema para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica. Es decir que los cargos se determinarán con base en los costos de inversión, operación y mantenimiento de una red eficientemente dimensionada y operando en condiciones eficientes. La tasa de rentabilidad reconocida es 10%.

- j) Adicionalmente se establece la obligación de separación de cargos de red respecto de los cargos de *commodity* y de otros servicios comerciales.

⁴⁴⁴. Ley de Creación de la SIGET (1996): mediante dicha normativa se crea la Superintendencia General de Electricidad y Telecomunicaciones (SIGET), con carácter de institución autónoma de servicio público sin fines de lucro.

- a) Se definen las funciones y atribuciones de la SIGET:
 - o Aplicar los tratados, leyes y reglamentos que regulen las actividades de los sectores de electricidad y de telecomunicaciones;
 - o Aprobar las tarifas a que se refieren las leyes de electricidad y de telecomunicaciones;
 - o Dictar normas y estándares técnicos aplicables a los sectores de electricidad y de telecomunicaciones;
 - o Dirimir conflictos entre operadores de los sectores de electricidad y de telecomunicaciones, de conformidad a lo dispuesto en las normas aplicables;
 - o Informar a la autoridad respectiva de la existencia de prácticas que atenten contra la libre competencia.
 - o Publicar semestralmente la información estadística de los sectores regulados.
- b) Se presenta la estructura organizativa de la SIGET, definiendo que la autoridad máxima es la Junta de Directores, compuesta por tres directores titulares, uno de los cuales asume la función de Superintendente, y dos directores suplentes, con voz pero sin voto.
- c) Se fijan los requisitos y las incompatibilidades para ejercer los cargos, así como también se estipula la duración de los mandatos en siete años, con posibilidad de reelección.
- d) Se crea el registro de Electricidad y Telecomunicaciones.

⁴⁴⁵. Reglamento de la LGE (1997)⁸⁴: el presente Decreto reglamenta los preceptos contenidos en la LGE, los principales aspectos tratados en este reglamento son los que se resumen a continuación:

- a) La actividad de generación (hidráulica o térmica) debe desarrollarse con base en concesiones otorgadas por la SIGET, dichas concesiones son permanentes y transferibles. Adicionalmente se establece la facultad de otorgar permisos para la

⁸⁴ Decreto Ejecutivo No. 70, fecha 25 de julio de 1997, publicado en el D.O. No. 138, Tomo 336, del 25 de julio de 1997.

realización de estudios de factibilidad para la generación; dichos permisos son otorgados por un plazo de dos años y con la opción de renovación por un único período de dos años.

- b) Reglamenta la interconexión estableciendo dos tipos de obligaciones para los distribuidores y transmisores incumbentes, a saber: permitir el enlace de sus equipos a los de otros operadores; y permitir usar sus activos para transportar energía, *mediante el pago de los cargos correspondientes*.
- c) Reglamenta la actividad y la definición de los cargos tarifarios de la Unidad de Transacciones (UT). Se establece que las unidades de generación serán despachadas en función del costo variable de operación de las mismas.
- d) En lo referente a las actividades de Transmisión y Distribución se determina que las ampliaciones de red pueden ser realizadas y planificadas por los operadores sin intervención de la SIGET, siempre que se cumplan las normas establecidas por ésta.
- e) Se fija la obligación de las distribuidoras de suscribir contratos de largo plazo a través del proceso de libre competencia, por no menos del ochenta por ciento de la demanda de potencia máxima.
- f) Se establecen las disposiciones para la determinación de las condiciones de venta de energía a los usuarios finales, como ser: obligatoriedad de suministrar el servicio a todos los usuarios conectados a su red, presentar anualmente los pliegos para la aprobación de la SIGET, define las fórmulas de ajuste de las tarifas, entre otras.

⁴⁴⁶. Decreto Ejecutivo 80 que contiene reformas al Reglamento de la LGE⁸⁵: modifica los preceptos contenidos en el Decreto 70 en los siguientes aspectos:

- a) En lo referente al esquema de despacho de las unidades generadoras en función del costo variable de operación.
- b) Define la capacidad firme de las unidades generadoras en función de la aleatoriedad de los eventos hidrológicos.
- c) Modifica el cálculo del precio de la energía para incorporar en los ajustes trimestrales la demanda de energía renovable.

⁸⁵ Del 17 de abril de 2012.

3. Regulación del Segmento Distribución

⁴⁴⁷. Las características generales de la actividad de distribución son las que se resumen a continuación:

- a) Régimen de explotación de la actividad: la prestación de los servicios de distribución de energía eléctrica se realiza mediante Autorización Administrativa otorgada por el Poder Ejecutivo. Adicionalmente se requiere de una inscripción en el Registro de Operadores de la SIGET, dicha inscripción debe ser actualizada anualmente.
- b) Disputabilidad del mercado. Existe disputabilidad del mercado de distribución, ya que las autorizaciones otorgadas por la SIGET no establecen condiciones de exclusividad territorial; así, en el Artículo 2 de la LGE se establece como objetivo de la aplicación de dicha Ley *“el desarrollo de un mercado competitivo en las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización”*.
- c) Posibilidad de Integración Vertical: el Artículo 8 de la LGE establece que *“una misma entidad podrá desarrollar actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización, toda vez que establezca sistemas de contabilidad separados para cada una de ellas y se encuentren registrados como tales en la SIGET”*.
- d) Libre acceso e interconexión: los transmisores y los distribuidores incumbentes están obligados a permitir la interconexión de sus instalaciones y la utilización de las mismas para transportar energía. Las condiciones para realizar la interconexión se determinarán de común acuerdo entre las partes, el costo de la interconexión es, naturalmente, a cuenta del solicitante. En lo referente a los cargos por el uso de la red del distribuidor (peajes), por la operación del mercado mayorista, los cargos de conexión y reconexión, etc. serán regulados y aprobados por la SIGET.
- e) Obligación de contratar energía. La Distribuidora tiene obligación de contratar no menos de 80% de la demanda de potencia máxima y su energía asociada de sus clientes cautivos. Los contratos son a largo plazo, aprobados por la SIGET y se realizan a través de un proceso público mediante libre competencia.
- f) Periodo tarifario: el período tarifario es fijado en cinco años, así en el Artículo 4 de las Normas para la determinación del cargo por el uso de las redes de distribución y de cargo de comercialización⁸⁶ se establece que los cargos de distribución y cargos de

⁸⁶ Acuerdo de SIGET N°587-E-2012, del 1° de agosto de 2012, publicado en el Diario Oficial N° 164, Tomo 396, del 5 de

comercialización utilizados para la determinación de los precios incluidos en los pliegos tarifarios al consumidor final, será revisado y aprobado por la SIGET cada cinco años, como parte de la revisión de los mencionados pliegos. Aprobados dichos cargos para el primer año del quinquenio, éstos serán actualizados de conformidad a lo dispuesto en el artículo 90 del Reglamento de la Ley General de Electricidad.

- g) Obligación de suministro: El Distribuidor tiene la obligación de prestar el servicio (expandir líneas) a todo usuario que lo requiera, ubicado dentro de una franja de 100 metros en torno a las instalaciones del Distribuidor. Los usuarios ubicados a mayor distancia deben pagar los costos de la infraestructura que excede los 100 metros. En esos casos el Distribuidor debe proporcionar al usuario final facilidades financieras (hasta 12 cuotas mensuales, iguales, sucesivas, sin intereses).

a) Remuneración de la Actividad

^{448.} El cálculo de los cargos por el uso del sistema de distribución de energía eléctrica se define en las “Normas para la determinación del cargo por el uso de las redes de distribución y de cargo de comercialización”. Dichos cargos deben ser incluidos en el pliego tarifario que será presentado por la empresa distribuidora para la aprobación de la SIGET.

^{449.} La empresa debe presentar un estudio tarifario que cumpla con los lineamientos generales y las metodologías y procedimientos establecidos en la Ley General de Electricidad. Por otra parte, la SIGET está facultada para realizar sus propios estudios tarifarios, a los efectos de validar o indicar modificaciones a los cálculos presentados por la empresa.

^{450.} Los cargos de distribución se calcularán para las redes e instalaciones de la empresa y sus ventas correspondientes al año inmediatamente anterior al de aprobación de los nuevos cargos de distribución, denominado año base del estudio. En este sentido, el dimensionamiento de activos y gastos de operación y mantenimiento deberá corresponderse con la Capacidad Total de Transferencia (CTT) de dicho año.

^{451.} Los Cargos de Distribución se calculan dividiendo los costos anuales correspondientes al

Costo de Capital Anual (CCA) más el Costo Total Anual de Operación y Mantenimiento (CTOM) entre la Capacidad Total de Transferencia (CTT) del subsistema bajo estudio.

452. Los costos CTOM, como se verá en c) son los correspondientes a los registros contables de la empresa durante el año base.
453. Se establece que el CCA, el CTOM, las pérdidas y el valor estimado de compensación por falla, deben corresponder a redes eficientemente dimensionadas, operadas y mantenidas.
454. Los cargos de distribución no incluyen los costos de mercadeo, comercialización y demás servicios al usuario final, ya que estos son asociados a la actividad de comercialización, que se factura en forma separada.
455. Los cargos de distribución son calculados en forma separada para las redes de Media Tensión (MT) y Baja Tensión (BT), y se expresan en Dólares de los Estados Unidos de América (US\$) por kilovatio (kW) y mes. En este sentido, el cargo mensual de distribución, surge como 1/12 una doceava parte del cargo de distribución anual resultante de la aplicación de la fórmula citada.

Base de Activos Regulatoria

456. La base de activos regulatoria es definida como Activo Bruto de Servicio (ABS) y se calcula como el VNR de los activos eléctricos necesarios para la prestación del servicio. En este sentido, el costo anual del capital (CCA) es calculado mediante la aplicación del Factor de Recuperación del Capital (FRC) a los correspondientes activos. La fórmula de cálculo a usarse para el FRC es la empleada para la determinación del pago periódico de una anualidad cuyo valor presente es conocido.

Costo de Oportunidad del Capital

457. Se establece una tasa de descuento del 10% antes de impuestos, fijada en la Ley General de Electricidad.

458. Resumiendo, los distintos componentes de la base de activos regulatoria y su metodología de cálculo es la siguiente:

- a) Activo Bruto de Servicio (ABS). Está definido como la suma del Valor Nuevo de Reemplazo (VNR) de los activos eléctricos necesarios para la prestación del servicio. La SIGET debe verificar por medio de auditoría la consistencia de las instalaciones informadas por la empresa.
- b) Activos Generales asignados a Distribución (AGD). Corresponden al VNR de instalaciones que, no siendo parte de las redes de distribución, son necesarias para la prestación del servicio eléctrico.
- c) Factor de Ajuste de Instalaciones (FAI). Se determinar como el cociente entre las cantidades de instalaciones relevadas por la auditoría y las informadas por la empresa.

b) Mecanismo de Ajuste de los cargos de Distribución

459. Los Cargos de Distribución o cargos por uso de las redes se ajustan anualmente (1 de enero) de acuerdo a la siguiente fórmula:

$$CD_n = CD_0 \times \left[\alpha \frac{TC_n}{TC_0} + \beta \frac{IPC_n}{IPC_0} \right]$$

Donde:

CDn: Cargo de distribución ajustado

CD0: Cargo de distribución en el pliego tarifario vigente

a: proporción de los cargos de distribución correspondiente a costos en moneda extranjera (establecido en 50%)

b: proporción de los cargos de distribución correspondientes a costos locales; (establecido en 50%)

IPCn: Índice de precios al consumidor en el mes inmediato anterior del ajuste

IPC0: Índice de precios al consumidor en el mes en que se realizó el último ajuste al pliego tarifario

460. Los Costos de Atención al Cliente (CAC) solo se ajustan por la tasa de inflación doméstica anual. Los ajustes para los cargos de distribución y costos de atención al cliente serán de

aplicación por medio de la fórmula correspondiente, siempre y cuando el aumento o disminución del valor ajustado con respecto al valor vigente exceda el diez por ciento (10%) de este último.

c) Tratamiento de los costos de AOM

- ⁴⁶¹. La determinación de los costos de operación y mantenimiento reconocidos como tales, serán tomados de los registros contables de la empresa durante el año base, para ello se requiere la aplicación de un sistema uniforme de cuentas que servirá de base para la verificación de la naturaleza y monto de los costos a fin de ser utilizados en el cálculo de los cargos.
- ⁴⁶². Los Costos Totales de AOM se componen de: el Costo Anual de Operación y Mantenimiento de la Red (CAOM), más el Costo del Capital de Trabajo (CCT), más el Costo Indirecto de Administración de las Instalaciones (Cind) y el Valor Esperado de las Compensaciones por Falla (VECF).

d) Tratamiento del Costo de la Energía

- ⁴⁶³. Con respecto a los costos de generación transferidos a los usuarios finales (*passthrough*), el Artículo 79 de la Ley establece que los precios incluidos en los pliegos tarifarios deberán basarse en:
- a) Los precios de energía y capacidad contenida en contratos de largo plazo aprobados por la SIGET. Estos contratos son públicos y se adjudican mediante proceso de libre concurrencia que cumpla con los parámetros y procedimientos establecidos por la SIGET;
 - b) El precio promedio de la energía en el Mercado Spot en el nodo respectivo durante el año anterior a la presentación del Pliego.
- ⁴⁶⁴. El costo de abastecimiento se determina como la suma de precio ponderado de todas las compras de energía y potencia del Distribuidor, y resulta del promedio ponderado de los precios de los contratos y, para las compras en el mercado spot, el precio que surge en el MRS.

- ^{465.} En principio los costos de abastecimiento son integralmente trasladados a tarifas, por lo que no afectan el negocio del distribuidor.
- ^{466.} El costo de abastecimiento representa la mayor parte de la tarifa final (aproximadamente 80%) y, por ende, del flujo de caja de la empresa. Los ajustes del precio de la energía fueron definidos inicialmente como semestrales (12 de octubre y 12 de abril de cada año). Sin embargo en la actualización del RLGE realizada en julio de 2010 se incorpora el ajuste trimestral del costo de abastecimiento (Art. 90).

4. Regulación del Segmento Comercialización

- ^{467.} El servicio de comercialización de energía no necesariamente debe ser exclusivo de las empresas distribuidoras. En particular, el suministro de energía a grandes clientes, capaces de negociar en forma efectiva sus compras de energía, no requiere someterse a regulación de precios.
- ^{468.} En este sentido, la regulación permite la existencia de comercializadores que compren y vendan energía en las redes de bajo voltaje.

a) Esquema regulatorio específico para la actividad

- ^{469.} El Reglamento aplicable a las Actividades de Comercialización de Energía Eléctrica y sus posteriores reformas regulan el mercado de comercialización, y determinan los objetivos regulatorios buscados por las autoridades.
- ^{470.} Así, la regulación de El Salvador tiene por objeto desarrollar las normas tendientes a promover la competencia en materia de comercialización de energía eléctrica, lo cual es considerada primordial para el desarrollo de la industria eléctrica en el país. La premisa es que esto permitirá la existencia de un mayor número de opciones para que el usuario final pueda elegir a su suministrador de energía eléctrica.
- ^{471.} Además, con la existencia de un mercado competitivo se pretende presionar a la baja en los precios, a la vez de incentivar la innovación y la mejora en el servicio eléctrico. Para lo

mismo, el Reglamento de conformidad con las disposiciones de la Ley General de Electricidad establece que los usuarios finales podrán elegir el comercializador con el que contratan el suministro eléctrico, y es obligación del distribuidor y comercializador extender el servicio solicitado. En todo caso, el usuario deberá notificar al comercializador por escrito, con treinta días de anticipación.

472. A diferencia de lo observado en otros países, los usuarios finales podrán contratar el suministro en forma total o parcial, con uno o varios comercializadores o con el distribuidor al que estén conectados, debiendo tener un contrato para cada medidor. Asimismo, el cambio de medidor deberá ser cubierto por parte del usuario.
473. En este sentido, el usuario final podrá comunicar por escrito al distribuidor su decisión de prescindir parcial o totalmente de la capacidad de suministro, o bien solicitar el cambio de suministrador, sin obligatoriedad de pago por la capacidad de suministro que no utilizará. Esta situación, producto de la competencia en el mercado de distribución, puede generar inconvenientes financieros a la empresa incumbente, al no permitirle recuperar totalmente sus ingresos.
474. En este contexto, la regulación establece que el distribuidor solo podrá exigir al comercializador el monto equivalente a dos meses de los cargos por peaje o de uso de la red a pagar al distribuidor, por cada uno de los contratos de suministro con usuarios finales, suscritos por el comercializador.
475. El Reglamento define mecanismos de protección para los comercializadores que operen en el mercado. Para lo mismo, se establece que el suministro podría iniciarse siempre que el usuario final no adeude dos o más meses. Por su parte, el usuario tiene el derecho a solicitar el estado actualizado de su cuenta sin presentar ningún costo.
476. Los usuarios se encuentran, también, protegidos mediante la reglamentación. En primer lugar, deberán ser indemnizados en caso que no reciban el suministro contratado. En caso que se produzca un cambio de suministrante, el antiguo proveedor pagará al nuevo el monto a indemnizar que será aplicado en la factura del consumidor final.

477. Todo comercializador debe contar con un acuerdo con un distribuidor mediante el cual se obliga a permitir el uso de sus redes por parte de un comercializador. Salvo pacto entre las partes, el distribuidor se obliga al suministro y operación, la instalación, mantenimiento y lectura del equipo de medición. Sin embargo, el comercializador podrá realizar mediciones cuando lo considere necesario.
478. La regulación establece que es responsabilidad del comercializador la facturación mediante un documento único, identificando por separado el cargo por energía del cargo por uso de la red, lo que deberá ser remitido, luego de percibido, al distribuidor. Es decir, el comercializador debe pagar el peaje por el uso de la red de distribución.
479. Cada distribuidor debe realizar los cálculos de los montos a ser remunerados por concepto de energía excedente sobre la energía contratada para todos los comercializadores que operen en el área cubierta por sus redes, así como debe informar y proporcionar a los comercializadores los resultados del procesamiento, los datos y las memorias de cálculo.

Recuperación del costo de la energía contratada ante cambio de suministrador

480. Cuando un usuario se cambia a otro suministrador genera un problema financiero asociado a un rezago en el reconocimiento de costos, y un problema económico asociado a una eventual sobrecontratación del distribuidor incumbente.

b) Remuneración de la actividad

481. La Regulación establece que todo acuerdo por medio del cual un comercializador se obliga a entregar al usuario final en un punto determinado, energía eléctrica en forma continua o periódica durante un plazo determinado o indeterminado debe ser bajo la modalidad de contrato de suministro.
482. Es importante mencionar que los precios y las condiciones de los contratos de suministro podrán ser iguales o diferentes a los contenidos en los pliegos tarifarios aprobados por la SIGET a los distribuidores que operan como comercializadores en las áreas donde se ubican sus redes. Las distribuidoras funcionarán como comercializador de último recurso. En este

sentido, el artículo 87 de la Reglamentación de la Ley General de Energía establece que el distribuidor estará obligado a suministrar energía eléctrica de acuerdo con lo dispuesto en cualquiera de las opciones del pliego a cualquier usuario que así lo solicite, siempre y cuando éste se encuentre conectado a su red y cumpla con las condiciones establecidas.

483. En este contexto, el Cargo de Comercialización del Distribuidor funcionará como el precio a vencer. Las Normas para la Determinación de los Cargos de Distribución y Comercialización establece el procedimiento para establecer el cargo de comercialización aplicable al usuario final por parte de las empresas distribuidoras que operan como comercializador dentro del área geográfica donde se ubican las redes.
484. En este sentido, los cargos de comercialización se calcularán para el mercado de la empresa correspondiente al año inmediatamente anterior (año base). Además, el cargo será referenciado a los registros contables de la empresa, que deberán ser informados mediante un sistema uniforme de cuentas.
485. En concreto, los cargos se calculan con base en los Costos de Atención al Cliente (CoAC) y al Número de Usuarios. Estos últimos se separarán en 2 bloques:
- a) Usuarios de pequeña y mediana demanda;
 - b) Usuarios de gran demanda
486. Se considera, a los fines de cálculo, los costos anuales de esta actividad y la cantidad promedio anual de clientes de cada grupo, en referencia al año base.

$$CC_i = \frac{CoAC_i}{NPU_i}$$

Donde,

CC_i es el cargo de comercialización, expresado en dólares por mes, para el tipo de usuario i

$CoAC_i$ es el Costo de Atención al Cliente para el tipo de cliente i

NPU_i representa el numero promedio de clientes del tipo i en el año base

487. En ausencia de medidor horario, el distribuidor podrá cobrar utilizando las curvas características de consumo por usuario típico residencial, general, alumbrado público, en baja tensión; y medianas demandas en media y baja tensión, utilizadas por el distribuidor de la zona al aplicar los pliegos tarifarios. Además, se podrá emplear una curva distinta que se haya fijado por mutuo acuerdo entre las partes.
488. El esquema para la determinación del Cargo de Comercialización impuesto por medio de la regulación, genera, a diferencia de lo observado en otros países, un sistema por el cual el ingreso de nuevos comercializadores y la pérdida de clientes afectan financieramente el desempeño de la empresa incumbente.
489. Además, se contrapone con el objetivo de reducción de precios al largo plazo. El ingreso de nuevos comercializadores aumentará el Cargo de Comercializador del Distribuidor en el largo plazo.
490. Todo comercializador debe poseer un contrato de distribución. Éste es el acuerdo por medio del cual un distribuidor se obliga a permitir el uso de sus redes por parte de un comercializador o un generador, para el suministro a usuarios finales, conectados a la red de distribución o a la red de alta tensión. En este contexto, el comercializador será responsable de vigilar el factor de potencia de las instalaciones eléctricas. Si el factor no cumple con los límites establecidos, el distribuidor aplicará lo estipulado en los pliegos al comercializador.
491. Además, el comercializador es el responsable de pagar al distribuidor los cargos por uso de la red y las desviaciones de las cantidades de energía demandas respecto a las contratadas. También, la distribuidora cobrará los servicios de conexión y desconexión que preste al comercializador, de conformidad a lo establecido por la SIGET.

c) Vinculación con otros eslabones de la cadena

492. Si bien la actividad mantiene una separación legal, la comercialización podrá ser realizada por empresas comercializadoras, distribuidores dentro del área donde se encuentre su red, o por generadores conectados a las redes de bajo voltaje. Estos últimos deberán contar con contratos de distribución.

- ⁴⁹³. El generador que desee conectarse a una red de distribución pagará al distribuidor en concepto de cargo de interconexión, el costo de los activos que éste dedique, más los gastos de operación y mantenimiento asociados. Estos cargos serán calculados en base al cálculo de cargos de distribución elaborado por la SIGET.
- ⁴⁹⁴. En caso que el distribuidor no haya considerado las potencias adicionales a inyectar a las redes de distribución existentes y los ingresos que representan los cargos por el uso de estas redes, la SIGET emitirá un procedimiento para reducir el cargo autorizado por uso de la red en proporción a los ingresos obtenidos por este concepto, lo cual deberá efectuarse en el momento del cálculo para el siguiente período de cuatro años del cargo de distribución.

ANEXO 2: Metodología del modelo de estática comparativa

A. Base de Activos a Remunerar

³⁹⁰. En lo referente a la Base de Activos a Remunerar, uno de los aspectos claves para la determinación del costo de distribución y que resulta pasibles de ser sensibilizado es el referido a los criterios de valuación de los activos que conforman la base regulatoria, en el presente caso se plantea la opción de utilizar un método de valuación por Valor Nuevo de Reemplazo también conocido como costo de reposición optimizado bruto (GORC por sus siglas en inglés), o bien tomar en consideración la depreciación de dicho activo y pasar a un esquema de costo de reposición optimizado depreciado (DORC por sus siglas en inglés). Las características distintivas de ambos métodos son descriptas a continuación:

- **Valor Nuevo de Reemplazo**

³⁹¹. El VNR es el costo de reposición de los activos existentes por nuevos activos. Éste es un método del tipo “*bottom-up*”, debido a que la cantidad de activos nuevos para reponer los viejos es estimada generalmente mediante la construcción de una empresa de referencia o modelo (ER).

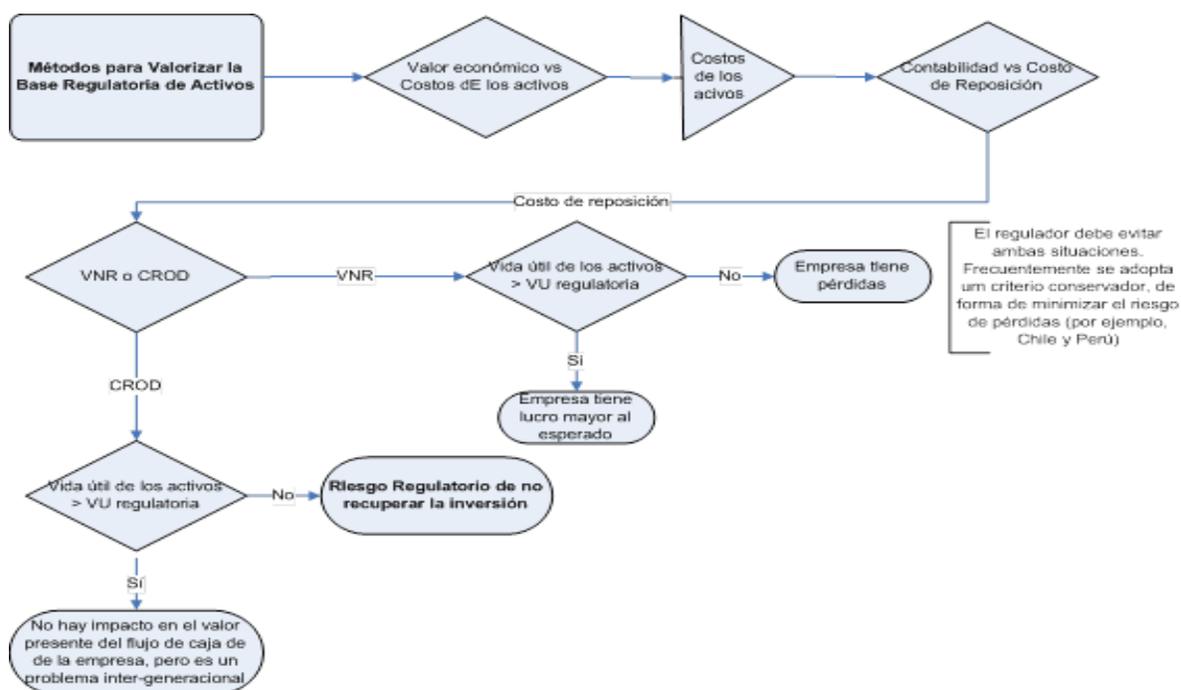
³⁹². Este método es también conocido por su denominación en inglés *Gross Optimised Replacement Cost* (GORC), ya que no incluye la depreciación. Es decir, en cada momento del tiempo se determina la mejor opción para la prestación de los servicios demandados, sin considerar la antigüedad de los activos existentes, ni la vida remanente de los mismos; en el proceso de sustitución de activos por otros equivalentes se incluyen los cambios tecnológicos.

- **Costo de Reposición Optimizado y Depreciado (CROD)**

³⁹³. El Costo de Reposición Optimizado y Depreciado (CROD) es el costo de la red existente al valor de un Activo Equivalente Moderno (“*Modern Equivalent Asset*”) que ha sido optimizado desde el punto de vista de la ingeniería y ajustado por las depreciaciones correspondientes a su antigüedad.

394. Del análisis de ambos métodos se puede concluir que:
- Cuando una empresa tiene capacidad ociosa y activos desadaptados, el método CROD resultará en una base de activos mayor (parcialmente compensada por las depreciaciones y por el uso efectivos de la capacidad) y, por lo tanto, mayores tarifas que las estimadas por el método VNR.
 - Si la empresa tiene activos viejos, el método VNR resultará en valores más altos que los encontrados por el método CROD. En ese sentido, el VNR-ER da resultados que son independientes de la edad de los activos.
395. La vinculación entre la antigüedad de los activos, los métodos de valorización de los mismos y los resultados de la empresa se presenta en el siguiente esquema.

Figura 48. Métodos de Valuación de Activos CROD vs VNR



Fuente: Elaboración propia

396. La metodología para la incorporación de dichas sensibilidades en el modelo consiste en determinar la anualidad de capital en forma diferenciada según se trate de VNR o DORC; para el caso de VNR la anualidad de capital se determina mediante la aplicación del factor de

recupero de la inversión sobre la base de activos (ABS o activos básicos de servicio). Para el caso del método DORC la anualidad de los activos se determina como la suma de la depreciación anual de los activos más la rentabilidad del capital sobre la base neta de activos.

i. Activos No Eléctricos

- ³⁹⁷. La normativa salvadoreña distingue los activos eléctricos de los activos no eléctricos, los primeros son denominados Activos Básicos del Servicio (ABS), en tanto que los segundos son denominados Activos Generales de Distribución (AGD) y comprenden las categorías de *Hardware, Software, Muebles e Inmuebles*.
- ³⁹⁸. La metodología empleada en el modelo para determinar la Base de AGD consistió en aplicar un porcentaje, para cada uno de los rubros antes mencionados, sobre los (ABS), dicho porcentaje es determinado con base a una empresa específica correspondiente a la revisión tarifaria del año 2011.
- ³⁹⁹. En lo atinente a la anualidad de los AGD, la misma se determina por medio del método VNR.

ii. Edad de los activos

- ⁴⁰⁰. Un punto de particular importancia es el relacionado con la edad de los activos eléctricos, debido a la estrecha vinculación con el método de valuación de la base adoptado (VNR o DORC). En el modelo se plantea la posibilidad de segmentar los activos correspondientes a cada nivel de tensión en función de la antigüedad de los mismos, de este modo se puede plantear escenarios con activos jóvenes, viejos o con un determinado porcentaje de depreciación acumulada. Estos escenarios influyen directamente en la base de activos regulatorios y por ende en el costo de distribución.

iii. Otras Inversiones

- ⁴⁰¹. Como parte de los Activos Básicos del Servicio (ABS) se encuentran incorporadas las inversiones realizadas con fondos de terceros, donaciones y subsidios, las cuales no deben formar parte de los costos base para la determinación tarifaria. Es decir, la tarifa no debe

remunerar dichas inversiones ya que fueron financiadas con fondos ajenos a la empresa; adicionalmente dichas inversiones no deben generar rentabilidad para las empresas; por lo anterior estas inversiones son excluidas de la base de ABS.

402. La metodología propuesta para depurar dichas inversiones en el modelo de estática comparativa consiste en reducir de la base ABS el monto correspondiente a las inversiones de terceros, el cual es calculado como un porcentaje de los ABS, que se determina a partir de los valores informados por las empresas distribuidoras y aprobados en la revisión tarifaria del año 2011.
403. Otro rubro importante es el relacionado a las inversiones para la mejora en la calidad de los servicios, dichas inversiones fueron tratadas en forma separada en la revisión tarifaria, el tratamiento dado en modelo consiste en adicionar a los ABS un porcentaje correspondiente a dichas inversiones.
404. Resumiendo, los activos que conforma la base ABS son ajustados para tomar en consideración las inversiones en calidad y excluir las realizadas con fondos de terceros. Una vez determinada la base ABS ajustada son aplicados los criterios de valuación VNR o DORC según se escoja por el analista.

iv. Tasa de Costo de Capital

405. Si bien la normativa establece como tasa de costo de capital un valor fijo de 10%, en el modelo fue sensibilizado el valor de dicho parámetro para incluir la posibilidad de cuantificar el impacto de potenciales modificaciones.

v. Costos de Distribución

406. En lo referente al bloque regulatorio correspondiente a los costos de distribución de energía eléctrica, dichos costos surgen de la suma de las siguientes categorías de costos:
- costos directos de operación y mantenimiento de red,
 - costos directos de lectura,
 - costos indirectos dados por actividades administrativas y comerciales

- costo de capital de trabajo
- costo por energía no suministrada.

407. El tratamiento dado en el modelo a cada grupo de costos es el que se presenta a continuación.
408. Costos de O&M: incluyen los costos informados por el distribuidor mediante el Sistema Único de Cuentas (SUC), las activaciones de dichos costos y costos adicionales, para el primer grupo se supone que los mismos presentan una evolución dada por la variación de la extensión de la red, la cual en última instancia es el producto entre el crecimiento proyectado de la demanda y la fracción de dicho crecimiento que es horizontal, es decir que implica expansión de la red. Los costos adicionales y las activaciones se consideraron como un porcentaje del costo informado (SUC).
409. Costos de Lectura: son determinados como un porcentaje de los costos directos de O&M de red. Merece destacarse que generalmente los costos de lectura son asignados a las actividades de comercialización, por lo en el modelo se incluye la posibilidad de trasladar el costo de lectura al cargo de comercialización. Esta situación es modelizada como escenario 1.
410. Costos Indirectos: los costos indirectos se refieren a las actividades de administración y ciertos procesos de comercialización, en la modelización, el valor inicial de dicho rubro de costos fue determinado con base en la información provista por las empresas en oportunidad de la revisión tarifaria del año 2011, dicho valor se supone constante en todo el horizonte de proyección del modelo debido a que se considera que los drivers físicos tradicionales como ser clientes, energía distribuida, extensión de la red, no guardan relación con la determinación de dichos costos.
411. Costo de Capital de Trabajo: se corresponde al stock de dinero que se requiere mantener inmovilizado para cumplir con los pagos de las obligaciones corrientes en el transcurso que opera el ciclo de facturación y cobranza. Este valor se ajusta en función de la energía facturada.
412. Costo por energía no suministrada: para calcular este rubro que en la normativa es denominado Valor Esperado del Costo de Falla se multiplica el costo de la energía, dado por el precio de venta final a usuarios, por un factor de valoración de la falla, que acorde a la normativa es 2; es

decir el costo de la interrupción es valorado al doble del precio de la energía final a usuarios, así se obtiene el valor de cada kWh interrumpido. Por otra parte se calcula la energía no suministrada como el producto de la energía total facturada por un coeficiente de salida forzada del sistema. Finalmente multiplicando la energía no suministrada por la valoración de la falla se tiene el costo por la energía no suministrada.

- ⁴¹³. Un aspecto importante a destacar es que en el modelo no se presenta la opción de establecer políticas de eficiencia en los costos de operación, ya que el objetivo del modelo es constituir una herramienta de análisis de estática comparativa para la caracterización de ciertas particularidades de la prestación del servicio en El Salvador, y no el de ser una herramienta de política regulatoria o de gestión empresarial.

B. Costos de Comercialización

- ⁴¹⁴. En lo relacionado con los costos de comercialización, los mismos están asociados a las actividades de atención al cliente, facturación y cobranza. La metodología para la determinación de dichos costos consiste en estimar los costos generales para cada una de las actividades antes mencionadas y posteriormente asignar dicho costo a las categorías de clientes de Gran Demanda, Mediana Demanda y Pequeña Demanda con una fórmula que está basada en la cantidad de clientes de cada categoría.
- ⁴¹⁵. La lógica de proyección de los costos de comercialización es que para cada una de las tres actividades antes citadas se determina un costo unitario calculado en función del número de clientes.

C. Pérdidas

- ⁴¹⁶. El bloque regulatorio que resta por incluir es el referido a las pérdidas técnicas y no técnicas reconocidas en la tarifa. Al respecto existen, a nivel general, dos grandes aristas para el tratamiento de dicho bloque, por una parte se encuentra la problemática de la determinación del valor o porcentaje de pérdidas que resulta eficiente reconocer a las empresas, y por otro lado se encuentra la definición y traslado a tarifa de los planes de inversión necesarios para reducción de pérdidas.

- ⁴¹⁷. En el modelo simplificado las pérdidas son incorporadas en la determinación de los cargos de distribución mediante un ajuste del denominador de la fórmula tarifaria que representa un reconocimiento de que cierto nivel de energía se pierde en el proceso de distribución. La formulación matemática es equivalente a la del *grossing-up* impositivo, es decir se divide el cargo monómico de distribución correspondiente por uno menos el porcentaje de pérdida a reconocer.